



Resoconto intermedio sulla Gestione

al 30 Settembre 2021

We are #SDGsContributors

PREMESSE

INFORMATIVA TRIMESTRALE

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art.82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS), che verranno approvati e conseguentemente pubblicati in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato, ovvero entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

Gli importi riportati nel presente Resoconto Intermedio sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

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".

ACCORDO PER LA CESSIONE DEL BUSINESS IDROELETTRICO

In data 2 agosto ERG ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo in termini di enterprise value, calcolato alla data del 31 dicembre 2021, è pari a 1,0 miliardi di Euro.

In considerazione di quanto sopra, negli **schemi reported** i risultati contabili relativi agli assets idroelettrici, in corso di cessione, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo i risultati adjusted commentati nel presente Resoconto, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets in corso di cessione.

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel 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

| | |
|--|-----------|
| Premesse | 2 |
| Il Gruppo | 4 |
| Organi societari..... | 4 |
| Profilo del Gruppo..... | 5 |
| Aree geografiche di attività al 30 settembre 2021..... | 6 |
| Area di consolidamento integrale al 30 settembre 2021..... | 7 |
| Modello organizzativo..... | 8 |
| Variazione perimetro di business nel terzo trimestre 2021..... | 9 |
| ERG in Borsa..... | 10 |
| Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre..... | 12 |
| Risultati del periodo | 15 |
| Sintesi dei risultati..... | 15 |
| Risultati per settore..... | 17 |
| Commento ai risultati del periodo..... | 18 |
| Risultati del periodo - Business..... | 23 |
| Mercato di riferimento..... | 23 |
| Vendite del Gruppo..... | 25 |
| Eolico | 26 |
| Solare | 34 |
| Idroelettrico | 36 |
| Termoelettrico | 39 |
| Quadro normativo – Incentivi..... | 41 |
| Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel trimestre..... | 45 |
| Prospetti contabili | 46 |
| Indicatori alternativi di performance (IAP) | 57 |
| Evoluzione prevedibile | 65 |
| Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo..... | 65 |
| Evoluzione prevedibile della gestione..... | 67 |
| Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 69 |

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo²)*
GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri
LUCA BETTONTE *(non esecutivo)*
EMANUELA BONADIMAN *(indipendente³)*
MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente³)*
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*
ELENA GRIFONI WINTERS *(indipendente³)*
FEDERICA LOLLI *(indipendente³)*
ELISABETTA OLIVERI *(indipendente³)*
MARIO PATERLINI *(indipendente³)*

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 Corporate Governance 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.

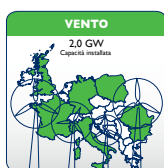
PROFILO DEL GRUPPO

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:

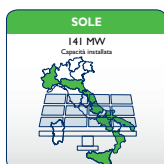
- l'attività di Energy Management & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le 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:



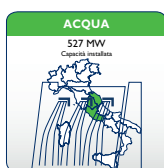
Eolico

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).



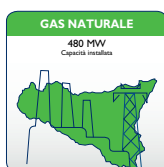
Solare

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. Si precisa che in data 2 agosto 2021 il Gruppo ha raggiunto un accordo con Enel Produzione per la cessione degli impianti idroelettrici.



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 SETTEMBRE 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

PIEMONTE

Solare: 21 MW

EMILIA ROMAGNA

Solare: 3 MW

MARCHE

Solare: 4 MW

ABRUZZO

Solare: 5 MW

UMBRIA, LAZIO, MARCHE

Idroelettrico*: 527 MW

MOLISE

Eolico: 79 MW

PUGLIA

Eolico: 249 MW

Solare: 15 MW

LAZIO

Solare: 51 MW

SARDEGNA

Eolico: 111 MW

CAMPANIA

Eolico: 247 MW

Solare: 7 MW

BASILICATA

Eolico: 89 MW

SICILIA

Eolico: 198 MW

Solare: 10 MW

Termoelettrico: 480 MW

CALABRIA

Eolico: 120 MW

Solare: 24 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

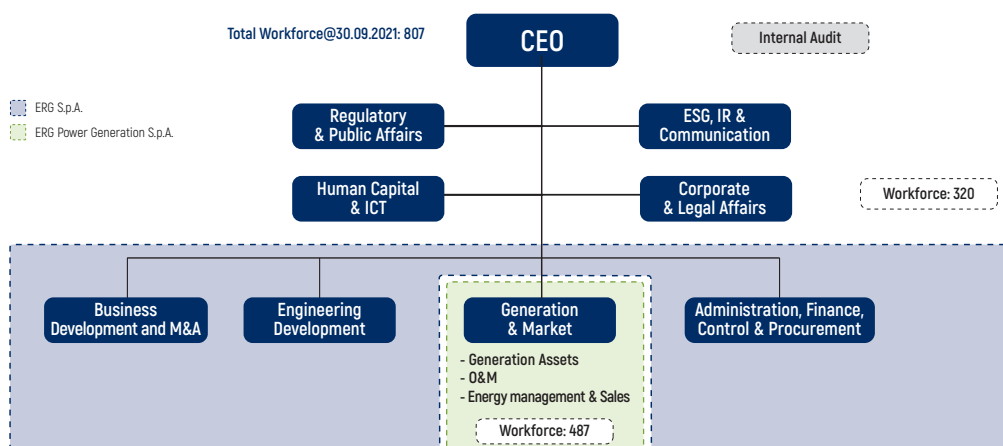
* In corso di dismissione.

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.

A NEW ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL TERZO TRIMESTRE 2021

Nel corso del terzo trimestre 2021 non si segnalano variazioni nel perimetro di Business.

Si ricorda che alla fine del primo semestre 2021 il Gruppo ha acquisito il 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici e due parchi fotovoltaici, riflettendo nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2021 solo gli effetti patrimoniali del consolidamento dei nuovi asset. Il terzo trimestre riflette anche il pieno contributo a Conto Economico dei risultati degli asset acquisiti.

Si segnala infine che, come meglio precisato nei fatti avvenuti nel corso del trimestre, in data 2 agosto 2021 ERG ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il closing è previsto all'inizio del 2022.

Pertanto, il presente Resoconto non riflette ancora gli effetti della futura cessione.

Si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo" per le variazioni avvenute successivamente alla chiusura del terzo trimestre 2021.

ERG IN BORSA

Al 30 settembre 2021 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 25,70 Euro, in crescita (+9,8%) rispetto a quella della fine dell'anno 2020, a fronte di un analogo andamento nello stesso periodo degli indici di Borsa FTSE All Share (+16,4%) e FTSE Mid Cap (+26,6%) e di un calo dell'Euro Stoxx Utilities Index (-8,3%).

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 settembre 2021:

| Prezzo dell'azione | Euro |
|--|-------|
| Prezzo di riferimento al 30.09.21 | 25,70 |
| Prezzo massimo (26.01.21) ⁽¹⁾ | 27,54 |
| Prezzo minimo (14.05.21) ⁽¹⁾ | 22,32 |
| Prezzo medio | 25,16 |

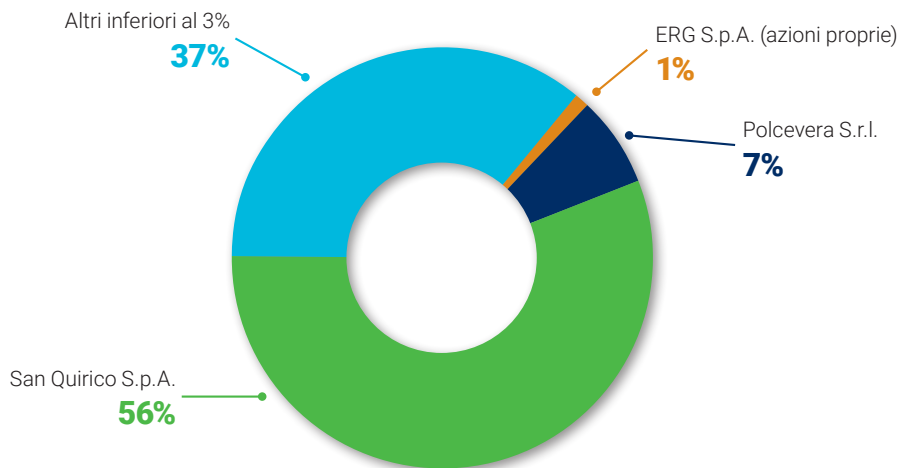
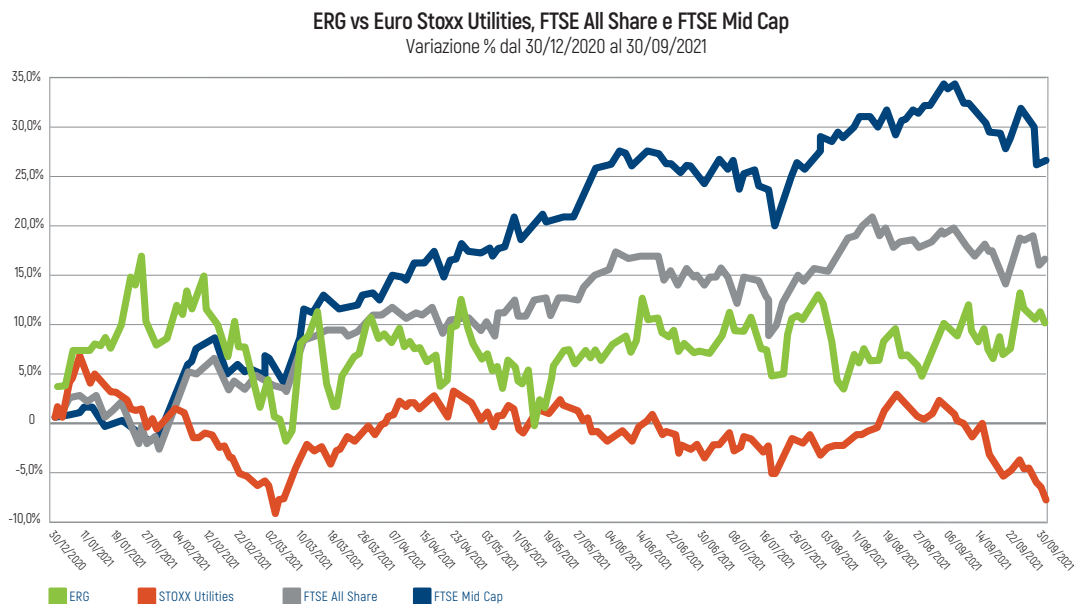
(1) Intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data.

| Volumi scambiati | N° azioni |
|---------------------------|-----------|
| Volume massimo (16.04.21) | 1.711.009 |
| Volume minimo (06.09.21) | 68.732 |
| Volume medio | 283.986 |

La capitalizzazione di Borsa a fine periodo ammonta a circa 3.863 milioni di Euro (3.517 milioni alla fine del 2020).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.238.712.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 settembre 2021



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

| 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 '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.</p> | Comunicato Stampa del 21/07/2021 |
| 2 agosto 2021 | Idroelettrico | <p>ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo in termini di enterprise value, calcolato alla data del 31.12.2021, è pari a Euro1.0bn.</p> <p>Il portafoglio di asset di proprietà di ERG Hydro S.r.l. consta di un sistema integrato di produzione di energia idroelettrica che si estende fra Umbria, Lazio e Marche. Si compone di 19 impianti idroelettrici, 7 impianti minihydro, 7 dighe, 4 bacini (corrispondenti a Salto, Turano, Corbara e Piediluco) e una stazione di pompaggio, per una potenza efficiente di 527 MW. La produzione media annua si attesta a circa 1,5 TWh. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate. Per queste risorse, grazie ad una proficua collaborazione con le componenti sindacali e la seria disponibilità del compratore, la società ha raggiunto un accordo innovativo per il settore elettrico che garantisce importanti tutele per i lavoratori ERG facenti parte della società oggetto di cessione. Il closing è previsto all'inizio del 2022.</p> | Comunicato Stampa del 02/08/2021 |

| Data | Settore | Fatto di rilievo | Comunicato stampa |
|-------------------------------------|----------------|---|---|
| 5 agosto 2021 | Corporate | ISS ESG ha promosso ERG al rating A- (precedente B+), posizionando il Gruppo al primo posto del ranking mondiale nel settore "Electric Utilities" che comprende 125 aziende a livello internazionale. ISS attribuisce al Gruppo ERG il miglior punteggio, sulla base dell'ottima performance nelle aree ambientali, sociali e di governance Science Based Target initiative (SBTi) ha approvato e certificato i target di riduzione delle emissioni riflessi nel Piano Industriale 2021_2025. | Comunicato Stampa del 05/08/2021 |
| 5 agosto 2021 e 8 settembre 2021 | Corporate | ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un terzo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 10 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 3 miliardi. L'emissione ha forma di Green Bond e si prevede di destinarne circa il 40% al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG e il restante 60% circa al finanziamento di nuovi progetti da fonte eolica e solare nei Paesi Europei in cui ERG opera. L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari ad oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose e differenti aree geografiche; significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili. Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, riconoscono una cedola lorda annua al tasso fisso dello 0,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,752% del valore nominale. | Comunicato Stampa del 05/08/2021 e del 08/09/2021 |
| 6 agosto 2021 | Termoelettrico | ERG ha concluso, attraverso la propria partecipata ERG Power Generation S.p.A, un accordo con ISAB (Gruppo Lukoil) per la modifica ed estensione al 2032 del vigente contratto di fornitura dell'intero fabbisogno energetico della raffineria ISAB di Priolo Gargallo, il cui termine era previsto al 31 marzo 2025. L'impianto CCGT di ERG fornirà su base annua un quantitativo di circa 150 GWh di energia elettrica e circa un milione di tonnellate di vapore a ISAB, principale consumatore del sito di Priolo. | Comunicato Stampa del 06/08/2021 |
| 28 settembre 2021 | Eolico | ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 143 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della sesta asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, di tre progetti di repowering, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, tutti ubicati in Sicilia, per i quali ERG, lo scorso 14 aprile, aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%. L'entrata in esercizio dei nuovi parchi, la cui costruzione è in fase di avvio e la cui produzione stimata a regime è di circa 330 GWh annui, pari a circa 166 kt di emissione di CO ₂ evitata ogni anno, è prevista tra la fine del 2022 ed il terzo trimestre del 2023. L'investimento complessivo nei tre progetti ammonta a circa 150 milioni di Euro. | Comunicato Stampa del 28/09/2021 |

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 stato 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 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 56 ingressi nel corso dei primi nove mesi 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.

A partire dal 15 ottobre così come previsto dal decreto Legge n. 127 del 21 settembre 2021 per accedere ai luoghi di lavoro è obbligatorio essere in possesso ed esibire, su richiesta, la Certificazione verde Covid-19 (Green pass), fatta eccezione per coloro che sono esentati dalla campagna vaccinale sulla base di idonea certificazione medica. La modalità operativa individuata per l'organizzazione delle verifiche sul possesso del Green pass è a campione; per ogni sede sono state definite le specifiche modalità operative in considerazione della variabilità delle attività svolte e del numero di persone presenti.

SINTESI DEI RISULTATI

| Reported ⁽²⁾ 3° trimestre | | Adjusted ⁽¹⁾ 3° trimestre | | | Reported ⁽²⁾ 9 mesi | | Adjusted ⁽¹⁾ 9 mesi | |
|---|--------------|---|--------------|---|-----------------------------------|--------------|-----------------------------------|--------------|
| 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| PRINCIPALI DATI ECONOMICI | | | | | | | | |
| 221 | 196 | 264 | 223 | Ricavi | 642 | 635 | 789 | 721 |
| 85 | 84 | 119 | 99 | Margine operativo lordo | 282 | 309 | 400 | 362 |
| 3 | 22 | 50 | 25 | Risultato operativo netto | 84 | 123 | 196 | 139 |
| 10 | (5) | 31 | 10 | Risultato netto | 103 | 69 | 131 | 81 |
| 9 | (5) | 30 | 9 | <i>di cui Risultato netto di Gruppo</i> | 101 | 67 | 130 | 79 |
| PRINCIPALI DATI FINANZIARI | | | | | | | | |
| 3.540 | 3.230 | 3.424 | 3.156 | Capitale investito netto ⁽³⁾ | 3.540 | 3.230 | 3.424 | 3.156 |
| 1.600 | 1.733 | 1.595 | 1.735 | Patrimonio netto | 1.600 | 1.733 | 1.595 | 1.735 |
| 1.940 | 1.497 | 1.829 | 1.421 | Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾ | 1.940 | 1.497 | 1.829 | 1.421 |
| 269 | 643 | 269 | 643 | <i>di cui Project Financing non recourse ⁽⁴⁾</i> | 269 | 643 | 269 | 643 |
| 55% | 46% | 53% | 45% | Leva finanziaria | 55% | 46% | 53% | 45% |
| 39% | 43% | 45% | 45% | Ebitda Margin % | 44% | 51% | 51% | 50% |

(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.

| 3° trimestre | | | | 9 mesi | |
|---|--------------|--|-----------------|---------------|---------------|
| 2021 | 2020 | | | 2021 | 2020 |
| DATI OPERATIVI | | | | | |
| 2.025 | 1.967 | Capacità installata impianti eolici a fine periodo | MW | 2.025 | 1.967 |
| 702 | 674 | Produzione di energia elettrica da impianti eolici | milioni di KWh | 2.696 | 2.883 |
| 480 | 480 | Capacità installata impianti termoelettrici | MW | 480 | 480 |
| 459 | 694 | Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici | milioni di KWh | 1.509 | 1.824 |
| 527 | 527 | Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo | MW | 527 | 527 |
| 325 | 225 | Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici | milioni di KWh | 1.323 | 778 |
| 163 | 141 | Capacità installata impianti solari a fine periodo | MW | 163 | 141 |
| 81 | 76 | Produzione di energia elettrica da impianti solari | milioni di KWh | 195 | 196 |
| 3.103 | 3.427 | Vendite totali di energia elettrica | milioni di KWh | 10.606 | 11.034 |
| 56 | 23 | Investimenti ⁽⁵⁾ | milioni di Euro | 367 | 110 |
| 807 | 773 | Dipendenti a fine periodo | Unità | 807 | 773 |
| RICAVI NETTI UNITARI⁽⁶⁾ | | | | | |
| 140 | 122 | Eolico Italia | Euro/MWh | 128 | 120 |
| 118 | 95 | Eolico Germania | Euro/MWh | 102 | 97 |
| 89 | 88 | Eolico Francia | Euro/MWh | 89 | 89 |
| 94 | 89 | Eolico Polonia | Euro/MWh | 86 | 76 |
| 121 | 66 | Eolico Bulgaria | Euro/MWh | 88 | 62 |
| 121 | 58 | Eolico Romania | Euro/MWh | 91 | 54 |
| n.a. | n.a. | Eolico UK | Euro/MWh | n.a. | n.a. |
| 346 | 321 | Solare Italia | Euro/MWh | 334 | 315 |
| 82 | n.a. | Solare Francia | Euro/MWh | 82 | n.a. |
| 135 | 120 | Idroelettrico | Euro/MWh | 112 | 111 |
| 35 | 40 | Termoelettrico ⁽⁷⁾ | Euro/MWh | 31 | 34 |

(5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 188 milioni.

(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, inclusivi 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

| 3° trimestre | | | (milioni di Euro) | 9 mesi | | |
|---|-------------|-----------|---|--------------|--------------|------------|
| 2021 | 2020 | Δ | | 2021 | 2020 | Δ |
| RICAVI ADJUSTED | | | | | | |
| 94 | 71 | 23 | Eolico | 309 | 296 | 13 |
| 26 | 24 | 1 | Solare | 64 | 62 | 1 |
| 43 | 27 | 16 | Idroelettrico | 147 | 86 | 62 |
| 101 | 100 | 0 | Termoelettrico⁽¹⁾ | 269 | 277 | (8) |
| 9 | 9 | 0 | Corporate | 27 | 26 | 2 |
| (9) | (9) | (0) | <i>Ricavi infrasettori</i> | (27) | (26) | (2) |
| 264 | 223 | 41 | Ricavi adjusted | 789 | 721 | 69 |
| MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED | | | | | | |
| 57 | 42 | 15 | Eolico | 214 | 208 | 5 |
| 24 | 23 | 1 | Solare | 57 | 57 | (0) |
| 34 | 18 | 16 | Idroelettrico | 117 | 58 | 60 |
| 8 | 21 | (13) | Termoelettrico⁽¹⁾ | 23 | 51 | (28) |
| (3) | (4) | 1 | Corporate | (11) | (12) | 1 |
| 119 | 99 | 19 | Margine operativo lordo adjusted | 400 | 362 | 38 |
| AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | | | | | | |
| (40) | (42) | 2 | Eolico | (116) | (125) | 10 |
| (10) | (10) | 0 | Solare | (31) | (31) | 0 |
| (11) | (14) | 3 | Idroelettrico | (33) | (43) | 10 |
| (8) | (7) | (0) | Termoelettrico | (22) | (22) | (0) |
| (1) | (1) | (0) | Corporate | (2) | (2) | (0) |
| (69) | (74) | 5 | Ammortamenti e svalutazioni adjusted | (204) | (224) | 20 |
| RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED | | | | | | |
| 17 | 0 | 17 | Eolico | 98 | 83 | 15 |
| 13 | 13 | 1 | Solare | 27 | 26 | 0 |
| 23 | 3 | 20 | Idroelettrico | 85 | 15 | 70 |
| (0) | 13 | (13) | Termoelettrico⁽¹⁾ | 0 | 29 | (28) |
| (4) | (4) | 1 | Corporate | (13) | (14) | 1 |
| 50 | 25 | 25 | Risultato operativo netto adjusted | 196 | 139 | 58 |
| INVESTIMENTI⁽²⁾ | | | | | | |
| 48 | 19 | 28 | Eolico | 325 | 90 | 235 |
| 0 | 1 | (1) | Solare | 24 | 2 | 22 |
| 1 | 2 | (0) | Idroelettrico | 4 | 4 | 0 |
| 6 | 1 | 5 | Termoelettrico | 13 | 13 | (0) |
| 0 | 0 | 0 | Corporate | 1 | 1 | (0) |
| 56 | 23 | 32 | Totale investimenti | 367 | 110 | 257 |

(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 70 milioni (35 milioni nel 2020).

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

TERZO TRIMESTRE

Nel terzo trimestre 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 264 milioni, in aumento di 41 milioni rispetto al terzo trimestre 2020 (223 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico, della maggior ventosità Italia, del significativo incremento dei prezzi di cessione dell'energia associato al maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh) e del contributo della maggiore capacità installata in Francia (+80MW). Questi effetti sono stati in parte compensati dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginе operativo lordo adjusted⁸**, al netto degli special item, si attesta a 119 milioni, in aumento di 19 milioni rispetto ai 99 milioni registrati nel terzo trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+15 milioni)**: margine operativo lordo pari a 57 milioni, in sensibile aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (42 milioni) principalmente per effetto del maggior risultato in Italia, pari a 40 milioni (28 milioni nel 2020), grazie alle produzioni in aumento rispetto ai valori del terzo trimestre 2020 (384 GWh nel 2021 rispetto ai 355 GWh del 2020), al miglior scenario di mercato ed al maggior valore dell'incentivo GRIN. Il margine operativo all'estero, pari a 16 milioni, è in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (14 milioni) per effetto del miglior scenario di mercato e di un effetto perimetro di 2 milioni derivante dal consolidamento di cinque parchi eolici in Francia.
- **Solare (+1 milione)**: il margine operativo lordo, pari a 24 milioni, risulta sostanzialmente in linea al terzo trimestre 2020 (23 milioni) con volumi lievemente inferiori in Italia (72 GWh nel terzo trimestre 2021 rispetto ai 76 GWh del terzo trimestre 2020) in gran parte compensati dai prezzi di mercato in rialzo rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2020. Effetto perimetro di 1 milione (9 GWh) derivante dal consolidamento di due parchi fotovoltaici in Francia.
- **Idroelettrico (+16 milioni)**: margine operativo lordo di 34 milioni (18 milioni nel terzo trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto al terzo trimestre 2020 (325 GWh nel terzo trimestre 2021 rispetto ai 225 GWh del terzo trimestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.

⁸ Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni, agli altri special items ed alla riclassifica IFRS 5.

- **Termoelettrico (-13 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 8 milioni (21 milioni nel terzo trimestre 2020) risente sia del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento che di uno scenario particolarmente sfavorevole per il significativo e repentino aumento dei prezzi di gas e CO₂, solo in parte mitigato dalle operazioni di copertura. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1, avviata a inizio settembre, finalizzata al revamping dello stesso che permetterà, tra l'altro, di beneficiare dei certificati bianchi per i successivi 10 anni dal riavvio del modulo.

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 50 milioni (25 milioni nel terzo trimestre 2020) dopo ammortamenti per 69 milioni, in decremento rispetto al terzo trimestre 2020 (74 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 30 milioni in aumento rispetto al terzo trimestre 2020 (9 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (7 milioni) sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al terzo trimestre 2020 (13 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 e nei primi 9 mesi del 2021.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 9 milioni in aumento rispetto al risultato negativo di 5 milioni del terzo trimestre 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate. Il risultato inoltre comprende gli effetti della svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering ed i costi legati alle operazioni di *liability management* effettuate nel terzo trimestre.

Nel terzo trimestre 2021 sono stati effettuati **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** per **56 milioni** (23 milioni nel terzo trimestre 2020), di cui il 86% nel settore Eolico (82% nel terzo trimestre 2020), dovuti al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW, Polonia per 60 MW, Francia 27 MW e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; l'11% si riferisce al settore Termoelettrico (5% nel terzo trimestre 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato, il 2% al settore Idroelettrico (8% nel terzo trimestre 2020), lo 0,5% al settore Solare (3% nel terzo trimestre 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel terzo trimestre 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.829 milioni**, in aumento (137 milioni) rispetto al 30 giugno 2021 (1.692 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (56 milioni) principalmente legati

ai parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (168 milioni), solo in parte compensati dal positivo flusso di cassa (94 milioni⁹).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 277 milioni (108 milioni al 30 giugno 2021).

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 settembre 2021 a circa 111 milioni.

PRIMI NOVE MESI

Nei primi nove mesi del 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 789 milioni, in sensibile aumento di 69 milioni rispetto all'analogo periodo del 2020 (721 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico, del sensibile 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 solo 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 adjusted**¹⁰, al netto degli special item, si attesta a 400 milioni, in aumento di 38 milioni rispetto ai 362 milioni registrati nei primi nove mesi del 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+5 milioni):** margine operativo lordo pari a 214 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (208 milioni) per effetto del miglior risultato Italia pari a 145 milioni (125 nei primi nove mesi del 2020) prevalentemente dovuto al miglior scenario di mercato e al maggior valore dell'incentivo GRIN. Tale risultato in parte compensato dal minor margine estero, pari a 68 milioni (83 milioni nei primi nove mesi del 2020), che ha risentito di scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del 2020 (1.242 GWh nel 2021 rispetto ai 1.466 GWh del 2020), in un contesto generale di sostenuta ripresa dello scenario di mercato, a cui si aggiunge un effetto perimetro di 2 milioni derivante dal consolidamento di cinque parchi eolici in Francia.
- **Solare:** il margine operativo lordo, pari a 57 milioni, risulta sostanzialmente in linea ai primi nove mesi del 2020 (57 milioni) anche grazie al contributo di 1 milione derivante dell'ingresso di due parchi solari in Francia a partire dal 30 giugno 2021.

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

¹⁰ Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 7 milioni, agli altri special items ed alla riclassifica IFRS 5.

- **Idroelettrico (+60 milioni):** margine oper attivo lordo di 117 milioni (58 milioni nei primi nove mesi 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto ai primi nove mesi 2020 (1.323 GWh nei primi nove mesi 2021 rispetto ai 778 GWh dell'analogo periodo del 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.
- **Termoelettrico (-28 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 23 milioni, è inferiore rispetto ai 51 milioni dei primi nove mesi del 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 17 milioni, in parte compensati da maggiori margini derivanti dai servizi di dispacciamento. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione dovuto prevalentemente al significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato solo in parte dalle operazioni di copertura. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1 avviata ad inizio settembre. Si ricorda inoltre che i primi nove mesi 2020 avevano 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 196 milioni (139 milioni nei primi nove mesi del 2020) dopo ammortamenti per 204 milioni, in sensibile decremento rispetto al comparativo del 2020 (224 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 130 milioni, inclusivo di circa 2 milioni spettanti alle minorities, in sensibile aumento rispetto al risultato dei primi nove mesi del 2020 (79 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (23 milioni) sono risultati inferiori rispetto all'analogo periodo del 2020 (38 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso del 2020 e primo semestre 2021.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 101 milioni in aumento rispetto ai 67 milioni dei primi nove mesi del 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate. Il risultato inoltre comprende gli effetti della svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering ed i costi legati alle operazioni di *liability management* effettuate nel corso del 2021.

Nei primi nove mesi del 2021 gli **investimenti** sono stati pari a **367 milioni** (110 milioni nei primi nove mesi 2020) e si riferiscono principalmente all'acquisizione, avvenuta nel mese di giugno, 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 periodo sono stati effettuati **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** per circa 179 milioni di cui l'89% nel settore Eoli-

co (70% nell'analogo periodo del 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW, Polonia per 60 MW, Francia 27 MW e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; il 7% si riferisce al settore Termoelettrico (20% nei primi nove mesi del 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% nei primi nove mesi del 2020), l'1% al settore Solare (3% nei primi nove mesi del 2020) e l'1% alla Corporate (2% nei primi nove mesi del 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.829 milioni**, in aumento (389 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 (179 milioni) principalmente legati allo sviluppo dei 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 (254 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (354 milioni¹¹) ed altre poste positive (15 milioni).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 277 milioni (108 milioni al 30 giugno 2021).

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 settembre 2021 a circa 111 milioni.

¹¹ 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

| 3° trimestre | | | 9 mesi | |
|--------------|------|--|--------|------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| | | Scenario prezzi (Euro/MWh) | | |
| | | Italia | | |
| 124,2 | 42,3 | PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾ | 86,2 | 35,6 |
| 121,2 | 40,5 | Prezzo energia elettrica zona Nord | 85,1 | 34,5 |
| 122,7 | 42,3 | Prezzo energia elettrica zona Centro Nord | 85,5 | 35,5 |
| 127,0 | 42,7 | Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud | 87,1 | 36,3 |
| 126,6 | 42,1 | Prezzo energia elettrica zona Sud | 86,5 | 35,8 |
| 122,8 | 42,5 | Prezzo energia elettrica Sardegna | 84,9 | 35,6 |
| 135,9 | 55,8 | Prezzo energia elettrica Sicilia | 92,7 | 42,7 |
| 127,4 | n.a | Prezzo energia elettrica Calabria | 86,8 | n.a |
| 133,0 | 48,2 | Prezzo zonale Centro Nord (peak) | 95,0 | 40,5 |
| 134,0 | 48,1 | Prezzo zonale Centro Sud (peak) | 94,1 | 40,5 |
| 109,4 | 99,1 | Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia | 109,4 | 99,1 |
| | | Estero | | |
| 96,6 | 39,0 | Francia (Energia Elettrica base load) | 71,3 | 28,9 |
| 97,1 | 36,1 | Germania (Energia Elettrica base load) | 69,2 | 27,9 |
| 131,3 | 82,2 | Polonia | 107,5 | 75,2 |
| 88,8 | 51,5 | di cui (Energia Elettrica base load) | 71,3 | 44,2 |
| 42,4 | 30,8 | di cui Certificati d'Origine | 36,2 | 31,0 |
| 110,3 | 40,1 | Bulgaria (Energia Elettrica base load) | 76,0 | 36,0 |
| 142,7 | 69,6 | Romania (EE base load + 1 Certificato Verde) | 107,0 | 65,4 |
| 113,3 | 40,2 | di cui Energia Elettrica base load | 77,6 | 36,0 |
| 29,4 | 29,4 | di cui Certificato Verde | 29,4 | 29,4 |
| 156,4 | 37,0 | Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load) | 106,6 | 33,1 |
| 150,3 | 40,2 | Gran Bretagna (Energia Elettrica base load) | 102,4 | 35,2 |

(1) Prezzo Unico Nazionale.

Mercato Italia – Domanda e produzioni

| 3° trimestre | | | 9 mesi | |
|--------------|--------|---|---------|---------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| | | Mercato Italia (GWh)⁽¹⁾ | | |
| 84.111 | 81.485 | Domanda | 238.972 | 225.093 |
| 564 | 479 | Consumo pompaggi | 1.984 | 1.832 |
| 12.221 | 6.640 | Import/Export | 34.112 | 20.575 |
| 72.454 | 75.324 | Produzione interna ⁽²⁾ | 206.844 | 206.350 |
| | | di cui | | |
| 45.960 | 48.799 | <i>Termoelettrica</i> | 129.854 | 130.009 |
| 12.978 | 13.180 | <i>Idroelettrica</i> | 36.765 | 36.453 |
| 1.391 | 1.387 | <i>Geotermica</i> | 4.138 | 4.232 |
| 3.849 | 3.531 | <i>Eolica</i> | 14.609 | 13.876 |
| 8.276 | 8.427 | <i>Fotovoltaico</i> | 21.478 | 21.780 |

(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 **terzo trimestre 2021**, la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 84 TWh, in aumento del 3,2% rispetto ai valori registrati nel terzo trimestre 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 5,7 TWh, in aumento (+6,4%) rispetto al terzo trimestre del 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 12,0 TWh (+2,5%).

Nei **primi nove mesi 2021**, la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 239 TWh, in aumento del 6,2% rispetto ai valori registrati nei primi nove mesi 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 14,9 TWh, in aumento (+5,8%) rispetto ai primi nove mesi del 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 33,5 TWh (+5,8%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 206,8 TWh, in linea rispetto all'analogo periodo 2020, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 34,1 TWh (+65,8 % rispetto ai primi nove mesi 2020).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 63% da centrali termoelettriche e per il restante 37% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 10% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto ai primi nove mesi 2020 risultano in aumento le produzioni derivanti da tutte le fonti rinnovabili ad eccezione della produzione fotovoltaica che registra una riduzione dell'1,4%.

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 **terzo trimestre 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,1 TWh (3,4 TWh nel terzo trimestre 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,7 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,5% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% nei primi nove mesi 2020).

Nel corso dei **primi nove mesi 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 10,6 TWh (11,0 TWh nei primi nove mesi 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,7 TWh (5,7 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 1,3 TWh all'estero e 4,5 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nei primi nove mesi 2020).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte è riportata nella tabella¹² seguente:

FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

| 3° trimestre | | | 9 mesi | |
|--------------|--------------|---|---------------|---------------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 384 | 355 | Wind - produzione eolica Italia | 1.454 | 1.416 |
| 318 | 320 | Wind - produzione eolica Estero | 1.242 | 1.466 |
| 72 | 76 | Solare - produzione fotovoltaica | 186 | 196 |
| 9 | 0 | Solare - produzione fotovoltaica Estero | 9 | |
| 459 | 694 | CCGT - produzione termoelettrica | 1.509 | 1.824 |
| 325 | 225 | Hydro - produzione idroelettrica | 1.323 | 778 |
| 1.536 | 1.758 | ERG Power Generation - acquisti | 4.883 | 5.353 |
| 3.103 | 3.427 | Totale | 10.606 | 11.034 |

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

| 3° trimestre | | | 9 mesi | |
|--------------|--------------|--|---------------|---------------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 133 | 129 | Energia elettrica venduta a clienti captive | 380 | 326 |
| 2.643 | 2.978 | Energia elettrica venduta Wholesale (Italia) | 8.975 | 9.241 |
| 327 | 320 | Energia elettrica venduta all'estero | 1.251 | 1.466 |
| 3.103 | 3.427 | Totale | 10.606 | 11.034 |

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).

¹² Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

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)

| | 9 mesi | | Δ | Δ% |
|---|--------------|--------------|-----------|-----------|
| | 2021 | 2020 | | |
| Italia | 1.093 | 1.093 | 0 | 0% |
| di cui | | | | |
| <i>Campania</i> | 247 | 247 | 0 | 0% |
| <i>Calabria</i> | 120 | 120 | 0 | 0% |
| <i>Puglia</i> | 249 | 249 | 0 | 0% |
| <i>Molise</i> | 79 | 79 | 0 | 0% |
| <i>Basilicata</i> | 89 | 89 | 0 | 0% |
| <i>Sicilia</i> | 198 | 198 | 0 | 0% |
| <i>Sardegna</i> | 111 | 111 | 0 | 0% |
| Estero | 932 | 874 | 58 | 7% |
| di cui | | | | |
| <i>Germania</i> | 272 | 272 | 0 | 0% |
| <i>Francia</i> | 455 | 397 | 58 | 15% |
| <i>Polonia</i> | 82 | 82 | 0 | 0% |
| <i>Bulgaria</i> | 54 | 54 | 0 | 0% |
| <i>Romania</i> | 70 | 70 | 0 | 0% |
| 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 settembre 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 898 MW incentivati). Si ricorda che nei primi nove mesi, la capacità in Francia è aumentata di 58 MW a seguito della recente acquisizione di cinque parchi eolici, avvenuta a fine giugno 2021.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

| 3° trimestre | | | 9 mesi | |
|--------------|------|---|--------|-------|
| 2021 | 2020 | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 |
| 94 | 71 | Ricavi adjusted | 309 | 296 |
| 57 | 42 | Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾ | 214 | 208 |
| (40) | (42) | Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾ | (116) | (125) |
| 17 | 0 | Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾ | 98 | 83 |
| 48 | 19 | Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 325 | 90 |
| 60% | 59% | Ebitda Margin %⁽²⁾ | 69% | 70% |
| 702 | 674 | Produzioni complessive impianti eolici (GWh) | 2.696 | 2.883 |

(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 terzo trimestre 2021**, pari a circa 94 milioni, risultano in aumento a seguito delle maggiori produzioni, grazie principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia (58 MW), dello scenario di mercato in forte crescita in Europa oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN in Italia (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh).

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel periodo, 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 140 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 122 Euro/MWh del terzo trimestre del 2020 principalmente per effetto del maggior ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia al netto delle coperture e dal maggior valore dell'incentivo GRIN.

I **ricavi** consolidati registrati **nei primi nove mesi 2021** risultano in aumento principalmente a seguito dello 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) in Italia, in parte compensato dalle minori produzioni Estero rispetto a quelle particolarmente elevate dei primi nove mesi 2020.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nei primi nove mesi 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 128 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 120 Euro/MWh dei primi nove mesi del 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, differentemente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

RICAVI ADJUSTED

| 3° trimestre | | | | (milioni di Euro) | 9 mesi | | | |
|--------------|-----------|-----------|------------|-------------------|------------|------------|-----------|-----------|
| 2021 | 2020 | Δ | Δ% | | 2021 | 2020 | Δ | Δ% |
| 58 | 43 | 15 | 35% | Italia | 189 | 170 | 19 | 11% |
| 36 | 28 | 8 | 28% | Estero | 120 | 126 | (6) | -5% |
| | | | | di cui | | | | |
| 8 | 7 | 2 | 25% | <i>Germania</i> | 29 | 33 | (5) | -15% |
| 15 | 13 | 2 | 12% | <i>Francia</i> | 53 | 61 | (8) | -13% |
| 3 | 3 | 0 | 3% | <i>Polonia</i> | 12 | 14 | (1) | -9% |
| 4 | 2 | 2 | 84% | <i>Bulgaria</i> | 12 | 9 | 3 | 28% |
| 5 | 3 | 3 | 98% | <i>Romania</i> | 14 | 9 | 5 | 53% |
| 94 | 71 | 23 | 32% | Totale | 309 | 296 | 13 | 4% |

RICAVI NETTI UNITARI

| 3° trimestre | | | | Euro/MWh | 9 mesi | | | |
|--------------|------|------|------|-----------------|--------|------|------|------|
| 2021 | 2020 | Δ | Δ% | | 2021 | 2020 | Δ | Δ% |
| 140 | 122 | 18 | 15% | Eolico Italia | 128 | 120 | 8 | 7% |
| 118 | 95 | 22 | 23% | Eolico Germania | 102 | 97 | 5 | 6% |
| 89 | 88 | 2 | 2% | Eolico Francia | 89 | 89 | (0) | -1% |
| 94 | 89 | 5 | 6% | Eolico Polonia | 86 | 76 | 11 | 14% |
| 121 | 66 | 54 | 81% | Eolico Bulgaria | 88 | 62 | 26 | 42% |
| 121 | 58 | 64 | 110% | Eolico Romania | 91 | 54 | 38 | 70% |
| n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | Eolico UK | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |

Nel **terzo trimestre 2021** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 118 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), con Francia in linea rispetto all'anno precedente e Germania in forte aumento per effetto del miglior scenario di mercato. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari nell'Est Europa si sono verificate in Romania (+110%) e Bulgaria (+81%) a seguito del forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

Nei **primi nove mesi 2021** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 102 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), con Francia in linea rispetto all'anno precedente e Germania in aumento per effetto dei miglior scenario di mercato. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari nell'Est Europa si sono verificate in Romania (+70%), Polonia (+14%) e Bulgaria (+42%) a seguito del forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

PRODUZIONI (GWh)

| 3° trimestre | | | | 9 mesi | | | | |
|--------------|------------|-----------|------------|--------------------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| 2021 | 2020 | Δ | Δ% | | 2021 | 2020 | Δ | Δ% |
| 384 | 355 | 30 | 8% | Italia | 1.454 | 1.416 | 37 | 3% |
| | | | | di cui | | | | |
| 86 | 76 | 10 | 13% | Campania | 332 | 320 | 12 | 4% |
| 57 | 55 | 2 | 4% | Calabria | 172 | 189 | (16) | -9% |
| 104 | 94 | 10 | 11% | Puglia | 362 | 350 | 12 | 3% |
| 26 | 30 | -4 | -15% | Molise | 111 | 113 | (2) | -2% |
| 32 | 31 | 2 | 6% | Basilicata | 126 | 127 | (1) | -1% |
| 47 | 42 | 4 | 10% | Sicilia | 215 | 185 | 30 | 16% |
| 32 | 26 | 6 | 21% | Sardegna | 136 | 133 | 3 | 3% |
| 318 | 320 | -2 | -1% | Estero | 1.242 | 1.466 | -224 | -15% |
| | | | | di cui | | | | |
| 71 | 70 | 0 | 0% | Germania | 279 | 344 | (65) | -19% |
| 153 | 146 | 7 | 5% | Francia | 588 | 679 | (91) | -13% |
| 36 | 37 | -1 | -3% | Polonia | 142 | 179 | (37) | -21% |
| 26 | 26 | -1 | -3% | Bulgaria | 102 | 114 | (12) | -10% |
| 32 | 40 | -7 | -19% | Romania | 131 | 149 | (19) | -12% |
| 0 | 0 | 0 | n.a. | UK | 0 | 0 | 0 | n.a. |
| 702 | 674 | 27 | 4% | Produzioni complessive parchi | 2.696 | 2.883 | -186 | -6% |

Nel **terzo trimestre 2021** la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 702 GWh, in aumento del 4% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (674 GWh), per effetto di condizioni anemologiche più favorevoli in Italia (+8%) rispetto a quelle depresse dell'analogo periodo del 2020, con volumi all'Estero sostanzialmente in linea.

L'aumento delle produzioni in Italia (+30 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020 in tutte le regioni ad eccezione del Molise (-15%), con Puglia e Campania che hanno registrato volumi fortemente superiori.

Per quel che riguarda l'estero, le produzioni di 318 GWh risultano sostanzialmente in linea al medesimo periodo, con minori produzioni legate alle peggiori condizioni anemologiche, sostanzialmente compensate dall'effetto perimetro relativo al consolidamento di cinque parchi in Francia a partire dal 30 giugno 2021 (+25 GWh).

Nei **primi nove mesi 2021** la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 2.696 GWh, in riduzione del 6% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (2.883 GWh), per effetto delle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-15%) rispetto a quelle particolarmente elevate dell'analogo periodo del 2020, solo in parte compensate dai maggiori volumi in Italia (+3%).

L'aumento delle produzioni in Italia (+37 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, con la Sicilia che ha registrato volumi fortemente superiori +16% parzialmente compensati dalle riduzioni in Calabria -9%.

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 224 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 (-91 GWh), nonostante

il consolidamento di cinque parchi a partire dal 30 giugno 2021 (+25 GWh), Germania (-65 GWh) e Polonia (-37 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 %

| 3° trimestre | | | | 9 mesi | | |
|--------------|------|-----|----------------------------------|--------|------|-----|
| 2021 | 2020 | Δ | | 2021 | 2020 | Δ |
| 16% | 15% | 1% | Italia | 20% | 20% | 1% |
| | | | di cui | | | |
| 16% | 14% | 2% | Campania | 21% | 20% | 1% |
| 22% | 21% | 1% | Calabria | 22% | 24% | -2% |
| 19% | 17% | 2% | Puglia | 22% | 21% | 1% |
| 15% | 18% | -3% | Molise | 21% | 22% | 0% |
| 16% | 16% | 1% | Basilicata | 22% | 22% | 0% |
| 11% | 10% | 1% | Sicilia | 17% | 14% | 2% |
| 13% | 11% | 2% | Sardegna | 19% | 18% | 1% |
| 15% | 17% | -1% | Estero | 20% | 25% | -5% |
| | | | di cui | | | |
| 12% | 12% | 0% | Germania | 16% | 19% | -4% |
| 15% | 17% | -2% | Francia | 22% | 26% | -4% |
| 20% | 21% | -1% | Polonia | 26% | 33% | -7% |
| 21% | 22% | -1% | Bulgaria | 29% | 32% | -3% |
| 21% | 26% | -5% | Romania | 29% | 32% | -4% |
| 16% | 15% | 1% | Load factor⁽¹⁾ | 20% | 22% | -2% |

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

Nel **terzo trimestre 2021** il *load factor* complessivo, pari al 16%, è risultato sostanzialmente in linea a quello registrato nell'analogo periodo 2020 (15%).

Nei **primi nove mesi 2021** il *load factor* complessivo, pari al 20%, è risultato inferiore a quanto registrato nell'analogo periodo 2020 (22%).

In particolare, all'Estero la diminuzione del *load factor* dal 25% al 20% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel 2020, che si confronta con quella notevolmente più bassa del corrente anno.

Il *load factor* in Italia è in linea al medesimo periodo del 2020 e pari al 20%.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

| 3° trimestre | | | | 9 mesi | | | | |
|--------------|------|-----|------|-------------------|------|------|------|------|
| 2021 | 2020 | Δ | Δ% | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 | Δ | Δ% |
| 40 | 28 | 12 | 44% | Italia | 145 | 125 | 21 | 17% |
| 16 | 14 | 3 | 18% | Estero | 68 | 83 | (15) | -18% |
| | | | | di cui | | | | |
| 3 | 3 | 1 | 31% | Germania | 15 | 21 | (5) | -26% |
| 6 | 6 | (0) | -6% | Francia | 29 | 41 | (12) | -29% |
| 2 | 2 | (0) | -15% | Polonia | 8 | 11 | (2) | -24% |
| 3 | 1 | 2 | 132% | Bulgaria | 7 | 6 | 2 | 34% |
| 3 | 2 | 1 | 71% | Romania | 10 | 6 | 4 | 59% |
| -1 | 0 | (0) | n.a. | UK | (2) | (1) | (1) | n.a. |
| 57 | 42 | 15 | 36% | Totale | 214 | 208 | 6 | 3% |

Il **margine operativo lordo adjusted** del **terzo trimestre 2021** è pari complessivamente a 57 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (42 milioni), in un contesto generale di forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia in tutta Europa, del consolidamento di cinque parchi in Francia e di condizioni anemologiche sfavorevoli all'estero.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto al terzo trimestre 2020, riflette principalmente la maggiore ventosità, il forte aumento dei prezzi nel mercato di cessione dell'energia, oltre all'aumento del valore del prezzo dell'incentivo GRIN. I risultati all'estero (+3 milioni) riflettono il miglior scenario e l'effetto perimetro relativo al consolidamento di cinque parchi in Francia (+2 milioni), solo in parte compensati dai minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata.

Il **margine operativo lordo adjusted** dei **primi nove mesi 2021** è pari complessivamente a 214 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (208 milioni), in un contesto generale di forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia in tutta Europa e di condizioni anemologiche sfavorevoli all'estero.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto ai primi nove mesi 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 (-15 milioni) riflettono i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata solo in parte mitigati dal miglior scenario in Est Europa e dall'effetto perimetro relativo al consolidamento di cinque parchi in Francia.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2021 è risultato complessivamente pari al 60%, confermandosi su un valore elevato, in lieve aumento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (59%).

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2021 è risultato complessivamente pari al 69%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in linea rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (70%).

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 dei **primi nove mesi 2021 (325 milioni**, di cui **48 milioni** nel terzo trimestre) 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 (100 milioni), Polonia (35 milioni) e Francia (5 milioni), all'avvio delle attività di Repowering sugli impianti di Partinico-Monreale e Mineo-Militello e Vizzini (4 milioni) e al completamento delle attività di Reblading sull'impianto di Lacedonia-Monteverde (6 milioni) oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Relativamente ai parchi eolici in costruzione, i due progetti in UK (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 pari a circa il 90%, in linea con le previsioni, il progetto in Francia Valle dell'Aa Ext. per 7 MW presenta un avanzamento superiore al 50% anch'esso con COD prevista a fine 2021. Per i restanti parchi eolici in costruzione in UK (Scozia), Polonia e Francia 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 trimestre".

Italia

- **Legge di conversione del Decreto Legge "Semplificazioni 2021"**

Lo scorso 30 luglio è stata pubblicata la Legge 108/2021, di conversione in legge del Decreto Legge n. 77/2021 noto come "Decreto Semplificazioni 2021". Tra le principali disposizioni introdotte rientra la definizione delle modifiche non sostanziali agli impianti FER esistenti. Per i parchi eolici, laddove ricorrono determinate condizioni, è consentita l'effettuazione dei lavori di modifica tramite semplice comunicazione di inizio attività in edilizia libera, fatti salvi gli adempimenti in materia ambientale. Per gli impianti fotovoltaici e idroelettrici, sono inclusi interventi senza limiti sulla potenza elettrica post operam, purché vengano rispettate alcune condizioni dimensionali e di connessione alla rete.

Vengono inoltre introdotte diverse disposizioni sul fronte delle procedure autorizzative, in primis la ride-

finizione dei poteri del Ministero della Cultura nel procedimento di autorizzazione di impianti FER, relative interconnessioni e infrastrutture correlate.

- **Aste eolico onshore – fotovoltaico: pubblicazione delle graduatorie della sesta sessione d'asta**

Lo scorso 27 settembre il GSE ha pubblicato la graduatoria del sesto bando delle aste FER di giugno 2021 prevista dal D.M. 4 luglio 2019.

Nella graduatoria sono inclusi i 3 progetti ERG di Repowering ERG per un totale di 143 MW. I progetti ERG sono gli unici interventi di repowering presenti in graduatoria.

A fronte di un contingente disponibile per le aste del Gruppo A (eolico più fotovoltaico) di 2.308 MW, la capacità aggiudicata si è fermata a 595 MW - suddivisa in 23 progetti fotovoltaici e 12 eolici – con un residuo non utilizzato del 74%.

La tariffa di riferimento è stata di 66,5 Euro/MWh,

mentre lo sconto massimo offerto dagli aggiudicatari ammonta al 2,06%, valore praticamente coincidente al minimo ribasso consentito del 2%. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%.

La settima ed ultima asta ad oggi prevista dal D.M. 4 luglio 2019 si tiene nel periodo tra il 30 settembre e il 30 ottobre 2021; il contingente ad asta per il Gruppo A, che tiene conto anche della capacità non assegnata nei bandi precedenti, è pari a 3.312 MW.

Francia

• **Modifica della disciplina delle aste eoliche onshore relative al periodo 2021-2026**

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio, lo scorso 6 agosto la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste eoliche onshore per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 per 9.025 MW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CFD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) invariato a 70 Euro/MWh. Viene modificato il criterio di formazione delle graduatorie, non più basato unicamente sullo sconto offerto ma anche sulla partecipazione o meno locale al progetto (Financement collectif o Gouvernance partagé). Sono ammessi alle aste pro-

getti di rinnovamento di impianti eolici ove vengano rispettate alcune condizioni sull'avvio dei lavori e sui componenti utilizzati. È stata anche introdotta una clausola sull'impronta carbonica lungo il ciclo di vita della turbina.

La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata fissata a novembre 2021 con un contingente di 700 MW, che può essere incrementato fino a 925 MW in caso di adesioni eccedenti tale contingente.

UK

• **CFD**

Lo scorso 13 settembre il Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) del Governo britannico ha pubblicato le bozze del budget economico e del quadro di allocazione per il quarto ciclo di aste CfD (AR4). Per il raggruppamento delle tecnologie consolidate (Pot 1) - che include anche eolico onshore, solare e idroelettrico - è previsto un budget, ai fini della definizione degli aggiudicatari, di 10 milioni di sterline/anno (dal 2023/24 al 2026/27) in valori reali 2012, per una capacità target complessiva di 5 GW; la massima capacità per eolico onshore e fotovoltaico è pari a 3,5 GW per ogni fonte. Gli impianti in fase di realizzazione - come i progetti eolici di ERG di Creag Riabhach e Sandy Knowe - sono abilitati a partecipare all'asta.

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

| 3° trimestre | | (milioni di Euro) | 9 mesi | |
|--------------|------|---|--------|------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 26 | 24 | Ricavi adjusted | 64 | 62 |
| 24 | 23 | Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾ | 57 | 57 |
| (10) | (10) | Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾ | (31) | (31) |
| 13 | 13 | Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾ | 27 | 26 |
| 0 | 1 | Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 24 | 2 |
| 91% | 94% | Ebitda Margin %⁽²⁾ | 90% | 92% |
| 81 | 76 | Produzioni complessive impianti solari (GWh) | 195 | 196 |

(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 **terzo trimestre 2021** le produzioni sono risultate pari a circa 81 GWh, in aumento rispetto al terzo trimestre del 2020, grazie principalmente ai nuovi parchi in Francia per 22MW. Il load factor in media è stato del 22% in lieve riduzione rispetto ai valori del 2020.

I **ricavi** del terzo trimestre 2021 sono stati pari complessivamente a 26 milioni, di cui 20 milioni relativi a ricavi da conto energia e 6 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel terzo trimestre 2021 i relativi **ricavi netti unitari** in Italia sono stati complessivamente pari a 346 Euro/MWh rispetto ai 321 Euro/MWh del medesimo periodo del 2020, di cui principalmente 274 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 73 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 (cosiddetti "Conto Energia"). All'estero, si registrano ricavi netti unitari pari a 82 Euro/MWh.

Il **margine operativo lordo adjusted** nel terzo trimestre 2021, pari a 24 milioni, è in aumento rispetto all'anno precedente (23 milioni) e presenta un effetto perimetro di 1 milione relativo all'acquisizione di due parchi fotovoltaici in Francia.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2021 è risultato complessivamente pari al 91% (94% del terzo trimestre 2020).

Nei **primi nove mesi 2021** le produzioni sono risultate pari a circa 195 GWh, in linea ai primi nove mesi del 2020, con il relativo load factor pari al 20% 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** dei primi nove mesi 2021 sono stati pari complessivamente a 64 milioni, di cui 51 milioni relativi a ricavi da conto energia e 13 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nei primi nove mesi 2021 i relativi **ricavi netti unitari** in Italia sono stati complessivamente pari a 334 Euro/MWh rispetto ai 315 Euro/MWh dei primi nove mesi 2020, di cui principalmente 273 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 62 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 (cosiddetti "Conto Energia"). All'estero, si registrano ricavi netti unitari pari a 82 Euro/MWh. Il **marginale operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi 2021, pari a 57 milioni, è in linea all'anno precedente (57 milioni) e presenta un effetto perimetro di 1 milione relativo all'acquisizione di due parchi fotovoltaici in Francia consolidati a partire dal 30 giugno 2021.

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2021 è risultato complessivamente pari al 90% (92% nei primi nove mesi 2020).

Investimenti

Gli investimenti dei **primi nove mesi 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 trimestre" e il paragrafo dedicato all'eolico.

IDROELETTRICO

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

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

| 3° trimestre | | (milioni di Euro) | 9 mesi | |
|--------------|------|---|--------|------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 43 | 27 | Ricavi adjusted | 147 | 86 |
| 34 | 18 | Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾ | 117 | 58 |
| (11) | (14) | Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾ | (33) | (43) |
| 23 | 3 | Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾ | 85 | 15 |
| 1 | 2 | Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 4 | 4 |
| 78% | 65% | Ebitda Margin % ⁽²⁾ | 80% | 67% |
| 325 | 225 | Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh) | 1.323 | 778 |

(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 **terzo trimestre 2021** i **ricavi**, pari a 43 milioni, sono prevalentemente relativi alle vendite di energia elettrica (in particolare sul mercato spot) per 24 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) iscritti per 19 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 **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2021 è risultato pari a 34 milioni (18 milioni nel terzo trimestre 2020), in incremento principalmente per effetto della buona idraulicità riscontrata, in particolare se confrontata con i livelli particolarmente depressi registrati nel 2020, dall'aumento dei prezzi di cessione dell'energia e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nel **terzo trimestre 2021** pari a 325 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 135 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 120 Euro/MWh dell'analogo periodo del 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 **terzo trimestre 2021** è risultato complessivamente pari al 78%, in aumento rispetto al 65% del terzo trimestre 2020.

Nei **primi nove mesi 2021** i **ricavi**, pari a 147 milioni, sono prevalentemente relativi alle vendite di energia elettrica (in particolare sul mercato spot) per 84 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) iscritti per 63 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** dei primi nove mesi 2021 è risultato pari a 117 milioni (58 milioni nei primi nove mesi 2020), in incremento principalmente per effetto della buona idraulicità riscontrata nei primi mesi dell'anno, in particolare se confrontata con i livelli particolarmente depressi registrati nel 2020, e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nei **primi nove mesi 2021** pari a 1.323 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 112 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 111 Euro/MWh dell'analogo periodo del 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** dei **primi nove mesi 2021** è risultato complessivamente pari all'80%, in aumento rispetto al 67% dei primi nove mesi 2020.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 38% (rispetto al 22% dei primi nove mesi 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 525, 520 e 130 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 riduzione a seguito 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 dei primi nove mesi 2021 (**4 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 trimestre” e il paragrafo dedicato all'eolico.

- **Commissione Europea - archiviazione Procedura di infrazione n. 2011/2026 contro l'Italia.**

Lo scorso settembre la Commissione Europea ha archiviato la procedura di infrazione n. 2011/2026 contro il nostro Paese per la disciplina sulle concessioni idroelettriche. Sono state contestualmente archiviate tutte

le procedure aperte negli ultimi anni sull'idroelettrico nei confronti di altri Stati membri. La procedura contro l'Italia era formalmente aperta dall'inizio di marzo 2011, con contestuale messa in mora. Una seconda messa in mora complementare era stata deliberata nel marzo del 2019.

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

| 3° trimestre | | (milioni di Euro) | 9 mesi | |
|--------------|------|--|--------|-------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 101 | 100 | Ricavi della gestione caratteristica adjusted⁽¹⁾ | 269 | 277 |
| 8 | 21 | Margine operativo lordo adjusted⁽²⁾ | 23 | 51 |
| (8) | (7) | Ammortamenti e svalutazioni ⁽²⁾ | (22) | (22) |
| (0) | 13 | Risultato operativo netto adjusted⁽²⁾ | 0 | 29 |
| 6 | 1 | Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 13 | 13 |
| 7% | 21% | Ebitda Margin %⁽³⁾ | 8% | 18% |
| 459 | 694 | Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh) | 1.509 | 1.824 |

(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 70 milioni (35 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 **terzo trimestre 2021** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 459 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (694 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.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 230 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 209 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Il margine operativo lordo adjusted del **terzo trimestre 2021** è risultato pari a 8 milioni (21 milioni nel terzo trimestre 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. Si rammenta che a partire da settembre il modulo 1 del CCGT risulta in fermata per il revamping dell'impianto per la generazione del vapore che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica.

Nel corso dei **primi nove mesi 2021** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.509 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (1.824 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 751 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 809 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Il margine operativo lordo adjusted dei **primi nove mesi 2021** è risultato pari a 23 milioni (51 milioni nei primi nove mesi 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 2020 aveva beneficiato di rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito per circa 10 milioni di Euro.

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi 2021 (**13 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping della turbina a vapore, del generatore elettrico e degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 della centrale 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 trimestre".

- **Applicazione dei corrispettivi di dispacciamento alle utenze connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)**
Lo scorso 28 luglio, l'Autorità per l'Energia, in ottemperanza di alcune sentenze del Consiglio di Stato, ha transitoriamente adottato la Delibera 323/2021 in materia di erogazione del servizio di dispacciamento. A decorrere dalla fatturazione relativa al mese di agosto 2021 e fino a successivo provvedimento, Terna su base mensile, ripartisce l'energia elettrica prelevata tramite i punti di interconnessione con la rete con obbligo di connessione di terzi e attribuibile al SDC fra le diverse utenze del medesimo SDC in funzione dei relativi prelievi dalla rete elettrica.
- **Determinazione contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2020, Delibera ARERA 358/2021**
L'Autorità per l'Energia con la Delibera 358/2021 del 3 agosto 2021 ha determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2020. Il contributo tariffario 2020 viene confermato a 250 Euro/TEE. Il valore del contributo addizionale unitario 2020 introdotto per compensare la scarsità di TEE disponibili è stato fissato a 10 Euro/TEE.

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI

INCENTIVI SETTORE EOLICO

| | |
|-----------------|---|
| Italia | <ul style="list-style-type: none"> • Impianti entrati in esercizio prima del 2013: <i>feed-in premium</i> (FIP) pari a $(180 \text{ Euro/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni • Impianti entrati in esercizio dal 2013: 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 <i>greenfield</i> e con un'ulteriore decurtazione della tariffa pari al 5% rispetto al prezzo di riferimento dell'asta. |
| Germania | <ul style="list-style-type: none"> • Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo <i>feed-in tariff</i> (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 | <ul style="list-style-type: none"> • Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: <i>feed-in tariff</i> (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 <i>load factor</i> 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: <i>feed-in premium</i> (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, 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 | <ul style="list-style-type: none"> • Tariffa (<i>feed-in tariff</i> - 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.

| | | |
|-----------------|----------------|---|
| Italia | <i>(segue)</i> | <ul style="list-style-type: none"> 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: <ol style="list-style-type: none"> siano autorizzati; utilizzino componenti nuovi; 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: <i>feed-in premium</i> (FIP) pari a $(180 \text{ Euro/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni. Impianti entrati in esercizio dal 2013 che hanno richiesto l'incentivo ai sensi del 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; <p>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.</p> |
|---------------|---|

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 ED ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL TRIMESTRE

Commissione Europea

- Lo scorso 14 luglio la Commissione Europea ha pubblicato, conformemente alla tabella di marcia dell'European Green Deal, il pacchetto "Fit for 55", consistente in una serie di provvedimenti nuovi e revisione di norme esistenti necessari per realizzare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030.

Tra i provvedimenti di maggiore interesse, che verranno finalizzati non prima del 2023, sono inclusi le Direttive per l'Emission Trading System (ETS) - il sistema di scambio delle quote di emissione di gas-serra -, il nuovo meccanismo di valorizzazione delle emissioni di carbonio alle frontiere (CBAM), la Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III), la Direttiva sulla tassazione dell'energia e il Regolamento di effort sharing – la ripartizione degli obiettivi tra gli stati dell'Unione.

Mercato elettrico italiano – avvio dei progetti X-bid e CRIDA

- Lo scorso 21 settembre si è dato avvio operativo all'integrazione del mercato elettrico italiano con il Single intra-day coupling (Sido) - progetto Xbid e Complementary regional intraday auctions (Crida). Il nuovo modello di mercato introduce: 1) il *continuous trading* con il meccanismo di *coupling* per le zone transfrontaliere dove gli operatori possono scambiare energia fino a 1 ora prima della delivery; 2) i prezzi negativi; 3) due nuove piattaforme di gestione, coordinate dal GME.

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione sono riportati 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. I risultati economici Adjusted comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets idroelettrici in corso di cessione, includendo tra l'altro il pieno contributo degli ammortamenti dei primi nove mesi del 2021.

Si ricorda infine che il presente Resoconto riflette gli impatti economici del consolidamento a partire dal 1° luglio 2021 delle società eoliche francesi acquisite nel mese di giugno 2021.

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.

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

| 3° trimestre | | | (milioni di Euro) | 9 mesi | | |
|--------------|------------|-----------|---|------------|------------|-----------|
| 2021 | 2020 | Δ | | 2021 | 2020 | Δ |
| 264 | 223 | 41 | Ricavi | 789 | 721 | 69 |
| 3 | 1 | 1 | Altri proventi | 6 | 12 | (6) |
| 266 | 224 | 42 | RICAVI TOTALI | 795 | 733 | 63 |
| (89) | (71) | (18) | Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze | (223) | (202) | (21) |
| (43) | (39) | (4) | Costi per servizi e altri costi operativi | (123) | (121) | (2) |
| (16) | (15) | (1) | Costi del lavoro | (50) | (48) | (2) |
| 119 | 99 | 19 | MARGINE OPERATIVO LORDO | 400 | 362 | 38 |
| (69) | (74) | 5 | Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (204) | (224) | 20 |
| 50 | 25 | 25 | Risultato operativo netto | 196 | 139 | 58 |
| (7) | (13) | 5 | Proventi (oneri) finanziari netti | (23) | (38) | 15 |
| 0 | 0 | (0) | Proventi (oneri) da partecipazioni netti | 0 | 0 | (0) |
| 42 | 12 | 30 | Risultato prima delle imposte | 173 | 101 | 73 |
| (11) | (3) | (8) | Imposte sul reddito | (42) | (20) | (22) |
| 31 | 10 | 21 | Risultato d'esercizio | 131 | 81 | 51 |
| (1) | (1) | (0) | Risultato di azionisti terzi | (2) | (2) | 0 |
| 30 | 9 | 21 | Risultato netto di Gruppo | 130 | 79 | 51 |

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), con-

tratti 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 del terzo trimestre 2021 sono pari a 264 milioni in aumento rispetto ai 223 milioni del terzo trimestre 2020.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+23 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito dello scenario di mercato in forte crescita in Europa, delle maggiori produzioni in Italia a causa di condizioni anemologiche favorevoli e dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN in Italia, a cui si aggiunge un effetto perimetro derivanti dal consolidamento di cinque parchi eolici in Francia (complessivamente 94 milioni verso 71 milioni);
- il **settore Solare** in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2020 anche grazie al contributo delle società neoacquisite in Francia nello scorso giugno (26 milioni verso 24 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte incremento rispetto al corrispondente periodo del 2020 (+16 milioni) per effetto delle maggiori produzioni riscontrate nel periodo e del maggior valore dell'incentivo (43 milioni verso 27 milioni);
- il **settore Termoelettrico** in linea rispetto al terzo trimestre 2020 (101 milioni verso 100 milioni), a seguito del miglioramento dello scenario compensato dal termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT.

I ricavi dei primi nove mesi 2021 sono pari a 789 milioni in aumento rispetto ai 721 milioni del terzo trimestre 2020.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+13 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito dello scenario di mercato in forte crescita e dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo italiano GRIN in parte compensate da minori produzioni sul portafoglio estero (complessivamente 309 milioni verso 296 milioni);
- il **settore Solare** in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi del 2020 anche grazie al pieno contributo delle società neoacquisite in Francia nello scorso giugno (64 milioni verso 62 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte incremento rispetto al corrispondente periodo del 2020 (+62 milioni) per effetto della straordinaria idraulicità e dalle maggiori produzioni riscontrate nel periodo, e del maggior valore dell'incentivo (147 milioni verso 86 milioni);
- il **settore Termoelettrico** in lieve decremento rispetto ai primi nove mesi del 2020 (269 milioni verso 277 milioni), a seguito del miglioramento dello scenario compensato dal termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT. Si ricorda che nei primi nove mesi del 2020 la voce comprendeva conguagli positivi relativi ai contratti di sito per circa 5 milioni.

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 nei primi nove mesi del 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.

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.

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.

I valori adjusted nel terzo trimestre 2021 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 2,2 milioni.

I valori adjusted nei primi nove mesi del 2021 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 4,9 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 (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 7,4 milioni nei nove mesi (2,6 milioni nel terzo trimestre) 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 che i valori adjusted del terzo trimestre 2021 non includono:

- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portfolio Italia, a seguito dell'autorizzazione di tre progetti di Repowering ottenute nell'anno pari a circa 23 milioni.
- gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato alla voce 4.

La voce include inoltre il pieno contributo degli ammortamenti del nucleo idroelettrico destinato alla cessione. A tal fine si precisa che gli ammortamenti Reported includono invece gli ammortamenti dei suddetti assets idroelettrici calcolati solo per i primi sei mesi del 2021, fino alla data di prima applicazione del principio IFRS 5 su ERG Hydro.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del terzo trimestre 2021 sono stati pari a 7 milioni, in significativa diminuzione rispetto al terzo trimestre 2020 (13 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 e primo semestre 2021.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine del terzo trimestre 2021 si è attestato all'1,7% rispetto al 2,4% del terzo trimestre 2020 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** dei primi nove mesi 2021 sono stati pari a 23 milioni, in significativa diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2020 (38 milioni), grazie agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management sopracitate.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine dei primi nove mesi del 2021 si è attestato all'1,7% rispetto al 2,3% dei primi nove mesi del 2020 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità è maggiore di quello rilevato nei nove mesi 2020 grazie all'ottimizzazione del mix liquidità a vista e liquidità investita.

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 (-13 milioni, di cui -11,3 milioni nel terzo trimestre) relativi ai rimborsi di alcuni project financing in capo a società eoliche operative e dei correlati strumenti derivati IRS e al rimborso dei residui 25 milioni della passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel 2017;
- oneri finanziari (-2,4 milioni, di cui -0,8 milioni nel terzo trimestre), 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 (-3 milioni, di cui -1 milione nel terzo trimestre), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito adjusted** del terzo trimestre 2021 sono pari a 11 milioni, in aumento rispetto ai 3 milioni del terzo trimestre 2020 principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo.

Le imposte sul reddito adjusted dei primi nove mesi 2021 sono pari a 42 milioni, in aumento rispetto ai 20 milioni dei primi nove mesi del 2020, principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo.

Il *tax rate adjusted* dei primi nove mesi 2021, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (20% nei primi nove mesi del 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 è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato *adjusted*, che al 30 settembre 2021 non include:

- gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 111 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 109 milioni;
- gli impatti legati all'applicazione del principio IFRS 5 sul perimetro idroelettrico.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

| 30/09/2020 | (milioni di Euro) | | 30/09/2021 | 30/06/2021 | 31/12/2020 |
|--------------|--|----------|--------------|--------------|--------------|
| 3.298 | Capitale immobilizzato | 1 | 3.404 | 3.437 | 3.262 |
| 123 | Capitale circolante operativo netto | 2 | 126 | 101 | 152 |
| (5) | Fondi per benefici ai dipendenti | | (5) | (5) | (5) |
| 220 | Altre attività | 3 | 446 | 333 | 213 |
| (479) | Altre passività | 4 | (547) | (466) | (412) |
| 3.156 | Capitale investito netto | | 3.424 | 3.400 | 3.209 |
| 1.724 | Patrimonio netto di Gruppo | | 1.585 | 1.699 | 1.760 |
| 11 | Patrimonio netto di terzi | 5 | 10 | 9 | 10 |
| 1.421 | Indebitamento finanziario netto Adjusted | 6 | 1.829 | 1.692 | 1.439 |
| 3.156 | Mezzi propri e debiti finanziari | | 3.424 | 3.400 | 3.209 |
| 45% | Leva finanziaria | | 53% | 50% | 45% |

1 - Capitale immobilizzato

| | Immateriali | Materiali | Finanziarie | Totale |
|---|--------------|--------------|-------------|--------------|
| (milioni di Euro) | | | | |
| Capitale immobilizzato al 31/12/2020 | 1.050 | 2.159 | 52 | 3.262 |
| Investimenti | 2 | 177 | 0 | 179 |
| Variazioni area di consolidamento | 86 | 104 | 0 | 191 |
| Disinvestimenti e altre variazioni | 0 | 7 | (9) | (2) |
| Ammortamenti | (60) | (165) | 0 | (225) |
| Capitale immobilizzato al 30/09/2021 | 1.078 | 2.283 | 44 | 3.404 |

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di parchi eolici e solari in Francia, consolidati integralmente alla fine del primo semestre 2021, 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 settembre 2021 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 109 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 dei primi nove mesi del 2020 sono stati coerentemente riesposti.

La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica degli incassi relativi agli incentivi.

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 all'effetto positivo del fair value degli strumenti derivati di copertura sul gas dovute all'andamento del prezzo delle *commodities*, alla correlata variazione delle imposte differite attive ed ai maggiori crediti IVA legati agli investimenti sostenuti per i parchi in costruzione all'estero.

4 - Altre passività

Sono relative principalmente all'effetto negativo del fair value degli strumenti derivati di copertura sull'energia elettrica dovute all'andamento del prezzo delle *commodities*, 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 111 milioni (101 milioni al 31 dicembre 2020).

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

| 30/09/2020 | (milioni di Euro) | 30/09/2021 | 30/06/2021 | 31/12/2020 |
|--------------|---|--------------|--------------|--------------|
| 2.055 | Indebitamento finanziario a medio-lungo termine | 2.345 | 2.076 | 2.015 |
| (633) | Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine | (517) | (384) | (575) |
| 1.421 | TOTALE | 1.829 | 1.692 | 1.439 |

Financial Strategy e Sustainable Finance

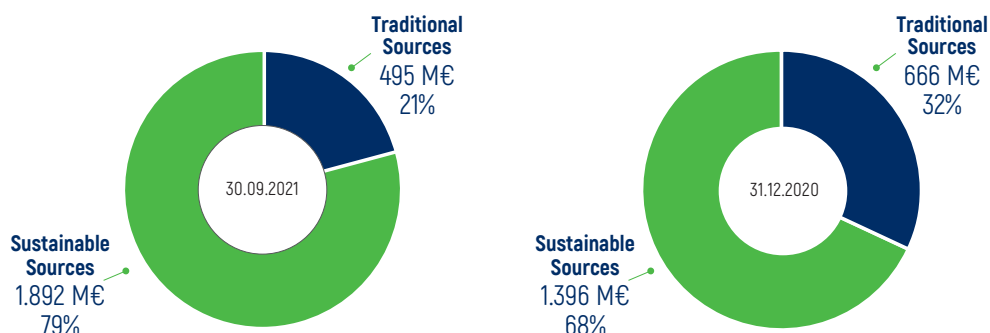
La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

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 tre prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019, nel secondo semestre 2020 e nel settembre 2021; 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 tre emissioni green per un totale di Euro 1.600 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base del ERG Green Bond Framework, certificato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris, come conforme ai Green Bond Framework ai Green Bond Principles ed in linea con le best practices identificate da Vigeo Eiris.

Le fonti di Sustainable Finance¹³, pari a 1.892 milioni di Euro al 30 settembre 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.387 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 1.600 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 premiati legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.



¹³ In data 14 ottobre 2021, ERG S.p.A. ha concluso un accordo di modifica del corporate loan senior unsecured attualmente in essere con Mediobanca, avente un ammontare di 150 milioni di Euro e scadenza al 30 giugno 2023.

La modifica al contratto ha permesso di migliorare i termini economici, mantenendo immutato importo e scadenza, e di qualificare il finanziamento come ESG (Environmental, Social & Governance) linked Loan prevedendo una componente (limitata) di incentivo economico in funzione del raggiungimento di un target predefinito, in linea con gli obiettivi del piano ESG.

Grazie a questo accordo, le fonti finanziamento di tipo green e sustainable sono pari all'86% del totale debito del gruppo ERG.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

| 30/09/2020 | (milioni di Euro) | 30/09/2021 | 30/06/2021 | 31/12/2020 |
|--------------|--|--------------|--------------|--------------|
| 504 | Finanziamenti bancari a medio-lungo termine | 508 | 508 | 506 |
| 0 | Quota corrente finanziamenti bancari | 0 | 0 | 0 |
| 1.163 | Debiti finanziari a medio-lungo termine | 1.621 | 1.131 | 1.139 |
| 1.668 | Totale | 2.129 | 1.639 | 1.645 |
| 643 | Totale Project Financing | 269 | 494 | 417 |
| (256) | Quota corrente Project Financing | (53) | (57) | (48) |
| 387 | Project Financing a medio-lungo termine | 216 | 437 | 369 |
| 0 | Crediti finanziari a lungo termine | 0 | 0 | 0 |
| 2.055 | TOTALE | 2.345 | 2.076 | 2.015 |

- I **"Finanziamenti bancari a medio-lungo termine"** al 30 settembre 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 rinegoziazione dei finanziamenti (1 milione) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- I **"Debiti finanziari a medio-lungo termine"**, pari a 1.621 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 17 milioni;
 - passività derivante dal collocamento di tre 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) e 500 milioni (della durata

di 10 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 (9 milioni);

- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (13 milioni).

- I debiti per "**Project Financing**" pari a 269 milioni di Euro al 30 settembre 2021 sono relativi a:
 - finanziamenti per 106 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel 2019;
 - finanziamenti per 170 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 (5 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

| 30/09/2020 | (milioni di Euro) | 30/09/2021 | 30/06/2021 | 31/12/2020 |
|--------------|---|--------------|--------------|--------------|
| 80 | Finanziamenti bancari a breve termine | 126 | 187 | 71 |
| 0 | Quota corrente finanziamenti bancari | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Altri debiti finanziari a breve termine | 63 | 53 | 32 |
| 89 | Passività finanziarie a breve termine | 189 | 240 | 103 |
| (800) | Disponibilità liquide | (628) | (593) | (603) |
| (63) | Titoli e altri crediti finanziari a breve termine | (59) | (28) | (71) |
| (864) | Attività finanziarie a breve termine | (687) | (620) | (674) |
| 256 | Project Financing a breve termine | 53 | 57 | 48 |
| (114) | Disponibilità liquide | (71) | (61) | (52) |
| 141 | Project Financing | (18) | (4) | (4) |
| (633) | Totale | (517) | (384) | (575) |

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento e gli **altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (67 milioni).

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:

| 3° trimestre | | (milioni di Euro) | 9 mesi | |
|--------------|--------------|--|--------------|--------------|
| 2021 | 2020 | | 2021 | 2020 |
| 119 | 99 | Margine operativo lordo adjusted | 400 | 362 |
| (17) | 26 | Variazione capitale circolante | (23) | (22) |
| 102 | 125 | Cash Flow Operativo | 377 | 340 |
| (56) | (23) | Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | (179) | (66) |
| - | - | Acquisizioni di aziende (business combination) | (188) | (44) |
| (0) | - | Investimenti immobilizzazioni finanziarie | (0) | (0) |
| (4) | (1) | Disinvestimenti e altre variazioni | 3 | 0 |
| (60) | (25) | Cash Flow da investimenti/dinvestimenti | (364) | (110) |
| (7) | (13) | Proventi (oneri) finanziari | (23) | (38) |
| (11) | (11) | Oneri finanziari chiusura finanziamenti | (13) | (11) |
| 0 | 0 | Proventi (oneri) da partecipazione netti | 0 | 0 |
| (19) | (23) | Cash Flow da gestione finanziaria | (36) | (49) |
| - | - | Cash Flow da gestione Fiscale | (25) | (14) |
| - | - | Distribuzione dividendi | (113) | (114) |
| (161) | 4 | Altri movimenti di patrimonio netto | (229) | 1 |
| (161) | 4 | Cash Flow da Patrimonio Netto | (342) | (113) |
| - | - | Variazione area di consolidamento | - | - |
| 1.692 | 1.503 | Indebitamento finanziario netto iniziale | 1.439 | 1.476 |
| 137 | (82) | <i>Variazione netta</i> | 389 | (55) |
| 1.829 | 1.421 | Indebitamento finanziario netto finale | 1.829 | 1.421 |

Il **Cash Flow operativo** dei primi nove mesi del 2021 è positivo per 377 milioni, in aumento di 37 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** dei primi nove mesi del 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 (179 milioni). Nel terzo trimestre 2021 il cash flow da investimenti (56 milioni) si riferisce agli investimenti del trimestre finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management. Si ricorda che nel terzo trimestre 2021 sono stati rimborsati anticipatamente alcuni Project Financing, sostenendo oneri correlati alla chiusura anticipata pari a circa 11 milioni.

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 **1.829** milioni, in aumento (389 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 (179 milioni) principalmente legati allo sviluppo dei 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 (254 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (354 milioni¹⁴) ed altre poste positive (15 milioni).

Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 277 milioni (108 milioni al 30 giugno 2021).

14 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**¹⁵ 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**¹⁵ 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;

¹⁵ I risultati adjusted non riflettono inoltre gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 5 agli asset idroelettrici in corso di cessione.

- il **Risultato operativo netto adjusted**¹⁶ 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**¹⁶ è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted**¹⁶ 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**¹⁶ 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**¹⁶ 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.

¹⁶ I risultati adjusted non riflettono inoltre gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 5 agli asset idroelettrici in corso di cessione.

Emergenza Covid-19

Non si segnalano poste correlate all'emergenza sanitaria Covid-19 nei primi nove mesi del 2021; si ricorda che nel corso del 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 nei primi nove mesi del 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 7 milioni;
- l'incremento (circa 111 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 109 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (5 milioni) e maggiori oneri finanziari (3 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.

Asset Rotation ERG Hydro

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Idroelettrici 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 Idroelettrici, affidando al proprio management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset.

In data 2 agosto 2021 ERG ha concluso tale programma firmando un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo in termini di enterprise value, calcolato alla data del 31 dicembre 2021, è pari a 1,0 miliardi di Euro.

Il perimetro dell'operazione comprende il portafoglio di asset di proprietà di ERG Hydro S.r.l. che consta di un sistema integrato di produzione di energia idroelettrica che si estende fra Umbria, Lazio e Marche. Si compone di 19 impianti idroelettrici, 7 impianti minihydro, 7 dighe, 4 bacini (corrispondenti a Salto, Turano, Corbara e Piediluco) e una stazione di pompaggio, per una potenza efficiente di 527 MW. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate.

Il closing dell'operazione è previsto all'inizio del 2022.

In considerazione di quanto sopra, ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'IFRS 5, pertanto si è proceduto a classificare i Net Asset ed i risultati relativi al perimetro idroelettrico sopra descritto, come attività/passività possedute per la vendita negli schemi reported al 30 settembre 2021.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva, si segnala che si è ritenuto opportuno esporre e commentare nei valori adjusted del presente Resoconto i risultati degli assets in corso di cessione nell'attività ordinaria.

Si precisa, inoltre, che in applicazione dell'IFRS 5 sono stati calcolati gli ammortamenti degli asset idroelettrici fino alla data di classificazione IFRS 5 (inizio luglio 2021): ai fini dei risultati adjusted è stato invece considerato il pieno contributo degli ammortamenti nei primi nove mesi 2021.

Si precisa infine, che il presente Resoconto non rappresenta un Bilancio intermedio conforme a quanto previsto dallo IAS 34 e pertanto l'informativa IFRS 5 qui indicata è da considerarsi indicativa e non esaustiva.

Il Management si riserva la piena e compiuta applicazione di detto Principio nella Relazione Finanziaria Annuale 2021.

Asset Rotation ERG Power

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici 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 indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione che, alla data del 30 settembre 2021 (Reporting Date del presente Resoconto) risultava ancora in corso di definizione.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Resoconto non si è proceduto alla classificazione negli schemi reported dei Net Asset nelle Attività possedute per la vendita in quanto non risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO

| 3° Trimestre | | | Primi 9 mesi | | |
|----------------------------------|-------|---|--------------|-------|-------|
| 2021 | 2020 | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 | |
| 85,3 | 84,0 | Margine operativo lordo Attività continue | 282,5 | 308,7 | |
| 33,8 | 17,6 | <i>Contributo attività destinate ad essere cedute</i> | 117,4 | 57,9 | |
| 119,1 | 101,7 | Margine operativo lordo IAS Reported | 399,9 | 366,5 | |
| Esclusione Special Items: | | | | | |
| Corporate | | | | | |
| 2,2 | 0,4 | - Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) | 1 | 4,9 | 1,8 |
| (0,3) | (0,3) | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | (0,8) | (0,8) |
| - | - | - Storno erogazione liberale Covid-19 | 3 | - | 2,0 |
| - | - | - Storno indennità di cessazione carica CEO | 4 | 2,8 | - |
| Termoelettrico | | | | | |
| (0,2) | (0,3) | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | (0,8) | (0,9) |
| Idroelettrico | | | | | |
| (0,0) | (0,0) | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | (0,1) | (0,1) |
| Solare | | | | | |
| (0,1) | (0,2) | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | (0,3) | (0,4) |
| Eolico | | | | | |
| (2,0) | (2,0) | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | (5,4) | (5,8) |
| 118,6 | 99,3 | Margine operativo lordo adjusted | 400,1 | 362,3 | |

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

| 3° Trimestre | | | Primi 9 mesi | | |
|----------------------------------|--------|---|--------------|---------|-----|
| 2021 | 2020 | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 | |
| (82,3) | (61,8) | Ammortamenti attività continue | (198,0) | (185,8) | |
| (11,0) | (14,4) | <i>Contributo attività destinate ad essere cedute</i> | (32,8) | (43,2) | |
| (93,2) | (76,2) | Ammortamenti e svalutazioni | (230,8) | (229,0) | |
| Esclusione Special Items: | | | | | |
| 1,6 | 1,8 | - Riclassifica IFRS 16 | 2 | 4,5 | 5,2 |
| 22,7 | - | - Storno svalutazione Repowering Wind Italy | 5 | 22,7 | - |
| (68,9) | (74,4) | Ammortamenti adjusted | (203,6) | (223,8) | |

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

| 3° Trimestre | | | Primi 9 mesi | | |
|----------------------------------|-------|--|--------------|-------|-------|
| 2021 | 2020 | (milioni di Euro) | 2021 | 2020 | |
| 8,7 | (5,5) | Risultato netto di Gruppo | 101,0 | 66,9 | |
| Esclusione Special Items: | | | | | |
| (7,8) | - | Esclusione rettifica IFRS 5 su ammortamenti ERG Hydro | 6 | (7,8) | - |
| (0,0) | (0,0) | Riclassifica IFRS 16 | 2 | (0,0) | (0,0) |
| - | - | Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 | 3 | - | 1,5 |
| 10,1 | 13,6 | Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti | 7 | 11,3 | 13,6 |
| 2,1 | 0,4 | Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie | 1 | 4,8 | 1,8 |
| - | - | Esclusione indennità di cessazione carica CEO | 4 | 2,1 | - |
| - | - | Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio | 8 | - | (0,6) |
| - | - | Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e rivalutazione impianti Hydro | 9 | - | (3,1) |
| 0,1 | (0,2) | Esclusione oneri correlati a Business dismessi | 10 | 0,1 | (0,2) |
| 16,4 | - | Esclusione svalutazione Repowering Wind Italy | 5 | 16,4 | - |
| 0,6 | 0,7 | Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9 | 11 | 1,8 | (1,2) |
| 30,2 | 9,0 | Risultato netto di Gruppo adjusted | 129,7 | 78,7 | |

- 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 Storno della svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di quattro progetti di Repowering ottenute nell'anno.
- 6 Esclusione della rettifica ammortamenti di ERG Hydro, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività posseduta per la vendita.
- 7 Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management.
- 8 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.
- 9 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.
- 10 Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo
- 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 nei primi nove mesi 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 nel presente Resoconto:

CONTO ECONOMICO NOVE MESI 2021

| (milioni di Euro) | Schemi di Bilancio | Storno Rettifica IFRS 5 ERG Hydro | Storno riclassifiche IFRS 5 ERG Hydro | Riclassifica impatto IFRS 16 | Rettifica impatto IFRS 9 | Storno special items | Conto Economico adjusted |
|---|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------|
| Ricavi | 641,9 | - | 147,3 | - | - | - | 789,2 |
| Altri proventi | 4,1 | - | 2,0 | - | - | - | 6,1 |
| Ricavi totali | 646,0 | - | 149,2 | - | - | - | 795,2 |
| Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze | (222,5) | - | (0,1) | - | - | - | (222,7) |
| Costi per servizi e altri costi operativi | (96,0) | - | (26,8) | (7,4) | - | 7,6 | (122,6) |
| Costi del lavoro | (45,0) | - | (4,9) | - | - | - | (49,9) |
| Margine operativo lordo | 282,5 | - | 117,4 | (7,4) | - | 7,6 | 400,1 |
| Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (198,0) | (10,9) | (21,9) | 4,5 | - | 22,7 | (203,6) |
| Risultato operativo | 84,4 | (10,9) | 95,6 | (2,9) | - | 30,3 | 196,5 |
| Proventi (oneri) finanziari netti | (41,3) | - | 0,0 | 2,9 | 2,4 | 12,9 | (23,2) |
| Proventi (oneri) da partecipazioni netti | (0,1) | - | - | - | - | 0,2 | 0,1 |
| Risultato prima delle imposte | 43,1 | (10,9) | 95,6 | (0,0) | 2,4 | 43,4 | 173,4 |
| Imposte sul reddito | (8,2) | 3,1 | (27,8) | - | (0,6) | (8,7) | (42,1) |
| Risultato netto attività continue | 34,9 | (7,8) | 67,8 | (0,0) | 1,8 | 34,7 | 131,3 |
| Risultato netto attività destinate ad essere cedute | 67,8 | - | (67,8) | - | - | - | - |
| Risultato netto di periodo | 102,7 | (7,8) | - | (0,0) | 1,8 | 34,7 | 131,3 |
| Risultato di azionisti terzi | (1,6) | - | - | - | - | - | (1,6) |
| Risultato netto di competenza del Gruppo | 101,0 | (7,8) | - | (0,0) | 1,8 | 34,7 | 129,7 |

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 SETTEMBRE 2021

| (milioni di Euro) | Stato Patrimoniale Reported | Elisioni IC ERG Hydro | Storno rettifiche IFRS 5 ERG Hydro | Storno riclassifiche IFRS 5 ERG Hydro | Rettifica impatto IFRS 16 | Stato Patrimoniale Adjusted |
|---|-----------------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Immobilizzazioni immateriali | 953 | - | (4) | 129 | - | 1.077 |
| Immobilizzazioni materiali | 1.846 | - | (7) | 553 | (109) | 2.283 |
| Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie | 44 | - | - | 0 | - | 44 |
| Capitale immobilizzato | 2.842 | - | (11) | 682 | (109) | 3.404 |
| Rimanenze | 37 | - | - | 0 | - | 37 |
| Crediti commerciali | 170 | (27) | - | 41 | - | 184 |
| Debiti commerciali | (116) | 27 | - | (4) | - | (93) |
| Debiti verso erario per accise | (1) | - | - | - | - | (1) |
| Capitale circolante operativo netto | 89 | 0 | - | 37 | - | 126 |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (4) | - | - | (1) | - | (5) |
| Altre attività | 394 | (1) | - | 52 | 1 | 446 |
| Altre passività | (443) | 1 | 3 | (108) | - | (547) |
| Capitale investito netto attività continue | 2.879 | 0 | (8) | 662 | (109) | 3.424 |
| Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute | 662 | (0) | - | (662) | - | - |
| Capitale investito netto | 3.540 | - | (8) | - | (109) | 3.424 |
| Patrimonio netto Gruppo | 1.590 | - | (8) | - | 3 | 1.585 |
| Patrimonio netto di terzi | 10 | - | - | - | - | 10 |
| Indebitamento finanziario netto | 1.847 | - | - | 93 | (111) | 1.829 |
| Indebitamento finanziario discontinued operations | 93 | - | - | (93) | - | - |
| Mezzi propri e debiti finanziari | 3.540 | - | (8) | - | (109) | 3.424 |

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

| (milioni di Euro) | | | | | | | REPORTED Attività continue | | | | | ADJUSTED | | |
|--|--------------------|------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------|--------------------------|---------------------------------|
| | Schema di Bilancio | Capitale immobilizzato | Capitale circolante operativo netto | Fondi per benefici ai dipendenti | Altre attività | Altre passività | CAPITALE INVESTITO NETTO | Indebitamento finanziario netto | Elisioni IC ERG Hydro | Storno rettifiche IFRS 5 ERG Hydro | Storno riclassifiche IFRS 5 ERG Hydro | Rettifica IFRS 16 | CAPITALE INVESTITO NETTO | Indebitamento finanziario netto |
| Autorizzazioni e Concessioni | 678 | 678 | | | | | 678 | | | (4) | 128 | | 802 | |
| Altre attività immateriali | 11 | 11 | | | | | 11 | | | (0) | 1 | | 13 | |
| Avviamento | 263 | 263 | | | | | 263 | | | (0) | (0) | | 263 | |
| Immobili, impianti e macchinari | 1.736 | 1.736 | | | | | 1.736 | | | (7) | 553 | | 2.283 | |
| Attività per diritto di utilizzo | 109 | 109 | | | | | 109 | | | | 0 | (109) | - | |
| Partecipazioni | 12 | 12 | | | | | 12 | | | | | | 12 | |
| Attività finanziarie valutate al Fair Value | - | - | | | | | - | | | | | | - | |
| Altre attività finanziarie non correnti | 32 | 32 | | | | | 32 | | | | 0 | | 32 | - |
| Attività per imposte differite | 85 | | | | 85 | | 85 | | | | 33 | | 118 | |
| Altre attività non correnti | 40 | | | | 40 | | 40 | | | | 3 | | 43 | |
| Attività non correnti | 2.967 | | | | | | | | | | | | | |
| Rimanenze | 37 | | 37 | | | | 37 | | | | 0 | | 37 | |
| Crediti commerciali | 170 | | 170 | | | | 170 | | (27) | | 41 | | 184 | |
| Altri crediti e attività correnti | 101 | | | | 101 | | 101 | | (1) | | 13 | 1 | 114 | |
| Attività per imposte correnti | 35 | | | | 35 | | 35 | | | | 3 | | 38 | |
| Attività finanziarie valutate al Fair Value | 133 | | | | 133 | | 133 | | | | | | 133 | |
| Altre attività finanziarie correnti | 118 | | | | | | | 118 | (126) | | 81 | | | 73 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 698 | | | | | | | 698 | | | 0 | | | 698 |
| Attività correnti | 1.292 | | | | | | | | | | | | | |
| Attività operative destinate ad essere cedute | 691 | | | | | | | | | | | | | |
| TOTALE ATTIVITÀ | 4.950 | | | | | | | | | | | | | |
| Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante | 1.590 | | | | | | | | | 8 | | 3 | | |
| Partecipazioni di terzi | 10 | | | | | | | | | | | | | |
| Patrimonio Netto | 1.600 | | | | | | | | | | | | | |
| Benefici ai dipendenti | 4 | | | (4) | | | (4) | | | | (1) | | (5) | |
| Passività per imposte differite | 67 | | | | | (67) | (67) | | | | (45) | | (112) | |
| Fondo Business Dismessi | 70 | | | | | (70) | (70) | | | | | | (70) | |
| Fondo oneri smantellamento | 53 | | | | | (53) | (53) | | | | | | (53) | |
| Altri fondi non correnti | 16 | | | | | (16) | (16) | | | | (0) | | (16) | |
| Passività finanziarie valutate al Fair Value | 17 | | | | | | | 17 | | | | | | 17 |
| Passività finanziarie non correnti | 2.328 | | | | | | | 2.328 | | | | | | 2.328 |
| Passività finanziarie non correnti per beni in leasing | 105 | | | | | | | 105 | | | 0 | (105) | | (0) |
| Altre passività non correnti | 31 | | | | | (31) | (31) | | | | (1) | | (32) | |
| Passività non correnti | 2.692 | | | | | | | | | | | | | |
| Altri fondi correnti | 42 | | | | | (42) | (42) | | | | (16) | | (58) | |
| Debiti commerciali | 116 | | (116) | | | | (116) | | 27 | | (4) | | (93) | |
| Passività finanziarie valutate al Fair Value | 122 | | | | | (122) | (122) | | | | | | (122) | |
| Passività finanziarie correnti | 207 | | | | | | | 207 | (126) | | 174 | | | 255 |
| Passività finanziarie correnti per beni in leasing | 7 | | | | | | | 7 | - | | (7) | | | - |
| Altre passività correnti | 33 | | (1) | | | (32) | (33) | | 1 | 3 | (12) | | (42) | |
| Passività per imposte correnti | 9 | | | | | (9) | (9) | | | | (35) | | (43) | |
| Passività correnti | 536 | | | | | | | | | | | | | |
| Passività operative destinate ad essere cedute | 122 | | | | | | | | | | | | | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ | 4.950 | | | | | | | | | | | | | |
| Stato Patrimoniale riclassificato | | 2.842 | 89 | (4) | 394 | (443) | 2.879 | 1.847 | | | | | 3.424 | 1.829 |

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

| Data | Settore | Fatto di rilievo | Comunicato stampa |
|---|--------------------------------|--|---|
| 1 ottobre 2021 e 28 ottobre 2021 | Eolico Solare | ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile in operation di 152,4 MW in Francia ed in Germania. Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW. | Comunicato Stampa del 01/10/2021 e 28/10/2021 |
| 1 ottobre 2021 | Eolico | ERG, tramite le sue controllate in Francia ha sottoscritto un accordo con ENGIE SA, leader mondiale dell'energia e dei servizi, per un Power Purchase Agreement (PPA) quinquennale per il ritiro di energia rinnovabile prodotta da cinque parchi eolici di ERG situati in Francia. I cinque impianti che hanno una capacità complessiva installata di 55 MW e una produzione annua di energia di oltre 100 GWh, usciranno dallo schema di incentivi FIT (Feed in Tariff) alla fine del 2021. La fornitura avverrà in modalità "pay-as-produced" con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. | Comunicato Stampa del 01/10/2021 |
| 14 ottobre 2021 | Corporate | ERG ed Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) hanno siglato un accordo di collaborazione pluriennale finalizzato ad accelerare il processo di digitalizzazione nel settore delle energie rinnovabili. | Comunicato Stampa del 14/10/2021 |
| 19 ottobre 2021 | Corporate | ERG entra nel nuovo MIB ESG Index di Borsa Italiana, il primo indice ESG dedicato alle 40 più importanti emittenti italiane quotate che si distinguono per le migliori pratiche nell'ambito della sostenibilità. | Comunicato Stampa del 19/10/2021 |

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 linea rispetto a quello del 2020 per effetto di condizioni anemologiche meno favorevoli registrate nei primi nove mesi rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020. Tali effetti saranno in parte compensati dal consolidamento a partire dal secondo semestre dei parchi acquisiti in Francia (58 MW) e dal perimetro derivante dalla nuova acquisizione di tre parchi eolici in Francia (41 MW) e di cinque parchi in Germania (55 MW) che saranno consolidati nel quarto trimestre, oltre al maggior contributo atteso dai parchi in Est Europa e in Germania per effetto del miglior scenario 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 sensibile 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 sono stati consolidati a partire dal 1 luglio dell'esercizio in corso, e dall'acquisizione di ulteriori sette parchi fotovoltaici in Francia per complessivi 57 MW che saranno consolidati nel corso del quarto trimestre. 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 e all'utilizzo degli invasi. Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita in significativa crescita oltre ad un maggior valore rispetto ai valori dello scorso anno.

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 per effetto del repentino e significativo incremento dei prezzi di gas e CO₂ solo in parte compensati dall'apprezzamento dell'energia elettrica nonché della fermata straordinaria dell'impianto 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 520- 550 milioni di Euro rispetto al precedente 505- 525 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020); tali stime sono state effettuate in un contesto straordinario di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica.

Gli investimenti per il 2021 sono rivisti nel range compreso tra 640 e 690 milioni di Euro in rialzo rispetto all'indicazione precedente di 450 e 500 milioni di Euro (156 milioni nel 2020) principalmente a seguito della recente acquisizione di parchi eolici e solari già operativi in Francia e Germania per 152 MW.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, è atteso nel range tra 1,90 e 2,00 miliardi di Euro in rialzo rispetto all'intervallo precedente di 1,55 e 1,65 (1,44 nel 2020); si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette l'incremento del fair value negativo dei future legato alle operazioni di copertura dello scenario prezzi, in coerenza con le politiche di rischio del Gruppo.

Genova, 11 novembre 2021

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART.154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Michele Pedemonte dichiara ai sensi del comma 2 dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio sulla gestione, corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Genova, 11 novembre 2021

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Michele Pedemonte





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