



Relazione finanziaria semestrale

2021

al 30 Giugno 2021

We are #SDGsContributors

PREMESSE

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2021, 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 intermedia sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in milioni di 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 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, dell'idroelettrico e del solare 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 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.

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, l'impatto della pandemia COVID-19, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

INDICE

Il Gruppo

Organi societari	4
Profilo del Gruppo	5
Aree geografiche di attività al 30 giugno 2021	6
Area di consolidamento al 30 giugno 2021	7
Modello organizzativo	8
Strategia e Piano Industriale	9
Variatione perimetro di business	12
ERG in Borsa	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	15

Risultati del periodo e Scenario

Sintesi dei risultati	18
Risultati per settore	19
Commento ai risultati del periodo	20
Risultati del periodo - Business	23
Mercato di riferimento	23
Vendite del Gruppo	25
Eolico	26
Solare	33
Idroelettrico	34
Termoelettrico	37
Quadro normativo – Incentivi	39
Aggiornamenti normativi e istituzionali di rilievo	43

Prospetti contabili, Indicatori Alternativi di Performance (IAP) e altre informazioni

Prospetti contabili	46
Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	57

Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	64
Evoluzione prevedibile della gestione	65

Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	66
---	----

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*²
GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri
LUCA BETTONTE *(non esecutivo)*
EMANUELA BONADIMAN *(indipendente)*³
MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*³
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*
ELENA GRIFONI WINTERS *(indipendente)*³
FEDERICA LOLLI *(indipendente)*³
ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*³
MARIO PATERLINI *(indipendente)*³

COLLEGIO SINDACALE⁴

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

MICHELE PEDEMONTE⁵

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁶

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

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 e a quanto contenuto nel vigente Codice di Auto-disciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

4 Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

5 Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

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

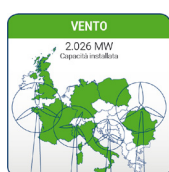
PROFILO DEL GRUPPO

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 & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le attività di *Operation & Maintenance* dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché dell'impianto CCGT di Priolo e delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni⁷. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

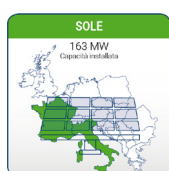
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di circa 3.200 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

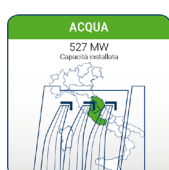
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 2.025 MW di potenza installata. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (932 MW operativi), in particolare in Francia (455 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



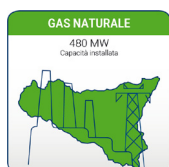
Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 163 MW di potenza installata, di cui 141 MW in Italia, con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni, e 22 MW in Francia con 2 impianti acquisiti nel primo semestre di quest'anno.



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 (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.

⁷ La manutenzione delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni è gestita da personale della controllata ERG Hydro

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 GIUGNO 2021

TOTALE: 3.195 MW

Eolico: 2.025 MW (1.093 MW Italia e 932 MW Estero)

Solare: 163 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

In construction/RTB: 398 MW

UK: 249 MW

Polonia: 60 MW

Francia: 27 MW

Svezia: 62 MW

FRANCIA

Eolico: 455 MW

Solare: 22 MW

ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

GERMANIA

Eolico: 272 MW

POLONIA

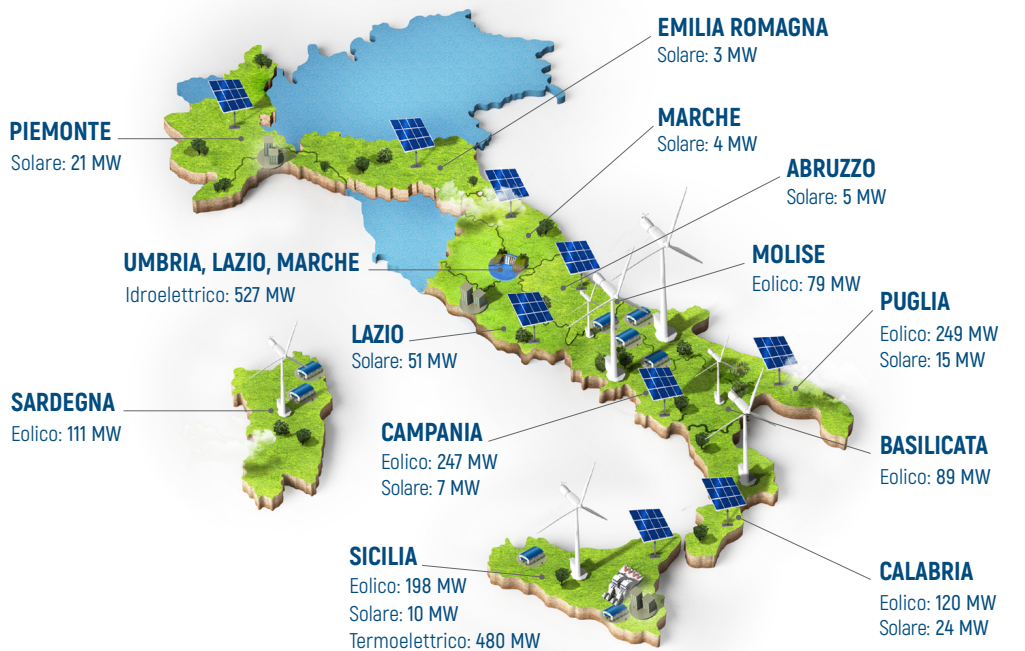
Eolico: 82 MW

ROMANIA

Eolico: 70 MW

BULGARIA

Eolico: 54 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

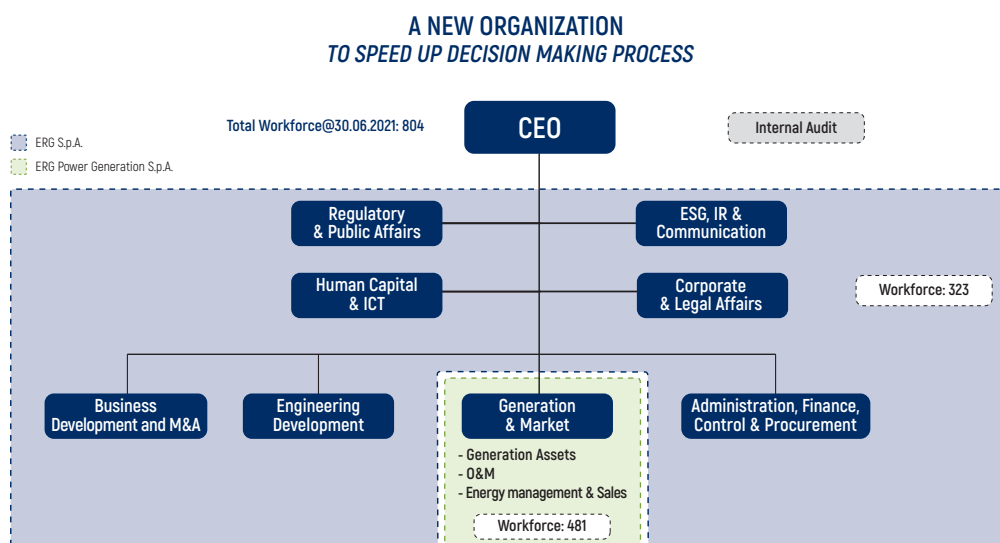
AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2021



MODELLO ORGANIZZATIVO

L'assetto del Gruppo si caratterizza per un forte orientamento alla logica di processo e all'abilitazione delle leve strategiche di business prevedendo la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A.- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei recenti cambiamenti organizzativi avvenuti nel mese di aprile 2021 la società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- 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.



STRATEGIA E PIANO INDUSTRIALE

Nel mese di maggio 2021 ERG ha presentato alla Comunità Finanziaria il Piano Industriale 2021-2025 che integra al suo interno il Piano ESG, allineato ai Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite.

In coerenza con la mission del Gruppo *"keep growing in RES acting as #SDGsContributor"*, la strategia di ERG continuerà ad essere focalizzata sulla crescita nelle rinnovabili attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica e la progressiva securizzazione dei ricavi.

Una nuova organizzazione e una mirata attività di re-skilling supporteranno il nuovo piano, che sarà caratterizzato da una stretta integrazione tra strategia di business e obiettivi ESG e garantito da una solida struttura finanziaria.

L'action plan per il periodo 2021-2025 è basata su:



1. **Repositioning Portfolio:** Riposizionamento del portafoglio su base "quasi-regolata" con maggiore capacità installata nelle tecnologie RES pure (Wind & Solar), ricavi maggiormente securizzati ed un incremento della diversificazione geografica e tecnologica.
2. **Reinforcing Organization:** Rafforzamento dell'organizzazione, in particolare nelle aree di Business Development e Sales.
3. **Rotating Invested Capital:** Rotazione del Capitale, prevedendo un approccio flessibile per cogliere opportunità per accelerare ulteriormente la nostra crescita nell'eolico e nel solare.




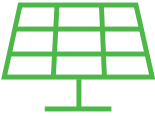

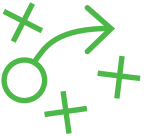

L'obiettivo a fine piano è di raggiungere una potenza installata di 4,7 GW con un incremento di 1,5 GW attraverso:

- progetti in costruzione in UK, Polonia, Francia e Svezia: +0,4 GW;
- progetti di repowering nell'eolico in Italia +0,2 GW (su base differenziale);
- progetti greenfield nell'eolico e nel solare: +0,3 GW;
- operazioni di M&A e sviluppo pipeline + 0,6 GW.

Si ricorda che i target di cui sopra sono elaborati, in coerenza con il piano industriale, a parità di perimetro, quindi includendo il contributo di tutte e 4 le tecnologie. Nel frattempo, come noto, in questi mesi ERG ha avviato un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Idro e Termoelettrico a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di Business.

L'EBITDA atteso è di circa 550 milioni di euro nel 2025, per l'80% di natura quasi-regolata, grazie alla partecipazione ad aste competitive per l'aggiudicazione di CFD o contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, PPA (Power Purchase Agreements).

Gli investimenti relativi alla strategia delineata ammontano complessivamente a circa 2,1 miliardi di euro, di cui 1,9 miliardi destinati alla crescita nelle rinnovabili, e un indebitamento a fine 2025 pari a 2,0 miliardi di euro vs 1,4 miliardi di euro a fine 2020.

	KEY 2021-2025 STRATEGIC GUIDELINES	ERG'S 2021-2025 TARGETS
 <p>Growth in scale</p>	Setting high growth ambition RES portfolio	+1.5GW through RPW, Greenfield and M&A
 <p>Energy Sales / Management</p>	Securing energy sales through PPA/CfD	80% regulated
 <p>Geographical diversification</p>	Positioning over multiple geographies	~10% countries (vs 7 @2020)
 <p>Solar as strategic pillar</p>	Wind and solar as growth drivers, with solar gaining share	+~0.5GW of solar PV
 <p>Seed in innovation</p>	Capturing opportunities in Storage & other technologies	Scouting of opportunities
 <p>Conventional is "legacy"</p>	RES-centricity on asset base and development.	Opportunity of Asset Rotation
 <p>Integration of ESG</p>	ESG fully integrated in business strategy	ESG Plan

La strategia ESG di ERG si fonda su quattro “pillars”, già alla base della rendicontazione 2020, strettamente correlati ed integrati nel nostro modello di business:

1. **Planet:** lotta al climate change;
2. **Engagement:** impegno a favore dei territori;
3. **People:** attenzione alla crescita e al benessere delle persone;
4. **Governance:** principi ed organi di gestione ispirati alle best practice.

Il piano ESG prevede 13 obiettivi, ben definiti e misurabili attraverso KPI monitorati costantemente, nell’ottica di garantire un reale contributo alla creazione di valore nel tempo a tutti i nostri stakeholders e al raggiungimento degli SDGs stabiliti dalle Nazioni Unite, inseriti nel sistema di incentivazione a breve e a lungo termine del management.

All’interno dei 13 target abbiamo identificato 8 priorità strategiche che saranno gli elementi distintivi del nostro piano ESG e 5 obiettivi su progetti già avviati nell’ottica di un continuous improvement.

	PRIORITÀ STRATEGICHE	PROGETTI GIÀ AVVIATI
 <p>Planet</p>    	<ul style="list-style-type: none"> • Carbon Neutrality • >98% Circular 	<ul style="list-style-type: none"> • Energy Efficiency
 <p>Engagement</p>    	<ul style="list-style-type: none"> • Education for Next Generation • >1% for the Community 	<ul style="list-style-type: none"> • Trust & Reputation
 <p>People</p>    	<ul style="list-style-type: none"> • Re-skilling & Agile Transformation • Inclusion & Diversity 	<ul style="list-style-type: none"> • Health and Safety always
 <p>Governance</p>    	<ul style="list-style-type: none"> • ESG objectives into MBO and LTI • Enhancing Governance model 	<ul style="list-style-type: none"> • Tax Control Framework abroad • Sustainable Procurement

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO SEMESTRE 2021

Eolico - Svezia

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia.

Il progetto prevede l'installazione di 10 turbine Siemens Gamesa da 6.2 MW di ultimissima generazione la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO₂ evitata ogni anno. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di Euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione.

BayWa r.e supporterà ERG durante tutta la fase di costruzione fino alla messa in esercizio dell'impianto.

Eolico, Solare – Francia

In data **24 giugno 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.

L'entrata media in esercizio del portafoglio è il 2017, gli impianti beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2034. La produzione totale stimata annua è di 174 GWh, pari a oltre 2400 ore equivalenti per gli asset eolici e oltre 1200 ore equivalenti per quelli fotovoltaici e corrispondenti a 95 kt di emissione di CO₂ evitata ogni anno. Il valore dell'operazione in termini di equity value è di 45 milioni di Euro. L'Ebitda medio atteso è di circa 11 milioni di Euro e la posizione finanziaria netta a fine 2020 di 101 milioni di Euro.

L'operazione ha consentito ad ERG di fare il proprio ingresso nel mercato fotovoltaico francese e di incrementare la potenza installata a quasi 500 MW in Francia, in coerenza con gli obiettivi di Mergers & Acquisitions previsti nel Piano Industriale a sostegno della propria crescita.

In considerazione del fatto che le società sono state acquisite alla fine del semestre, la presente Relazione riflette solo gli effetti patrimoniali del consolidamento dei nuovi asset, non essendo significativo il contributo a conto economico. Se le società fossero state consolidate retroattivamente dal 1° gennaio 2021 le società acquisite avrebbero contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 7,5 milioni di Euro ed un margine operativo lordo adjusted pari a 5 milioni di Euro.

ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2021 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 25,00 Euro, in crescita (+6,8%) rispetto a quella della fine dell'anno 2020, a fronte di un analogo andamento nello stesso periodo degli indici di borsa FTSE All Share (+13,8%) e FTSE Mid Cap (+24,1%) e di un calo dell'Euro Stoxx Utilities Index (-3,8%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,32 Euro (14 maggio 2021) ed un massimo di 27,54 Euro (26 gennaio 2021).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2021:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.06.21	25,00
Prezzo massimo (26.01.21) ⁽¹⁾	27,54
Prezzo minimo (14.05.21) ⁽¹⁾	22,32
Prezzo medio	25,09

(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.

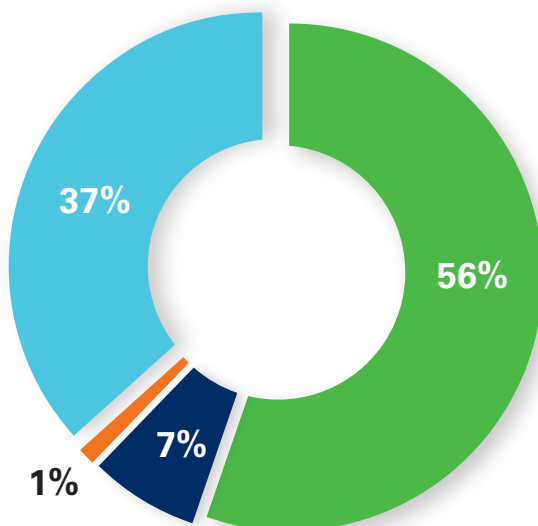
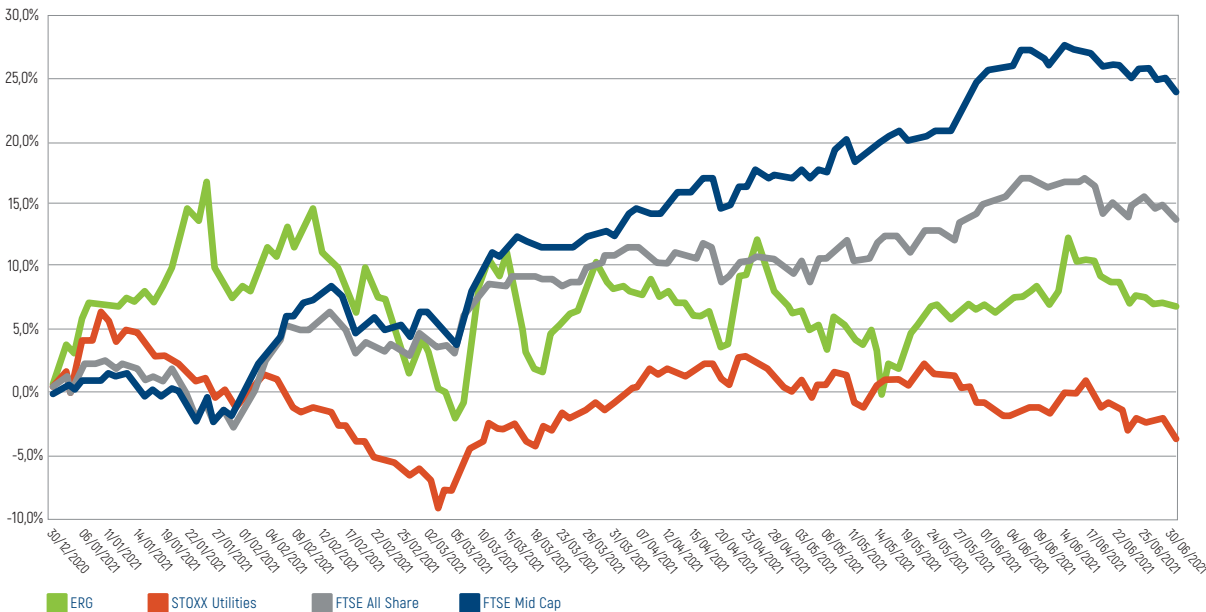
Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (16.04.21)	1.711.009
Volume minimo (25.06.21)	70.324
Volume medio	308.532

La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 3.758 milioni di Euro (3.517 milioni alla fine del 2020).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.081.983.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2021

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap
Variazione % dal 30/12/2020 al 30/06/2021



ERG S.p.A. (azioni proprie) Polcevera S.r.l. San Quirico S.p.A. Altri inferiori al 3%

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
28 gennaio 2021	Eolico	ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha siglato un accordo quadro con ENERCON GmbH per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di circa 190 MW, destinati ad alcuni progetti di repowering in Italia e a un progetto greenfield nel Regno Unito. L'accordo, del valore potenziale di 120 milioni di Euro, comprende, oltre alla fornitura, il trasporto, l'installazione, il commissioning e la manutenzione prevista nella prima fase di vita degli aerogeneratori.	Comunicato Stampa del 28/01/2021
28 gennaio 2021	Corporate	Esercizio dell'opzione di riscatto di tutte le Obbligazioni rimanenti emesse il 19 luglio 2017, per un importo nominale complessivo di Euro 25.000.000.	Comunicato Stampa del 28/01/2021
14 aprile 2021	Eolico	ERG ha ottenuto le Autorizzazioni Uniche nell'ambito del progetto Repowering per i parchi eolici di Mineo, Militello, Vizzini e Monreale/Partinico, siti nella regione Sicilia, per una potenza complessiva di 143 MW.	
21 aprile 2021	Corporate	ERG entra a far parte dello "S&P Global Clean Energy Index", l'indice di borsa di Standard & Poor's che racchiude 82 aziende a livello internazionale protagoniste nella produzione di energia green e con elevati standard ESG. L'inclusione da parte di S&P nell'indice Global Clean Energy, con un peso di 0,34%, rappresenta un ulteriore importante riconoscimento dell'impegno continuo di ERG nello sviluppo di un portafoglio RES coerente con la lotta al climate change, e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile che considera le tematiche ESG come elemento essenziale della catena del valore	Comunicato Stampa del 21.04.2021
26 aprile 2021	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2020 e ha deliberato il pagamento di Euro 0,75 per azione, ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, ha confermato Edoardo Garrone alla Presidenza e ha approvato il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023). Il Consiglio di Amministrazione riunitosi alla stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e ha nominato Paolo Luigi Merli nuovo Amministratore Delegato.	Comunicato Stampa del 26.04.2021

27 aprile 2021	Eolico Solare	<p>ERG e Renergetica società operante nello sviluppo di progetti da fonti rinnovabili sul mercato internazionale e quotata sul mercato AIM Italia gestito da Borsa Italiana, hanno firmato un accordo di co-sviluppo nel mercato spagnolo su progetti Greenfield nel settore fotovoltaico ed eolico, con un obiettivo a regime di sviluppare circa 100 MW all'anno. Renergetica in una prima fase supporterà ERG nell'acquisizione di progetti Ready to Build e in Operations.</p>	Comunicato Stampa del 27.04.2021
10 maggio 2021	Eolico	<p>ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e., dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di Euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione.</p>	Comunicato Stampa del 10.05.2021
14 maggio 2021	Eolico	<p>ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation, e TIM, Gruppo leader in Italia e Brasile nel settore ICT, attraverso la propria controllata Telenergia, hanno sottoscritto un corporate PPA (Power Purchase Agreement) di durata decennale per la fornitura di 3,4 Terawattora (TWh) di energia green per il periodo 2022-2031.</p> <p>L'accordo, il più grande mai siglato tra due aziende italiane, prevede la fornitura a TIM di energia 100% 'green' direttamente dal portafoglio di ERG proveniente da impianti eolici. La fornitura avverrà, per una parte, in modalità 'baseload' e, per una parte, 'pay as produced' dagli impianti eolici oggetto di interventi di 'reblading' di Lacedonia Monteverde (Av) ed Avigliano (Pz) a partire dal 2023, con la possibilità di aumentarne il volume includendo altri progetti di potenziamento previsti da ERG sulla sua flotta eolica.</p>	Comunicato Stampa del 14.05.2021
24 giugno 2021	Eolico Solare	<p>ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France, ha perfezionato in data odierna l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.</p>	Comunicati Stampa del 21.05.2021 e 24.06.2021

Emergenza Covid-19

Nel corso del 2021 è proseguita l'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale COVID-19: in tale contesto ERG ha continuato a mettere 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, come raccomandato anche dalle Autorità competenti, è il lavoro agile (smart working), esteso a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta (100% 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.

Nel corso del primo semestre 2021 la prestazione lavorativa è continuata in modalità Smart Working cinque giorni su cinque. A partire dal mese di luglio, sino a nuova informativa, tale modalità è stata confermata per due giorni lavorativi alla settimana. Tale possibilità, come in precedenza, è estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane del Gruppo laddove questa modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate e assicurati la massima attenzione nel garantire la piena continuità delle attività aziendali.

ERG continua a gestire 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 del Protocollo anti-Covid negli ambienti di lavoro, delle indicazioni delle Autorità Competenti e di concerto con le Organizzazioni Sindacali. I documenti Aziendali che regolamentano le azioni intraprese sono stati messi a disposizione di tutto il personale in un'apposita sezione della intranet aziendale e sono oggetto di periodico aggiornamento.

Nel più ampio quadro della campagna nazionale di vaccinazioni in atto e con l'intento di contribuirvi in maniera proattiva, ERG ha effettuato una campagna informativa sui vaccini, con l'obiettivo di favorire l'adesione delle persone in maniera consapevole. L'iniziativa è stata affidata ai Responsabili interni dei Servizi di Prevenzione e Protezione ed ai medici aziendali delle varie sedi.

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 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020 ed ulteriori 39 ingressi nel corso del primo semestre 2021 al fine di supportare il percorso di crescita della società. 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.

SINTESI DEI RISULTATI

Adjusted ⁽¹⁾		Reported ⁽²⁾		Adjusted ⁽¹⁾	
Anno		1° semestre		1° semestre	
2020	(milioni di Euro)	2021	2020	2021	2020
PRINCIPALI DATI ECONOMICI					
974	Ricavi	526	498	526	498
481	Margine operativo lordo	281	265	281	263
183	Risultato operativo netto	143	112	147	114
107	Risultato netto	93	74	100	71
106	di cui Risultato netto di Gruppo	92	72	100	70
PRINCIPALI DATI FINANZIARI					
3.209	Capitale investito netto⁽³⁾	3.510	3.310	3.400	3.236
1.770	Patrimonio netto	1.706	1.731	1.708	1.733
1.439	Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.804	1.579	1.692	1.503
417	di cui Project Financing non recourse ⁽⁴⁾	494	783	494	783
45%	Leva finanziaria	51%	48%	50%	46%
49%	Ebitda Margin %	53%	53%	54%	53%
DATI OPERATIVI					
1.967	Capacità installata impianti eolici a fine periodo			2.025	1.967
3.911	Produzione di energia elettrica da impianti eolici			1.994	2.208
480	Capacità installata impianti termoelettrici			480	480
2.441	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici			1.050	1.131
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo			527	527
1.097	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici			998	553
141	Capacità installata impianti solari a fine periodo			163	141
228	Produzione di energia elettrica da impianti solari			115	120
14.897	Vendite totali di energia elettrica			7.504	7.607
156	Investimenti ⁽⁵⁾			311	86
784	Dipendenti a fine periodo			804	765
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁶⁾					
119	Eolico Italia			123	119
96	Eolico Germania			97	97
89	Eolico Francia			89	90
78	Eolico Polonia			84	72
66	Eolico Bulgaria			78	61
56	Eolico Romania			81	52
n.a.	Eolico UK			n.a.	n.a.
315	Solare Italia			326	311
109	Idroelettrico			104	107
35	Termoelettrico ⁽⁷⁾			29	30

(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 188 milioni effettuati nel primo semestre 2021.

(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.

(7) Relativamente al termoelettrico si intende il margine di contribuzione al netto dei costi variabili associati (tra cui i principali CO₂, gas).

RISULTATI PER SETTORE

Anno 2020	(milioni di Euro)	1° semestre		Δ
		2021	2020	
	RICAVI ADJUSTED			
402	Eolico	215	225	(10)
73	Solare	38	38	(0)
118	Idroelettrico	104	59	46
381	Termoelettrico ⁽¹⁾	168	176	(8)
36	Corporate	18	17	1
(36)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(18)	(17)	(1)
974	Ricavi adjusted	526	498	28
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED			
282	Eolico	157	166	(9)
66	Solare	34	35	(1)
81	Idroelettrico	84	40	43
67	Termoelettrico ⁽¹⁾	15	30	(15)
(15)	Corporate	(8)	(8)	0
481	Margine operativo lordo adjusted	281	263	18
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(165)	Eolico	(76)	(84)	8
(42)	Solare	(20)	(21)	0
(57)	Idroelettrico	(22)	(29)	7
(30)	Termoelettrico	(15)	(15)	(0)
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(298)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(135)	(149)	15
	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED			
118	Eolico	81	83	(2)
23	Solare	13	14	(1)
24	Idroelettrico	62	11	50
37	Termoelettrico ⁽¹⁾	0	15	(15)
(19)	Corporate	(9)	(10)	0
183	Risultato operativo netto adjusted	147	114	33
	INVESTIMENTI ⁽²⁾			
127	Eolico	277	71	206
2	Solare	24	1	23
6	Idroelettrico	3	2	1
18	Termoelettrico	7	12	(5)
2	Corporate	1	1	(0)
156	Totale investimenti	311	86	225

(1) Include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. Relativamente ai ricavi, la quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 30 milioni (26 milioni nel 2020).

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo semestre 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 526 milioni, in aumento di 28 milioni rispetto al primo semestre 2020 (498 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico, dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia e del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh). Questi effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione della produzione dell'eolico all'estero e dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted⁸**, al netto degli special item, si attesta a 281 milioni, in aumento di 18 milioni rispetto ai 263 milioni registrati nel primo semestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-9 milioni)**: margine operativo lordo pari a 157 milioni, in diminuzione rispetto al 2020 (166 milioni) per effetto del minor risultato estero, pari a 52 milioni (70 milioni nell'analogo periodo del 2020), che ha risentito di scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del primo semestre 2020 (925 GWh nel 2021 rispetto ai 1.146 GWh del 2020), in un contesto generale di ripresa dello scenario di mercato. Tali effetti sono solo in parte compensati dal miglior risultato in Italia, pari a 105 milioni (97 milioni del primo semestre 2020) prevalentemente per effetto del miglior scenario di mercato e del maggior valore dell'incentivo GRIN.
- **Solare (-1 milione)**: il margine operativo lordo, pari a 34 milioni, risulta sostanzialmente in linea al primo semestre 2020 (35 milioni) con volumi lievemente inferiori (115 GWh nel primo semestre 2021 rispetto ai 120 GWh del primo semestre 2020) in gran parte compensati dai migliori prezzi di mercato in rialzo rispetto a quello dell'analogo periodo del 2020.
- **Idroelettrico (+43 milioni)**: margine operativo lordo di 84 milioni (40 milioni nel primo semestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto al primo semestre 2020 (998 GWh nel primo semestre 2021 rispetto ai 553 GWh del primo semestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici. Le importanti precipitazioni nella parte finale del 2020 e nei primi mesi dell'anno 2021 hanno determinato livelli degli invasi superiori rispetto alla media storica.
- **Termoelettrico (-15 milioni)**: il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 15 milioni, è inferiore rispetto

⁸ Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni.

ai 30 milioni del primo semestre 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 12 milioni, in parte compensati da maggiori margini derivanti dai servizi di dispacciamento. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione a seguito del significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato dalle operazioni di copertura. Si ricorda inoltre che il primo semestre 2020 aveva beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 147 milioni (114 milioni nel primo semestre 2020) dopo ammortamenti per 135 milioni, in decremento rispetto al primo semestre 2020 (149 milioni) principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 100 milioni in aumento rispetto al primo semestre 2020 (70 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (16 milioni) sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al primo semestre 2020 (25 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso del secondo semestre del 2020.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 92 milioni in aumento rispetto ai 72 milioni del primo semestre 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate.

Nel primo semestre 2021 gli **investimenti** sono stati pari a **311 milioni** (86 milioni nel primo semestre 2020) e si riferiscono principalmente alla recente acquisizione di parchi eolici e solari in Francia (per 147 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni). Nel corso del semestre sono stati effettuati **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** di cui il 91% nel settore Eolico (63% nel primo semestre 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW, Polonia per 60 MW e Svezia per 62MW; il 6% si riferisce al settore Termoelettrico (28% nel primo semestre 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato, che garantiranno la qualifica di CAR (Cogeneratività Alto Rendimento) per il modulo 1 del CCGT per altri dieci anni, il 2% al settore Idroelettrico (6% nel primo semestre 2020), l'1% al settore Solare (2% nel primo semestre 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel primo semestre 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.692 milioni**, in aumento (252 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia e

in Svezia (188 milioni), gli investimenti del periodo (123 milioni) principalmente legati ai parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi (113 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (86 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (258 milioni ⁹) ed altre poste positive (23 milioni).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 108 milioni.

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 2021 a circa 113 milioni.

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 2020		1° semestre	
		2021	2020
	Scenario prezzi (Euro/MWh)		
	Italia		
38,9	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	67,0	32,2
37,8	Prezzo energia elettrica zona Nord	66,7	31,4
38,7	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	66,5	32,1
39,7	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	66,8	33,1
39,0	Prezzo energia elettrica zona Sud	66,2	32,6
39,0	Prezzo energia elettrica Sardegna	65,7	32,1
46,2	Prezzo energia elettrica Sicilia	70,7	36,1
n.a	Prezzo energia elettrica Calabria	66,1	n.a.
45,3	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	74,9	36,4
45,0	Prezzo zonale Centro Sud (peak)	73,0	36,5
99,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	109,4	99,1
	Estero		
32,2	Francia (Energia Elettrica base load)	58,5	23,7
30,7	Germania (Energia Elettrica base load)	55,0	23,8
77,8	Polonia	95,4	71,6
46,8	di cui (Energia Elettrica base load)	62,4	40,5
31,0	di cui Certificati d'Origine	33,0	31,1
39,3	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	58,9	33,9
68,8	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	89,5	63,3
39,4	di cui Energia Elettrica base load	60,1	33,9
29,4	di cui Certificato Verde	29,4	29,4
37,6	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	81,3	31,2
39,6	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	78,1	32,7

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia – Domanda e produzioni

Anno 2020		1° semestre	
		2021	2020
	Mercato Italia ⁽¹⁾ (GWh)		
302.751	Domanda	154.861	143.608
2.557	Consumo pompaggi	1.420	1.353
32.200	Import/Export	21.891	13.935
273.108	Produzione interna ⁽²⁾	134.390	131.026
	di cui		
175.376	<i>Termoelettrica</i>	83.894	81.210
47.990	<i>Idroelettrica</i>	23.787	23.273
5.646	<i>Geotermica</i>	2.747	2.845
18.547	<i>Eolica</i>	10.760	10.345
25.549	<i>Fotovoltaico</i>	13.202	13.353

(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 2021**, la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 155 TWh, in aumento del 7,8% rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2020. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 9,2 TWh, in aumento (+5,4%) rispetto al primo semestre 2020, 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 21,5 TWh (+7,7%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 134,4 TWh, in diminuzione del 2,6% rispetto al primo semestre 2020, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 21,9 TWh (+57,1 % rispetto al primo semestre 2020).

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 2020 risultano in aumento le produzioni derivanti da tutte le fonti ad eccezione della produzione fotovoltaica che registra una riduzione dell'1,1%.

VENDITE DEL GRUPPO

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'UO di Energy Management & Sales 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 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 7,5 TWh (7,6 TWh nel primo semestre 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 4,2 TWh (4,0 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 0,9 TWh all'estero e 3,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel primo semestre 2020).

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)			VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	
	1° semestre			1° semestre	
	2021	2020		2021	2020
Wind - produzione eolica Italia	1.070	1.062	Energia elettrica venduta a clienti captive	247	197
Wind - produzione eolica Estero	925	1.146			
Solare - produzione fotovoltaica	115	120			
CCGT - produzione termoelettrica	1.050	1.131	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	6.332	6.264
Hydro - produzione idroelettrica	998	553	Energia elettrica venduta all'estero	925	1.146
ERG Power Generation - acquisti	3.347	3.595			
Totale	7.504	7.607	Totale	7.504	7.607

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 dall'unità operativa Energy Management & Sales 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, anche attraverso l'utilizzo di Power Purchase Agreement (PPA).

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.

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 2020	1° semestre		Δ	Δ%	
	2021	2020			
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%
874	Eestero	932	874	58	7%
	di cui				
272	Germania	272	272	0	0%
397	Francia	455	397	58	15%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
1.967	Potenza installata complessiva a fine periodo⁽¹⁾	2.025	1.967	58	3%

(1) potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 30 giugno 2021, pari a 2.025 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 750 MW incentivati) e per 932 MW a parchi all'estero (di cui 910 MW incentivati). Nel primo semestre, la capacità in Francia è aumentata di 58 MW a seguito della recente acquisizione di cinque parchi eolici, avvenuta a fine semestre 2021.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre	
		2021	2020
402	Ricavi adjusted	215	225
282	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	157	166
(165)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(76)	(84)
118	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	81	83
127	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	277	71
70%	Ebitda Margin % ⁽²⁾	73%	74%
3.911	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	1.994	2.208

(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 2021** risultano in diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni Estero rispetto a quelle particolarmente elevate del primo semestre 2020, in parte compensate dallo scenario di mercato in forte crescita oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh).

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel primo semestre 2021, 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 123 Euro/MWh, lievemente aumento rispetto al valore di 119 Euro/MWh del primo semestre 2020 principalmente per effetto del maggior ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia al netto delle coperture e dal maggior valore dell'incentivo GRIN.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi di mercato 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 2020	(milioni di Euro)	1° semestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
227	Italia	131	126	4	4%
175	Estero	84	99	(14)	-14%
	di cui				
45	Germania	20	27	(7)	-24%
85	Francia	39	48	(9)	-19%
19	Polonia	9	10	(1)	-13%
12	Bulgaria	8	7	1	11%
13	Romania	9	7	2	34%
402	Totale	215	225	(10)	-4%

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2020	Euro/MWh	1° semestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
119	Eolico Italia	123	119	4	4%
96	Eolico Germania	97	97	(0)	0%
89	Eolico Francia	89	90	(1)	-1%
78	Eolico Polonia	84	72	11	16%
66	Eolico Bulgaria	78	61	17	27%
56	Eolico Romania	81	52	29	56%
n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **primo semestre 2021** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 97 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), in linea rispetto all'anno precedente. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (+56%), Polonia (+16%) e Bulgaria (+27%) a seguito del forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

PRODUZIONI (GWh)

Anno 2020		1° semestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
1.902	Italia	1.070	1.062	8	1%
	di cui				
430	Campania	246	244	2	1%
239	Calabria	115	134	(19)	-14%
461	Puglia	258	256	2	1%
151	Molise	85	83	2	2%
166	Basilicata	93	96	(3)	-3%
262	Sicilia	168	142	26	18%
191	Sardegna	104	106	(2)	-2%
2.009	Estero	925	1.146	-222	-19%
	di cui				
470	Germania	208	274	(66)	-24%
952	Francia	435	533	(98)	-18%
244	Polonia	106	142	(36)	-25%
150	Bulgaria	77	88	(11)	-12%
193	Romania	98	110	(11)	-10%
0	UK	0	0	0	n.a
3.911	Produzioni complessive parchi	1.994	2.208	-214	-10%

Nel primo semestre 2021 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 1.994 GWh, in riduzione del 10% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (2.208 GWh), per effetto delle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-19%) rispetto a quelle particolarmente elevate dell'analogo periodo del 2020, solo in parte compensate dalla leggera ripresa della ventosità in Italia (+1%).

L'aumento delle produzioni in Italia (+8 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, con produzioni sostanzialmente in linea in tutte le regioni ad eccezione della Sicilia che ha registrato volumi fortemente superiori +18% parzialmente compensati dalle riduzioni in Calabria (-14%).

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 222 GWh per effetto della bassa ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2020, è riconducibile a tutti i paesi e risulta più spiccata in Francia (-98 GWh), Germania (-66 GWh) e Polonia (-36 GWh).

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 2020		1° semestre		Δ
		2021	2020	
20%	Italia	23%	22%	0%
	di cui			
20%	Campania	23%	23%	0%
23%	Calabria	22%	25%	-3%
21%	Puglia	24%	24%	0%
22%	Molise	25%	24%	1%
21%	Basilicata	24%	25%	-1%
15%	Sicilia	20%	16%	3%
20%	Sardegna	22%	22%	0%
26%	Eestero	21%	30%	-9%
	di cui			
20%	Germania	18%	23%	-5%
27%	Francia	25%	31%	-6%
34%	Polonia	30%	40%	-10%
32%	Bulgaria	33%	37%	-4%
31%	Romania	32%	36%	-3%
23%	Load factor ⁽¹⁾	22%	26%	-4%

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

Nel primo semestre **2021** il *load factor* complessivo, pari al 22%, è risultato inferiore a quanto registrato nel primo semestre 2020 (26%).

In particolare all'estero la diminuzione del *load factor* dal 30% al 21% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel primo semestre 2020, che si confronta con quella notevolmente più bassa del corrente anno.

Il *load factor* è in lieve aumento dal 22% al 23% in Italia per effetto delle produzioni leggermente superiori.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2020	(milioni di Euro)	1° semestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
165	Italia	105	97	8	8%
117	Eestero	52	70	(18)	-25%
	di cui				
28	Germania	12	18	(6)	-34%
58	Francia	24	35	(11)	-32%
15	Polonia	6	8	(2)	-26%
9	Bulgaria	5	4	0	8%
8	Romania	6	4	2	54%
(1)	UK	(1)	(1)	(0)	n.a.
282	Totale	157	166	(9)	-6%

Il **margin operativo lordo adjusted** del primo semestre 2021 è pari complessivamente a 157 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (166 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche sfavorevoli all'estero e leggermente superiori in Italia.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto al primo semestre 2020, riflette principalmente il forte aumento dei prezzi nel mercato di cessione dell'energia, oltre all'aumento del valore del prezzo dell'incentivo GRIN.

I risultati inferiori all'estero (-18 milioni) riflettono i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata solo in parte mitigati dal miglior scenario in Est Europa.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2021 è risultato complessivamente pari al 73%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (74%), a seguito del già commentato minor apporto dei parchi eolici all'estero.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset e per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2021 (**277 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (58 MW) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia ed alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (72 milioni), Polonia (25 milioni) e Francia (4 milioni), al proseguimento delle attività propedeutiche al Repowering e Reblading (6 milioni) su alcuni parchi italiani oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Relativamente ai parchi eolici in costruzione in UK, i due progetti nel Nord Irlanda, Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW di cui è prevista la COD a fine 2021, presentano un avanzamento delle attività superiore al 75%, in linea con le previsioni, mentre per i restanti parchi eolici in UK (Scozia) e Polonia, le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre".

ITALIA

- **ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi**

Il 26 gennaio 2021 ARERA ha pubblicato la delibera n. 22 sulla determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2020, ai fini della quantificazione del valore degli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi per l'anno 2021. Tale valore medio è pari a 39,80 Euro/MWh; conseguentemente, il valore dell'incentivo per il 2021 è pari a 109,36 Euro/MWh.

- **Aste eoliche onshore – fotovoltaica: chiusa la sesta sessione d'asta**

Il giorno 28 maggio 2021 il GSE ha pubblicato il Bando della sesta sessione d'asta di cui al D.M. 4 luglio 2019, rendendo noto il contingente di potenza definitivo che tiene conto della riallocazione della potenza non assegnata nella precedente sessione. La procedura d'asta, aperta il giorno 31 maggio 2021, si è chiusa il giorno 30 giugno 2021. La graduatoria verrà pubblicata entro 90

giorni dalla chiusura dell'asta, ovvero entro il 28 settembre 2021. Per il Gruppo A (eolico onshore e FV), la tariffa rispetto alla quale calcolare l'incentivo è pari a 66,5 Euro/MWh (tariffa di riferimento), a seguito della decurtazione del 5%, decorrente dal 01/01/2021, effettuata sulla tariffa incentivante di 70 Euro/MWh. Il contingente di potenza definitivo è stato fissato in 2.308 MW. Il Gruppo ERG ha preso parte a questa sesta procedura d'asta con tre progetti di Repowering (Integrale ricostruzione) di propri impianti eolici esistenti.

FRANCIA

• Modifica delle procedure d'asta eoliche onshore relative all'ottava sessione 2021

Il 19 febbraio 2021 la CRE ha aggiornato le procedure per le aste eoliche onshore. In particolare, è stato incrementato a 700 MW il contingente di potenza stabilito per l'ottava e ultima asta, conclusasi il 16 aprile 2021. Viene inoltre specificato che nel caso in cui si registrino offerte conformi superiori al contingente disponibile sarà possibile incrementarne la capacità fino a 925 MW.

• Criteri di installazione degli aerogeneratori in aree limitrofe ai radar.

Lo scorso giugno sono stati pubblicati i criteri per l'installazione di turbine eoliche in aree soggette al controllo radar, basati sul principio dell'intervisibilità, mantenendo una distanza massima di intervisibilità di 70 km. L'applicazione di tali nuovi criteri e il loro impatto sul settore eolico verrà monitorata dai Ministeri della Transizione ecologica e della Difesa su base trimestrale, per la durata di due anni.

ROMANIA

• Definizione della quota d'obbligo per l'acquisto dei CV per il 2021

Con l'ordinanza 237/2020 del 16 dicembre 2020 l'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) ha definito la quota d'obbligo 2021, pari a 0,4505 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 della misura è decorsa dal 1° febbraio 2021.

BULGARIA

• Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022

La componente incentivo è calcolata come differenza tra la tariffa di riferimento per il singolo impianto e la stima del prezzo di mercato baseload (*Forecasted Market Price for Wind Producers - FMP*) aggiustato sul profilo eolico nazionale. Per il periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022, l'Autorità nazionale bulgara ha disposto un innalzamento dei valori dei prezzi di mercato FMP di oltre il 35% che si è tradotto in una riduzione del valore dell'incentivo per gli impianti eolici onshore del Gruppo ERG di quasi il 30%.

POLONIA

Aste eoliche onshore – fotovoltaica 2021

A fine dicembre 2020 il Governo ha pubblicato i principali dettagli sull'asta 2021 per onshore wind e fotovoltaico di capacità superiore a 1 MW, l'ultima prevista dall'attuale RES Act.

Il contingente in termini di energia è pari a 38,76 TWh, secondo le stime del Governo corrispondente a circa 600 MW per l'eolico onshore e 800 MW per il fotovoltaico; l'asta si è chiusa l'8 giugno 2021.

Il Governo ha pure annunciato l'intenzione di promuovere l'installazione di sistemi di stoccaggio dell'energia tramite aste per impianti ibridi (FER + storage).

UK

• CFD

Nella risposta alla consultazione sulle aste pubblicata a fine 2020, il *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) del Governo britannico ha confermato che anche gli impianti in fase di realizzazione - come i progetti eolici di ERG di Creag Ribhach e Sandy Knowe - sono abilitati a partecipare alla prossima sessione d'asta del 2021, denominata Allocation Round 4 (AR4), che si dovrebbe tenere nel prossimo dicembre.

L'esecutivo dell'Irlanda del Nord non ha ancora aderito allo schema per cui i progetti eolici nel Nord Irlanda non potranno partecipare al contingente AR4.

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 163 MW di potenza installata, di cui 141 MW in Italia, con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni, e 22 MW in Francia con 2 impianti consolidati integralmente a partire dal 30 giugno 2021.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno	2020	(milioni di Euro)	1° semestre	
			2021	2020
	73	Ricavi adjusted	38	38
	66	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	34	35
	(42)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(20)	(21)
	23	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	13	14
	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	24	1
	90%	Ebitda Margin %⁽²⁾	89%	92%
	228	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	115	120

(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 2021 **le produzioni** sono risultate pari a circa 115 GWh, in lieve riduzione rispetto al primo semestre 2020, con il relativo load factor pari al 19% sostanzialmente in linea al 2020. Il load factor è stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli periodi.

I ricavi del primo semestre 2021 sono stati pari complessivamente a 38 milioni, di cui 31 milioni relativi a ricavi da conto energia e 7 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel primo semestre 2021 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 326 Euro/MWh rispetto ai 311 Euro/MWh del primo semestre 2020, di cui principalmente 273 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 55 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. L' aumento è riconducibile principalmente ai maggiori ricavi unitari relativi alla vendita energia per effetto dello scenario in forte rialzo e in misura inferiore ai ricavi derivanti dai parchi con diversi regimi incentivanti (cosidetti "Conto Energia").

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2021, pari a 34 milioni, è sostanzialmente in linea all'anno precedente (35 milioni) ed è relativo per 38 milioni ai ricavi sopra commentati e per 4 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2021 è risultato complessivamente pari al 89% (92% nel primo semestre 2020).

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2021 (**24 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari in Francia (22 MW) e a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si vedano anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre" e il paragrafo dedicato all'eolico.

FRANCIA

• Modifica delle procedure d'asta fotovoltaiche relative alla decima sessione 2021

Il 15 giugno 2021 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste dedicate al fotovoltaico a terra. La decima sessione si è tenuta dal 14 giugno al 26 luglio 2021, per un volume di 700 MW (di cui 450 MW per gli impianti a terra superiori a

5 MW, 180 MW per gli impianti a terra fra 500 kW e 5 MW ed il complemento per impianti di taglia minore) che può essere aumentato fino ad 1 GW qualora le adesioni superino il contingente. È pure previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

IDROELETTRICO

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

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre	
		2021	2020
118	Ricavi adjusted	104	59
81	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	84	40
(57)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(22)	(29)
24	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	62	11
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	3	2
69%	Ebitda Margin %⁽²⁾	80%	69%
1.097	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	998	553

(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 2021 **i ricavi**, pari a 104 milioni, sono prevalentemente relativi alle vendite di energia elettrica (in particolare sul mercato spot) per 60 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) iscritti per 44 milioni a fronte della maggiore produzione incentivata e maturata verso il GSE.

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

Il **marginale operativo lordo** del primo semestre 2021 è risultato pari a 84 milioni (40 milioni nel primo semestre 2020), in incremento principalmente per effetto della buona idraulicità riscontrata nel periodo, in particolare se confrontata con i livelli particolarmente depressi registrati nel 2020, e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nel primo semestre 2021 pari a 998 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia sui mercati e da incentivi nel periodo ed altre componenti minori, pari a circa 104 Euro/MWh, in diminuzione rispetto ai 107 Euro/MWh del primo semestre 2020.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica al netto delle coperture 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 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2021 è risultato complessivamente pari all'80%, in aumento rispetto al 69% del primo semestre 2020.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 44% (rispetto al 24% del primo semestre 2020) riflette la buona idraulicità riscontrata nei primi mesi dell'anno, con livelli superiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 534, 531 e 131 metri s.l.m., rispetto ai valori 533, 529 e 137 metri s.l.m. al 31 dicembre 2020. Complessivamente l'energia invasata risulta in aumento a seguito dei fenomeni stagionali ed al netto degli utilizzi del periodo.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente a seguito dell'allungamento della vita utile di alcuni asset del nucleo idroelettrico di Terni.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2021 (**3 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo impianti mini idro, 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 vedano anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo" nel semestre e il paragrafo dedicato all'eolico.

- **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 modifiche 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. Le Regioni su cui insiste il Nucleo idroelettrico di Terni di ERG devono ancora procedere alla pubblicazione di tali provvedimenti.
- **Aggiornamento sovracanonni BIM**
Dopo l'aggiornamento dei sovracanonni per Enti rivieraschi di fine 2019, 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 è stato elevato per gli anni 2020-21 a 31,13 Euro/kW.
- **Aggiornamento canone demaniale Regione Umbria**
Ad inizio 2021 la Regione Umbria ha pubblicato l'aggiornamento del valore del canone demaniale dovuto per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 32,63 Euro/kW.
- **Aggiornamento canone demaniale Regione Lazio**
Il 9 marzo 2021 la Regione Lazio ha pubblicato i canoni demaniali dovuti per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 31,88 Euro/kW.
- **Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione inseriti nel piano di riaccensione (Regolamento 2017/2196 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico).**
L'ARERA, con delibera 324/2020 ha stabilito un sistema premiale per l'adeguamento dei nuovi nuclei di ripartenza, individuati da Terna, inseriti nel piano di ripristino del sistema elettrico (PdRR). Gli adempimenti riguardano l'installazione di un apparato e l'attivazione della capacità di black start – laddove non già presenti – nonché la disponibilità di sistemi di alimentazione di riserva. Rispetto a questi interventi, la delibera (i) fissa al 18/12/2022 la data ultima per adeguare gli impianti e (ii) prevede un meccanismo premiale a favore dei titolari degli impianti correlato alla tempestività di adeguamento. Con successiva delibera 44/2021 l'ARERA ha introdotto un analogo meccanismo per l'installazione dei dispositivi Power System Stabilizer, a compensazione degli oneri sostenuti per l'adeguamento degli impianti al PdRR. La delibera fissa al 30/06/2022 la data ultima di intervento e prevede un meccanismo premiale per interventi di natura software/hardware commisurato alla tempestività di adeguamento.

TERMOELETTRICO

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	(milioni di Euro)	1° semestre	
		2021	2020
2020			
381	Ricavi della gestione caratteristica adjusted ⁽¹⁾	168	176
67	Margine operativo lordo adjusted ⁽²⁾	15	30
(30)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽²⁾	(15)	(15)
37	Risultato operativo netto adjusted ⁽²⁾	0	15
18	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	7	12
18%	Ebitda Margin % ⁽³⁾	9%	17%
2.441	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.050	1.131

(1) Includono il contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. La quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 30 milioni (26 milioni nel 2020).

(2) Non includono gli special items come indicati nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli.

(3) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica adjusted.

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 2021** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.050 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (1.131 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO2, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e dal maggior ricorso al mercato dei servizi di dispacciamento.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 521 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 600 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Il margine operativo lordo adjusted del **primo semestre 2021** è risultato pari a 15 milioni (30 milioni nel primo semestre 2020), con risultati in decremento principalmente per effetto del termine a partire dal 1° gennaio 2021 del periodo di cogeneratività ad alto rendimento sul Modulo 2 dell'impianto CCGT e del peggior scenario, in parte mitigati dall'effetto positivo delle coperture e da maggiori introiti derivanti dai servizi di dispacciamento (MSD). Si rammenta che il primo semestre del 2020 aveva beneficiato di rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito per circa 10 milioni di Euro.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2021 (**7 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, orientati ad una maggiore efficienza dell'impianto che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal primo parallelo dei nuovi componenti, atteso entro la fine del 2021, per i successivi 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

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre".

- **Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento REtee**

Il 15 dicembre 2020 l'ARERA, con delibera 548/2020 ha approvato e integrato il Regolamento Operativo, predisposto dal GSE ai sensi della delibera 96/2020, concernente le modalità tramite le quali i produttori che prelevano gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica, potranno presentare richiesta di restituzione delle quote delle componenti tariffarie RE ed REt destinata alla copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE (elemento REtee, quota parte della componente tariffaria RE e RET a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE). Il Regolamento è stato pubblicato dal GSE il 23 febbraio 2021. Il diritto alla restituzione dell'elemento REtee decorrerà dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui sarà presentata l'istanza al GSE (in ogni caso non prima del 1° luglio 2021).

- **Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per le imprese di distribu-**

- **zione di energia elettrica e gas per gli anni 2021-2024**

Il decreto ministeriale 21 maggio 2021 individua, mediante il rinvio al PNIEC, gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2021-2024, gli obblighi di risparmio per i distributori di energia elettrica e gas naturale e la disciplina per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso ai titoli di efficienza energetica (TEE). Il decreto dispone la riduzione degli obiettivi quantitativi nazionali e dei relativi obblighi per l'anno 2020 e per il periodo 2021-2024, l'ammissione delle associazioni temporanee d'impresa tra i possibili soggetti titolari di un progetto di efficientamento energetico e l'introduzione di un nuovo sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure di aste al ribasso da emanare con decreto del Ministro della transizione ecologica entro il 31 dicembre 2021. Sono pure previste, tra le altre, la revisione della procedura di valutazione dei progetti da parte del GSE e il ripristino della cumulabilità con i crediti di imposta per tutti i progetti presentati dal 1° gennaio 2020.

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI

INCENTIVI SETTORE EOLICO

Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a (180 Euro/MWh - P-1) x 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: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il D.M. 4 Luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) che non abbiano aderito al c.d. "Spalmaincentivi" possono partecipare alle aste a condizione che vi sia un volume residuo di contingente dopo l'assegnazione a impianti *greenfield* e con un'ulteriore decurtazione della tariffa pari al 5% rispetto al prezzo di riferimento dell'asta.

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 e EEG 2021).

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 D.M. 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'incentivo:
 - 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.
- Il D.M. 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, 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.

Germania	<ul style="list-style-type: none">• Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017).• Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via; Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere all'incentivo per una capacità non superiore a 20 MW
Francia	<ul style="list-style-type: none">• Introdotta nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW.• A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie
Spagna	<ul style="list-style-type: none">• <i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in Euro/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto.• A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (Euro/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv• A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.

INCENTIVI SETTORE IDROELETTRICO

Italia	<ul style="list-style-type: none">• Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a (180 Euro/MWh -P-1) x 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 D.M. 6 luglio 2012 e del D.M. 23 giugno 2016:<ul style="list-style-type: none">- se di potenza inferiore a 250 KW, tariffa omnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto.• Impianti che richiedono l'incentivo ai sensi del D.M. 4 luglio 2019:<ul style="list-style-type: none">- se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa omnicomprensiva tramite Registro per 20 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 omnicomprensiva assegnata ad accesso diretto (secondo il D.M. 23 giugno 2016) o a seguito di positiva partecipazione alla selezione tramite registri ai sensi del D.M. 4 luglio 2019.

INCENTIVI SETTORE TERMOELETRICO (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 stati 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 ha invece terminato il periodo di riconoscimento dei TEE il 31 dicembre 2020.

AGGIORNAMENTI NORMATIVI E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL SEMESTRE

UNIONE EUROPEA

• **Fondi per la ripresa post-pandemica: MES-Covid e Next Generation EU**

Il pacchetto di finanziamenti disposto dall'Unione Europea per fronteggiare la crisi scatenata dalla pandemia di Covid-19 prevede l'incremento del Bilancio dell'Unione per il periodo 2021-2027 a circa 1.100 miliardi di Euro 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 (di cui 380 miliardi a fondo perduto) 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 (almeno il 37%) e alla digitalizzazione.

Per accedere ai fondi gli Stati membri hanno presentato i propri Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) con evidenza dei progetti funzionali al Green Deal, in coerenza con i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) già presentati alla Commissione. Nel corso del mese di giugno 2021 la Commissione Europea ha valutato positivamente buona parte dei Piani presentati, inclusi quelli di Italia, Germania, Francia e Spagna. L'Italia sarà il primo beneficiario del NGEU con circa 192 miliardi tra prestiti e sussidi, che salgono a 235 miliardi considerando anche gli altri fondi stanziati in ambito europeo.

• **Tassonomia attività e investimenti sostenibili. Pubblicazione degli atti delegati**

Lo scorso 21 aprile la Commissione europea ha adottato il pacchetto di misure intese a favorire i flussi di capitale verso attività sostenibili in tutta l'Unione europea (noto come *Taxonomy Regulation*).

L'atto delegato su una prima lista di attività definite formalmente come "sostenibili per l'adattamento ai cambiamenti climatici e gli obiettivi di mitigazione" è stato adottato all'inizio di giugno 2021. Nella lista sono incluse le installazioni eoliche e fotovoltaiche.

Un secondo atto delegato per i restanti obiettivi, che dovrà pure chiarire la classificazione degli investimenti in impianti alimentati a gas o nucleari, sarà pubblicato nel 2022.

ITALIA

• **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

Lo scorso 30 aprile 2021 il Governo italiano ha inviato alla Commissione Europea il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), rispettando così la scadenza definita da Bruxelles.

Il Governo ha richiesto il massimo delle risorse spettanti dal RRF (*Recovery & Resilience Fund*), pari a 191,5 miliardi di Euro, divise in 68,9 miliardi di Euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di Euro in prestiti.

Il Piano è stato formalmente approvato lo scorso 22 giugno; la Commissione europea ha valutato con il massimo punteggio (A) 10 aspetti del PNRR su 11. Secondo la CE, il Piano italiano centra l'obiettivo di affidare il 37% delle misure alla transizione climatica, in particolare per efficientamento energetico degli edifici (*Superbonus*) e stimolo per la concorrenza nel mercato del gas e dell'elettricità.

L'approvazione formale del PNRR sblocca con effetto immediato una prima tranche di circa 26 miliardi di finanziamenti, corrispondente al 13% del totale.

• **D.L. Semplificazioni 2020 e Legge di conversione n. 120/2020**

Il Decreto-legge "Semplificazioni 2020", convertito il 14 settembre 2020 nella Legge n. 120/2020, prevede la partecipazione alle aste organizzate dal GSE - sotto alcune condizioni - anche per gli interventi di rinnovamento (integrale ricostruzione / repowering) su impianti esistenti che non hanno aderito alla Legge 21 febbraio 2014 (cosiddetta dello "Spalmaincentivi volontario"). A tali interventi viene pure concessa la partecipazione ad ogni eventuale ulteriore strumento di supporto in attuazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

Sul piano autorizzativo, per gli interventi minori ove la modifica apportata comporti variazioni dimensionali degli aerogeneratori nei limiti del 15%, è sufficiente una dichiarazione di inizio lavori asseverata.

Il provvedimento definisce inoltre le procedure di autorizzazione per gli impianti di accumulo di energia e specifiche semplificazioni in base alla potenza degli stessi.

- **D.L. Semplificazioni 2021**

A fine maggio 2021 è stato pubblicato il Decreto-legge n.77/2021 contenente la «Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di snellimento delle procedure», cd. «Decreto Semplificazioni 2021».

Tra le principali disposizioni di interesse per il settore delle fonti rinnovabili è inclusa l'istituzione di una Commissione "PNIEC-PNRR", che avrà il compito di valutare i progetti considerati sostanziali per l'esecuzione dei piani, tra cui gli impianti di generazione elettrica alimentati da fonte eolica e solare, sia di tipo green field che repowering. E' pure prevista la definizione delle modifiche non sostanziali (laddove ricorrano determinati parametri, quali riduzione del numero di aerogeneratori, altezza massima, ecc.) ai fini dell'autorizzazione degli interventi di repowering degli impianti eolici. Per l'avvio dei lavori che rientrano tra le citate modifiche non sostanziali è sufficiente una semplice comunicazione al Comune (edilizia libera), fatti salvi gli adempimenti in materia ambientale.

L'iter di conversione in legge del Decreto deve concludersi entro il prossimo 31 luglio.

- **Legge Delegazione Europea 2019-2020**

Lo scorso aprile 2021 è stata pubblicata la Legge-delega al Governo per il recepimento delle direttive europee. La legge definisce, fra l'altro, i criteri con cui attuare la Direttiva 2018/2001 (RED II) sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili e la Direttiva 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica.

A tale proposito, dispone i criteri e gli indirizzi per l'individuazione delle aree idonee all'installazione di fonti rinnovabili per una potenza almeno pari a quanto individuato dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

La legge assegna pure la delega per l'individuazione delle procedure abilitative semplificate per la realizzazione dei nuovi impianti ed il repowering di quelli esistenti.

Il recepimento della Direttiva RED II dovrebbe avvenire dopo l'estate 2021.

- **Proroga termini adempimenti GSE – Emergenza Covid-19**

Alla luce della proroga del termine dello stato di emergenza al 31 luglio 2021, il 7 giugno 2021 il GSE ha pubblicato un nuovo aggiornamento dei termini degli adempimenti in capo agli operatori, fissati dai decreti di riferimento per l'accesso agli incentivi.

Per quanto riguarda il termine ultimo per entrare in esercizio e poter accedere alle tariffe del D.M. 23/06/2016 per tutti gli impianti mini-idro che rientrano nelle previsioni dell'art.7.1 (a prescindere dal

Bando assegnatario) di cui al D.M. 4 luglio 2019 viene concessa un'ulteriore proroga al 07/02/2022.

- **Nuova configurazione delle zone di mercato elettrico in vigore dal 1° gennaio 2021**

Dal 1° gennaio 2021 sono entrate in vigore le modifiche alla struttura delle zone di mercato previste dalla Delibera 103/2019. La suddivisione descritta nella nuova versione dell'Allegato 24 al Codice di Rete prevede lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud, l'eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano e la creazione della zona geografica Calabria (coincidente con la medesima regione).

- **Disposizioni per l'attuazione del coupling unico del mercato elettrico infragiornaliero**

L'Arera, con delibera 218/2021 completa la modifica del mercato infra-giornaliero italiano, al fine di consentire la contrattazione continua. Tali disposizioni consentiranno anche al nostro Paese di partecipare da settembre 2021 al mercato europeo infragiornaliero dell'energia, integrando il nostro sistema con la piattaforma di *coupling* unico in contrattazione continua.

- **Determinazione del valore di conguaglio, per l'anno 2008, del costo evitato di combustibile (CEC), per l'energia elettrica ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici ai sensi del provvedimento Cip 6/92, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4778/20**

L'Arera, con delibera 233/2021, conclude il procedimento avviato con la deliberazione 354/2020, confermando per l'anno 2008, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4778/20, il valore di conguaglio, già definito con la deliberazione 553/2013, del costo evitato di combustibile (CEC) per l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92.

- **Disposizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.**

L'Arera, con delibera 109/2021 definisce ed uniforma le condizioni di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo e dai servizi ausiliari, a prescindere dalla configurazione impiantistica. I prelievi di energia elettrica dalla rete, sia per l'alimentazione dei servizi ausiliari, sia per i sistemi di accumulo (senza alcuna differenza), ai fini della successiva re-immissione in rete, saranno trattati come energia elettrica immessa negativa a partire dal 1° gennaio 2022, ovvero al cessare della validità dell'art.

16 del Testo Integrato sul trasporto. L'applicazione della nuova regolazione è su base volontaria, l'operatore entro luglio 2021 dovrà scegliere se aderire alla nuova regolazione.

GERMANIA

• Riforma EEG

Il parlamento tedesco ha approvato la riforma del *Renewable Energy Sources Act* denominato *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), entrata in vigore il 1° gennaio 2021.

La nuova EEG delinea il percorso di crescita delle diverse tecnologie rinnovabili fino al 2028 e stabilisce la neutralità climatica entro il 2050.

Dal 2021, il prezzo base per le aste fotovoltaiche scenderà a 59 Euro/MWh. Dal 2022, sarà la media delle offerte più alte delle ultime tre aste maggiorata dell'8%.

Per l'eolico onshore la base d'asta sarà ridotta a 60 Euro/MWh, mentre dal 2022 sarà ridotta del 2% all'anno.

L'EEG 2021 prevede anche un aumento del limite di capacità per gli impianti a terra che partecipano alle aste fotovoltaiche da 10 a 20 MW.

Lo scorso giugno 2021 il Governo federale ha trovato un accordo per incrementare i volumi ad asta per l'anno 2022 sia per l'eolico onshore che per il fotovoltaico. In dettaglio, il contingente eolico onshore viene

incrementato da 2,9 GW a 4 GW; il contingente fotovoltaico viene più che triplicato, passando da 1,9 GW a 6 GW, equamente distribuiti tra impianti a terra e impianti *roof-top*.

UK

• Capacity Market GB

Il capacity market della Gran Bretagna prevede aste periodiche *pay-as-clear* per la remunerazione di capacità con *delivery* a un anno (T-1) e a 4 anni (T-4).

Il 22 marzo 2021 sono stati pubblicati i risultati definitivi dell'asta T-4 tenutasi il 9 marzo 2021, con un cap di 75 £/kW/y. ERG ha partecipato all'asta con la capacità corrispondente a due impianti eolici in progetto, aggiudicandosi una capacità di 13,324 MW ad un prezzo di 18 k£/MW/anno per una durata complessiva di 15 anni.

• Isola d'Irlanda: Mercato elettrico

Il SEM Committee, l'Autorità che supervisiona il funzionamento del Mercato elettrico dell'Isola d'Irlanda denominato I-SEM (*Integrated Single Electricity Market*), ha confermato la prosecuzione dell'operatività del mercato elettrico unico tra la Repubblica d'Irlanda e il Nord Irlanda anche a valle dell'entrata in vigore della BREXIT.

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.

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			
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ	
Ricavi	1	526	498	28	526	498	28
Altri proventi	2	3	11	(7)	3	11	(7)
Ricavi Totali		529	508	20	529	508	20
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(133)	(131)	(2)	(133)	(131)	(2)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(81)	(80)	(1)	(80)	(82)	2
Costi del lavoro		(34)	(33)	(1)	(34)	(33)	(1)
Margine Operativo Lordo		281	265	16	281	263	18
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(138)	(153)	15	(135)	(149)	15
Risultato operativo netto		143	112	31	147	114	33
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(21)	(25)	4	(16)	(25)	10
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	(0)	0	0	(0)
Risultato prima delle imposte		123	87	35	131	88	43
Imposte sul reddito	7	(29)	(14)	(16)	(31)	(17)	(14)
Risultato netto di periodo		93	74	19	100	71	29
Risultato di azionisti terzi		(1)	(1)	1	(1)	(1)	1
Risultato netto di Gruppo		92	72	20	100	70	30

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e 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) e i Power Purchase Agreements (PPA), contratti di vendita dell’energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi nell’eolico Francia. Si segnalano infine le vendite di vapore e altre utilities 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 2021** sono pari a 526 milioni in aumento rispetto ai 498 milioni del primo semestre 2020.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-10 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni sul portafoglio estero rispetto a quelle particolarmente elevate del primo semestre 2020, in parte compensate dall’aumento della produzione in Italia, oltre che dall’incremento derivante dal maggiore valore unitario dell’incentivo GRIN (complessivamente 215 milioni verso 225 milioni);
- il **settore Solare** in linea con lo scorso semestre con produzioni lievemente inferiori in parte compensate da uno scenario prezzi migliore rispetto a quello dello stesso periodo dell’anno precedente (38 milioni);
- il settore **Idroelettrico** in forte incremento rispetto al corrispondente periodo del 2020 (+46 milioni) per effetto della straordinaria idraulicità riscontrata nel periodo e del maggior valore dell’incentivo (104 milioni verso 59 milioni);
- il decremento (-8 milioni) del **settore Termoelettrico** (168 milioni verso 176 milioni), a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell’impianto CCGT. Si ricorda che nel primo semestre 2020 la voce comprendeva 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 e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio.

Si ricorda che nel primo semestre 2020 la voce includeva il rimborso assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all’impianto CCGT.

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 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.

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.

Si precisa che i valori *adjusted* nel primo semestre 2021 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 2,7 milioni;
- l'indennità di Cessazione Carica in conseguenza all'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021, pari a 2,8 milioni.

Ai fini dei valori *adjusted* inoltre, gli oneri per locazione per 5 milioni (costi di leasing ai fini IFRS 16) sono classificati nella presente voce del conto economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico, all'impianto CCGT e agli impianti solari. Il decremento del periodo è legato principalmente alla rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici ed al raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Si precisa infine che gli ammortamenti *adjusted* non includono gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato alla voce 4.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del primo semestre 2021 sono stati pari a 21 milioni, in significativa diminuzione rispetto al primo semestre 2020 (25 milioni), grazie agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management effettuate a seguito dell'emissione di due Green Bond e al contestuale programma di "Voluntary Prepayment" avvenute nel secondo semestre 2020.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine del primo semestre 2021 si è attestato all'1,8% rispetto al 2,4% del primo semestre 2020 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. La remunerazione della liquidità investita del 2020 è risultata in aumento rispetto a quella dello stesso periodo del 2020 grazie ai maggiori volumi disponibili.

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*:

- oneri (-1,6 milioni) relativi al rimborso dei residui 25 milioni della passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel 2017, ed al rimborso di un project financing in capo ad una società eolica francese e del correlato strumento derivato IRS avvenuta nel secondo trimestre 2021;

- oneri finanziari (-1,6 milioni), legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-1,9 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** del primo semestre 2021 sono pari a 29 milioni, in aumento rispetto ai 14 milioni del primo semestre 2020 principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo. Si ricorda inoltre che le imposte sul reddito del primo semestre 2020 comprendevano la quota di competenza del beneficio IRAP (2,5 milioni di Euro) introdotto dal "Decreto Rilancio" (D.L. n. 34/2020) del 19 maggio 2020 (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).

Le imposte sul reddito *adjusted* del primo semestre 2021 sono pari a 31 milioni, in aumento rispetto ai 17 milioni del primo semestre 2020, sostanzialmente per le medesime motivazioni indicate per i valori reported.

Il beneficio relativo allo stralcio del primo acconto 2020 è stato successivamente eliminato a fine 2020 a seguito della pubblicazione della nota della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento per le Politiche Europee, a commento del c.d. "Temporary Framework" della Commissione Europea ("Quadro temporaneo per le misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia nell'attuale emergenza del COVID-19"), che contiene l'interpretazione data dal Dipartimento circa la nozione di "impresa" rilevante per il rispetto delle soglie massime e i limiti di cumulo previsti per gli aiuti dal "Temporary Framework". Tale interpretazione è stata confermata da Assonime nella circolare n. 10 del 1° aprile 2021.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (19% nel primo semestre 2020).

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 2021 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 113 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 110 milioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Reported 30/06/2020	Adjusted 30/06/2020	(milioni di Euro)		Reported		Adjusted	
				30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
3.426	3.350	Capitale immobilizzato	1	3.549	3.361	3.437	3.262
170	170	Capitale circolante operativo netto	2	101	152	101	152
(5)	(5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5)	(5)	(5)	(5)
220	221	Altre attività	3	332	211	333	213
(501)	(501)	Altre passività	4	(466)	(412)	(466)	(412)
3.310	3.236	Capitale investito netto		3.510	3.308	3.400	3.209
1.721	1.722	Patrimonio netto di Gruppo		1.696	1.758	1.699	1.760
11	11	Patrimonio netto di terzi	5	9	10	9	10
1.579	1.503	Indebitamento finanziario netto	6	1.804	1.540	1.692	1.439
3.310	3.236	Mezzi propri e debiti finanziari		3.510	3.308	3.400	3.209

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2020	1.050	2.259	52	3.361
Investimenti	1	122	0	123
Variazioni area di consolidamento	85	104	0	190
Disinvestimenti e altre variazioni	0	6	(9)	(3)
Ammortamenti e Svalutazioni	(33)	(101)	0	(134)
Variazione IFRS 16	0	11	0	11
Capitale immobilizzato al 30/06/2021	1.103	2.402	44	3.549
Rettifica impatto IFRS 16	0	(111)	0	(111)
Capitale immobilizzato adjusted al 30/06/2021	1.103	2.290	44	3.437

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di parchi eolici e solari in Francia, consolidati integralmente alla fine del semestre, e all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia.

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 2021 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 111 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 ed altri debiti commerciali. Si segnala che a partire dal Bilancio 2020, alla voce Rimanenze sono iscritti i valori relativi agli acquisti di CO₂ eccedenti i fabbisogni di periodo, precedentemente iscritti nelle Altre attività. Pertanto, anche i valori del primo semestre 2020 sono stati coerentemente riesposti.

La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica degli incassi relativi agli incentivi, in particolare all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica relativi all'esercizio 2020 (23 milioni).

3 - Altre attività

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

La variazione del periodo è legata principalmente ai maggiori crediti IVA legati agli investimenti sostenuti per i parchi in costruzione all'estero, ed alla variazione delle imposte differite attive legate principalmente alle variazioni degli strumenti derivati di copertura sul prezzo delle *commodities*.

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 PV 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 113 milioni (101 milioni al 31 dicembre 2020).

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

Reported 30/06/2020	Adjusted 30/06/2020	(milioni di Euro)	Reported		Adjusted	
			30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
2.083	2.016	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.181	2.106	2.076	2.015
(504)	(513)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(377)	(566)	(384)	(575)
1.579	1.503	TOTALE	1.804	1.540	1.692	1.439

Financial Strategy e Sustainable Finance

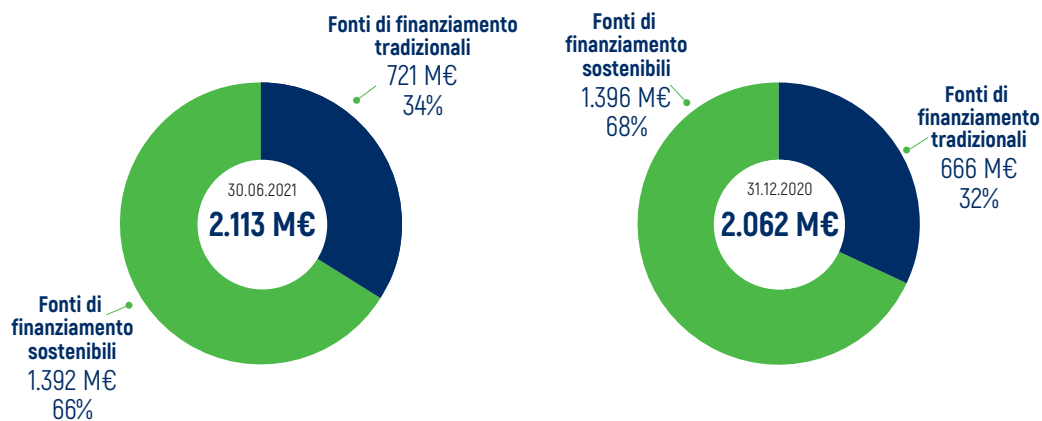
La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

Negli ultimi due anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di due prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019 e nel secondo semestre 2020; ciò ha permesso di ri-bilanciare la struttura finanziaria di gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

A conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile, le due emissioni green per un totale di Euro 1.100 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base del ERG Green Bond Framework, valutato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris, che ha certificato la conformità del Green Bond Framework ai Green Bond Principles.

Le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.392 milioni di Euro al 30 giugno 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.113 milioni di valore nominale (1.396 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.062 milioni di valore nominale) comprendono:

- Green Bonds, per complessivi Euro 1.100 milioni destinati al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG ed al finanziamento di nuovi progetti eolici e solari;
- Contratti di finanziamento "Environmental, Social e Governance Linked" senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans"), per complessivi Euro 200 milioni, che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO₂;
- Project Green and Sustainability Linked Loan, per complessivi Euro 92 milioni, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.



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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2020	(milioni di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
670	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	508	506
(8)	Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
671	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.131	1.139
1.334	Totale	1.639	1.645
783	Project Financing	494	417
(100)	Quota corrente Project Financing	(57)	(48)
683	Project Financing a medio-lungo termine	437	369
0	Crediti finanziari a lungo termine	0	0
67	Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	106	92
2.083	Totale indebitamento finanziario	2.181	2.106
(67)	Rettifica impatto IFRS 16	(106)	(92)
2.016	Totale indebitamento finanziario adjusted	2.076	2.015

- I **"Finanziamenti bancari a medio-lungo termine"** al 30 giugno 2021 sono pari a 508 milioni di Euro e si riferiscono a:

- due *corporate loan* bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) e UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (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. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
- due *Environmental, Social e Governance senior loan* ("ESG Loans") con BNL (100 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2018, e con Credit Agricole (100 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 a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1 milione) e dell'effetto della rinegoiazione dei finanziamenti (1 milione) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- I **"Debiti finanziari a medio-lungo termine"**, pari a 1.131 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 25 milioni;
 - passività derivante dal collocamento di due prestiti obbligazionari rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso) e 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso), emessi nell'ambito del

Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (6 milioni);

- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (12 milioni).

- I debiti per **“Project Financing”** pari a 494 milioni di Euro al 30 giugno 2021, sono relativi a:
 - finanziamenti per 115 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel 2019;
 - finanziamenti per 391 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici, rilevati complessivamente al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (8 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (5 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/06/2020	(milioni di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
81	Finanziamenti bancari a breve termine	187	71
8	Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
6	Altri debiti finanziari a breve termine	53	32
95	Passività finanziarie a breve termine	240	103
(519)	Disponibilità liquide	(593)	(603)
(65)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(28)	(71)
(583)	Attività finanziarie a breve termine	(620)	(674)
100	Project Financing a breve termine	57	48
(125)	Disponibilità liquide	(61)	(52)
(24)	Project Financing	(4)	(4)
9	Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	7	9
(504)	Totale indebitamento finanziario a breve termine	(377)	(566)
(9)	Rettifica impatto IFRS 16	(7)	(9)
(513)	Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(384)	(575)

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

Gli **altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (30 milioni) e le passività correlate a componente differita del corrispettivo di acquisto delle società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, (7 milioni) e Furukraft AB, acquisita nel primo semestre 2021 e titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (9 milioni). Tali passività sono state liquidate nel mese di luglio 2021.

Le **attività finanziarie a breve termine** includono investimenti in titoli e depositi a garanzia dell'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:

(in Milioni di Euro)	1° Semestre	
	2021	2020
Margine operativo lordo adjusted	281	263
Variazione capitale circolante	(6)	(48)
Cash Flow Operativo	275	215
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(123)	(42)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(188)	(44)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(0)
Disinvestimenti e altre variazioni	7	1
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(304)	(85)
Proventi (oneri) finanziari	(16)	(25)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(2)	-
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
Cash Flow da gestione finanziaria	(17)	(25)
Cash Flow da gestione Fiscale	(25)	(14)
Distribuzione dividendi	(113)	(114)
Altri movimenti di patrimonio netto	(68)	(4)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(181)	(118)
Variazione area di consolidamento	-	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.439	1.476
<i>Variazione netta</i>	252	26
Indebitamento finanziario netto finale	1.692	1.503

Il **Cash Flow operativo** del **primo semestre 2021** è positivo per 275 milioni, in aumento di 60 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo semestre 2021** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici e solari operativi in Francia (147 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni), oltreché agli investimenti del periodo (123 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management.

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 **1.692 milioni**, in aumento (252 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia e in Svezia

(188 milioni), gli investimenti del periodo (123 milioni) principalmente legati ai parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi (113 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (86 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (258 milioni¹¹) ed altre poste positive (23 milioni).

Consolidamento Joran

In occasione della presente Relazione Finanziaria Semestrale si è proceduto ad effettuare un esercizio di *Purchase Price Allocation* in base alle informazioni disponibili; coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 e in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione della presente Relazione, tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti.

Maggiori dettagli in merito all'attribuzione dei plusvalori e i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2021. Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 30 giugno 2021.

¹¹ 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 alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli 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

Non si segnalano poste correlate all'emergenza sanitaria Covid-19 nel primo semestre 2021; si ricorda che nel primo semestre 2020 era stata isolata come special item l'elargizione liberale deliberata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro.

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 2021:

- 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 113 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 110 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 2020	(milioni di Euro)		1° Semestre	
			2021	2020
468,4		Margine operativo lordo	280,8	264,9
		Esclusione Special Items:		
		Corporate		
2,5		- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2,7	1,4
(1,1)		- Riclassifica IFRS 16	(0,5)	(0,5)
2,0		- Storno erogazione liberale Covid-19	-	2,0
-		- Storno indennità cessazione carica CEO	2,8	-
1,1		- Storno accantonamento fondo Business dismessi	-	-
		Termoelettrico		
(1,2)		- Riclassifica IFRS 16	(0,5)	(0,6)
		Idroelettrico		
(0,2)		- Riclassifica IFRS 16	(0,1)	(0,1)
15,8		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	-	-
		Solare		
(0,4)		- Riclassifica IFRS 16	(0,2)	(0,2)
0,2		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	-	-
		Eolico		
(7,4)		- Riclassifica IFRS 16	(3,4)	(3,8)
1,1		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	-	-
480,8		Margine operativo lordo adjusted	281,5	263,0

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2020	(milioni di Euro)		1° Semestre	
			2021	2020
(313,3)		Ammortamenti e svalutazioni	(137,6)	(152,8)
		Esclusione Special Items:		
6,5		- Riclassifica IFRS 16	2,9	3,4
9,3		- Storno svalutazione impianti Germany	-	-
(297,5)		Ammortamenti adjusted	(134,7)	(149,4)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2020	(milioni di Euro)		1° Semestre	
			2021	2020
107,9		Risultato netto di Gruppo	92,4	72,4
		Esclusione Special Items:		
0,0		Riclassifica IFRS 16	(0,0)	0,0
1,8		Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19	-	1,5
30,4		Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	1,2	-
2,4		Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2,7	1,4
-		Esclusione indennità di cessazione carica CEO	2,1	-
(0,6)		Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio	-	(0,6)
(57,0)		Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e rivalutazione impianti Hydro	-	(3,1)
1,0		Esclusione oneri correlati a Business dismessi	-	-
13,8		Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali	-	-
6,6		Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Germany	-	-
(0,5)		Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	1,2	(1,9)
105,8		Risultato netto di Gruppo adjusted	99,5	69,7

- 1 Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2021 relative a parchi eolici e solari operativi in Francia, all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- 2 Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
- 3 Erogazione liberale deliberata nel primo semestre del 2020.
- 4 Indennità di Cessazione Carica in conseguenza all'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
- 5 Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- 6 Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche (pari a 17 milioni nel 2020).
- 7 Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
- 8 Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management.
- 9 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.
- 10 Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
- 11 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 2021 di oneri finanziari netti per circa 2 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 2021

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	525,5	-	-	-	525,5
Altri proventi	3,4	-	-	-	3,4
Ricavi totali	528,9	-	-	-	528,9
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(133,3)	-	-	-	(133,3)
Costi per servizi e altri costi operativi	(80,7)	(4,8)	-	5,4	(80,0)
Costi del lavoro	(34,1)	-	-	-	(34,1)
Margine operativo lordo	280,8	(4,8)	-	5,4	281,5
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(137,6)	2,9	-	-	(134,7)
Risultato operativo	143,2	(1,9)	-	5,4	146,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(20,7)	1,9	1,6	1,6	(15,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	-	-	-	0,1
Risultato prima delle imposte	122,5	(0,0)	1,6	7,0	131,1
Imposte sul reddito	(29,5)	-	(0,4)	(1,0)	(30,9)
Risultato netto di periodo	93,0	(0,0)	1,2	6,0	100,2
Risultato di azionisti terzi	(0,7)	-	-	-	(0,7)
Risultato netto di competenza del Gruppo	92,4	(0,0)	1,2	6,0	99,5

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 GIUGNO 2021

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.103,5	-	1.103,5
Immobilizzazioni materiali	2.401,5	(111,3)	2.290,3
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	43,5	-	43,5
Capitale immobilizzato	3.548,5	(111,3)	3.437,3
Rimanenze	42,3	-	42,3
Crediti commerciali	152,9	-	152,9
Debiti commerciali	(93,3)	-	(93,3)
Debiti verso erario per accise	(0,7)	-	(0,7)
Capitale circolante operativo netto	101,2	-	101,2
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,3)	-	(5,3)
Altre attività	331,5	1,1	332,7
Altre passività	(466,4)	-	(466,4)
Capitale investito netto	3.509,7	(110,1)	3.399,6
Patrimonio netto Gruppo	1.696,0	2,6	1.698,6
Patrimonio netto di terzi	9,5	-	9,5
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.181,4	(105,6)	2.075,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(377,2)	(7,1)	(384,3)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.509,7	(110,1)	3.399,6

Per quanto riguarda la riconduzione dai valori *reported* ai valori *adjusted* dei periodi comparativi si rimanda ai rispettivi Resoconti e Relazioni.

(Milioni di Euro)	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Fondi per benefici ai dipendenti	Altre attività	Altre passività	REPORTED		Rettifica IFRS 16	ADJUSTED	
							CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto		CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Autorizzazioni e Concessioni	828,4	828,4					828,4			828,4	
Altre attività immateriali	13,0	13,0					13,0			13,0	
Avviamento	262,1	262,1					262,1			262,1	
Immobili, impianti e macchinari	2.290,3	2.290,3					2.290,3			2.290,3	
Attività per diritti di utilizzo	111,3	111,3					111,3		(111,3)	-	
Partecipazioni	12,0	12,0					12,0			12,0	
Attività finanziarie valutate al Fair Value	1,0	-					-	1,0			1,0
Altre attività finanziarie non correnti	31,5	31,5					31,5			31,5	-
Attività per imposte differite	72,7				72,7		72,7			72,7	
Altre attività non correnti	50,0				50,0		50,0			50,0	
Attività non correnti	3.672,2										
Rimanenze	42,3		42,3				42,3			42,3	
Crediti commerciali	152,9		152,9				152,9			152,9	
Altri crediti e attività correnti	113,1				113,1		113,1		1,1	114,2	
Attività per imposte correnti	36,3				36,3		36,3			36,3	
Attività finanziarie valutate al Fair Value	59,4				59,4		59,4			59,4	-
Altre attività finanziarie correnti	27,6							27,6			27,6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	653,5							653,5			653,5
Attività correnti	1.085,3										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.757,5										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.696,0								2,6		
Partecipazioni di terzi	9,5										
Patrimonio Netto	1.705,5										
Benefici ai dipendenti	5,3			(5,3)			(5,3)			(5,3)	
Passività per imposte differite	117,9					(117,9)	(117,9)			(117,9)	
Fondo Business Dismessi	73,3					(73,3)	(73,3)			(73,3)	
Fondo oneri smantellamento	51,2					(51,2)	(51,2)			(51,2)	
Altri fondi non correnti	16,3					(16,3)	(16,3)			(16,3)	
Passività finanziarie valutate al Fair Value	25,9							25,9			25,9
Passività finanziarie non correnti	2.050,9							2.050,9			2.050,9
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	105,6							105,6	(105,6)		-
Altre passività non correnti	31,7					(31,7)	(31,7)			(31,7)	
Passività non correnti	2.478,2										
Altri fondi correnti	58,2					(58,2)	(58,2)			(58,2)	
Debiti commerciali	93,3		(93,3)				(93,3)			(93,3)	
Passività finanziarie valutate al Fair Value	50,1					(50,1)	(50,1)			(50,1)	-
Passività finanziarie correnti	296,9							296,9			296,9
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	7,1							7,1	(7,1)		-
Altre passività correnti	34,6		(0,7)			(34,0)	(34,6)			(34,6)	
Passività per imposte correnti	33,5					(33,5)	(33,5)			(33,5)	
Passività correnti	573,8										
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.757,5										
Stato patrimoniale riclassificato		3.548,5	101,2	(5,3)	331,5	(466,4)	3.509,7	1.804,2		3.399,6	1.691,5

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
21 luglio 2021	Eolico	<p>ERG, attraverso le proprie controllate Evishagaran Wind Farm Limited e Craiggore Energy Limited ha sottoscritto con ElectroRoute Energy Supply Ltd, azienda leader nel commercio e nei servizi energetici, un accordo di lungo termine per due Power Purchase Agreement (PPA) per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda.</p> <p>I due impianti, con una capacità installata totale di 70 MW e una produzione stimata annua di oltre 250 GWh, attualmente in fase avanzata di costruzione, entreranno in esercizio entro la fine del 2021. La fornitura avverrà in modalità <i>'pay as produced'</i> con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. ElectroRoute garantirà inoltre il servizio di "Route to Market" per consentire l'immissione dell'energia sulla rete elettrica del Paese.</p>	Comunicato Stampa del 21/07/2021

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2021.

Eolico

Il Margine operativo lordo per l'Italia è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito di maggiori volumi e dei maggiori prezzi di vendita attesi. Il risultato all'estero invece è previsto in riduzione rispetto a quello del 2020 per effetto di condizioni anemologiche meno favorevoli registrate nel primo semestre rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020 oltretutto per l'uscita dal sistema incentivante di circa 76 MW in Francia. Tali effetti saranno in parte compensati dal consolidamento a partire dal secondo semestre dei parchi acquisiti in Francia (58 MW), dal maggior contributo atteso dei parchi in Est Europa e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

Il Margine operativo lordo complessivo è atteso in aumento rispetto all'anno precedente.

Solare

ERG nel 2021 mette in atto la propria strategia di sviluppo internazionale con l'acquisizione di due parchi solari in Francia per complessivi 22 MW, i cui effetti economici saranno consolidati a partire dal 1 luglio dell'esercizio in corso. Gli impianti italiani continueranno a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi, capitalizzando le competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti.

Si stima per l'intero esercizio 2021 un Margine Operativo Lordo in lieve aumento rispetto al 2020.

Idroelettrico

Si prevedono volumi stimati superiori alla media storica, in particolare rispetto a quelli depressi del 2020, grazie all'elevata disponibilità idrica in parte ancora accumulata negli invasi; Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita molto alti oltre ad un maggior valore dell'incentivo.

Il Margine Operativo Lordo è pertanto atteso in forte aumento rispetto ai valori del 2020.

Termoelettrico

Il risultato 2021 risentirà del venire meno dei ricavi da certificati bianchi per la fine del primo periodo di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento), di margini di generazione in contrazione con i maggiori prezzi di gas e CO₂ solo in parte compensati dai prezzi dell'energia elettrica nonché della fermata straordinaria dell'impianto, programmata nella seconda parte dell'anno, finalizzata al rinnovamento del sistema vapore che permetterà di beneficiare della

produzione di titoli di efficienza energetica a partire dal 2022. Tali effetti saranno solo in parte compensati dai maggiori introiti derivanti dalla performance sui mercati dei servizi di dispacciamento.

Si prevede un Margine Operativo Lordo in decisa contrazione rispetto al 2020.

Alla luce degli effetti di cui sopra, si rivede al rialzo la *guidance* del margine operativo lordo consolidato per l'esercizio 2021 nell'intervallo 505- 525 milioni di Euro rispetto al precedente 490-510 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020). Gli investimenti per il 2021 sono rivisti nel range compreso tra 450 e 500 milioni di Euro in rialzo rispetto all'indicazione precedente di 285 e 325 milioni di Euro (156 milioni nel 2020) principalmente a seguito della recente acquisizione di parchi eolici e solari già operativi in Francia per 80 MW .

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, è atteso nel range tra 1,55 e 1,65 miliardi di Euro in rialzo rispetto all'intervallo precedente di 1,39 e 1,49 (1,44 nel 2020).

Genova, 30 luglio 2021

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

al 30 Giugno 2021

We are #SDGsContributors

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO ⁽¹⁾



(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2021	1° semestre 2020 ⁽²⁾
Ricavi	1	525.516	497.781
Altri proventi	2	3.421	10.691
Costi per acquisti commodities	3	(126.982)	(124.422)
Altri costi per acquisti	4	(6.356)	(6.841)
Costi per servizi e altri costi operativi	5	(80.727)	(79.770)
Costi del lavoro	6	(34.070)	(32.582)
MARGINE OPERATIVO LORDO		280.803	264.857
Ammortamenti Attività Immateriali	22	(32.714)	(35.168)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	22	(105.129)	(117.809)
Ripristini (svalutazioni) di valore	22	259	204
RISULTATO OPERATIVO NETTO		143.220	112.083
Proventi finanziari	38	39.925	17.228
Oneri finanziari	38	(60.673)	(42.023)
Proventi (oneri) finanziari netti		(20.748)	(24.795)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	25	61	62
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	25	(4)	(0)
Proventi (oneri) da partecipazioni		56	61
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		122.528	87.350
Imposte sul reddito	42	(29.493)	(13.616)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		93.035	73.734
Risultato di azionisti terzi	31	682	1.334
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		92.353	72.401

(Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Utile per azione attività operative base e diluito ⁽³⁾	0,624	0,495
Utile di Gruppo per azione base e diluito ⁽³⁾	0,619	0,495
Numero medio di azioni in circolazione	149.081.983	148.869.920

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

(2) I dati 2020 sono stati riesposti per fornire una migliore rappresentazione. Si veda quanto indicato al par. [Effective communication – Comparability](#).

(3) Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 149.081.983.

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Risultato netto del periodo		93.035	73.734
Variazioni che non saranno riclassificate a Conto Economico			
Variazione attuariale passività per benefici ai dipendenti		-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale delle passività per benefici ai dipendenti		-	-
	15	-	-
Variazioni che saranno riclassificate a Conto Economico			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(67.281)	(15.149)
Imposte sul reddito riferite alle - copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		20.184	3.636
	30	(47.097)	(11.513)
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		5.278	(5.937)
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(1.002)	1.127
	30	4.277	(4.810)
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		(42.820)	(16.323)
Risultato netto complessivo del periodo		50.215	57.411
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		682	1.334
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		49.532	56.078

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

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2021	31/12/2020
ATTIVITÀ			
Autorizzazioni e Concessioni	16	828.364	813.358
Altre attività immateriali	17	13.017	13.119
Avviamento	18	262.094	223.381
Immobili, impianti e macchinari	19	2.290.279	2.159.461
Attività per diritti di utilizzo	20	111.268	99.926
Partecipazioni:	24	11.996	12.684
- valutate con il metodo del patrimonio netto			11.874
- altre partecipazioni		11.172	811
		824	
Attività finanziarie valutate al Fair Value	33	990	-
Altre attività finanziarie non correnti	26	31.528	39.569
Attività per imposte differite	44	72.717	53.523
Altre attività non correnti	11	49.959	49.495
Attività non correnti		3.672.212	3.464.518
Rimanenze	8	42.339	49.382
Crediti commerciali	7	152.900	178.481
Altri crediti e attività correnti	10	113.092	78.277
Attività per imposte correnti	43	36.339	15.878
Attività finanziarie valutate al Fair Value	33	59.438	64.505
Altre attività finanziarie correnti	34	27.625	20.340
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	653.541	655.567
Attività correnti		1.085.274	1.062.429
TOTALE ATTIVITÀ		4.757.486	4.526.947
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	30	15.032	15.032
Altre Riserve	30	1.027.430	973.458
Utili/(Perdite) a nuovo	30	561.214	661.701
Utile dell'esercizio	30	92.353	107.885
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante		1.696.028	1.758.077
Partecipazioni di terzi	31	9.481	9.669
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.705.510	1.767.746
PASSIVITÀ			
Benefici ai dipendenti	15	5.252	5.425
Passività per imposte differite	44	117.946	120.437
Fondo Business Dismessi	27	73.305	73.579
Fondo oneri smantellamento	21	51.246	48.119
Altri fondi non correnti	28	16.303	15.601
Passività finanziarie valutate al Fair Value	37	25.872	42.661
Passività finanziarie non correnti	35	2.050.883	1.971.860
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	36	105.594	91.855
Altre passività non correnti	13	31.749	35.160
Passività non correnti		2.478.150	2.404.696
Altri fondi correnti	28	58.224	57.850
Debiti commerciali	9	93.328	74.200
Passività finanziarie valutate al Fair Value	14	50.088	7.685
Passività finanziarie correnti	35	296.901	150.844
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	36	7.100	8.861
Altre passività correnti	12	34.642	38.051
Passività per imposte correnti	43	33.542	17.014
Passività correnti		573.826	354.505
TOTALE PASSIVITÀ		3.051.976	2.759.201
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		4.757.486	4.526.947

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

PROSPETTO DEI FLUSSI FINANZIARI ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2021	1° semestre 2020 ⁽²⁾
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A):			
Risultato netto del periodo		93.035	73.734
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	22	137.463	152.773
- Incremento altri fondi	21-27-28	2.219	1.430
- Decremento altri fondi	21-27-28	(2.090)	(8.336)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	7	-	812
- Proventi (oneri) da partecipazioni	25	(56)	(61)
- Variazione dei fondi relativi al personale	15	(172)	(190)
Oneri finanziari	38	20.748	24.795
Imposte sul reddito	42-43	29.493	13.616
Altre variazioni di elementi non monetari	30	(945)	(5.262)
		279.694	253.310
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	8	7.043	(689)
- Variazione dei crediti commerciali	7	29.925	5.000
- Variazione dei debiti commerciali	9	17.834	(29.095)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	10-11-12-13-14	(53.676)	(8.613)
- Variazione fair value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	39-40	(85.709)	5.625
Pagamento imposte	42-43	(24.827)	(13.700)
		(109.410)	(41.472)
		170.284	211.838
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):			
Acquisizione di attività immateriali	16-17	(969)	(2.316)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	19	(122.150)	(39.759)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti		-	3.837
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	16-17-19-20	(2.204)	(1.236)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	24	745	28
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	26-33	8.326	-
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	33-34	42.961	(42.665)
Variazione Area di Consolidamento per business combination	45	(25.240)	(10.568)
Variazione Area di Consolidamento per acquisizione assets	45	(31.612)	(1.169)
		(130.143)	(93.848)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):			
Rimborsi di finanziamenti non correnti	35	(36.364)	(61.971)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	35	141.103	80.668
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	35	(13.919)	(4.734)
Interessi pagati	38	(16.679)	(24.796)
Chiusura anticipata finanziamenti	38	(1.085)	-
Dividendi corrisposti ad azionisti	30	(113.023)	(113.878)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	36	(2.200)	(3.350)
		(42.168)	(128.061)
		(2.027)	(10.070)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO ATTIVITÀ CONTINUE			
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		655.567	653.528
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(2.027)	(10.070)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		653.540	643.457

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

(2) I dati 2020 sono stati riesposti per fornire una migliore rappresentazione. Si veda quanto indicato al par. [Effective communication – Comparability](#).

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO ^{(1) (2)}

	Note	Capitale sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazione di terzi	Totale Patrimonio Netto
(migliaia di Euro)									
SALDO AL 31/12/2019		15.032	77.543	6.051	1.644.427	31.553	1.774.606	11.530	1.786.136
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	31.553	(31.553)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	621	-	621	-	621
Distribuzione dividendi e riserve		-	-	-	(111.652)	-	(111.652)	(2.226)	(113.878)
Acquisizioni di società di terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	987	-	987	-	987
<i>Risultato netto di periodo</i>		-	-	-	-	72.401	72.401	1.334	73.734
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>		-	(11.513)	(4.810)	-	-	(16.323)	-	(16.323)
Risultato netto complessivo		-	(11.513)	(4.810)	-	72.401	56.078	1.334	57.411
SALDO AL 30/06/2020		15.032	66.030	1.241	1.565.935	72.401	1.720.639	10.637	1.731.278
SALDO AL 31/12/2020	30	15.032	68.524	370	1.566.264	107.885	1.758.077	9.669	1.767.746
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	107.885	(107.885)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	30	-	-	-	1.170	-	1.170	-	1.170
Distribuzione dividendi	30-31	-	-	-	(112.153)	-	(112.153)	(870)	(113.023)
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	(598)	-	(598)	-	(598)
<i>Risultato netto di periodo</i>	30-31	-	-	-	-	92.353	92.353	682	93.035
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>	30	-	(47.097)	4.277	-	-	(42.820)	-	(42.820)
Risultato netto complessivo		-	(47.097)	4.277	-	92.353	49.532	682	50.215
SALDO AL 30/06/2021	30	15.032	21.427	4.647	1.562.568	92.353	1.696.028	9.481	1.705.510

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

(2) I dati al 30/06/2020 sono stati riesposti per fornire una migliore rappresentazione.

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

I. INTRODUZIONE

ERG S.p.A. è l'entità che redige il Bilancio ed ha sede legale Genova in via De Marini 1 (Torre WTC).

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato 2021 comprende i bilanci della ERG S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il Gruppo ERG").

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 30 luglio 2021.

CRITERI DI REDAZIONE

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, se non diversamente indicato, è espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della capogruppo ERG S.p.A. e moneta di presentazione), ed è stato redatto in forma abbreviata 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 2020. Inoltre il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stato redatto:

- in conformità ai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea nonché in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del Decreto Legislativo n.38 del 28 febbraio 2005;
- nella prospettiva della continuità aziendale, e pertanto nel presupposto che il Gruppo sarà in grado di soddisfare le condizioni di rimborso obbligatorie delle linee di credito concesse dalle banche e delle emissioni obbligazionarie come indicato nella **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari**.

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.

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.

Per quanto riguarda la definizione e i criteri di rilevazione e misurazione delle voci del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato si rimanda al Bilancio del Gruppo al 31 dicembre 2020.

Le variazioni intervenute nell'applicazione dei principi contabili, nei criteri di rilevazione e misurazione laddove rilevanti, sono presentate all'interno di ciascuna nota alla quale si riferiscono.

EFFECTIVE COMMUNICATION - COMPARABILITY

Come già riportato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2020, il Gruppo ERG ha avviato un progetto di analisi e studio finalizzato ad una revisione dell'informativa finanziaria in un'ottica di una comunicazione più efficace, rilevante e più in linea con le aspettative dei propri Stakeholders.

In generale si è proceduto ad una revisione del corredo e dello stile comunicativo prediligendo l'utilizzo di un linguaggio più semplice e diretto sulle tematiche del Gruppo ed un più ampio uso di tabelle e grafici a supporto.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nella sezione *Effective communication* – [Comparability del Bilancio consolidato 2020](#).

Si riportano di seguito le principali differenze rispetto a quanto presentato nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2020.

- **Schemi di Bilancio primari:** sono state inserite nuove voci di Bilancio in considerazione della rilevanza di alcune informazioni per il Business. In particolare:

Prospetto di Conto Economico

- ampliato il dettaglio dei costi per acquisti;
- ampliato il dettaglio degli ammortamenti e svalutazioni;

Prospetto della Situazione patrimoniale – finanziaria

- apertura della voce Attività immateriali nelle voci Autorizzazioni e Concessioni ed Altre attività immateriali;
- ampliato il dettaglio delle Altre Attività e Passività correnti e non correnti evidenziando separatamente l'ammontare delle Attività e Passività finanziarie valutate al Fair Value;
- ampliato il dettaglio della voce Altri fondi non correnti evidenziando il fondo riferito a Business Dismessi e il fondo per Oneri Smantellamento.

Prospetto dei Flussi Finanziari

- dettaglio della variazione delle attività per imposte correnti all'interno dei flussi finanziari derivanti dall'Attività Operativa;
- modifiche riespositive di minore rilevanza per allineare le voci del prospetto in coerenza con i nuovi schemi.

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto

- la voce Riserve è stata suddivisa nelle voci Cash Flow Hedge, Riserva di traduzione ed Altre Riserve;

I dati comparativi riferiti al primo semestre 2020 sono stati coerentemente riclassificati e quindi riesposti.

- **Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato:** prendendo a riferimento le aspettative degli Stakeholders del Gruppo ERG, le Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato sono state organizzate per "aree di gestione", aggregando, pertanto, le singole voci di conto economico e di stato patrimoniale, per argomenti omogenei.

La seguente tabella indica, per il Prospetto di Conto Economico le riclassifiche espositive effettuate per ogni singola voce degli schemi di bilancio rispetto ai valori pubblicati nella precedente relazione finanziaria semestrale:

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2020 pubblicato	Riclassifiche riespositive	1° semestre 2020 riesposto
Ricavi	497.781	-	497.781
Altri proventi	10.691	-	10.691
Costi per acquisti	(131.263)	131.263	-
Costi per acquisti commodities	-	(124.422)	(124.422)
Altri costi per acquisti	-	(6.841)	(6.841)
Costi per servizi e altri costi operativi	(79.770)	-	(79.770)
Costi del lavoro	(32.582)	-	(32.582)
MARGINE OPERATIVO LORDO	264.857	-	264.857
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(152.774)	152.774	-
Ammortamenti Attività Immateriali	-	(35.169)	(35.168)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	-	(117.809)	(117.809)
Ripristini (svalutazioni) di valore	-	204	204
RISULTATO OPERATIVO NETTO	112.083	-	112.083
Proventi finanziari	17.173	55	17.228
Oneri finanziari	(41.968)	(55)	(42.023)
Proventi (oneri) finanziari netti	(24.795)	-	(24.795)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	62	-	62
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	(0)
Proventi (oneri) da partecipazioni	61	-	61
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	87.350	0	87.350
Imposte sul reddito	(13.616)	-	(13.616)
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO	73.734	0	73.734
Risultato netto attività operative cessate	-	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	73.734	0	73.734
Risultato di azionisti terzi	(1.334)	-	1.334
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO	72.401	0	72.401

CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Il presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato è costituito:

- dagli **schemi primari**, con le seguenti caratteristiche:
 - il **Prospetto della Situazione patrimoniale finanziaria** consolidata presenta le attività e passività in base alla loro scadenza, separando le poste correnti e le poste non correnti. Le attività correnti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura del periodo; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura;
 - il **Prospetto di Conto Economico** include un'analisi delle poste per natura, struttura ritenuta più rappresentativa rispetto alla presentazione per destinazione. La forma scelta è, infatti, conforme alle modalità di reporting interno e di gestione;
 - Il **Prospetto di Conto Economico complessivo** riporta principalmente le componenti di risultato sospese a patrimonio netto;
 - il **Prospetto dei Flussi Finanziari** è strutturato sulla base del metodo indiretto, con indicazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento.
 - il **Prospetto delle variazioni del patrimonio netto** è predisposto secondo le disposizioni dello IAS 1 ed evidenzia separatamente i flussi inerenti le componenti della riserva di altre componenti del risultato complessivo,
- dalle **Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato**.

Inoltre, come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006, nella **Nota 46 – Poste non ricorrenti** sono stati indicati separatamente quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Sempre in applicazione della suddetta delibera CONSOB, nella **Nota 47 – Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate, i quali non risultano essere peraltro significativi per il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

Emergenza Covid-19

Nel corso del 2021 è proseguita l'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale COVID-19: in tale contesto ERG ha continuato a mettere 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, come raccomandato anche dalle Autorità competenti, è il lavoro agile (smart working), esteso a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta (100% 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.

Nel corso del primo semestre 2021 la prestazione lavorativa è continuata in modalità (Smart Working) cinque giorni su cinque. A partire dal mese di luglio, sino a nuova informativa, tale modalità è stata confermata per due giorni lavorativi alla settimana. Tale possibilità, come in precedenza, è estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane del Gruppo laddove questa modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate e assicuri la massima attenzione nel garantire la piena continuità delle attività aziendali.

ERG continua a gestire 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 del Protocollo anti-Covid negli ambienti di lavoro, delle indicazioni delle Autorità Competenti e di concerto con le Organizzazioni Sindacali. I documenti Aziendali che regolamentano le azioni intraprese sono stati messi a disposizione di tutto il personale in un'apposita sezione della intranet aziendale e sono oggetto di periodico aggiornamento.

Nel più ampio quadro della campagna nazionale di vaccinazioni in atto e con l'intento di contribuirvi in maniera proattiva, ERG ha effettuato una campagna informativa sui vaccini, con l'obiettivo di favorire l'adesione delle persone in maniera consapevole. L'iniziativa è stata affidata ai Responsabili interni dei Servizi di Prevenzione e Protezione ed ai medici aziendali delle varie sedi.

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 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020 ed ulteriori 39 ingressi nel corso del primo semestre 2021 al fine di supportare il percorso di crescita della società. 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.

Stante il perdurare delle condizioni di pandemia il management del Gruppo ha posto in essere un costante monitoraggio 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.

Non si segnalano impatti significativi sul presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

USO DI STIME – RISCHI E INCERTEZZE

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

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 2020. Per quanto riguarda specificamente il rischio Brexit non si segnalano novità di rilievo per il Gruppo e per quanto riguarda l'emergenza Covid si rimanda a quanto indicato nel precedente paragrafo.

Si riportano di seguito gli aggiornamenti relativi all'uso di stime rischi e incertezze rispetto a quanto presentato nel Bilancio Consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2020:

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
Ammortamento delle concessioni di grande derivazione idroelettrica	Il periodo di ammortamento degli impianti idroelettrici è attualmente commisurato alla vita economico tecnica del singolo bene. A partire dal presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, il Gruppo, a seguito della rivalutazione D.L. 104/2020 effettuata a Bilancio 2020 ed in considerazione dei pareri tecnici ricevuti, ha ritenuto opportuno estendere la vita utile del residuo maggior valore iscritto nel bilancio consolidato in sede di Purchase Price Allocation, sostanzialmente in linea con quanto utilizzato da ERG Hydro S.r.l. nella redazione del proprio bilancio d'esercizio e quindi facendo riferimento alla vita economico-tecnica dei singoli beni. Il management monitorerà l'evoluzione normativa ed i relativi chiarimenti al fine di valutare i possibili impatti futuri sul processo di ammortamento. A fini del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non si segnalano novità.

PRINCIPI E VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Criteri e Metodi di consolidamento

Le società controllate vengono consolidate integralmente se e solo se il Gruppo dispone di:

- potere sulla partecipata;
- esposizione, o diritti, a rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata;
- capacità di esercitare il proprio potere sulla partecipata per incidere sull'ammontare dei suoi rendimenti.

Quando si valuta il controllo, l'IFRS 10 richiede giudizio e valutazione continua. Per i dettagli su quando l'interessenza partecipativa non implica un controllo di fatto si rimanda a quanto fornito nella **Nota 48 – Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo**.

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 collegate sulle quali il gruppo esercita un'influenza notevole e le joint venture (generalmente corrispondenti a una partecipazione compresa tra il 20% e il 50%) sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto.

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società controllate si

rimanda a quanto riportato nella **Nota 48 – Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo** e nella **Nota 31 – Partecipazioni di terzi**.

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

La valuta funzionale del Gruppo è l'Euro. La conversione dei bilanci delle controllate espressi in moneta diversa dall'Euro avviene secondo le seguenti modalità:

- le attività e le passività, 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 medio di periodo.

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.

Si elencano qui di seguito i tassi di cambio utilizzati per la conversione ed il consolidamento dei bilanci in moneta diversa dall'Euro:

cambio: valuta estera / EUR	Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾
Polonia	PLN - Zloty	4,520	4,538
Romania	RON - Leu Romeno	4,928	4,901
UK	GBP - Sterlina britannica	0,859	0,869
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,960	1,960

(1) Cambio al 30 giugno 2021.

(2) Cambio medio del periodo.

Di seguito vengono riepilogate, suddivise per business, le variazioni del perimetro di consolidamento, intervenute nel semestre:

- in data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia.
- in data **24 giugno 2021**, ERG tramite la propria controllata ERG Eolienne France, ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli impatti legati al consolidamento integrale delle società acquisite nel semestre:

(migliaia di Euro)	Joran ⁽¹⁾	Erik ⁽²⁾	TOTALE
Autorizzazioni e Concessioni	14.700	31.607	46.307
Altre Attività immateriali	236	-	236
Avviamento	38.713	-	38.713
Immobili, impianti e macchinari	94.533	9.673	104.206
Attività per diritti di utilizzo	7.930	-	7.930
Altre attività finanziarie non correnti	285	-	285
Attività per imposte differite	3.603	-	3.603
Attività non correnti	159.999	41.280	201.279
Crediti commerciali	4.344	-	4.344
Altri crediti e attività correnti	1.373	33	1.406
Attività finanziarie correnti *	-	0	0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti *	(25.240)	(31.612)	(56.852)
Attività correnti	(19.523)	(31.579)	(51.102)
TOTALE ATTIVITÀ	140.476	9.701	150.177
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-	-
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Passività per imposte differite	4.627	-	4.627
Fondo Business Dismessi	-	-	-
Fondo oneri smantellamento	2.357	-	2.357
Altri fondi non correnti	1.443	-	1.443
Strumenti valutati al Fair Value	-	-	-
Passività finanziarie non correnti *	108.292	-	108.292
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing *	7.930	-	7.930
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	124.649	-	124.649
Debiti commerciali	1.293	1	1.294
Passività finanziarie correnti *	13.305	9.679	22.984
Altre passività correnti	1.229	21	1.250
Passività correnti	15.827	9.701	25.528
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	140.476	9.701	150.177
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta (a)	(154.767)	(41.290)	(196.057)
Impatto IFRS 16 su Posizione Finanziaria Netta (b)	(7.930)	-	(7.930)
Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione sulla Gestione c = (a-b)	(146.837)	(41.290)	(188.127)

(1) n. 10 società di diritto francese da FPCI Capenergie 3 – business combination **Joran**. L'esercizio di *purchase price allocation* è da considerarsi provvisorio come maggiormente dettagliato alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di asset**.

(2) n. 1 società svedese da BayWa – acquisizione di asset **Erik**.

Il prospetto soprariportato 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: disponibilità liquide e mezzi equivalenti (che includono il corrispettivo pagato per l'acquisizione), passività finanziarie non correnti, passività finanziarie non correnti per beni in leasing, passività finanziarie correnti.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di asset** nella sezione **VII. Altre Note**.

II. GESTIONE OPERATIVA

Nella presente sezione sono commentate le voci del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato strettamente legate alla gestione operativa e corrente degli asset del Gruppo oltre che l'informativa per settore operativo. In particolare, sono commentate le voci economiche che compongono il margine operativo lordo e le voci patrimoniali afferenti al capitale circolante operativo netto oltre che altre attività e passività.

INFORMATIVA PER SETTORE OPERATIVO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

I settori operativi individuati ai sensi dell'IFRS 8 coincidono con le quattro diverse tecnologie utilizzate per la generazione di energia, di seguito elencate:

- Eolico
- Solare
- Idroelettrico
- Termoelettrico

L'analisi dei risultati economici operativi del settore Eolico è ulteriormente monitorata, per alcuni indicatori, con riferimento al paese (country) in cui il Gruppo opera.

Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal Management e dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo ai fini del monitoraggio e gestione dell'andamento dei business.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (poste non ricorrenti, riclassifiche e altro): tali risultati sono indicati con la definizione "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.

Per maggiori informazioni in merito all'andamento dei settori operativi e alla misurazione e riconciliazione dei risultati adjusted e degli altri Indicatori alternativi di performance si rimanda a quanto indicato nella Relazione Intermedia ed alla **Nota 46 - Poste non ricorrenti**.

Margine operativo lordo e Risultato operativo netto

Il Margine operativo lordo ed il Risultato operativo netto sono determinati dalle attività operative del Gruppo che generano ricavi continuativi e dagli altri proventi e costi correlati alle attività operative. Dal Margine operativo lordo sono esclusi i proventi e gli oneri finanziari netti, i proventi e oneri da partecipazioni, le imposte sul reddito, gli ammortamenti, i ripristini e svalutazioni di valore di:

- autorizzazioni e concessioni;
- altre attività immateriali;
- immobili, impianti e macchinari;
- attività per diritti di utilizzo.

Il Risultato operativo netto è pari al valore del Margine operativo lordo al netto degli ammortamenti e dei ripristini e svalutazioni di valore di autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo.

Informativa per settori

1° semestre 2021	TOTALE	di cui				
		Eolico	Termoelettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate
(milioni di Euro)						
Ricavi totali	543,9	215,2	168,4	104,2	37,6	18,4
Ricavi infrasettori	(18,4)	-	-	-	-	(18,4)
Ricavi	525,5	215,2	168,4	104,2	37,6	-
Margine operativo lordo	280,8	179,2	(11,2)	90,2	35,1	(12,6)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	0,7	(22,4)	26,4	(6,6)	(1,5)	4,7
Margine operativo lordo adjusted	281,5	156,8	15,3	83,6	33,6	(7,8)
Ammortamenti e svalutazioni	(137,6)	(78,3)	(15,4)	(21,9)	(20,5)	(1,6)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	2,9	2,2	0,5	0,1	0,1	-
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(134,7)	(76,1)	(14,9)	(21,8)	(20,3)	(1,6)
Risultato operativo netto	143,2	101,0	(26,5)	68,3	14,6	(14,2)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	3,6	(20,2)	26,9	(6,5)	(1,4)	4,7
Risultato operativo netto adjusted	146,8	80,8	0,4	61,8	13,3	(9,4)
Investimenti in attività immobilizzate	123,1	111,9	6,8	3,0	0,9	0,6

1° semestre 2020	TOTALE	di cui				
		Eolico	Termoelettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate
(milioni di Euro)						
Ricavi totali	514,8	225,0	176,4	58,7	37,7	17,0
Ricavi infrasettori	(17,0)	-	-	-	-	(17,0)
Ricavi	497,8	225,0	176,4	58,7	37,7	-
Margine operativo lordo	264,9	157,2	56,0	28,9	32,9	(10,0)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	(1,8)	9,1	(25,9)	11,3	1,6	1,9
Margine operativo lordo adjusted	263,0	166,3	30,1	40,2	34,5	(8,1)
Ammortamenti e svalutazioni	(152,8)	(86,2)	(15,3)	(28,9)	(20,7)	(1,6)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	3,4	2,6	0,6	0,1	0,1	0,1
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(149,4)	(83,7)	(14,8)	(28,8)	(20,6)	(1,5)
Risultato operativo netto	112,1	71,0	40,6	0,0	12,2	(11,6)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	1,5	11,6	(25,3)	11,4	1,7	2,0
Risultato operativo netto adjusted	113,6	82,6	15,3	11,4	13,9	(9,6)
Investimenti in attività immobilizzate	42,1	26,4	11,7	2,4	0,9	0,7

Informativa per area geografica

1° semestre 2021

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui							
		Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	Regno Unito	Svezia
Ricavi totali	543,9	459,6	38,6	20,2	8,9	7,6	8,9	-	-
Ricavi infrasettori	(18,4)	(18,4)	-	-	-	-	-	-	-
Ricavi	525,5	441,2	38,6	20,2	8,9	7,6	8,9	-	-
Margine operativo lordo	280,8	222,0	26,5	14,3	6,8	5,0	6,8	(0,5)	(0,0)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	0,7	7,6	(2,6)	(2,3)	(0,7)	(0,2)	(0,3)	(0,6)	-
Margine operativo lordo adjusted	281,5	229,6	23,9	12,0	6,1	4,7	6,4	(1,1)	(0,0)
Ammortamenti e svalutazioni	(137,6)	(103)	(16,3)	(10,8)	(2,9)	(2,1)	(2,5)	(0,1)	-
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	2,9	1,6	0,4	0,7	0,1	-	0,0	0,0	-
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(134,7)	(101,4)	(15,9)	(10,1)	(2,8)	(2,1)	(2,5)	(0,0)	-
Risultato operativo netto	143,2	119,0	10,2	3,5	3,9	2,9	4,3	(0,5)	(0,0)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	3,6	9,2	(2,2)	(1,6)	(0,6)	(0,2)	(0,3)	(0,7)	-
Risultato operativo netto adjusted	146,8	128,2	8,0	2,0	3,3	2,7	3,9	(1,2)	(0,0)
Investimenti in attività immobilizzate	123,1	19,5	4,1	0,2	24,9	-	-	72,1	2,3

1° semestre 2020

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui							
		Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	Regno Unito	Svezia
Ricavi totali	514,8	416,3	47,9	26,8	10,3	6,9	6,7	-	-
Ricavi infrasettori	(17,0)	(17,0)	-	-	-	-	-	-	-
Ricavi	497,8	399,3	47,9	26,8	10,3	6,9	6,7	-	-
Margine operativo lordo	264,9	193,1	36,0	19,4	8,4	4,4	4,2	(0,6)	(0,6)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	(1,8)	0,2	(0,8)	(1,1)	(0,2)	-	(0,0)	0,0	-
Margine operativo lordo adjusted	263,0	193,3	35,2	18,3	8,2	4,4	4,2	(0,6)	(0,6)
Ammortamenti e svalutazioni	(152,8)	(115,5)	(17,4)	(12,2)	(3,0)	(2,1)	(2,6)	(0,0)	-
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	3,4	1,8	0,5	0,8	0,1	-	0,0	0,0	-
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(149,4)	(113,7)	(16,8)	(11,4)	(2,9)	(2,1)	(2,5)	(0,0)	-
Risultato operativo netto	112,1	77,6	18,7	7,2	5,4	2,3	1,7	(0,7)	(0,7)
<i>Poste non ricorrenti, riclassifiche e altro</i>	1,5	2,1	(0,3)	(0,3)	(0,1)	-	(0,0)	0,0	-
Risultato operativo netto adjusted	113,6	79,7	18,4	6,9	5,3	2,3	1,6	(0,6)	(0,6)
Investimenti in attività immobilizzate	42,1	18,1	0,2	1,1	6,5	0,0	-	-	16,1

RICAVI E MARGINALITÀ OPERATIVA

NOTA 1 - RICAVI

1° SEMESTRE 2021

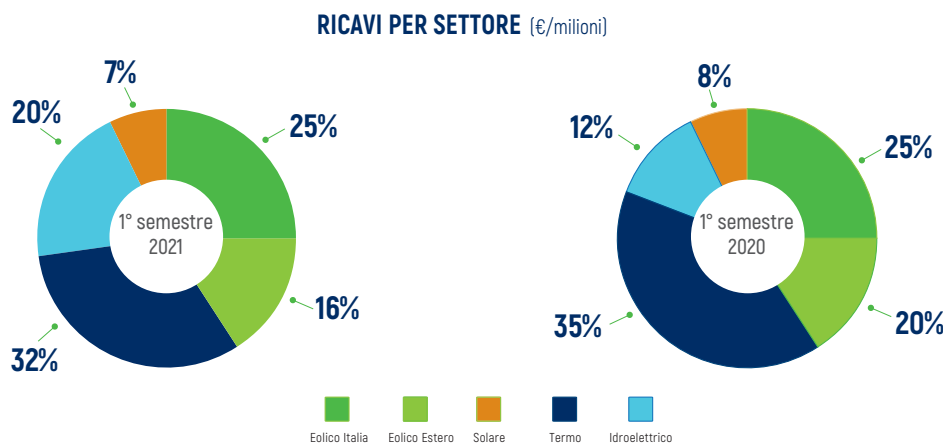
(migliaia di Euro)	Eolico Italia ⁽¹⁾	Eolico Estero	Termoelettrico ⁽¹⁾	Idroelettrico ⁽¹⁾	Solare ⁽¹⁾	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	48.552	11.263	102.538	60.126	6.005	228.484
Energia clienti finali	-	-	21.967	-	-	21.967
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	-	-	5.792	-	-	5.792
Trasporto e dispacciamenti terzi	-	-	2.592	-	-	2.592
Vapore - Gas e altre utilities	-	-	31.576	-	-	31.576
Tariffa incentivante - Feed in Tariff - GO	82.411	66.430	-	44.108	31.627	224.576
Certificati Bianchi	-	-	712	-	-	712
Certificati Verdi	-	6.594	-	-	-	6.594
Totale Ricavi di vendita	130.963	84.286	165.177	104.234	37.633	522.292
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	-	78	3.146	-	-	3.224
Totale Ricavi per prestazioni	-	78	3.146	-	-	3.224
Totale Ricavi	130.963	84.365	168.323	104.234	37.633	525.516

(1) I ricavi per Energia al mercato includono effetti negativi delle coperture del semestre per circa 32 milioni.

1° SEMESTRE 2020

(migliaia di Euro)	Eolico Italia ⁽¹⁾	Eolico Estero	Termoelettrico ⁽¹⁾	Idroelettrico ⁽¹⁾	Solare ⁽¹⁾	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	49.149	9.549	101.030	33.878	5.043	198.649
Energia clienti finali	-	-	23.537	-	-	23.537
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	-	-	3.395	-	-	3.395
Trasporto e dispacciamenti terzi	-	-	1.918	-	-	1.918
Vapore - Gas e altre utilities	-	-	30.279	-	-	30.279
Tariffa incentivante - Feed in Tariff - GO	77.066	81.706	-	24.815	32.675	216.261
Certificati Bianchi	-	-	12.500	-	-	12.500
Certificati Verdi	-	7.264	-	-	-	7.264
Totale Ricavi di vendita	126.214	98.519	172.659	58.693	37.718	493.804
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	250	-	3.727	-	-	3.977
Totale Ricavi per prestazioni	250	-	3.727	-	-	3.977
Totale Ricavi	126.465	98.519	176.386	58.693	37.718	497.781

(1) I ricavi per Energia al mercato includono effetti positivi delle coperture del semestre per circa 21 milioni.



Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella Relazione intermedia sulla Gestione.

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

Nei ricavi è incluso l'impatto netto negativo, per effetto dello Scenario, pari a 32 milioni di Euro (21 milioni di Euro positivo nel 1° semestre 2020) degli strumenti derivati di copertura su commodities. Si rimanda alla **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari** per ulteriori dettagli.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Power	180	20.953
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Gas	-	-
Totale	180	20.953
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Power	(32.134)	(0)
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Gas	-	-
Totale	(32.134)	(0)
Totale ricavi	(31.954)	20.952

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.

Per quanto riguarda le tempistiche di erogazione degli incentivi in Italia 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".

Nel primo semestre 2021 il Gruppo, in qualità di leader nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in ragione di un piano strategico orientato ad una crescita di potenza installata in Italia ed all'estero, ha iniziato a stipulare

contratti di fornitura a medio-lungo termine sulla base dei quali la controparte acquista, per un periodo predeterminato contrattualmente, la produzione di uno o più parchi identificati.

I *Power Purchase Agreements* (PPA) sono caratterizzati da una durata pluriennale e da un prezzo definito e hanno come obiettivo quello di garantire una struttura di ricavo caratterizzata da un livello di rischio medio/basso e di assicurare un ritorno stabile sugli investimenti sostenuti per la realizzazione del suddetto piano di crescita.

In questo contesto è stato stipulato il 14 maggio 2021 un PPA da fonte rinnovabile tra ERG ed il Gruppo TIM, accordo di durata decennale per la fornitura di 3,4 TWh di energia green, per il periodo 2022-2031, i cui primi effetti contabili verranno rilevati a partire dal 1° gennaio 2022 in coerenza con l'inizio del periodo di fornitura.

L'accordo prevede una fornitura in parte in modalità *"baseload"* ed in parte *"pay as produced"* di energia prodotta dagli impianti eolici oggetto di interventi di *"reblading"* di Lacedonia Monteverde (Av) ed Avigliano (Pz) a partire dal 2023, con la possibilità di aumentarne il volume includendo altri progetti di potenziamento previsti da ERG sulla sua flotta eolica.

L'accordo prevede la consegna fisica dell'energia elettrica alla controparte, cliente industriale utilizzatore finale, e si qualifica come *"own use contract"*. La rilevazione del ricavo sarà quindi commisurata all'importo che ERG Power Generation S.p.A. avrà il diritto di fatturare alla controparte sulla base del prezzo definito contrattualmente e della *performance* dei parchi nel periodo di riferimento.

NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi comprendono, principalmente, i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi e i contributi in conto esercizio

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Indennizzi	391	5.761	(5.370)
Altri proventi	1.541	1.326	215
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	68	1.200	(1.132)
Proventi per sottensioni idroelettrico	1.102	1.159	(57)
Proventi per rivendita capacità di trasmissione elettrica	38	1.064	(1.026)
Recuperi di spese	281	181	100
TOTALE	3.421	10.691	(7.270)

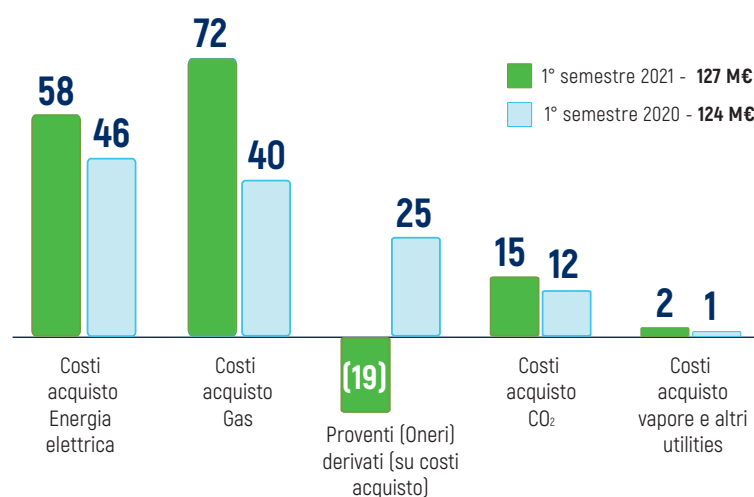
Si ricorda che nel corso del primo semestre 2020 era stato incassato un rimborso assicurativo (4,7 milioni di Euro) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT a Priolo Gargallo.

I risultati del primo semestre 2020 riflettevano, inoltre, la chiusura di alcune partite pregresse afferenti al business termoelettrico.

NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTO COMMODITIES

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Costi acquisto Energia elettrica	57.884	45.944	11.940
Costi acquisto Gas	71.537	40.291	31.246
(Proventi)/Oneri derivati su costi acquisto	(18.790)	24.852	(43.642)
Costi acquisto CO ₂	14.656	12.021	2.635
Costi acquisto vapore e altri utilities	1.695	1.315	381
Totale	126.982	124.422	2.560

COSTI PER ACQUISTO COMMODITIES



La voce risulta essere in linea rispetto al periodo precedente in quanto l'aumento dei costi per acquisto di Energia Elettrica e del Gas, riconducibili all'aumento del prezzo delle commodities, è compensato dall'effetto positivo degli strumenti derivati di copertura su commodities.

Si segnala che l'impatto netto nei costi per acquisti di tali coperture risulta essere positivo per 19 milioni di Euro (25 milioni di Euro negativo nel 1° semestre 2020) per effetto dello Scenario. Si rimanda alla [Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari](#) per ulteriori dettagli.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Power	(5.523)	(1)
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Gas	(13.340)	
Totale	(18.863)	(1)
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Power	73	3.746
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Gas		21.106
Totale	73	24.852
Totale	(18.790)	24.852

NOTA 4 - ALTRI COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 6.356 migliaia di Euro nel primo semestre 2021 (6.841 migliaia di Euro nel 2020) comprende i costi per l'acquisto di componentistica d'impianto (*spare parts*) con vita utile non ultra annuale e materiali di consumo principalmente in relazione agli impianti termoelettrici ed eolici.

NOTA 5 - COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI OPERATIVI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Affitti passivi, canoni e noleggi	13.092	12.561	531
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.484	92	1.392
Imposte e tasse	6.516	6.206	310
Altri costi di gestione	1.554	3.425	(1.872)
Svalutazioni dei crediti	-	812	(812)
Costi per servizi	58.081	56.674	1.407
Totale	80.727	79.770	957

Gli affitti passivi, canoni e noleggi si riferiscono principalmente ai canoni per concessioni pubbliche e canoni relativi all'utilizzo dei software aziendali, non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16.

Gli accantonamenti per rischi ed oneri nel semestre si riferiscono principalmente a contenziosi con enti locali in materia di canoni per concessioni.

Le imposte e tasse riguardano principalmente le imposte municipali sull'impianto CCGT di ERG Power e sui parchi eolici, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e altre imposte e tasse di importo minore.

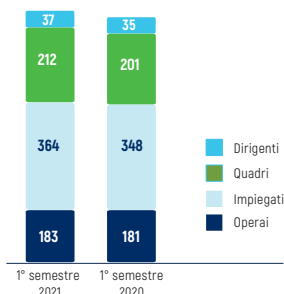
I **costi per servizi** sono così composti:

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	18.323	19.052	(728)
Servizi Information Technology (IT) e generali	11.428	10.923	505
Consulenze	7.986	8.072	(86)
Assicurazioni	5.237	4.504	733
Costi per servizi da Priolo Servizi S.C.p.A.	3.818	4.034	(216)
Emolumenti Amministratori	6.546	3.703	2.843
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	847	2.103	(1.256)
Utenze e somministrazioni	2.664	2.506	159
Prestazioni da gestore di rete	855	1.074	(219)
Emolumenti Sindaci	251	383	(132)
Pubblicità e promozioni	127	321	(194)
Totale	58.081	56.674	1.407

- le **manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica;
- i **Servizi Information Technology (IT) e generali** riguardano servizi informatici, spese bancarie, spese generali, servizi di vigilanza e pulizia e costi accessori al personale e HSE;
- le **consulenze** comprendono principalmente le spese per consulenze legali, tecniche e professionali oltre che gli oneri sostenuti per operazioni straordinarie. Il decremento del periodo è legato, principalmente, a minori oneri sostenuti per operazioni straordinarie;
- gli **emolumenti Amministratori** comprendono i relativi contributi, spese e la quota del costo di competenza del nuovo Piano di incentivazione di lungo termine 2021-2023. Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni, a seguito dell'attuazione del suddetto Piano di incentivazione con riferimento agli Amministratori, si è provveduto al rilevamento, nei costi per servizi, della quota del costo di competenza. Per ulteriori dettagli si rimanda alla **Nota 6 – Costo del lavoro**. La voce del primo semestre 2021 comprende, inoltre, l'Indennità di Cessazione Carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021;
- I **costi commerciali, di distribuzione e trasporto** si riferiscono ad oneri accessori alla distribuzione di energia elettrica; il decremento rispetto al 2020 è relativo alla conclusione di alcuni contratti con i clienti finali.

NOTA 6 - COSTO DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Salari e stipendi	24.864	23.090	1.774
Oneri sociali	6.607	7.077	(470)
Altri costi del personale	1.104	1.061	43
Trattamento di fine rapporto	1.494	1.352	142
Totale	34.070	32.582	1.488

ORGANICO DI GRUPPO
(valori medi)

Al 30 giugno 2021 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 804 unità (765 al 30 giugno 2020).

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 **Nota 47 - Parti Correlate**.

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

Operazioni con pagamento basato su azioni

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 2021-2023, si è provveduto al rilevamento della quota del costo di competenza del primo semestre 2021.

Si precisa che in data 26 aprile 2021 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2021-2023, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo.

Il Piano prevede l'attribuzione di un numero predefinito di Azioni di ERG S.p.A., a titolo gratuito (di seguito "Performance shares"), al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica (condizione non di mercato). Il parametro di performance approvato dal Consiglio di Amministrazione ha come riferimento l'EBITDA di Gruppo cumulato 2021-2023 di Piano Industriale. Il Regolamento prevede che tale condizione operativa possa essere modificata alla luce di variazioni di perimetro o altri eventi rilevanti.

Al termine del periodo di vesting, il 25% delle Azioni attribuite sarà soggetto ad un ulteriore periodo di lock up pari a otto mesi, che si concluderà nel 2025, nel corso del quale tali azioni sono soggette ad un vincolo di non trasferibilità.

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

Il Piano, inoltre, prevede che nell'ipotesi in cui oltre al conseguimento dell'obiettivo di performance economica, venga anche raggiunta una predeterminata performance di mercato (condizione di mercato) del Titolo ERG sull'MTA (ovvero la Quotazione outstanding), il numero delle Azioni attribuibili aumenti fino ad un massimo predeterminato: le azioni attribuite saranno pari alle azioni assegnate (322.200, così come deliberato dal Consiglio

di Amministrazione di ERG S.p.A.) qualora il prezzo delle azioni di ERG sia pari o inferiore a Euro 22,5 ("Quotazione Target"); pari al 200% delle azioni attribuite qualora il prezzo sia superiore a Euro 27,5 ("Quotazione Cap"). Qualora il prezzo sia compreso tra la Quotazione Target e quella Cap saranno attribuite azioni in modo proporzionale.

Il numero delle azioni attribuibili, determinate secondo le regole sopra descritte, potrà essere incrementato o decrementato di un ±10% a seconda del livello di raggiungimento dell'Obiettivo di Sostenibilità. Tale obiettivo è costituito da specifici indicatori, determinati negli scenari floor, target e cap approvati dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 13 maggio 2021.

La stima del Fair Value, la quale prescinde dalle condizioni di attivazione non di mercato (raggiungimento dell'EBITDA Target e dal parametro di Sostenibilità) come definito dal principio contabile IFRS 2, è stata condotta mediante l'applicazione del metodo Montecarlo, individuando quindi un range di valori e prendendone in considerazione il valore medio.

L'esercizio valutativo è stato condotto formulando le seguenti ipotesi:

- Volatilità (20%): mediana della volatilità storica a 180 giorni del panel di comparabili del titolo ERG;
- Dividend Yield: stimato sulla base dei dividendi previsti da piano per ciascun esercizio nel triennio 2021-2023, pari a 0,75 Euro per azione, e rapportato al prezzo del sottostante;
- Time to maturity: coerentemente con le previsioni del regolamento dello strumento finanziario, è stato ipotizzato che lo strumento derivato abbia durata di tre anni.

In applicazione di quanto sopra è stato individuato un range di valori del fair value del piano di incentivazione tra Euro 7,7 milioni e Euro 8,4 milioni con valore medio pari a 8,0 milioni rilevato per competenza negli esercizi oggetto del vesting period. Tale importo si riferisce per il 56% ad Amministratori e per la restante parte a dipendenti del Gruppo.

CIRCOLANTE E ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti commerciali	7	152.900	178.481	(25.581)
Rimanenze	8	42.339	49.382	(7.043)
Debiti commerciali	9	(93.328)	(74.200)	(19.128)
Capitale Circolante Operativo		101.911	153.663	(51.752)
Altri crediti e attività correnti	10	113.092	78.277	34.815
Altre attività non correnti	11	49.959	49.495	463
Altre passività non correnti	13	(31.749)	(35.160)	3.410
Altre passività correnti	12	(34.642)	(38.051)	3.410
Debiti per fair value strumenti derivati di copertura su commodities	14	(50.088)	(7.685)	(42.403)
Benefici ai dipendenti	15	(5.252)	(5.425)	172
Altre attività (passività)		41.319	41.451	(132)

NOTA 7 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Crediti verso clienti	100.140	125.191
Crediti per incentivi	60.010	62.678
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	3.659	1.542
Fondo svalutazione crediti	(10.909)	(10.930)
Totale	152.900	178.481

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 e certificati verdi). La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2020 è riferibile, principalmente, alle minori produzioni incentivate all'estero ed al termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT oltre che all'incasso dei certificati bianchi del 2020 per un importo pari a 23 milioni di Euro.

Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla **Nota 47 – Parti correlate**.

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

(migliaia di Euro)	30/06/2021	Incrementi	Decrementi	31/12/2020
Fondo svalutazione crediti	(10.909)	-	20	(10.930)
Totale	(10.909)	-	20	(10.930)

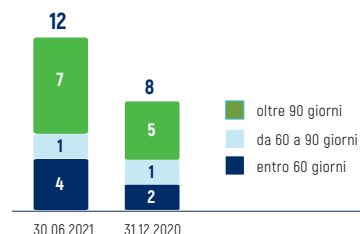
Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle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

Segue l'analisi dei crediti commerciali in essere a fine esercizio.

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

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Crediti non scaduti	141.246	170.672
Crediti scaduti:		
entro 30 gg.	3.230	1.577
entro 60 gg.	703	568
entro 90 gg.	908	755
oltre 90 gg.	6.812	4.908
Totale	152.900	178.481

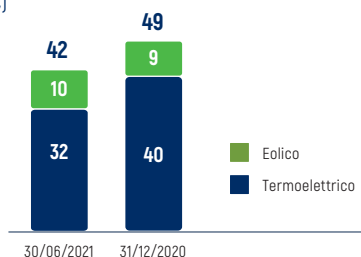
CREDITI SCADUTI (M€)



Il valore contabile dei crediti include un importo pari a circa 56 milioni di Euro, 36% circa dei crediti commerciali, relativi a due principali controparti del Gruppo gestori in Italia del mercato e dei servizi elettrici.

NOTA 8 - RIMANENZE

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Quote acquisti differiti CO ₂	17.822	25.911
Rimanenze parti di ricambio	24.516	23.470
Totale	42.339	49.382

RIMANENZE
PER BUSINESS (M€)

NOTA 9 - DEBITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Debiti verso fornitori	93.213	74.067
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	115	133
TOTALE	93.328	74.200

L'aumento del periodo è principalmente imputabile ad investimenti in parchi eolici e solari in Francia (58 MW), ad un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia ed alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK e Polonia oltre che a debiti per acquisto gas di periodo.

NOTA 10 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Crediti tributari	62.833	49.031
Quote di oneri differiti	38.899	21.643
Crediti diversi	11.361	7.602
Totale	113.092	78.277

I **crediti tributari** sono relativi a posizioni creditorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri crediti tributari. La voce non comprende posizioni creditorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 43- Attività e passività per imposte correnti**.

La variazione delle **quote di oneri differiti** si riferisce principalmente alla quota differita di canoni verso comuni, canoni demaniali, diritti di superficie, premi assicurativi e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo.

NOTA 11 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 49.959 migliaia di Euro al 30 giugno 2021 (49.495 migliaia di Euro al 31 dicembre 2020) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (22 milioni di Euro) 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 13 – Altre passività non correnti**);
- a crediti per 10 milioni di Euro 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 28 - Altri fondi**;
- a oneri fiscali differiti ad anni successivi, relativi principalmente all'imposta sostitutiva sull'affrancamento dell'avviamento della società Andromeda PV S.r.l.

NOTA 12 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Altre passività correnti	15.626	15.978
Debiti verso erario	8.301	9.291
Debiti verso il personale	5.518	7.916
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	3.808	4.615
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.388	251
Totale	34.642	38.051

NOTA 13 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Altre poste minori	1.777	5.113
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.558	1.631
Totale	31.749	35.160

La variazione si riferisce principalmente al pagamento dei debiti verso amministratori a medio lungo termine avvenuto nel periodo in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.

NOTA 14 - ALTRE PASSIVITÀ VALUTATE AL FAIR VALUE

La voce pari a 50 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (7,7 milioni di Euro al 31 dicembre 2020) accoglie i debiti per strumenti derivati di copertura su commodities. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 39 – Strumenti finanziari**.

NOTA 15 - BENEFICI AI DIPENDENTI

La passività per benefici ai dipendenti, pari a 5.252 migliaia di Euro (5.425 migliaia di Euro al 31 dicembre 2020), 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 2021, in virtù dell'assenza di variazioni significative dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

III. ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO

NOTA 16 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

Autorizzazioni e Concessioni

(migliaia di Euro)

Costo storico	1.195.924
Ammortamenti e svalutazioni	(382.566)
SALDO AL 31/12/2020	813.358
Movimenti del periodo:	
Variazione area di consolidamento	46.419
Investimenti	-
Riclassifiche	-
Alienazioni e dismissioni	-
Ammortamento	(31.412)
Svalutazioni	-
Altre variazioni	-
Costo storico	1.242.342
Ammortamenti e svalutazioni	(413.978)
SALDO AL 30/06/2021	828.364

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'iscrizione di intangibile riferite alla *business combination Joran* e all'acquisizione di permessi per la realizzazione di parchi eolici in Svezia, avvenute nel primo semestre 2021. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 45 – Business Combination e Acquisizione di Asset](#).

NOTA 17 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	65.019	7.712	72.731
Ammortamenti e svalutazioni	(59.612)	-	(59.612)
SALDO AL 31/12/2020	5.407	7.712	13.119
Movimenti del periodo:			
Variazione area di consolidamento	-	-	-
Investimenti	929	40	969
Riclassifiche	216	-	216
Alienazioni e dismissioni	-	-	-
Ammortamento	(1.302)	-	(1.302)
Svalutazioni	15	-	15
Altre variazioni	-	-	-
Costo storico	66.179	7.753	73.932
Ammortamenti e svalutazioni	(60.914)	-	(60.914)
SALDO AL 30/06/2021	5.265	7.753	13.017

NOTA 18 - AVVIAMENTO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

L'avviamento acquisito in una aggregazione aziendale non è ammortizzato, ma è sottoposto annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di avere subito una perdita di valore (cd. trigger events), a test

di impairment secondo le modalità previste dallo IAS 36 – riduzione di valore delle attività.

Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 23 - Impairment Test**.

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

(migliaia di Euro)	Wind	Solare	Hydro	Thermo	Totale
SALDO AL 31/12/2020	167.317	56.062	-	-	223.381
Movimenti del periodo:					
Business combination "Joran"	32.635	6.078	-	-	38.713
Svalutazioni da Impairment test	-	-	-	-	-
SALDO AL 30/06/2021	199.952	62.140	-	-	262.094

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 informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 23 - Impairment Test**.

NOTA 19 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	239.228	4.775.612	37.567	145.225	5.197.632
Ammortamenti e svalutazioni	(127.811)	(2.885.280)	(25.080)	-	(3.038.171)
SALDO AL 31/12/2020	111.417	1.890.331	12.488	145.225	2.159.461
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	94.533	-	9.673	104.206
Investimenti	-	6.003	-	116.148	122.150
Riclassifiche	-	-	-	2.260	2.260
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(3.588)	(96.902)	(1.092)	-	(101.582)
Ripristini/(Svalutazioni)	-	244	-	-	244
Altre variazioni	175	(978)	677	3.665	3.538
Costo storico	239.416	4.901.448	38.335	276.971	5.456.170
Ammortamenti e svalutazioni	(131.411)	(3.008.217)	(26.263)	-	(3.165.891)
SALDO AL 30/06/2021	108.004	1.893.231	12.072	276.971	2.290.279

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce principalmente alle già commentate operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel periodo, relative a parchi eolici e fotovoltaici in Francia e ad un progetto Ready to Build in Svezia. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di Asset**.

Gli **investimenti** si riferiscono principalmente allo sviluppo di parchi eolici in corso di costruzione nel Regno Unito, Polonia, Svezia e Francia.

La voce **riclassifiche** include componenti di oneri capitalizzati riclassificati tra classi di cespiti differenti, relativamente allo sviluppo di parchi eolici in costruzione nel Regno Unito.

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

Si segnala che nel periodo sono stati capitalizzati interessi per 2 milioni di Euro relativi ai parchi in costruzione nel Regno Unito, in Polonia e Svezia.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari**.

Considerazioni in merito al valore ammortizzabile delle concessioni di grande derivazione idroelettrica

Ai sensi dell'attuale normativa nazionale in materia di trasferimento della titolarità alla scadenza delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e nei casi di decadenza o rinuncia (art. 12 D.lgs. 79/99), le opere «bagnate» passano senza compenso in proprietà delle regioni, fatto salvo l'obbligo di riconoscere un indennizzo al concessionario uscente pari al valore non ammortizzato di eventuali investimenti effettuati purché previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dal concedente.

Per le opere «asciutte», se ritenute riutilizzabili dall'assegnatario della nuova concessione, viene riconosciuto un indennizzo secondo la disciplina stabilita dall'articolo 25, secondo comma e seguenti, del Regio Decreto 1775 del 1933, al netto dei beni ammortizzati.

In particolare:

- per i beni mobili di cui si prevede l'utilizzo nel progetto di concessione, viene riconosciuto un prezzo, in termini di valore residuo, determinato sulla base dei dati reperibili dagli «atti contabili o mediante perizia»;
- i beni mobili non utilizzati nel progetto di concessione dovranno

non essere rimossi e smaltiti a cura ed onere del concessionario subentrante;

- per i beni immobili riutilizzati nel progetto di concessione viene corrisposto un prezzo determinato sulla base dei dati reperibili dagli «atti contabili o mediante perizia»;
- i beni immobili dei quali il progetto proposto non prevede l'utilizzo restano di proprietà degli aventi diritto.

Il periodo di ammortamento degli impianti idroelettrici è attualmente commisurato alla vita economico tecnica del singolo bene.

A partire dal presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, il Gruppo, a seguito della rivalutazione D.L. 104/2020 effettuata a Bilancio 2020 ed in considerazione dei pareri tecnici ricevuti, ha ritenuto opportuno estendere la vita utile del residuo maggior valore iscritto nel bilancio consolidato in sede di Purchase Price Allocation, sostanzialmente in linea con quanto utilizzato da ERG Hydro S.r.l. nella redazione del proprio bilancio d'esercizio e quindi facendo riferimento alla vita economico-tecnica dei singoli beni.

NOTA 20 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Leasing

I leasing del Gruppo, nella definizione dell'IFRS 16, sono relativi a terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e flotta veicoli. I beni in leasing sono rilevati nel Bilancio con l'iscrizione di un'attività che rappresenta il diritto di utilizzo del bene sottostante e una passività che riflette l'obbligazione per il pagamento dei canoni di locazione.

Le passività finanziarie sono attualizzate utilizzando il tasso di interesse implicito del leasing. Laddove non è possibile determinare tale tasso con facilità, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale (determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva forward basata sui tassi swap area Euro).

Principali assunzioni – valutazione leasing

Il gruppo applica judgement nel determinare se un contratto contiene un lease. Il Gruppo ha analizzato la totalità dei contratti di lease, andando a definire per ciascuno di essi il lease term, dato del periodo "non cancellabile".

I leasing del Gruppo hanno una durata media di 19 anni, con l'inclusione per alcuni leasing di un'opzione di rinnovo esercitabile alla fine del periodo vincolante. Altri ancora prevedono ulteriori pagamenti legati alla variazione degli indici locali dei prezzi.

In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza dell'esercizio dell'opzione. Nello specifico, per i terreni e per gli immobili, tale valutazione ha considerato i fatti e le circostanze specifiche di ciascuna attività: in particolare a partire dal presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato a seguito di una revisione delle opzioni di rinnovo la stima della durata media residua è stata aggiornata da 16 a 19 anni. Per quanto riguarda le altre categorie di beni, principalmente auto aziendali e attrezzature, il Gruppo ha generalmente ritenuto non probabile l'esercizio di eventuali clausole di estensione o terminazione anticipata in considerazione della prassi abitualmente seguita dal Gruppo.

Si riporta nella tabella seguente la movimentazione della voce attività per diritti di utilizzo nel periodo:

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
SALDO AL 31/12/2020	96.550	598	77	2.701	99.926
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	7.500	-	-	375	7.874
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	7.930	-	-	-	7.930
Eliminazione di attività per il diritto di utilizzo	(913)	-	-	(3)	(916)
Ammortamento dell'esercizio	(2.752)	(17)	(23)	(755)	(3.547)
SALDO AL 30/06/2021	108.314	581	54	2.319	111.268

L'incremento della voce terreni e fabbricati nel periodo, è riconducibile, principalmente, all'estensione dell'orizzonte temporale preso in considerazione a seguito del sopra citato aggiornamento della stima della durata delle opzioni di rinnovo. Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato nella [Nota 22 – Ammortamenti e svalutazioni](#).

NOTA 21 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2021	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Var. area di consolidamento	31/12/2020
Fondo oneri smantellamento	51.246	770	-	-	2.357	48.119
Totale	51.246	770	-	-	2.357	48.119

La movimentazione dell'esercizio è principalmente legata alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici e solari ed in particolare al reversal dell'effetto attualizzazione.

La variazione area di consolidamento si riferisce alla già commentata *business combination Joran*.

NOTA 22 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua. A partire dal presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato il Gruppo ha effettuato una rivisitazione delle vite utili di alcune Autorizzazioni e concessioni afferenti al business eolico. Si ricorda inoltre che, come sopra riportato, a partire dal presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato il Gruppo, a seguito della rivalutazione D.L. 104/2020 effettuata a Bilancio 2020 ed in considerazione dei pareri tecnici ricevuti, ha ritenuto opportuno estendere la vita utile del residuo maggior

valore iscritto nel bilancio consolidato in sede di Purchase Price Allocation, sostanzialmente in linea con quanto utilizzato da ERG Hydro S.r.l. nella redazione del proprio bilancio d'esercizio e quindi facendo riferimento alla vita economico-tecnica dei singoli beni. Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni.

Gli Immobili, impianti e macchinari sono ammortizzati in quote costanti lungo la vita utile stimata.

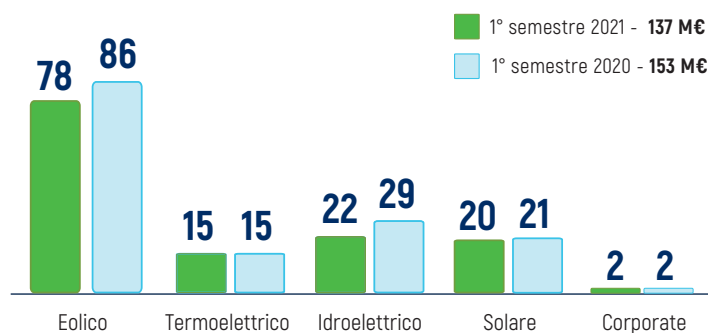
(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	31.412	33.926	(2.514)
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	1.302	1.242	60
Totale	32.714	35.168	(2.454)
Ammortamenti di immobili, impianti e macchinari	101.582	113.966	(12.384)
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	3.547	3.842	(296)
Totale	105.129	117.809	(12.680)
Svalutazioni (Ripristini) di Altre attività immateriali	(15)	(46)	31
Svalutazioni (Ripristini) di Immobili, Impianti e Macchinari e Attività per diritti di utilizzo	(244)	(158)	(87)
Totale	(259)	(204)	(56)

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

La variazione del periodo si riferisce principalmente a minori ammortamenti su alcune componenti degli impianti idroelettrici in conseguenza della rivisitazione della vita utile post rivalutazione avvenuta nel 2020, oltre che alle già citate rivisitazione delle vite utili di alcune Autorizzazioni e concessioni afferenti al business eolico ed a minori ammortamenti per la fine della vita utile di alcune componenti di alcuni parchi eolici italiani

Nel grafico seguente viene fornito il dettaglio degli ammortamenti suddivisi per Business per il primo semestre 2021 e 2020:

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI



NOTA 23 - IMPAIRMENT TEST

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste una qualsiasi indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività.

Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore, così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36.

A tale fine si è proceduto a considerare quello che lo IAS 36 definisce fonti interne ed esterne di informazione, tra le quali:

- Fonti esterne
 - significativa riduzione di valore degli asset;
 - penalizzazioni tecnologiche, di mercato, economiche o normative;
 - incremento tasso di attualizzazione;
 - book value superiore a capitalizzazione di mercato.
- Fonti interne
 - obsolescenza fisica;
 - cambiamenti interni negativi;
 - forecast inferiore al budget.

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

In riferimento agli asset del Gruppo non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere l'esecuzione di un impairment test al 30 giugno 2021 sul valore degli avviamenti e delle attività materiali, immateriali e attività per diritti di utilizzo, asset a vita utile definita allocati alle singole *Cash Generating Unit* identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2020.

Si precisa che la capitalizzazione del Gruppo alla data di fine periodo risultava pari a 3,8 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto al 30 giugno 2021.

NOTA 24 - PARTECIPAZIONI

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2021 è il seguente:

(migliaia di Euro)	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni:			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	128	128
- in joint venture	-	231	231
- in imprese collegate	11.172	-	11.172
- in altre imprese	-	465	465
TOTALE	11.172	824	11.996

(migliaia di Euro)	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	
31/12/2020	128	217	11.874	465	12.684
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-	-
Movimenti del periodo:					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	-	-	-	-	-
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	14	-	-	14
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	(464)	-	(464)
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	(238)	-	(238)
30/06/2021	128	231	11.172	465	11.996

* La voce comprende le società non operative e la società di diritto spagnolo in liquidazione ERG Petroleos S.A.

La variazione negativa in **Imprese collegate** è riconducibile alla variazione della quota di partecipazione della società consortile Priolo Servizi S.C.p.A.. ed alla distribuzione di riserve della stessa società avvenuta nel periodo.

NOTA 25 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020	Variazione
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	61	62	(0)
<i>Dividendi da altre imprese consolidate al costo</i>	-	-	-
<i>Conguaglio prezzo cessione partecipazione</i>	-	-	-
<i>Accantonamento rischi su partecipazione</i>	(4)	0	(4)
<i>Svalutazione partecipazioni</i>	-	-	-
Totale Altri proventi (oneri) da partecipazione netti	(4)	0	(4)
Totale	56	61	(5)

Ai sensi del principio contabile IFRS 12 vengono di seguito riportati i principali dati economico-finanziari del contributo della Priolo Servizi S.C.P.A, società consortile partecipata da ERG Power S.r.l. (20,31%), ISAB S.r.l. (36,82%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (37,22%) e Syndial S.p.A. (5,65%).

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Capitale Investito netto	60.223	58.569
Patrimonio Netto di Gruppo	55.006	55.093
Indebitamento finanziario	5.217	5.576

	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Ricavi	25.284	23.820
Risultato Netto	306	262

NOTA 26 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Crediti vincolati - Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.239	31.621
Depositi cauzionali e altro	7.290	7.949
TOTALE	31.528	39.569

I **crediti vincolati presso il Fondo di Giustizia** sono relativi alle somme versate in deposito dal Gruppo in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino, con riferimento ai contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della *purchase price allocation* come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 13 – Altre passività non correnti**).

La variazione del periodo si riferisce principalmente alla restituzione delle somme depositate presso il Fondo di Giustizia relativamente ai 2 progetti di ERG Wind Sicilia 2 (3.127 migliaia di Euro) ed ERG Wind Sicilia 3 (4.255 migliaia di Euro), secondo quanto disposto dalla sentenza del 3 dicembre 2020 del Tribunale di Avellino.

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 ad alcuni progetti per la realizzazione di parchi eolici

Nel primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte delle Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino sulle modalità di assegnazione di tali contributi con specifico riferimento alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi ex Legge 488/1992 ancora da erogare (21,9 milioni di Euro) ed 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.

Dal 2012 si è aperto il giudizio di primo grado dinanzi alla Sezione Penale del Tribunale di Avellino nei confronti delle suddette società e di altre persone fisiche imputate.

Tale giudizio si è concluso a dicembre 2020 con sentenza che ha disposto (i) l'assoluzione / il non luogo a procedere nei confron-

ti di tutte le persone fisiche; (ii) l'assoluzione di alcune società con riferimento a 2 progetti con restituzione, immediatamente esecutiva, delle somme oggetto di sequestro preventivo, pari a circa 7,4 milioni di Euro e (iii) la condanna di alcune società con riferimento a 7 progetti, con confisca degli importi relativi ai contributi ex Legge 488/92 erogati alle stesse e già depositati presso il FUG per un importo complessivo pari a circa 24,2 milioni di Euro, con la previsione di sanzioni amministrative pecuniarie, per un ammontare totale pari a circa 0,5 milioni di Euro, e di sanzioni interdittive per la durata di 1 anno. La confisca, così come le sanzioni sopra indicate, non è comunque immediatamente esecutiva fino al passaggio in giudicato della sentenza.

Le società condannate hanno fatto appello avverso la sentenza del Tribunale di Avellino, che nei termini di legge e il giudizio è ora pendente dinnanzi alla Corte d'Appello di Napoli.

La Procura della Repubblica non ha invece appellato la sentenza, che è pertanto divenuta definitiva nella parte in cui assolve ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind Sicilia 2 S.r.l. (quest'ultima relativamente al solo progetto di Camporeale). 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 impugnate 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 2020. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno decisi nel corso dell'anno 2021.

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 ha chiesto la restituzione (cfr. la definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind **(Nota 13 - Altre passività non correnti)**), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti.

IV. FONDI E PASSIVITÀ POTENZIALI

NOTA 27 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2021	Incrementi	Decrementi	31/12/2020
Fondo business dismessi	73.305		(274)	73.579
Totale	73.305	-	(274)	73.579

Il “**Fondo Business dismessi**” accoglie gli stanziamenti di natura tributaria, ambientale o legale derivanti dalle operazioni del gruppo ante 2018, anno nel quale 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.

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 **tasce 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. Siamo in attesa della fissazione dell'udienza. A partire dal 2007, i tributi di riferimento sono stati rilevati a Conto Economico per competenza.

- 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).

In data 30 ottobre 2020 e, successivamente, in data 11 giugno 2021 sono stati notificati da ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A. due ulteriori ricorsi per motivi aggiunti per l'annullamento, rispettivamente (i) della nota prot. 0064419 del 14 agosto 2020 con cui il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha indetto una conferenza di servizi istruttoria per valutare la Relazione predisposta nel gennaio 2020 da Ispra e IAS-CNR, avente ad oggetto il "Sito di interesse nazionale di Priolo Rada di Augusta" e (ii) il decreto del Ministero della Transizione Ecologica, Direzione Generale per il Risanamento Ambientale prot. n. 50 del 15 aprile 2021, con cui il Ministero ha approvato la relazione Ispra e IAS -CNR ritenendola documento idoneo sulla cui base redigere un piano di intervento di bonifica nella Rada di Augusta. Tali atti sono stati impugnati perché la nuova iniziativa del Ministero è stata intrapresa sulla scorta dei medesimi (erronei) presupposti che erano posti a fondamento della diffida del 2017.

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 poten-

ziali 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.

NOTA 28 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2021	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2020
Fondo rischi fiscali	14.992	11.963	26.956	-	(283)	1.435	25.804
Fondo rischi istituzionali	-	42.238	42.238	1.311	(120)	-	41.047
Fondi oneri per copertura perdite società partecipate	-	-	-	-	-	-	-
Fondo rischi legali	-	1.818	1.821	136	(39)	-	1.721
Altri fondi rischi e oneri	1.311	2.205	3.514	-	(1.372)	8	4.879
Totale altri fondi	16.303	58.224	74.527	1.447	(1.814)	1.443	73.452

Il **fondo rischi fiscali** 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).

L'incremento della variazione area di consolidamento si riferisce all'iscrizione di un fondo a fronte di rischi fiscali e legali individuati nell'ambito dell'acquisizione di fine periodo.

Il **fondo rischi verso controparti istituzionali** è riferito ai seguenti rischi:

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,6 milioni di Euro), 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 26 - 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 non correnti";
- oneri potenziali società estere (9 milioni di Euro) relativo a potenziali passività relative alla Romania, rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew
- eventuale incremento di oneri legati a canoni da riconoscere ad enti locali in materia di concessioni

La variazione del periodo si riferisce all'incremento (1,3 milioni di Euro) a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad enti locali in materia di concessioni pubbliche.

Il **fondo rischi legali al 30 giugno 2021** è relativo principalmente a fondi rischi riferiti al business eolico e solare.

Gli **altri fondi rischi ed oneri** si riferiscono principalmente ad attività di ristrutturazione aziendale; la variazione della voce si riferisce principalmente all'utilizzo rilevato nel periodo pari a 1,3 milioni di Euro principalmente legato alle operazioni di Repositioning delle partecipazioni all'interno del societogramma del Gruppo.

NOTA 29 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

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

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

Nelle note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato vengono illustrate le passività potenziali significative rappresentate da:

- obbligazioni possibili (ma non probabili), derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri non totalmente sotto il controllo dell'impresa;
- obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento potrebbe non essere oneroso.

Ai fini del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non si segnalano obbligazioni rientranti nella sopra descritta definizione.

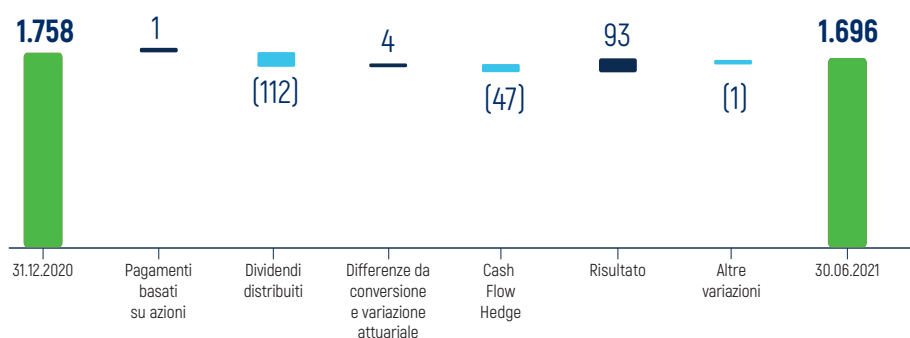
V. GESTIONE FINANZIARIA

FONDI PROPRI

NOTA 30 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

Si riporta di seguito, la variazione del patrimonio netto intervenuta nel periodo:

VARIAZIONE DEL PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE (M/€)



(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	69.166	64.572
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di fusione	251.706	251.704
Riserva di Cash Flow Hedge	21.427	68.524
Riserva di traduzione	4.647	370
Altre riserve	610.303	518.107
Totale Riserve	1.027.430	973.459
Utili portati a nuovo	561.214	661.701
Risultato d'esercizio	92.353	107.885
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.696.028	1.758.077
Partecipazioni di terzi	9.481	9.669
Patrimonio Netto	1.705.510	1.767.746

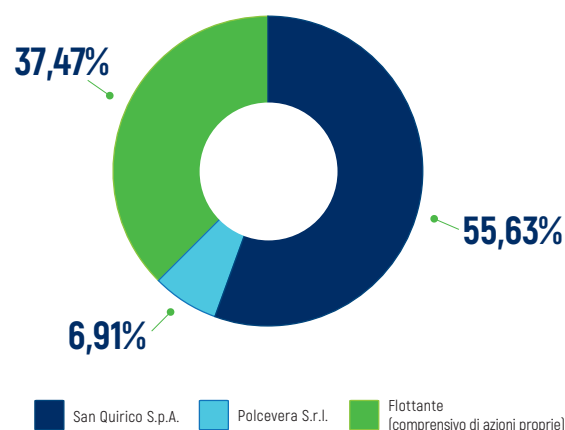
Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2021, 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 2020).

Alla data del 30 giugno 2021 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 2021 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. 782.080 a seguito dell'assegnazione ai relativi beneficiari del Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2018-2020) di n. 668.000 azioni proprie ERG con data di regolamento del trasferimento il 6 maggio 2021, per un valore complessivo pari a 4.593 migliaia di Euro al prezzo medio di carico pari ad Euro 6,88 (n. 782.080 al prezzo medio di carico Euro 6,88 al 30 giugno 2021).

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 26 aprile 2021 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 21 aprile 2020 – per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2021, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG, del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna, ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

Questo allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile, – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 21 aprile 2020 – per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2021, 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 ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione.

Dividendi

Nel corso del primo semestre 2021 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 112,2 milioni di Euro pari a 0,75 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

Nel corrispondente periodo dell'anno precedente erano stati distribuiti dividendi pari a 111,7 milioni di Euro.

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 31 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

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

Società	% azionisti terzi	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	9.481	682

Si segnala, inoltre, che nel periodo sono stati corrisposti dividendi alle partecipazioni di minoranza per un importo pari a 870 migliaia di Euro.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Ai fini della definizione della posizione finanziaria netta a partire dal presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato si fa riferimento a quanto indicato sull'argomento nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021. I dati comparativi al 31 dicembre 2020 sono stati riesposti per fornire una migliore rappresentazione in coerenza con quanto previsto dal sopraccitato richiamo CONSOB.

Nel dettaglio la Posizione finanziaria netta è così composta

A. Disponibilità liquide

B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide

C. Altre attività finanziarie correnti

D. Liquidità (A) + (B) + (C)

E. Debito finanziario corrente

F. Parte corrente del debito finanziario non corrente

G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)

H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)

I. Debito finanziario non corrente

J. Strumenti di debito

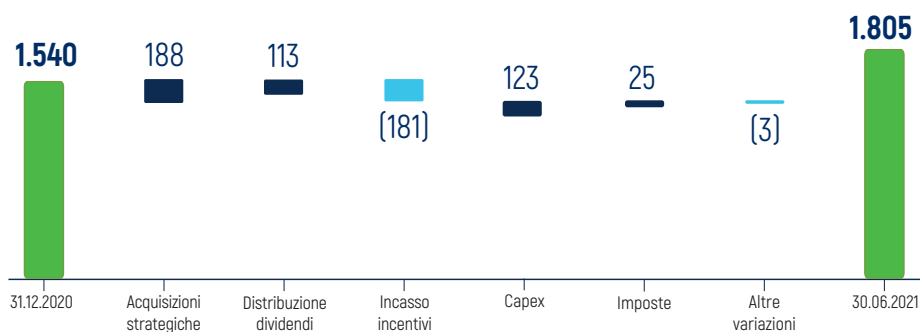
K. Debiti commerciali e altri debiti correnti

L. Indebitamento finanziario non correnti (I) + (J) + (K)

M. Indebitamenti finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2021	31/12/2020
A. Disponibilità liquide	32	653.541	655.567
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	33 - 34	27.625	70.586
D. Liquidità (A+B+C)		681.166	726.153
E. Debito finanziario corrente	35	(194.055)	(81.538)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti e project financing	35	(54.270)	(45.391)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	35	(48.576)	(23.915)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	36	(7.100)	(8.861)
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)		(304.002)	(159.705)
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)		377.164	566.448
I. Debito finanziario non corrente	35	(944.659)	(875.710)
I. Debito finanziario non corrente - Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	36	(105.594)	(91.855)
J. Obbligazioni emesse	35	(1.093.523)	(1.092.825)
K. Debiti commerciali e altri debiti	35	(12.701)	(3.324)
K. Debiti commerciali e altri debiti (strumenti valutati al Fair value)	37	(25.872)	(42.661)
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)		(2.182.349)	(2.106.375)
M. Posizione finanziaria netta (H+L)		(1.805.184)	(1.539.927)

ANALISI DELLA VARIAZIONE DELLA POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (M/€)



Ai fini di una riconciliazione tra la posizione finanziaria netta definita come indicato Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021 e l'indebitamento finanziario presentato in **Relazione sulla Gestione** si ricorda che, l'indebitamento finanziario netto presentato in **Relazione sulla Gestione** pari a 1.691.510 migliaia di Euro al 30 giugno 2021 (1.439.211 al 31 dicembre 2020) è esposto al netto delle passività finanziarie per beni in leasing pari a 112.694 migliaia di Euro (100.716 migliaia al 31 dicembre 2020) e del *fair value* positivo degli strumenti finanziari derivati sui tassi di interesse sul project financing relativo alla *business combination* Joran.

NOTA 32 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 653 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (656 milioni di Euro al 31 dicembre 2020) 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 593 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 61 milioni di Euro.

Per quanto riguarda la liquidità destinata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari**.

NOTA 33 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2021	31/12/2020	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivato Business Combination Joran	990	-	
Totale parte non corrente	990	-	
Titoli detenuti per la negoziazione	-	50.246	✓
Crediti per derivati di copertura su commodities	59.438	14.259	
Totale parte corrente	59.438	64.505	

La variazione di periodo della quota non corrente, pari a 1 milione di Euro al 30 giugno 2021 (0 milioni di Euro al 31 dicembre 2020), è costituita dalla componente positiva degli strumenti derivati di copertura dei tassi di interesse del project financing riferito alla *business combination* Joran.

La quota corrente, pari a 59 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (65 milioni di Euro al 31 dicembre 2020), è costituita da crediti per derivati di copertura su commodities riferiti al *fair value* attivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, i quali non rientrano nella classificazione di attività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

La variazione del periodo della quota corrente si riferisce principalmente alla vendita dei titoli detenuti per la negoziazione avvenuta in data 29 giugno 2021 oltre che alla variazione dei crediti per derivati sopracitati.

NOTA 34 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

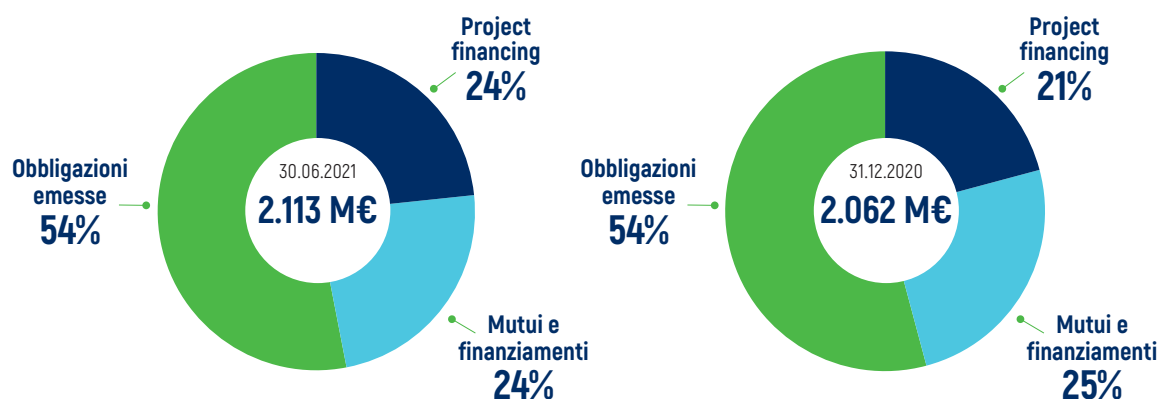
La voce pari a 28 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (20 milioni di Euro al 31 dicembre 2020) è costituita principalmente da depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures".

NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021				31/12/2020			
	Valore contabile			Valore nominale	Valore contabile			Valore nominale
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	2.894	1.093.523	1.096.417	1.100.000	31.361	1.092.825	1.124.186	1.125.000
Mutui e finanziamenti	(2.320)	507.898	505.578	510.000	(2.106)	506.467	504.361	510.000
Project financing	56.590	436.761	493.351	503.237	47.497	369.243	416.740	427.304
Totale Debito Medio Lungo Termine	57.165	2.038.182	2.095.347	2.113.237	76.752	1.968.535	2.045.288	2.062.304
Debiti verso banche	191.160	-	191.160	191.160	50.177	-	50.177	50.177
Altri debiti	48.576	12.701	61.277	61.277	23.915	3.324	27.239	27.239
Totale Altri Debiti	239.737	12.701	252.437	252.437	74.092	3.324	77.416	77.416
Totale Passività Finanziarie	296.901	2.050.883	2.347.784	2.365.674	150.844	1.971.860	2.122.704	2.139.720

* Nella quota corrente dei mutui e finanziamenti è ricompreso il reversal del gain IFRS 9.

Nei grafici seguenti si riporta la composizione in percentuale dell'*outstanding* nominale del debito a medio-lungo termine:



Financial Strategy e Sustainable Finance

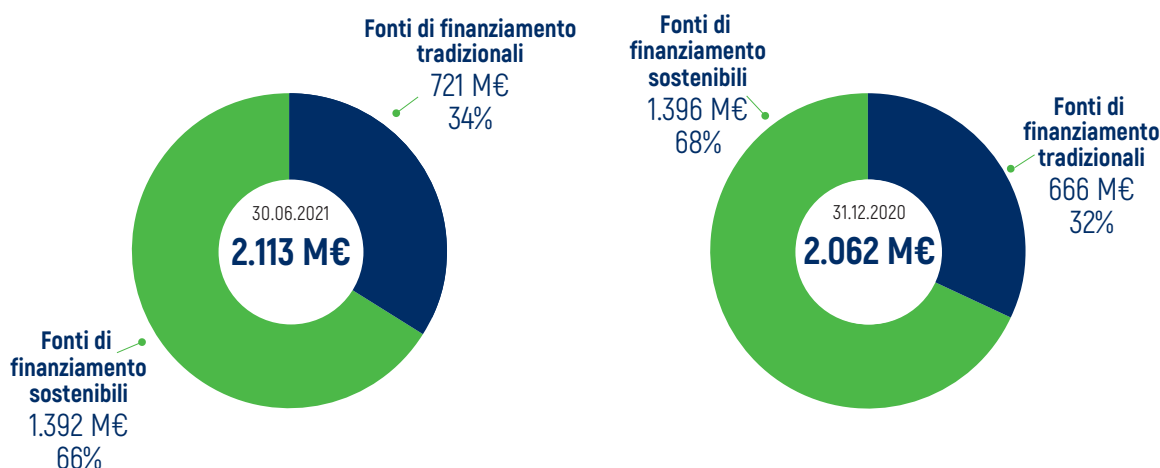
La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

Negli ultimi due anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di due prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019 e nel secondo semestre 2020; ciò ha permesso di ri-bilanciare la struttura finanziaria di gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

A conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile, le due emissioni green per un totale di Euro 1.100 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base del ERG Green Bond Framework, valutato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris, che ha certificato la conformità del Green Bond Framework ai Green Bond Principles.

Le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.392 milioni di Euro al 30 giugno 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.113 milioni di valore nominale (1.396 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.062 milioni di valore nominale) comprendono:

- Green Bonds, per complessivi Euro 1.100 milioni destinati al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG ed al finanziamento di nuovi progetti eolici e solari;
- Contratti di finanziamento "Environmental, Social e Governance Linked" senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans"), per complessivi Euro 200 milioni, che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO₂;
- Project Green and Sustainability Linked Loan, per complessivi Euro 92 milioni, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.



Al 30 giugno 2021 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e *project financing* era del 1,25% (1,50% al 31 dicembre 2020). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Si precisa che il tasso medio del debito comprensivo delle operazioni di copertura è stato pari a 1,76% nel semestre (1,78% nell'esercizio 2020).

Le **obbligazioni emesse** pari 1.096 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (1.124 al 31 dicembre 2020), includono:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore nominale	Valore contabile
Green Bond	XS1981060624	1,875%	11 aprile 2019	11 aprile 2025	99,67%	1,93%	Fitch: BBB-	500.000	499.200
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11 settembre 2020	11 settembre 2027	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	500.000	496.248
Green Bond	XS2274549034	0,50%	23 dicembre 2020	11 settembre 2027	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.000	100.969
								1.100.000	1.096.417

* Il codice ISIN XS2274549034 è temporaneo. Le Obbligazioni Tap sono state consolidate e diventate fungibili con le Obbligazioni Originali 40 giorni dopo la Data di Emissione, il 1° febbraio 2021 circa. In seguito a tale consolidamento, le Obbligazioni Tap hanno assunto lo stesso codice ISIN delle Obbligazioni Originali (XS2229434852).

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 di 8 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del semestre secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 0,8 milioni di Euro.

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

Si ricorda che in data 28 febbraio 2021 a seguito dell'esercizio dell'opzione di riscatto tutte le obbligazioni rimanenti riferite al Prestito Obbligazionario emesso in data 19 luglio 2017, sono state riscattate per un importo nominale complessivo di 25.000 migliaia di Euro.

I **Mutui e finanziamenti**, pari a 506 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (504 milioni al 31 dicembre 2020) si riferiscono a:

- due corporate *loan bilaterali* con Mediobanca S.p.A. (150 milioni di Euro) e UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesa-sanpaolo) (100 milioni di Euro) 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);
- due *Environmental, Social e Governance senior loan* ("ESG Loans") con BNL (100 milioni di Euro) sottoscritto nel secondo semestre 2018, e con Credit Agricole (100 milioni di Euro), 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 di Euro) sottoscritto nel secondo semestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

Erogazione	Tipo Finanziamento	Banca erogatrice	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2016	Corporate loan bilaterale	Mediobanca S.p.a	2023	IRS: Euribor + Spread	147.435	150.000
2020	Corporate loan bilaterale	UBI Banca S.p.a	2023	IRS: Euribor + Spread	98.635	100.000
2019	Enviromental, Social and Governance Loan	Credit Agricole	2023	IRS: Euribor + Spread	99.809	100.000
2018	Enviromental, Social and Governance Loan	BNL	2023	IRS: Euribor + Spread	99.804	100.000
2019	Corporate loan	Commerzbank	2024	IRS: Euribor + Spread	59.896	60.000
					505.579	510.000

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,5 milioni di Euro) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (2,9 milioni di Euro).

I **Project Financing** pari a 493 milioni di Euro al 30 giugno 2021 (417 milioni al 31 dicembre 2020) si riferiscono a:

- finanziamenti per 115 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel corso del 2019;
- finanziamenti per 378 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

Erogazione	Società	Tipo Finanziamento	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2009	ERG Eolica Adriatica	Project financing garantito	2025	IRS: Euribor + spread	56.670	57.899
2017	ERG Eolica Fossa del Lupo	Project financing garantito	2027	IRS: Euribor + spread	84.947	92.042
2015	EW Ornetà 2 Sp. z o.o.	Project financing garantito	2029	IRS: Wibor + spread	28.931	29.568
2017	Parc Eolien de la vallee de Torfou S.a.r.l.	Project financing garantito	2034	Fisso	18.552	19.355
2015	Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Project financing garantito	2031	Fisso	8.989	8.989
2018	ERG Windpark Linda GmbH & Co. KG	Project financing garantito	2038	Fisso	21.448	21.622
2010	Andromeda S.r.l.	Project financing garantito	2028	Fisso	115.041	115.343
2014	UGE Barkow GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	2033	IRS: Euribor + spread	18.762	18.819
2014	UGE Barkow Zwei GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	2033	IRS: Euribor + spread	12.903	13.006
2014	UGE Barkow Drei GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	2033	IRS: Euribor + spread	17.816	17.967
2021	Project Financing Omniwatt S.a.s.	Project financing garantito	2040	IRS: Euribor + spread	109.290	111.260
Totale					493.351	505.869

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (7,8 milioni di Euro) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (4,7 milioni di Euro).

I **Project financing** sono garantiti dall'asset sottostante. Si rimanda alla **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari** per un commento sui relativi eventuali *Covenants* e *negative pledge*.

I **Debiti verso banche** pari a 194 milioni di Euro accolgono le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

La variazione della voce **Altri debiti** si riferisce per la parte non corrente a componenti differite del corrispettivo di acquisizione del progetto Ready to Build Erik in Svezia per circa 9 milioni di Euro; per la parte corrente la variazione si riferisce principalmente all'aumento dei contratti sull'energia con consegna fisica per 20 milioni di Euro e a componenti differite del corrispettivo di acquisizione del sopraccitato progetto Erik per 9 milioni di Euro.

NOTA 36 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie sorte a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 pari a 113 milioni di Euro (101 milioni al 31 dicembre 2020) di cui 106 milioni di Euro (92 milioni al 31 dicembre 2020) a medio lungo termine e 7 milioni di Euro a breve termine (9 milioni al 31 dicembre 2020).

La passività si riferisce al valore attuale dei pagamenti dovuti e non versati alla data di decorrenza del leasing incrementata degli interessi impliciti maturati su tale passività e diminuita dei pagamenti effettuati del periodo.

L'incremento di periodo si riferisce alla già commentata revisione delle opzioni di rinnovo su alcuni terreni afferenti al business eolico.

NOTA 37 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

La voce accoglie passività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per un importo pari a 26 milioni di Euro (43 milioni di Euro al 31 dicembre 2020). Per maggiori dettagli sugli strumenti derivati adottati dal Gruppo si rimanda alla **Nota 40 – Informativa sui rischi finanziari**.

NOTA 38 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021			1° semestre 2020		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	1.753	(3)	1.751	1.174	(8)	1.166
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	37	(5.175)	(5.137)	58	(6.648)	(6.590)
Interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi	-	(7.088)	(7.088)	-	(7.979)	(7.979)
Interessi passivi su project financing	-	(5.707)	(5.707)	-	(10.920)	(10.920)
Operazioni Liability management	-	(1.582)	(1.582)	-	-	-
Gestione liquidità/Costo del debito	1.791	(19.554)	(17.764)	1.232	(25.555)	(24.322)
Proventi (oneri) finanziari diversi	2.495	(1.098)	1.397	310	(1.276)	(966)
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	35.492	(34.488)	1.004	11.452	(9.205)	2.247
Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9	-	(1.602)	(1.602)	4.189	(1.665)	2.524
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(1.970)	(1.970)	-	(2.252)	(2.252)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(1.878)	(1.878)	-	(1.887)	(1.887)
Differenze cambio	147	(81)	66	43	(183)	(140)
Altri Proventi / (Oneri)	38.134	(41.119)	(2.984)	15.995	(16.469)	(474)
Totale	39.925	(60.673)	(20.748)	17.227	(42.023)	(24.796)

Gli **interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi** e gli **interessi passivi su project financing** inclusi nel costo del debito rappresentano la parte degli oneri finanziari relativa agli interessi contrattuali, mentre il loro adeguamento al tasso di interesse effettivo è rappresentata dalle voci "Rinegoziazione finanziamenti – IFRS 9" e "Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing".

La variazione delle voci **interessi passivi su mutui e finanziamenti verso terzi** e **interessi passivi su project financing** è riconducibile principalmente alle importanti operazioni di *liability management*, avviate nel corso del 2019 e proseguite nel 2020, che hanno portato ad una sensibile riduzione del costo del debito lordo.

La voce **proventi (oneri) finanziari derivati delta – fair value** si riferisce alla quota inefficace della variazione di *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

La voce **rinegoziazione finanziamenti – IFRS 9** si riferisce all'effetto dell'applicazione del principio contabile IFRS 9 relativo alla rinegoziazione dei finanziamenti in essere ed include i proventi finanziari e i relativi *reversal* sulle operazioni di ristrutturazione.

NOTA 39 - 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*.

30/06/2021 (migliaia di Euro)	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Strumenti FVOCI	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value
Partecipazioni	-	824	-	-	-	824	824
Altri crediti finanziari non correnti	-	990	-	31.528	-	32.518	32.518
Strumenti derivati(*)	-	30.042	-	-	-	30.042	30.042
Altri crediti finanziari correnti	-	-	-	27.625	-	27.625	27.625
Crediti commerciali	-	-	-	152.900	-	152.900	152.900
Titoli finanziari correnti	-	-	-	-	-	-	-
Altri crediti	59.438	-	-	132.185	-	191.623	191.623
Disponibilità liquide	-	-	-	653.541	-	653.541	653.541
Totale attività	59.438	31.856	-	997.780	-	1.089.073	1.089.073
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	505.578	505.578	513.982
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	-	1.096.417	1.096.417	1.140.003
Project Financing no recourse	-	-	-	-	493.351	493.351	551.260
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	191.160	191.160	191.160
Debiti finanziari	-	-	-	-	31.408	31.408	31.408
Strumenti derivati(*)	133.431	29.869	-	-	-	163.300	163.300
Debiti commerciali	-	-	-	-	93.328	93.328	93.328
Altri debiti	50.088	-	-	-	21.438	71.526	71.526
Totale passività	183.519	29.869	-	-	2.432.681	2.646.069	2.755.968

(*) La voce include anche il fair value dei *Futures* per cui è previsto il *cash settlement* anche delle *open position* (per cui il relativo fair value non è rinvenibile nel prospetto della situazione patrimoniale e finanziaria in quanto già regolato).

(migliaia di Euro)	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività finanziarie			
- Fair value - strumenti di copertura	30.032	10	-
- Strumenti FVTPL	824	-	-
- Strumenti FVOCI	59.438	-	-
Totale	90.294	10	-
Passività finanziarie			
- Fair value - strumenti di copertura	108.549	24.882	-
- Fair value - strumenti FVTPL	-	29.869	-
- Altre passività finanziarie	50.088	2.267.827	-
Totale	158.637	2.322.578	-

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	Strumento di calcolo	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
Derivati su tasso di interesse	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	- Refinitiv	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Floor)	Black & Scholes	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap - Volatilità implicita tassi	- Refinitiv - Refinitiv	Level 2
Derivati su commodity	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	Refinitiv	Level 2
	Formule gas		- FINCAD XL	- Cambi spot BCE		
	Commodity Future	Strumento quotato		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	- EEX via Refinitiv	Level 1
	Contract for Difference (Cfd)	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- EEX via Refinitiv - Refinitiv	Level 2
	Contract for Difference (Cfd)	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- EEX via Refinitiv - Refinitiv	Level 2
Derivati su tasso di cambio	Compravendita a termine (Outright, FX Forward)	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- Tassi d'interesse a breve (deposit rates) e a medio/lungo termine (swap rates) per entrambe le divise di riferimento. - Cambi spot BCE.	- Refinitiv	Level 2

NOTA 40 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio transattivo sul prezzo delle *commodities* e al rischio di variazione dei tassi di interesse, al 30 giugno 2021 sono i seguenti:

	Valore di nozionale				30/06/2021	
	Scadenza 1 anno	Scadenza 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Attivo	Passivo
<i>(milioni di Euro)</i>						
Gestione del rischio sul tasso di interesse						
- Cash flow hedge	42	14	617	674	1,0	25,9
<i>(migliaia di Mwh)</i>						
Gestione del rischio sul prezzo delle commodity						
- Cash flow hedge	4097	5.937	0	10.034	59,4	158,6
- Trading	1179	823	0	2.003	30,0	29,9
<i>(milioni di Euro)</i>						
Gestione del rischio sul tasso di cambio						
- Trading	13	2	0	14	0,0	0
Totale strumenti derivati					90	214
- di cui in Cash flow Hedge					60,4	184,5
- di cui non in Cash flow Hedge					30,0	29,9

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 2021 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;
- strumenti di tipo Swap, utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo del gas naturale; tale contratto prevede lo scambio di flussi di pagamento periodici basati sul valore del sottostante, e ottenuti dalla differenza tra un prezzo fisso concordato fra le parti e un prezzo variabile desunto dal mercato. Tale strumento permette di fissare in anticipo il prezzo di acquisto del gas naturale per una particolare data di scadenza;
- strumenti di tipo Future utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o vendere un determinato ammontare di energia ad un certo prezzo in un periodo futuro prestabilito. Gli strumenti future utilizzati hanno sia scadenze mensili che a cascata (annuali, semestrali, trimestrali, ecc.);
- contratti sull'energia elettrica con consegna fisica sono stipulati sul mercato dell'energia all'ingrosso e valutati al fair value in quanto parte di operazioni di compravendita con contropartita strumenti finanziari derivati.

Derivati su tasso di cambio

- Strumenti di Compravendita a termine di valuta (Outright, FX Forward), utilizzati per la gestione del rischio volatilità del tasso di cambio nella realizzazione dei progetti esteri. Tali strumenti consentono l'acquisto/vendita di un determinato quantitativo di divisa con riferimento ad una scadenza predefinita e ad un cambio a termine (forward) prefissato. Il regolamento a scadenza può essere effettuato attraverso la consegna fisica della divisa sottostante ovvero tramite il regolamento del differenziale in Euro tra il cambio a termine contrattuale ed il cambio spot rilevato alla scadenza del contratto.

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse

La riforma dei principali indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse in atto a livello globale prevede, tra gli altri, la sostituzione dei tassi interbancari offerti (IBOR, *Interbank Offered Rates*) con tassi alternativi pressoché privi di rischio (la 'riforma IBOR').

L'EURIBOR ha subito una riforma metodologica di calcolo nel 2019 per renderlo conforme ai requisiti normativi stabiliti nel BMR (The Benchmarks Regulation).

Ad oggi è determinato utilizzando una metodologia ibrida basandosi sulle effettive transazioni disponibili, e su altre fonti di prezzi di mercato, laddove necessario.

A seguito di una prima fase di test la metodologia di calcolo ibrida è diventata applicabile, ricevendo l'autorizzazione dalla competente autorità, a continuare ad essere utilizzata anche per i contratti successivi al 3 gennaio 2022 (data di introduzione dei nuovi tassi *benchmark*).

Relativamente alle operazioni in essere a livello di Gruppo eseguite sul mercato monetario non si sono presentate situazioni di incertezza derivante dalla riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse.

Pertanto, il Gruppo ha continuato ad applicare tutte le disposizioni in materia di contabilizzazione delle operazioni di copertura alle relazioni di copertura in linea con il passato.

Gli impatti della sopracitata riforma non sono significativi per il Gruppo alla data del presente documento in quanto solo alcune società estere hanno modificato alcuni contratti intercompany utilizzando tassi di riferimento alternativi.

Al fine di minimizzare il rischio che uno o più tassi di riferimento possano essere dismessi nonostante i partecipanti al mercato continuino ad avere delle esposizioni indicizzate a quel tasso, le istituzioni finanziarie ed i clienti sono incoraggiati ad utilizzare clausole contrattuali (*fallback*) che indichino un tasso di riferimento alternativo quale sostitutivo in caso di indisponibilità di uno o più tassi di riferimento preesistenti.

Dove presenti verranno analizzate le clausole di *fallback* nei contratti che si chiuderanno affinché siano sufficienti a garantire la transizione ai tassi di riferimento alternativi se necessario.

Covenants e Negative pledge

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenant dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

I suddetti debiti finanziari contengono *covenants* tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Tali contratti contengono anche dei *negative pledge*, clausole che prevedono in generale il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori e tutelano il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito.

Per quanto concerne invece gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei finanziatori, queste si riferiscono principalmente:

- i) al privilegio speciale sui beni mobili;
- ii) all'ipoteca sui beni immobili;
- iii) al pegno sui conti correnti vincolati;
- iv) al pegno sul 100% del capitale sociale (incluso il pegno del 100% del capitale sociale di eventuali società controllate).

Nella tabella seguente si riporta un dettaglio dei parametri finanziari relativi ai finanziamenti/Project Financing e le modifiche rispetto al Bilancio 2020.

Semestrale 2021	Bilancio 2020	Project Financing	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✓	✓	Project Financing ERG Eolica Adriatica S.r.l.	✓	HDSCR inferiore a 1,05x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	✓	HDSCR inferiore a 1,05x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing EW Orneta 2 SP. Z.O.O.	✓	HDSCR inferiore a 1,10x e LLCR inferiore a 1,10x	✓
-	✓	Project Financing ERG Wind France 1			
✓	✓	Project Financing Parc Eolien de La Vallee De Torfou	✓	HDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing Parc Eolien du Melier	✓	HDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing Windpark Linda GmbH	✓	HDSCR inferiore a 1,05X	✓
✓	✓	Project Financing Andromeda PV S.r.l.	✓	Historical Annual DSCR e Projected Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
✓	✓	Project Financing UGE Barkow GmbH & Co.KG	✓	HDSCR inferiore a 1,00x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing UGE Barkow Zwei GmbH & Co.KG	✓	HDSCR inferiore a 1,00x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing UGE Barkow Drei GmbH & Co.KG	✓	HDSCR inferiore a 1,00x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	-	Project Financing Omniwatt S.a.s.	✓	DSCR inferiore a 1,05x	✓

LLCR: Loan Life Coverage Ratio.

HDSCR: Historical Debt Service Coverage Ratio.

FDSCR: Forecast Debt Service Coverage Ratio.

* Rimedi contrattualmente stabiliti che la Società può porre in essere per evitare il default.

NOTA 41 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Al 30 giugno 2021 il Gruppo ha in essere fidejussioni prestate per 47.764 migliaia di Euro ed altre garanzie e impegni prestatati per 16.960 migliaia di Euro.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato in Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2020.

VI. FISCALITÀ

NOTA 42 - IMPOSTE SUL REDDITO

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte correnti 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 27% - 28%;
Germania 26,6% - 32,3%;
UK 19%; (25% dal 1° aprile 2023)
Romania 16%;
Polonia 19%;
Bulgaria 10%;
Svezia 20,6%.

Si segnalano nel periodo le seguenti novità normative riguardanti il contributo a fondo perduto, erogato direttamente dall'Agenzia delle entrate e destinato ai soggetti colpiti dall'emergenza epidemiologica COVID-19 (rilevante ai fini del limite previsto dal Temporary Framework):

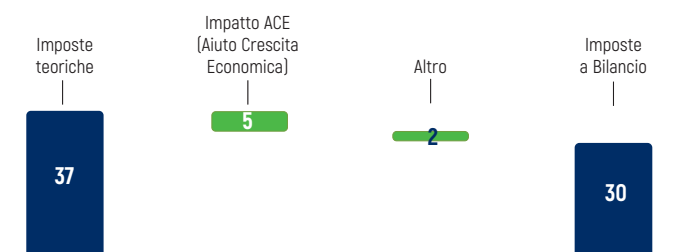
- D.L. n. 41/2021 c.d. «Decreto Sostegni» (convertito nella L. n. 69/2021, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 120 del 21 maggio 2021);
- D.L. n. 73/2021 c.d. «Decreto Sostegni Bis» (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 123 del 25 maggio 2021).

Il beneficio totale per il Gruppo al 30 giugno 2021 ammontava a 0,8 milioni di Euro contabilizzati nella voce **Altri proventi**.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Imposte correnti sul reddito	33.666	16.264
Imposte esercizi precedenti	(1.039)	(940)
Imposte differite e anticipate	(3.133)	(1.708)
TOTALE	29.493	13.616

Si riporta a lato la riconciliazione delle imposte teoriche con le imposte iscritte nel bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Si segnala che sono imputate direttamente a patrimonio netto imposte differite per 21 milioni di Euro (3 milioni di Euro nel 2020) calcolate sul *fair value* degli strumenti derivati contabilizzati secondo la regola del *cash flow hedge*.



NOTA 43 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2021		31/12/2020	
	Attività per imposte correnti	Passività per imposte correnti	Attività per imposte correnti	Passività per imposte correnti
Italia	33.032	(31.974)	13.333	(12.105)
Francia	78	2.006	34	(1.282)
Germania	2.829	(3.211)	2.133	(3.383)
Polonia	119	-	73	-
Romania	280	-	292	-
UK	-	-	-	-
Bulgaria	-	(363)	12	(244)
Totale	36.339	(33.542)	15.878	(17.014)

Le attività per imposte correnti si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relativi all'esercizio 2021. Si segnala che nel corso del 2021 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 25 milioni di Euro a titolo di saldo e acconti 2020, acconti 2021 ed imposta sostitutiva sulla rivalutazione dei cespiti e sul riallineamento dell'avviamento oltre che al versamento di imposte di periodo delle società estere.

NOTA 44 - FISCALITÀ DIFFERITA

Attività per imposte differite

(migliaia di Euro)	30/06/2021		31/12/2020	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
Attività per imposte differite				
Fondi rischi ed oneri	121.544	28.964	128.440	30.619
Perdite fiscali	183.363	43.733	164.681	38.393
Strumenti Derivati	146.335	35.139	60.990	14.656
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	351.922	84.433	361.351	86.726
Altre Svalutazioni	19.120	4.589	19.120	4.589
Altro	157.912	36.261	153.833	35.492
Totale attività per imposte differite ante compensazione	980.197	233.119	888.414	210.476
Imposte differite compensabili		(160.402)		(156.952)
Totale attività per imposte differite post compensazione		72.717		53.523

Il Gruppo ritiene probabile la recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2021.

Passività per imposte differite

(migliaia di Euro)	30/06/2021		31/12/2020	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
Passività per imposte differite				
Price Purchase Allocation	951.234	234.337	1.076.927	264.441
Ammortamenti immobilizzazioni	150.023	33.440	19.432	2.016
IFRS 9 tax effects	6.988	1.450	7.417	1.539
Altro	178.769	9.124	203.854	9.394
Totale passività per imposte differite ante compensazione	1.287.014	278.348	1.307.630	277.390
Imposte differite compensabili		(160.402)		(156.952)
Totale passività per imposte differite post compensazione		117.946		120.437

VII. ALTRE NOTE

NOTA 45 - BUSINESS COMBINATION E ACQUISIZIONE DI ASSET

Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Le aggregazioni di attività aziendali sono contabilizzate utilizzando il cosiddetto "acquisition method". Il corrispettivo trasferito è valutato al fair value e comprende tutti i corrispettivi potenziali alla data di acquisizione. Le successive variazioni del fair value dei corrispettivi potenziali sono contabilizzate a conto economico, in conformità ai principi applicabili.

L'avviamento, rilevato alla data di acquisizione del controllo, è pari alla per la differenza fra:

- il corrispettivo trasferito e l'eventuale l'importo di qualsiasi interessenza di minoranza nell'acquisita valutata in conformità alle regole previste dall'IFRS 3 (fair value del pro-quota delle attività nette riconducibili alle interessenze di minoranza);
- il valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate al fair value.

I costi correlati alle acquisizioni sono contabilizzati come spese

nel periodo in cui tali costi sono sostenuti.

Nel caso di acquisizione di parchi (eolici o fotovoltaici) operativi, al fine di identificare se l'oggetto dell'acquisizione è un business in base alla definizione fornita da IFRS 3, è necessario determinare se sono stati acquistati dei processi sostanziali.

Nell'ambito di questa considerazione, nella view del management del Gruppo le attività di O&M rappresentano un processo critico per il funzionamento dei parchi, in quanto lo stesso non potrebbe produrre output o mantenere il livello di produzione senza una continua attività di O&M.

Nel caso di acquisizione di progetti (es. oggetti che ancora non generano outputs), il Gruppo ritiene che non siano soddisfatte le condizioni per poter considerare tali operazioni come business combinations.

Di conseguenza, le acquisizioni di progetti saranno trattate contabilmente come assets acquisitions.

Business combination "Joran"

In data 24 giugno 2021 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France, ha perfezionato l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è stato pari a 45,1 milioni di Euro. L'Ebitda annuo medio atteso utilizzato per le valutazioni ai fini dell'acquisizione è di circa 10,6 milioni di Euro.

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.

Ai fini del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato si è proceduto ad effettuare un esercizio di *purchase price allocation* in base alle informazioni disponibili: coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 e in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione del presente documento tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti. Maggiori dettagli, inclusivi di eventuali aggiornamenti prezzo e di attribuzione dei plusvalori, e i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2021. Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a circa 33 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target. Si segnala inoltre che sono state assunte passività per 155 milioni di Euro.

Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari a circa 1 milione di Euro, inerenti a spese legali e costi per due diligence. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi.

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

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; il *fair value* delle attività e passività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di acquisizione.

(migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Diritti e Concessioni	-	14.700	14.700
Altre attività immateriali	236	-	236
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	94.533	-	94.533
Attività per diritti di utilizzo	7.930	-	7.930
Altre attività finanziarie non correnti	-	285	285
Attività per imposte differite	-	3.603	3.603
Attività non correnti	102.699	18.588	121.286
Crediti commerciali	4.344	-	4.344
Altri crediti e attività correnti	1.373	-	1.373
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	7.423	-	7.423
Attività correnti	13.140	-	13.140
TOTALE ATTIVITÀ	115.839	18.588	134.427
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	(20.270)	14.220	(6.049)
Patrimonio Netto Totale	(20.270)	14.220	(6.049)
Passività per imposte differite	704	3.922	4.627
Fondo oneri smantellamento	2.357	-	2.357
Altri fondi non correnti	8	1.435	1.443
Passività finanziarie non correnti*	109.282	(990)	108.292
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	7.930	-	7.930
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	120.282	4.367	124.649
Debiti commerciali	1.293	-	1.293
Passività finanziarie correnti*	13.305	-	13.305
Altre passività correnti	1.229	-	1.229
Passività correnti	15.827	-	15.827
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	115.839	18.588	134.427
* Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(123.094)	990	(122.104)

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (30 giugno 2021) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti eolici e solari iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificate dei corrispondenti fondi ammortamento;
- **attività per diritti di utilizzo:** iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IFRS 16;
- **crediti commerciali:** relativi alla vendita di energia elettrica;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sul conto corrente;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **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 "Autorizzazioni e Concessioni" e si riferisce in particolare al diritto a ricevere gli incentivi (*Feed-in tariff*) per un periodo residuo di 20 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;
- **passività per imposte differite** riferite alla allocazione di cui sopra ed all'effetto fiscale dell'adeguamento al Fair Value degli IRS sui project financing;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali rilevate in sede di acquisizione in parte compensate dalle "*special indemnities*" sopracitate;
- **passività finanziarie correnti e non correnti:** adeguamento al *Fair Value* degli IRS sul debito per project financing ed iscrizione degli interessi maturati sullo Shareholder loan.

Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata allocata in via residuale ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

(migliaia di Euro)	
Corrispettivo dell'acquisizione	32.664
Fair value dei net asset acquisiti	(6.049)
Avviamento	38.713

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 nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato non sarà deducibile ai fini dell'imposta sui redditi.

Contributo Joran nel 2021

Essendo la data di primo consolidamento in prossimità della fine del semestre, alla data di riferimento del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato le società acquisite non hanno contribuito al conto economico di Gruppo. Si precisa ritiene che se l'acquisizione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021 le società acquisite avrebbero contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 7,5 milioni di Euro, con un margine operativo lordo pari a 5,2 milioni di Euro, ed un risultato netto di periodo positivo di 0,3 milioni di Euro.

Acquisizione di asset "Erik"

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia.

L'investimento totale atteso per la realizzazione del parco inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 99 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 ad Autorizzazioni e Concessioni.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 32 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale della società target.

NOTA 46 - 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 sulla gestione.

Sempre in applicazione della suddetta delibera CONSOB, nella **Nota 47 - Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

(migliaia di Euro)		1° semestre 2021		1° semestre 2020
Ricavi		-		-
Altri Proventi		-		-
Costi per acquisti		-		-
Variazione delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(5.447)	3)	(3.435)
Costi del lavoro		-		-
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-		-
Proventi (oneri) finanziari netti	2)	(3.183)	4)	2.533
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		-		-
Imposte sul reddito	5)	1.428	5)	3.578
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		(7.202)		2.676
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-		-
Risultato netto poste non ricorrenti		(7.202)		2.676
Risultato di azionisti terzi		-		-
Risultato netto poste non ricorrenti		(7.202)		2.676

Nel 1° semestre 2021:

- 1) I costi per servizi ed altri costi operativi si riferiscono ad oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2021 relative a parchi eolici e solari operativi in Francia ed all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia, alle acquisizioni non andate a buon fine ed all'Indennità di cessazione carica in conseguenza all'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
- 2) Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management oltre che il reversal di proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.
- 5) Le imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate.

Nel 1° semestre 2020:

- 3) 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;
- 4) proventi finanziari netti (2,5 milioni di Euro) 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;
- 5) 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.

NOTA 47 - 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, poichè 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 nella **Nota 48 - Elenco società del Gruppo e Operazioni di periodo** nella sezione dedicata all'elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo.

Si evidenzia infine che nel corso del 2021 ERG ha tacitamente rinnovato il Consolidato fiscale nazionale con le società controllate (anche indirettamente) Isab Energy Solare S.r.l., ERG Eolica Campania S.p.A. e Green Vicari S.r.l. I rinnovi hanno validità per il triennio 2021-2023 e sono soggetti a tacito rinnovo.

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. (21,32%), ISAB S.r.l. (38,49%), del Gruppo Versalis S.p.A. (35,15%) e Syndial S.p.A. (5,04%), 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;
- le attività finanziarie correnti fanno riferimento a crediti finanziari verso ERG Petroleos S.A. nell'ambito del relativo contratto di finanziamento.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Stato Patrimoniale è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

30/06/2021

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	San Quirico S.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	3.596	-	-	-	-	-	3.596	2%
Debiti commerciali	12	-	-	-	-	-	12	0%
Altre passività correnti	-	-	-	-	155	-	155	0%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	1.693	-	-	1.693	6%

31/12/2020

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	San Quirico S.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	1.461	-	-	-	-	-	1.461	1%
Debiti commerciali	24	-	-	-	-	-	24	0%
Altre passività correnti	-	-	-	-	1.030	-	1.030	3%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	1.730	-	-	1.730	9%

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sul risultato economico

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

- ricavi verso Priolo Servizi S.C.p.A. per vendita di energia e di vapore nell'ambito del relativo contratto di somministrazione;
- costi per servizi verso Priolo Servizi S.C.p.A. costituiti dalle componenti di remunerazione previste dal contratto di servizio di Operation & Maintenance;
- altri costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il semestre 2021;
- costi per servizi relativi all'emolumento per la carica di Presidente ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Conto Economico è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

1° semestre 2021

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	San Quirico S.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	6.073	-	-	-	-	-	6.073	1%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.818)	-	(100)	-	-	-	(3.918)	5%
Costi del lavoro	-	-	-	-	(1.102)	-	(1.102)	6%

1° semestre 2020

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	San Quirico S.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	3.603	-	-	-	-	-	3.603	1%
Costi per servizi e altri costi operativi	(4.034)	-	(100)	-	-	(202)	(4.336)	5%
Costi del lavoro	-	-	-	-	(883)	-	(883)	3%

NOTA 48 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

Di seguito si riportano le operazioni, intervenute nel periodo, riguardanti le partecipazioni:

- in data **5 gennaio 2021** sono state costituite le seguenti società di diritto francese: PARC EOLIEN DE LA PLAINE DU BUREL S.a.s. capitale sociale di Euro 7.500 interamente sottoscritto da ERG Eolienne France S.a.s. e PARC EOLIEN DE SAINT PRIEST EN MURAT S.a.s. capitale sociale di Euro 7.500 interamente sottoscritto da ERG Eolienne France S.a.s.;
- in data **5 gennaio 2021** ha avuto efficacia la fusione per incorporazione di ERG Wind France 2 S.a.s.l. in ERG Wind France 1 S.a.s. Conseguentemente, a partire dal 1° gennaio 2021, ERG Wind France 2 S.a.r.l. è estinta, gli organi societari decaduti ed ERG Wind France 1 S.a.s. è subentrata a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi della società incorporata.
- in data **14 gennaio 2021** ha ceduto a ENI Rewind S.p.A. e a Versalis S.p.A., complessivamente, 283.810 azioni di Priolo Servizi S.C.p.A., pari al 1,01% della partecipazione dalla stessa posseduta nella predetta società. Pertanto, dalla suddetta data ERG Power S.r.l. partecipa al capitale sociale di Priolo Servizi S.C.p.A. nella misura del 20,31%.
- in data **26 febbraio 2021** l'Assemblea di ERG Wind Energy S.r.l. ha deliberato un aumento del proprio capitale sociale da Euro 1.000.000,00 ad Euro 1.256.239,00 che è stato interamente liberato, in pari data, da ERG Wind Sicilia 4 S.r.l., ERG Wind Sicilia 5 S.r.l. ed ERG Wind 6 S.r.l. mediante il conferimento dei rami d'azienda costituiti dai parchi eolici di loro proprietà.
- in data **26 marzo 2021** l'Assemblea di ERG Wind Energy S.r.l. ha deliberato un aumento del proprio capitale sociale da Euro 1.256.239,00 ad Euro 1.464.826,00, che è stato interamente liberato, in pari data, da parte di ERG Wind Sicilia 2 S.r.l., ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind 2000 S.r.l. mediante il conferimento dei rami d'azienda costituiti dai parchi eolici di loro proprietà.
- in data **28 aprile 2021** l'Assemblea di ERG Wind Energy S.r.l. ha deliberato un aumento del proprio capitale sociale da Euro 1.464.826,00 ad Euro 1.468.056,00 che è stato interamente liberato, in pari data, da parte di ERG Wind Sicilia 6 S.r.l. mediante il conferimento del ramo d'azienda costituito dai parchi eolici di sua proprietà.

- In data **30 aprile 2021** è stata acquisita, da parte di ERG Power Generation S.p.A., la totalità delle azioni della società di diritto svedese Goldcup 20357 AB, la cui denominazione è stata modificata in ERG Sweden Holding AB.
- In data **28 maggio 2021** è stata acquisita, da parte di ERG UK HOLDING Ltd., la totalità delle azioni della società HIGH CAIRN WIND FARM LIMITED.
- In data **9 giugno 2021** sono state costituite le società di diritto tedesco ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG, ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG ed ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG, con sede legale in Amburgo, capitale sociale di 5.000 Euro ciascuna, interamente sottoscritto e versato da ERG Windpark Beteteiligungs GmbH.
- In data **14 giugno 2021** il capitale sociale di ERG Eolienne France S.a.s. è stato aumentato da 112.449.765 Euro a 127.449.765 Euro.

Le tabelle seguenti riportano gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al fair value, comprensive delle operazioni sopra dettagliate.

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 (Italia)	100%	100%	100.000	2.359.758
ERG Power Generation S.p.A.					
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	152.000	33.439
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	30.006
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	120	61.740
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	8.822
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro (Italia)	100%	100%	50	56.160
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	(1.327)
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	3.500	22.843
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale (Italia)	100%	100%	10	50
ERG Eolienne France S.a.s.					
ERG Hydro S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	50.000	909.805
ERG Power S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	5.000	225.920
ERG Solar Holding 1 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	20	119.349
ERG UK Holding Ltd.	Edimbugo (UK)	100%	100%	0	(879)
ERG Wind 105 GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(1.531)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	50	25.704
ERG Wind Investments Ltd.					
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	108
ERG Wind Park Beteteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	(2.157)
ERG Wind RE Beteteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	4
EW Ornetta 2 Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	164.688	136.843
Green Vicari S.r.l.	Camporeale (Italia)	100%	100%	119	17.318
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	100	130
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	78,5%	50	89.877
Laszki Wind Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100,0%	5	(1.298)
ERG Poland Holding Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100,0%	5	5

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Corni Eolian SA espressi in migliaia di RON ed EW Ornetta 2 Sp. z o.o. espressi in migliaia di Zloty.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

	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	(5.246)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	1.683
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	2.199
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.060	3.118
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	861	4.829
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	1.318
Epuron Energies Renouvelables S.a.s.					
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	1.171
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(603)
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	74	4.628
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	802	1.303
ERG Wind French Holdings S.a.s.					
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	2.783
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	(72)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	809
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	2.000	(322)
Les Moulins de Fruges S.a.s.					
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	42.100	22.999
Parc Eolien de la Vallée de la Clouère S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	5.639	2.151
Holding Quesnoy 2 S.a.s.					
Holding Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	2.810	1.552
Epuron Energies Renouvelables S.a.s.					
ERG Developpement S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	(4.476)
Caen Renewables Energy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(78)
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(18)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(15)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(26)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(24)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(13)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(20)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(5)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
ERG Solar Holding S.r.l. 1					
ERG Solar Holding S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	20	123.934
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	9.404
ERG Solar Holding S.r.l.					
Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	8.443
ERG Solar Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	100	3.741
ERG Solar Marche 1 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	1.083
ERG Solar Marche 2 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	398
ERG Solar Puglia 1 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	50	1.624
ERG Solar Puglia 2 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	100	488
ERG UK Holding Ltd					
Craigmore Energy	Co. Antrim (Nord Irlanda)	100%	100%	0	32
Creag Riabhach Wind Farm Ltd.	Edimburgo (UK)	100%	100%	50	(96)
Evisagaran Windfarm Ltd.	Belfast (UK)	100%	100%	0	(803)
Sandy Knowe Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	(202)
ERG Wind 105 GmbH					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(586)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(759)

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Creag Riabhach e Craigmore Energy espressi in migliaia di GBP.

	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	3.053
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.625	1.944
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.546	2.720
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.560	2.910
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	2.914
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	2.955
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	777	1.199
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.551	2.262
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.563	2.417
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.511	3.101
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.564	2.437
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.545	2.320
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	258	1.364
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	89	1.524
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.103	1.559
ERG Wind France 1 S.a.s.					
Cepe Pays De Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	(1.998)
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	3.703
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	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	(131)
Parc Eolien de Morvilers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	41
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.017)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.530
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(1.867)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(1.606)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.260)
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	20
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.133)
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.094)
ERG Wind Investments Ltd.					
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	212	253.251
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	0	(6.479)
ERG Wind MEI 2-14-2 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	0	(1.202)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.					
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	6.633	113.819
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova (Italia)	68%	100%	1.000	1.093
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	442
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	58.960
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	49.457
ERG Wind Sardegna S.r.l.					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	34.809
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	10.687
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	16.564
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	19.420
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	35.839
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	25.266

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale ^{(1) (2)}	Patrimonio Netto ^{(1) (2)}
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.					
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.168	42.618
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	28.010	33.790
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.585	34.810
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	29.721	33.145
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(877)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(2.593)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	1.203
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	1.786
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(5.966)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	7.500	1.397
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(661)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	741
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	-
ERG Development Germany GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	3	(96)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(990)
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(394)
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(318)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	210	(228)
EW Ornet 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.					
Mont Félix	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.891	2.103
Fond du Moulin	Strasburgo (Francia)	100%	100%	344	(1.061)
Chemin Vert	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.804	(1.697)
Le Marquay	Strasburgo (Francia)	100%	100%	679	(893)
Les Trentes	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.935	(566)
Sole de Bellevue	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.925	460
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)
ERG Poland Holding					
EW Piotrków kujawski Sp. z o.o.,	Varsavia (Polonia)	100%	100%	292	2

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Blachy Pruszyński-Energy Sp. z o.o. e Hydro Inwestycje Sp. z o.o. espressi in migliaia di Zloty.

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

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 31.12.2020
ERG Power S.r.l.						
Priolo Servizi S.c.p.A. ⁽³⁾	Mellini (Italia)	20,31%	20,31%	28.100	55.692	11.873
Società collegate						11.873

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro.

(3) La società consorziale 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 31.12.2020
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.						
ERG Germany Verwaltungs GmbH	Parigi (Francia)	100%	100%	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo (Italia)	99%	99%	20	232	25
Società controllate						50
ERG Eolienne France S.a.s.						
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacree sud S.a.s. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	10	(23)	10
Francesse Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. ⁽⁴⁾⁽⁷⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. ⁽⁴⁾⁽⁷⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. ⁽⁶⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Società controllate						63
ERG UK Holding Ltd.						
Creggan Wind Farm Limited ⁽²⁾⁽⁴⁾	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	-
Longburn Wind Farm Ltd. ⁽²⁾⁽⁴⁾	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	-	-
Società controllate						-
ERG UK Holding Ltd.						
Rigghill Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Seebeck House (UK)	50%	50%	-	-	217
Società in Joint Venture						217
ERG S.p.A.						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	276	1.063	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	19.077	80.216	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	3.058	3.031	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.

(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;

(7) Società di diritto francese costituite in data 17 novembre 2020.

NOTA 49 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2021

Dal 1° gennaio 2021 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato:

- *Amendments to IFRS 4 Insurance Contracts – deferral of IFRS 9* emesso il 25 giugno 2020;
- *Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 and IFRS 16 Interest Rate Benchmark Reform – Phase 2*, emesso il 27 agosto 2020. 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. L'Amendment ha introdotto l'espedito pratico per contabilizzare gli effetti della riforma dell'IBOR aggiornando il tasso di interesse effettivo.

NOTA 50 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2021

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2021 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
1° aprile 2021	Amendments to IFRS 16 Leases: Covid-19-Related Rent Concessions beyond 30 June 2021	31 marzo 2021	
1° gennaio 2022	Amendments to: • IFRS 3 Business Combinations; • IAS 16 Property, Plant and Equipment; • IAS 37 Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets • Annual Improvements 2018-2020	14 maggio 2020	
1° gennaio 2023	IFRS 17 Insurance Contracts comprensivo dell'Amendments to IFRS 17	18 maggio 2017; 25 giugno 2020	
	Amendments to IAS 1 'Presentation of financial statements' sulla classificazione delle passività	23 gennaio 2020	
	Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements and IFRS Practice Statement 2: Disclosure of Accounting policies	12 febbraio 2021	
	Amendments to IAS 8 Accounting policies, Changes in Accounting Estimates and Errors: Definition of Accounting Estimates	12 febbraio 2021	
	Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction	6 maggio 2021	

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

NOTA 51 - DISCONTINUING OPERATIONS

Nel corso del primo semestre 2021 il Gruppo ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale *Asset rotation* degli impianti Idro e Termoelettrico a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle valutazioni di mercato, ha deciso quindi, a partire dalla seconda decade di luglio, di avviare un programma per la potenziale dismissione degli impianti Idro e Termoelettrico, affidando al proprio management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset, cessione che, sulla base delle informazioni allo stato disponibili, si ritiene ragionevole possa essere completata entro un anno dalla data di autorizzazione alla pubblicazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2021.

I valori espressi dal mercato in relazione agli asset oggetto di trattativa, riferibili ai settori operativi Idroelettrico e Termoelettrico, per i cui dati salienti si rinvia all'Informativa per settore operativo presentata in capo alla sezione **II. Gestione operativa** della presente Nota illustrativa, risultano nel complesso superiori ai valori di libro.

In riferimento a quanto sopra, in applicazione di quanto previsto dal paragrafo 12 dell'IFRS 5, non si è proceduto alla classificazione dei relativi net assets come attività/passività possedute per la vendita al 30 giugno 2021.

NOTA 52 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
21 luglio 2021	Eolico	ERG, attraverso le proprie controllate Evishagaran Wind Farm Limited e Craiggore Energy Limited ha sottoscritto con ElectroRoute Energy Supply Ltd, (ElectroRoute), azienda leader nel commercio e nei servizi energetici, un accordo di lungo termine per due Power Purchase Agreement (PPA) per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda. I due impianti, con una capacità installata totale di 70 MW e una produzione stimata annua di oltre 250 GWh, attualmente in fase avanzata di costruzione, entreranno in esercizio entro la fine del 2021. La fornitura avverrà in modalità 'pay as produced' con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. ElectroRoute garantirà inoltre il servizio di "Route to Market" per consentire l'immissione dell'energia sulla rete elettrica del Paese.	Comunicato Stampa del 21/07/2021

NOTA 53 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 30 luglio 2021 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, 30 luglio 2021

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 Paolo Luigi Merli, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Michele Pedemonte, 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 2021.
 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 2021 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 2021:
 - 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 dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposte. La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 30 luglio 2021

l'Amministratore Delegato

Paolo Luigi Merli



il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

Michele Pedemonte



RELAZIONE 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 kpmgsa@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 di conto economico, di conto economico complessivo, della situazione patrimoniale-finanziaria, dei flussi finanziari e delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG al 30 giugno 2021. 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 Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania 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 Monza Brianza Lodi
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 2021*

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 2021 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, 30 luglio 2021

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

www.erg.eu

