



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 30 SETTEMBRE 2020

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 Gestone, 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"**.

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

IFRS 16

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

L'applicazione del Principio, a partire dal 1° gennaio 2019, ha modificato la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nei primi nove mesi 2020:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 8 milioni;
- l'incremento, al 30 settembre 2020, (circa 75 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 74 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 in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, di idraulicità e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, l'impatto della pandemia COVID-19, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

INDICE

Il Gruppo	5
Organi societari.....	5
Profilo del Gruppo.....	6
Aree geografiche di attività al 30 settembre 2020.....	8
Area di consolidamento integrale al 30 settembre 2020.....	9
Modello organizzativo.....	10
Variazione perimetro di business nel terzo trimestre 2020.....	12
ERG in Borsa.....	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre.....	15
Risultati del periodo	18
Sintesi dei risultati.....	18
Risultati per settore.....	19
Commento ai risultati del periodo.....	20
Risultati del periodo - Business.....	26
Mercato di riferimento.....	26
Vendite.....	28
Eolico	30
Solare	40
Idroelettrico	42
Termoelettrico	45
Quadro normativo – Incentivi.....	48
Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	52
Prospetti contabili.....	52
Indicatori Alternativi di Performance (IAP).....	64
Evoluzione prevedibile	74
Fatti di rilievo avvenuti dopo il periodo.....	74
Evoluzione prevedibile della gestione.....	75
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	77

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente

EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente

ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*²

GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato

LUCA BETTONTE

Consiglieri

MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*³

MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*⁴

BARBARA COMINELLI *(indipendente)*⁴

MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*

PAOLO FRANCESCO LANZONI *(non esecutivo)*⁵

SILVIA MERLO *(indipendente)*⁴

ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*⁴

MARIO PATERLINI *(indipendente)*⁴

COLLEGIO SINDACALE⁶

Presidente

ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi

LELIO FORNABAIO

FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

PAOLO LUIGI MERLI

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁷

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

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

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

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

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

6 Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

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

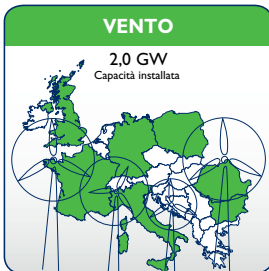
PROFILO DEL GRUPPO

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

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

- l'attività di Energy Management centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché dell'impianto CCGT di Priolo e delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni⁸. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

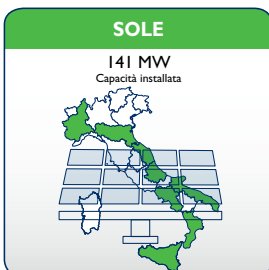
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di oltre 3.000 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

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

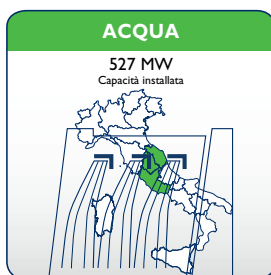
I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (874 MW operativi), in particolare in Francia (397 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



Solare

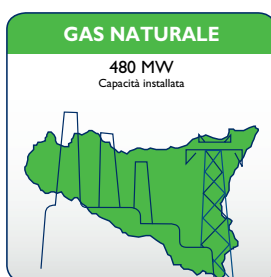
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, con due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio (51,4 MW) e 31 impianti fotovoltaici collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.

⁸ La manutenzione delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni è gestita da personale della controllata ERG Hydro.



Idroelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un sistema integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente nelle regioni Umbria, Marche e Lazio, connessi da una rete di fiumi e canali di oltre 150 Km ed aventi una potenza efficiente di 527 MW.



Termoelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto CCGT cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, entrata in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities.

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 SETTEMBRE 2020

TOTALE: 3.115 MW

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

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

Under construction/RtB: 335 MW

UK: 254 MW *

Polonia: 36 MW

Francia: 44 MW

FRANCIA

Eolico: 397 MW

ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

GERMANIA

Eolico: 272 MW

POLONIA

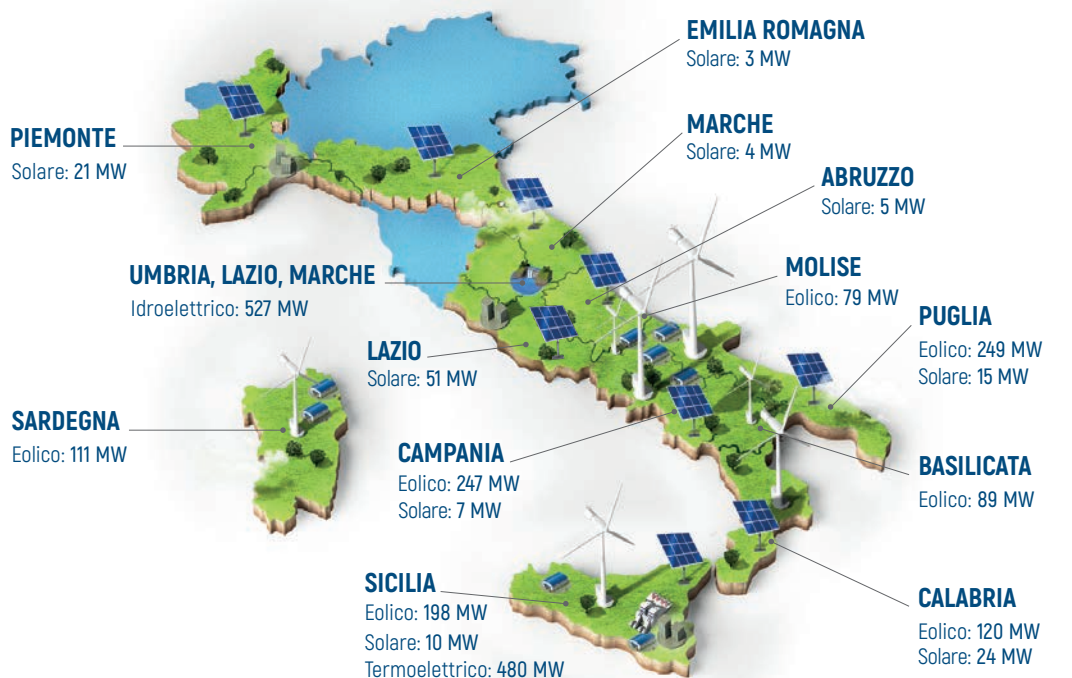
Eolico: 82 MW

ROMANIA

Eolico: 70 MW

BULGARIA

Eolico: 54 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



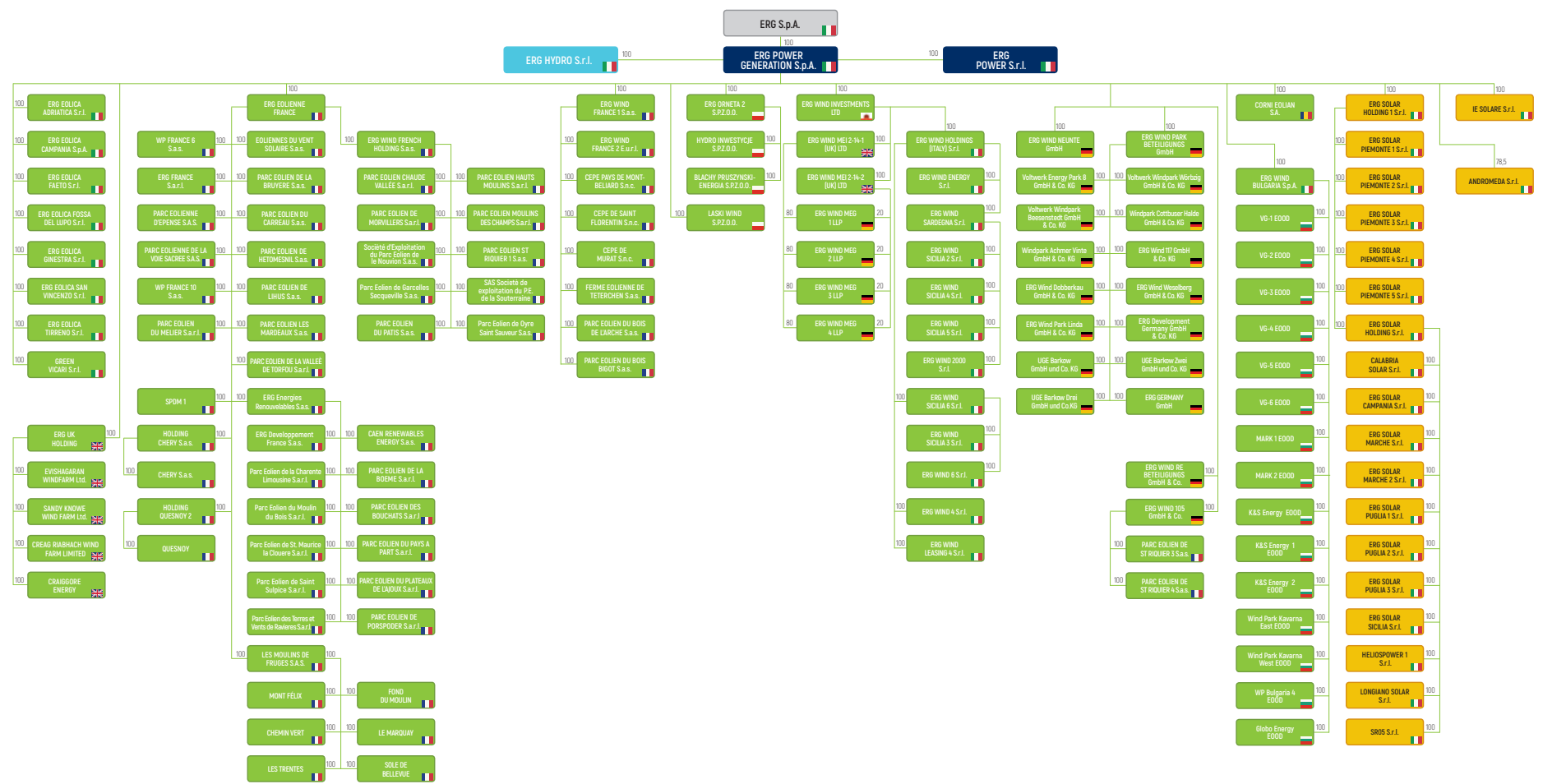
Uffici



Centri logistici O&M

* Include l'incremento di MW in UK già riportati nel comunicato stampa del 04 novembre 2020.

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 SETTEMBRE 2020



MODELLO ORGANIZZATIVO



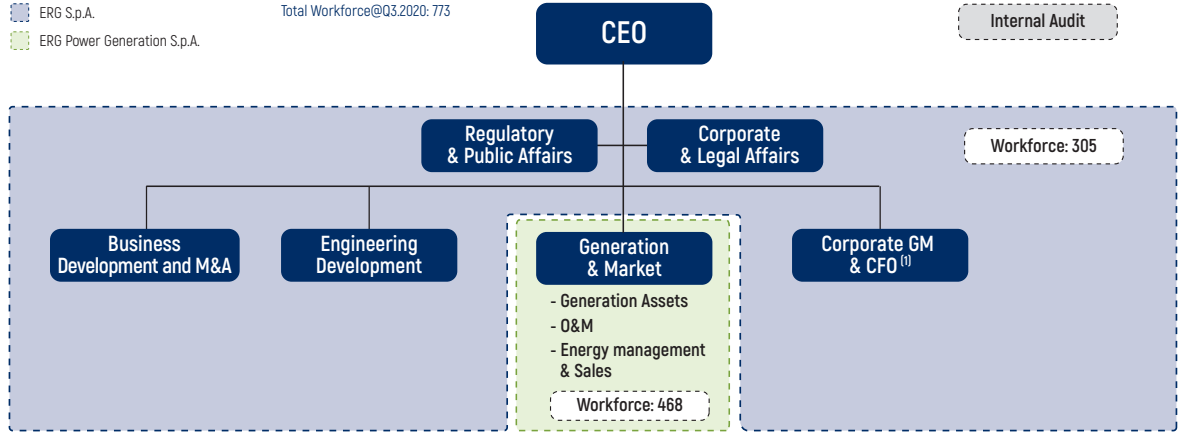
L'assetto organizzativo del gruppo si caratterizza nella definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. – Corporate – che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei cambi organizzativi avvenuti nel corso del 2019 e del primo semestre 2020 la società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Mergers & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Corporate General Manager & CFO
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs

Si evidenzia che Corporate General Manager & CFO include le aree di Group Administration, Planning, Control & Reporting, Finance, Group Risk Management & Corporate Finance, Investor Relations & CSR, Procurement, Human Capital & ICT e Communication con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione Generale le attività afferenti ai principali servizi di supporto al Business.

- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Thermo, Hydro e Solare a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

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



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

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL TERZO TRIMESTRE 2020

Nel corso del terzo trimestre 2020 non si segnalano variazioni nel perimetro di Business.

Si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo" per le variazioni avvenute successivamente alla chiusura del terzo trimestre 2020.

ERG IN BORSA

Al 30 settembre 2020 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 21,46 Euro, in crescita (+11,7%) rispetto a quella della fine dell'anno 2019, dopo aver distribuito un dividendo pari a 0,75 Euro per azione in data 20 Maggio, a fronte di un generalizzato calo nello stesso periodo degli indici di borsa: FTSE All Share (-18.6%), del FTSE Mid Cap (-15,8%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-0,9%).

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

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

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.09.20	21,46
Prezzo massimo (20.02.20) ⁽¹⁾	23,48
Prezzo minimo (23.03.20) ⁽¹⁾	13,17
Prezzo medio	19,70

(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

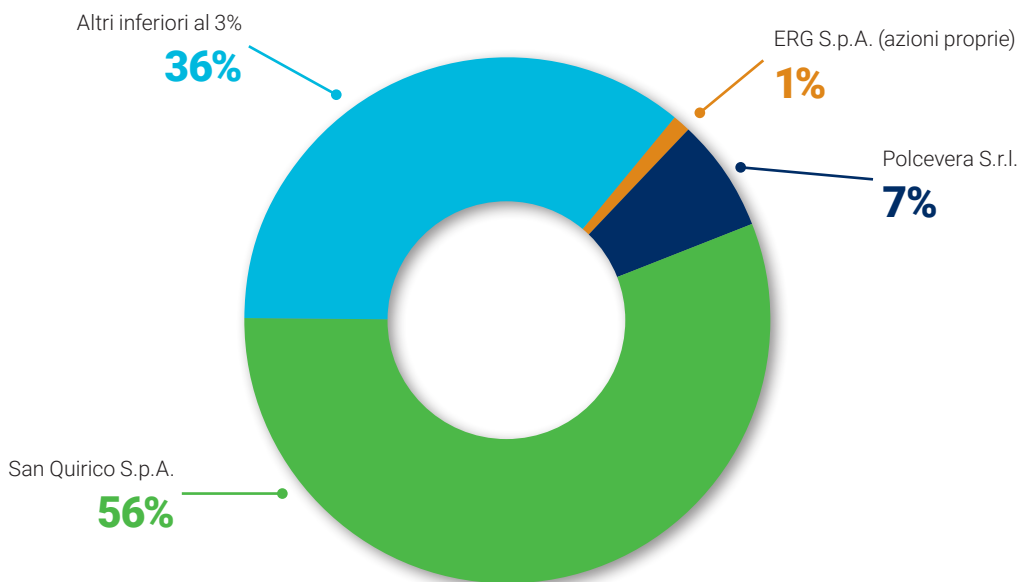
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (18.09.20)	1.761.526
Volume minimo (24.04.20)	46.355
Volume medio	266.496

La capitalizzazione di borsa al 30 settembre 2020 ammonta a circa 3.226 milioni di Euro (2.889 milioni alla fine del 2019).

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

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap
Variazione % dal 30/12/2019 al 30/09/2020



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
6 luglio 2020	Corporate	Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG (Environmental, Social, Governance), ha confermato per ERG S.p.A. il rating Advanced, il più elevato nella propria scala di valutazione, riconoscendo il forte impegno della società in ambito ESG ed il valore della sua politica di responsabilità sociale.	Comunicato Stampa del 6 luglio 2020
1 luglio 2020 – 4 settembre 2020	Corporate	ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un secondo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 7 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 2 miliardi. L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.	Comunicato Stampa del 1 luglio 2020 e del 4 settembre 2020
22 settembre 2020	Eolico	ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, ha siglato un accordo quadro con Vestas, leader mondiale nella progettazione, costruzione e manutenzione di turbine eoliche, per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di 790MW, di cui oltre 500 MW destinati ai progetti di repowering in Italia e la restante parte a progetti greenfield previsti in Francia e Regno Unito.	Comunicato Stampa del 22 settembre 2020

Emergenza Covid-19

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

In Italia attraverso specifici Decreti della Presidenza del Consiglio dei Ministri (DPCM), è stato dichiarato lo stato di emergenza ad oggi prorogato fino al 31 dicembre 2020 e sono state adottate misure specifiche progressivamente estese a tutto il territorio nazionale.

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

Con il DPCM del 03 novembre 2020, che ha ripreso i DPCM del 13, 18 e 24 ottobre 2020, il Governo italiano ha voluto contrastare il nuovo incremento dei contagi da COVID 19 registrati in Italia, fatti salvi i protocolli e le linee guida anti-contagio previsti per le attività economiche e produttive. La novità più significativa è la suddivisione delle Regioni in aree di rischio (gialle, arancione e rossa) che ha impatto principalmente sulla mobilità del personale operativo, comunque consentita per le nostre attività, ma che deve osservare regole diverse in funzione della classificazione dei rischi della Regione in cui si opera. Nel provvedimento viene inoltre fortemente raccomandato ai Datori di Lavoro privati di ricorrere ove possibile, allo smart working; il provvedimento ha una validità di trenta giorni.

Ai primi segnali di emergenza ERG ha prontamente reagito, mettendo in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità operativa dei propri assets in condizioni di sicurezza. La principale misura organizzativa assunta è stata il lavoro agile (*smart working*) attualmente esteso, anche come raccomandato dal già citato DPCM del 3 novembre, a tutti i giorni lavorativi della settimana ed a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta, che equivale alla totalità del personale con funzioni "impiegatizie", con la sola esclusione del personale dedicato all'esercizio e alla manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità operativa e gestionale in sicurezza degli asset aziendali.

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

In tutti i siti operativi sono state predisposte e puntualmente aggiornate tutte le azioni organizzative, logistiche e di facility a tutela della salute dei lavoratori e a presidio di tutte le attività fondamentali per garantire la continuità di servizio

e la marcia in sicurezza degli impianti. I protocolli di sicurezza emessi dalle autorità sono stati ripresi e dettagliati in due documenti emessi rispettivamente il 15 e 30 aprile 2020, denominati *"Protocollo Aziendale di Regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus Covid-19 negli ambienti di lavoro"* (15 aprile) e *"Protocollo Aziendale di Regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus Covid-19 negli ambienti di lavoro – FASE 2"* (30 aprile).

Tali protocolli sono stati integrati all'interno dei Documenti di Valutazione dei Rischi (DVR) delle diverse Società del Gruppo, che risultano quindi aggiornati con le misure di prevenzione e protezione assunte per rispettare quanto previsto dai protocolli sopra nominati. Il documento emesso il 30 aprile 2020 è stato aggiornato in data 11 settembre 2020 ed è disponibile, come tutti gli altri, sulla intranet aziendale. ERG ha inoltre attribuito un incarico ad una Società Terza indipendente, accreditata ad effettuare Audit in campo per verificare l'applicazione dei protocolli di sicurezza Anti-Covid.

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 29 nuovi ingressi nel Gruppo da marzo a settembre, ed è stata anche attivata una polizza di copertura assicurativa sanitaria COVID-19 a favore di tutti i dipendenti e valida fino alla fine del 2020. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate anche destinando apposite risorse finanziarie da parte delle società del Gruppo e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

In sintesi la risposta di ERG alla crisi COVID-19 rispecchia fedelmente il proprio modello d'impresa, da sempre orientato alla creazione e alla condivisione di valore sostenibile per gli azionisti, i dipendenti e la comunità in generale. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel specifico capitolo della Relazione finanziaria semestrale.

Infine per quanto riguarda gli impatti nei primi nove mesi del 2020 si rimanda a quanto commentato nelle pagine seguenti.

Per quanto riguarda la guidance per l'intero esercizio 2020 si rinvia al paragrafo "Evoluzione prevedibile della gestione".

SINTESI DEI RISULTATI

Reported ⁽²⁾		Adjusted ⁽¹⁾			Reported ⁽²⁾		Adjusted ⁽¹⁾	
3°trimestre		3°trimestre			9 mesi		9 mesi	
2020	2019	2020	2019	(milioni di Euro)	2020	2019	2020	2019
PRINCIPALI DATI ECONOMICI								
223	231	223	231	Ricavi	721	762	721	762
102	107	99	107	Margine operativo lordo	367	372	362	380
25	28	25	29	Risultato operativo netto	138	144	139	157
(5)	5	10	8	Risultato netto	69	8	81	76
(5)	4	9	7	<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	67	6	79	75
PRINCIPALI DATI FINANZIARI								
3.230	3.392	3.156	3.320	Capitale investito netto⁽³⁾	3.230	3.392	3.156	3.320
1.733	1.750	1.735	1.751	Patrimonio netto	1.733	1.750	1.735	1.751
1.497	1.642	1.421	1.569	Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.497	1.642	1.421	1.569
643	843	643	843	<i>di cui Project Financing non recourse⁽⁴⁾</i>	643	843	643	843
46%	48%	45%	47%	Leva finanziaria	46%	48%	45%	47%
46%	46%	45%	46%	EBITDA Margin %	51%	49%	50%	50%
DATI OPERATIVI								
	1.967	1.929		Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW		1.967	1.929
	674	692		Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh		2.883	2.846
	480	480		Capacità installata impianti termoelettrici	MW		480	480
	694	725		Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh		1.824	1.941
	527	527		Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW		527	527
	225	274		Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh		778	867
	141	141		Capacità installata impianti solari a fine periodo	MW		141	141
	76	75		Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh		196	194
	3.427	3.549		Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh		11.034	11.191
	23	94		Investimenti ⁽⁵⁾	milioni di Euro		110	401
	773	754		Dipendenti a fine periodo	Unità		773	754
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁶⁾								
	122	121		Eolico Italia	Euro/MWh		120	119
	95	95		Eolico Germania	Euro/MWh		97	98
	88	88		Eolico Francia	Euro/MWh		89	89
	89	73		Eolico Polonia	Euro/MWh		76	71
	66	67		Eolico Bulgaria	Euro/MWh		62	75
	58	72		Eolico Romania	Euro/MWh		54	69
	n.a.	n.a.		Eolico UK	Euro/MWh		n.a.	n.a.
	321	319		Solare	Euro/MWh		315	316
	120	106		Idroelettrico	Euro/MWh		111	105
	40	44		Termoelettrico	Euro/MWh		34	40

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

- (1) Gli indicatori economici Adjusted non includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.
- (2) Gli indicatori economici Reported sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.
- (3) L'indebitamento finanziario netto adjusted e il Capitale Investito Netto adjusted sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16.
- (4) Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.
- (5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni effettuati nei primi nove mesi del 2020.
- (6) I ricavi netti unitari riportati sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

RISULTATI PER SETTORE

3° trimestre			(milioni di Euro)	9 mesi		
2020	2019	Δ		2020	2019	Δ
RICAVI ADJUSTED						
71	72	(1)	Eolico	296	302	(6)
24	24	0	Solare	62	62	0
27	29	(2)	Idroelettrico	86	90	(5)
100	107	(6)	Termoelettrico⁽¹⁾	277	308	(32)
9	8	0	Corporate	26	26	(1)
(9)	(8)	(0)	Ricavi infrasettori	(26)	(26)	1
223	231	(9)	Totale ricavi adjusted	721	762	(41)
MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED						
42	43	(2)	Eolico	208	214	(6)
23	22	0	Solare	57	56	1
18	20	(2)	Idroelettrico	58	64	(6)
21	25	(4)	Termoelettrico⁽¹⁾	51	59	(8)
(4)	(4)	0	Corporate	(12)	(13)	1
99	107	(7)	Margine operativo lordo adjusted	362	380	(18)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI						
(42)	(45)	3	Eolico	(125)	(127)	1
(10)	(11)	1	Solare	(31)	(31)	(0)
(14)	(14)	0	Idroelettrico	(43)	(43)	(0)
(7)	(7)	(0)	Termoelettrico	(22)	(21)	(1)
(1)	(1)	(0)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(74)	(78)	3	Ammortamenti adjusted	(224)	(223)	(1)
RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED						
0	(1)	2	Eolico	83	87	(5)
13	12	1	Solare	26	25	1
3	6	(2)	Idroelettrico	15	21	(6)
13	18	(4)	Termoelettrico⁽¹⁾	29	38	(9)
(4)	(4)	0	Corporate	(14)	(15)	1
25	29	(4)	Risultato operativo netto adjusted	139	157	(19)
INVESTIMENTI⁽²⁾						
19	92	(72)	Eolico	90	172	(82)
1	0	1	Solare	2	220	(218)
2	1	1	Idroelettrico	4	3	1
1	1	0	Termoelettrico	13	5	8
0	0	(0)	Corporate	1	1	0
23	94	(71)	Totale investimenti	110	401	(291)

Si precisa che i dati comparativi dei primi nove mesi 2019 sui ricavi adjusted sono stati oggetto di restatement (su Eolico 302 milioni rispetto ai 298 milioni precedentemente esposti, su Solare 62 milioni rispetto ai 61 precedentemente esposti, su Idroelettrico 90 milioni rispetto agli 88 milioni precedentemente esposti e su Termoelettrico 308 milioni rispetto ai 314 precedentemente esposti) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

TERZO TRIMESTRE

Nel **terzo trimestre 2020** i **ricavi adjusted** sono pari a 223 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2019 (231 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico estero e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche e idriche decisamente sfavorevoli, dell'andamento dei prezzi dell'energia inferiori a quelli del terzo trimestre 2019 e anche della minore produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT che sta terminando il primo decennio ad alta cogeneratività. Questi effetti sono stati solo in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico Italia e dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 99 milioni, in diminuzione di 7 milioni rispetto ai 107 milioni registrati nel medesimo periodo del 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-2 milioni)**: il margine operativo lordo pari a 42 milioni, in lieve diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (43 milioni) principalmente per effetto delle minori produzioni dei parchi all'estero (-54 GWh), a seguito di condizioni anemologiche e scenario prezzi sfavorevoli, in parte mitigato dal contributo dei 38 MW di nuovi parchi in Francia. Da segnalare che il risultato del 2019 beneficiava del pieno contributo per nove mesi dei parchi eolici acquisiti in Germania nel corso del terzo trimestre 2019, consolidati integralmente a partire dal 1° gennaio 2019.

I risultati in Italia sono migliori rispetto al terzo trimestre 2019, 28 milioni contro 23 milioni, grazie alle maggiori produzioni (+37 GWh) ed al maggior valore dell'incentivo, in parte compensato dall'uscita di alcuni parchi dal periodo di incentivazione. Il risultato complessivo beneficia delle operazioni continuative di copertura previste dalle risk policy.

- **Solare (+0,5 milioni)**: il margine operativo lordo, pari a 23 milioni, è in lieve incremento rispetto al terzo trimestre 2019 (22 milioni) con volumi in linea ma miglior effetto mix dei prezzi FIT rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.
- **Idroelettrico (-2 milioni)**: margine operativo lordo di 18 milioni (20 milioni nel terzo trimestre 2019), in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto al terzo trimestre 2019 causa la perdurante scarsa disponibilità di risorsa nel centro Italia, che per il secondo anno consecutivo è stata ampiamente sotto i livelli medi storici decennali, e dallo scenario negativo sui mercati dell'energia in parte compensati dalle politiche di copertura e dal maggior volume dell'incentivo.

- **Termoelettrico (-4 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 21 milioni, è inferiore rispetto ai 25 milioni del terzo trimestre 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica per circa 3 milioni, dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e ad una consistente contrazione dei margini di generazione rispetto all'analogo periodo del 2019, in un contesto di mercato in forte deterioramento a seguito del lockdown per l'emergenza sanitaria Covid-19.

Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni, oltre che dagli special items.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 25 milioni (29 milioni nel terzo trimestre 2019) dopo ammortamenti per 74 milioni in diminuzione di 3 milioni rispetto al terzo trimestre 2019 (78 milioni), che risentiva del pieno contributo dei parchi eolici acquisiti in Germania nel corso del terzo trimestre 2019, ma consolidati integralmente a partire dal 1° gennaio 2019.

Il **risultato operativo netto** è stato pari a 25 milioni (28 milioni nel terzo trimestre 2019) dopo ammortamenti per 76 milioni in diminuzione di 3 milioni rispetto al terzo trimestre 2019 (79 milioni) riconducibili alle medesime ragioni indicate a commento del risultato operativo netto adjusted e all'applicazione del principio IFRS 16 (2 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 9 milioni, in lieve aumento rispetto al risultato del terzo trimestre 2019, in quanto i minori risultati operativi già commentati sono stati più che compensati da minori oneri finanziari e imposte. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al terzo trimestre 2019 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle operazioni di liability management avviate nel corso del 2019 fra cui l'emissione di un secondo Green Bond nel 2020 a condizioni molto favorevoli. Inoltre il tax rate effettivo è risultato sensibilmente inferiore rispetto al terzo trimestre 2019 principalmente a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a -5 milioni rispetto ai 4 milioni del terzo trimestre 2019 a seguito degli oneri straordinari correlati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del secondo Green Bond e la contestuale chiusura di 4 Corporate Loans e 14 linee di Project Financing nell'ambito di un significativo programma di *Voluntary Prepayment*.

Nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 23 milioni** di cui l'82% nel settore Eolico (73% nel terzo trimestre 2019), principalmente correlati alle attività di costruzione dei parchi eolici in UK e Francia, il 5% nel settore Termoelettrico (10% nel terzo trimestre 2019), l'8% nel settore Idroelettrico (11% nel terzo trimestre 2019), il 3% nel settore Solare (2% nel terzo trimestre 2019) e il 2% nel settore Corporate (4% nel terzo trimestre 2019), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.421 milioni**, in diminuzione di 82 milioni rispetto al 30 giugno 2020 (1.503 milioni). La variazione riflette gli investimenti del periodo (23 milioni) principalmente correlati alle attività di costruzione dei parchi eolici in UK e Francia, più che compensati dal positivo flusso di cassa (113 milioni⁹) anche a seguito dell'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica maturati nel 2019.

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 2020 a circa 75 milioni.

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

PRIMI NOVE MESI

Nei primi nove mesi del 2020 i **ricavi adjusted** sono pari a 721 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2019 (762 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche ed idriche decisamente sfavorevoli, dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli dei primi nove mesi del 2019 e anche della minore produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT che sta terminando il primo decennio ad alta cogeneratività. Questi effetti sono stati solo in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico all'estero, che risente anche dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh).

Il **marginе operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 362 milioni, in diminuzione di 18 milioni rispetto ai 380 milioni registrati nei primi nove mesi del 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-6 milioni):** margine operativo lordo pari a 208 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (214 milioni) per effetto del minor risultato in Italia, pari a 125 milioni ed in diminuzione rispetto ai 140 milioni dei primi nove mesi 2019, che ha risentito della scarsa anemologia rispetto ai valori particolarmente elevati del medesimo periodo del 2019, del peggior scenario prezzi di mercato ed anche dell'uscita di alcuni parchi dal periodo di incentivazione. Il tutto risulta in parte mitigato dalle operazioni continuative di copertura previste dalle risk policy e dal maggior valore dell'incentivo. I risultati all'estero al contrario sono in crescita sia in termini economici (+9 milioni) che di volume (+195 GWh), grazie al contributo dei 38 MW di nuovi parchi in Francia e dell'elevata ventosità del periodo. Si segnala che la produzione eolica all'estero (1.466 GWh) è stata superiore a quella in Italia (1.416 GWh) nei nove mesi.
- **Solare (+1,5 milioni):** il margine operativo lordo, pari a 57 milioni, è in lieve incremento rispetto ai primi nove mesi del 2019 (56 milioni) con volumi lievemente superiori e miglior effetto mix prezzi incentivo FIT compensato dallo scenario prezzi di mercato peggiore rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.
- **Idroelettrico (-6 milioni):** margine operativo lordo di 58 milioni (64 milioni nei primi nove mesi 2019), in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto ai primi nove mesi 2019 causa la perdurante scarsa disponibilità di risorsa nel centro Italia, che per il secondo anno consecutivo è stata ampiamente sotto i livelli medi storici decennali, e dallo scenario negativo sui mercati dell'energia solo in parte compensato dalle politiche di copertura e dal maggior valore dell'incentivo.
- **Termoelettrico (-8 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 51 milioni, è inferiore rispetto ai 59 milioni dei primi nove mesi 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica per circa 5 milioni, dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e ad una consistente contrazione dei margini di generazione rispetto all'analogo periodo del 2019, in un contesto di mercato

in forte deterioramento a seguito del lockdown per l'emergenza sanitaria Covid-19. Il risultato ha inoltre beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito. Si segnala che il Margine Operativo Lordo ha significativamente beneficiato delle politiche di copertura dello scenario prezzi sia con riferimento alle produzioni RES che ai clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

Il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 8 milioni, oltre che dagli special items.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 139 milioni (157 milioni nei primi nove mesi 2019) dopo ammortamenti per 224 milioni in lieve aumento di 1 milione rispetto ai primi nove mesi 2019 (223 milioni) riconducibili principalmente alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia avvenute nel primo trimestre 2020.

Il **risultato operativo netto** è stato pari a 138 milioni (144 milioni nei primi nove mesi 2019) dopo ammortamenti per 229 milioni in aumento di 1 milione rispetto ai primi nove mesi 2019 (228 milioni) riconducibili alle medesime ragioni indicate a commento del risultato operativo netto adjusted e all'applicazione del principio IFRS 16 (5 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 79 milioni, inclusivo di circa 2 milioni spettanti alle minorities, in aumento rispetto al risultato ai primi nove mesi 2019 (75 milioni), in quanto i minori risultati operativi già commentati sono stati più che compensati da minori oneri finanziari e imposte. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto ai primi nove mesi del 2019 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle operazioni di liability management avviate nel corso del 2019 fra cui l'emissione di un secondo Green Bond nel 2020 a condizioni molto favorevoli. Inoltre il tax rate effettivo è risultato sensibilmente inferiore rispetto ai primi nove mesi del 2019 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 67 milioni rispetto ai 6 milioni dei primi nove mesi 2019. Si segnala che la differenza rispetto ad i valori Adjusted è principalmente riconducibile agli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del secondo Green Bond e la contestuale chiusura di 4 Corporate Loans e 14 linee di Project Financing nell'ambito del Voluntary Prepayment. Si ricorda che anche i primi nove mesi del 2019 risentivano principalmente di oneri straordinari, per altro molto superiori a quelli del 2020, legati all'emissione del primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti linee di Project Financing.

Nei primi nove mesi 2020 gli **investimenti** sono stati pari a **110 milioni** (401 milioni nei primi nove mesi 2019) e si riferiscono in parte all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia di 38 MW (per 42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico di 36 MW in Polonia (2 milioni). Nel corso del periodo sono stati inoltre effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 66 milioni** di cui il 70% nel settore Eolico (75% nei primi nove mesi 2019), principalmente correlati all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in Polonia, UK e Francia, il 20% nel

settore Termoelettrico (14% nei primi nove mesi 2019) a seguito dell'avvio degli investimenti per ottenere per altri dieci anni la qualifica di impianto ad alta cogeneratività per il modulo 1 del CCGT, il 6% nel settore Idroelettrico (8% nei primi nove mesi 2019), il 3% nel settore Solare (1% nei primi nove mesi 2019) e il 2% nel settore Corporate (3% nei primi nove mesi 2019), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.421 milioni**, in diminuzione (55 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (110 milioni), la distribuzione di dividendi (114 milioni), il pagamento delle imposte (14 milioni¹⁰) più che compensati dal positivo flusso di cassa (303 milioni¹¹).

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 2020 a circa 75 milioni.

¹⁰ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.

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	
2020	2019		2020	2019
Scenario prezzi (Euro/Mwh)				
Italia				
42,3	51,0	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	35,6	53,7
40,5	48,8	Prezzo energia elettrica zona Nord	34,5	52,5
42,3	50,2	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	35,5	53,7
42,7	51,5	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	36,3	53,8
42,1	51,5	Prezzo energia elettrica zona Sud	35,8	52,2
42,5	51,4	Prezzo energia elettrica Sardegna	35,6	53,5
55,8	66,4	Prezzo energia elettrica Sicilia	42,7	65,2
48,2	55,9	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	40,5	59,8
99,1	92,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	99,1	92,1
Eestero				
39,0	35,5	Francia (Energia Elettrica base load)	28,9	39,2
36,1	37,6	Germania (Energia Elettrica base load)	27,9	38,2
82,2	88,4	Polonia	75,2	84,5
51,5	58,0	di cui (Energia Elettrica base load)	44,2	54,9
30,8	30,4	di cui Certificati d'Origine	31,0	29,6
40,1	54,2	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	36,0	47,7
69,6	88,1	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	65,4	80,9
40,2	58,7	di cui Energia Elettrica base load	36,0	51,5
29,4	29,4	di cui Certificato Verde	29,4	29,4
37,0	46,7	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	33,1	51,7
40,2	43,6	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	35,2	50,1

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

3° trimestre			9 mesi	
2020	2019		2020	2019
Mercato Italia⁽¹⁾ (GWh)				
81.640	84.215	Domanda	225.154	241.813
481	414	Consumo pompaggi	1.834	1.673
6.640	8.517	Import/Export	20.575	27.926
75.481	76.112	Produzione interna ⁽²⁾	206.413	215.560
di cui				
48.659	49.863	Termoelettrica	129.361	141.233
13.229	13.549	Idroelettrica	36.402	34.970
1.387	1.433	Geotermica	4.232	4.279
3.539	3.137	Eolica	14.011	14.365
8.667	8.130	Fotovoltaico	22.407	20.713

(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 2020** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 82 TWh, in diminuzione del 3,1% rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2019. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 5,2 TWh, in diminuzione (-10,2%) rispetto al terzo trimestre 2019, inoltre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,8 TWh (-0,2%).

Nei **primi nove mesi 2020** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 225 TWh, in diminuzione dell'6,9% rispetto ai valori registrati nei primi nove mesi 2019. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 14,0 TWh, in diminuzione (-5,8%) rispetto ai primi nove mesi 2019, inoltre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 31,8 TWh (-5,7%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 206,4 TWh, in diminuzione dell'4% rispetto ai primi nove mesi 2019, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 20,6 TWh (-26% rispetto ai primi nove mesi 2019).

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 l'11% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto ai primi nove mesi 2019 risultano in diminuzione la produzione eolica (-2%), termoelettrica (-8%) e geotermica (-1%) mentre hanno registrato una crescita la produzione fotovoltaica (+8%) e quella idroelettrica (+4%).

VENDITE DEL GRUPPO

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

Nel corso del **terzo trimestre 2020**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,4 TWh (3,5 TWh nel terzo trimestre 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,7 TWh (1,7 TWh nell'analogo periodo 2019), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% nel terzo trimestre 2019).

Nel corso dei **primi nove mesi 2020**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 11,0 TWh (11,2 TWh nei primi nove mesi 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,7 TWh (5,8 TWh nell'analogo periodo 2019), di cui circa 1,5 TWh all'estero e 4,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nei primi nove mesi 2019).

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

3° trimestre		FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	9 mesi	
2020	2019		2020	2019
355	317	Wind - produzione eolica Italia	1.416	1.575
320	374	Wind - produzione eolica Estero	1.466	1.271
76	75	Solare - produzione fotovoltaica	196	194
694	725	CCGT - produzione termoelettrica	1.824	1.941
225	274	Hydro - produzione idroelettrica	778	867
1.758	1.782	ERG Power Generation - acquisti	5.353	5.342
3.427	3.549	Totale	11.034	11.191

3° trimestre		VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	9 mesi	
2020	2019		2020	2019
129	152	Energia elettrica venduta a clienti captive	326	393
2.978	3.023	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	9.241	9.527
320	374	Energia elettrica venduta all'estero	1.466	1.271
3.427	3.549	Totale	11.034	11.191

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.

L'energia venduta *wholesale* include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di *hedging* della generazione, in linea con le *risk policy* di Gruppo.

Nel terzo trimestre 2020 sono state effettuate vendite di vapore¹³ per 209 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 186 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019; 809 migliaia di tonnellate nel corso dei primi nove mesi del 2020 (679 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019)

13. Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

EOLICO

Il Gruppo ERG opera nel settore eolico attraverso le proprie società titolari di parchi eolici in Italia e all'estero. I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2019		9 mesi		Δ	Δ%
		2020	2019		
1.093	Italia	1.093	1.093	0	0%
	di cui				
247	Campania	247	247	0	0%
120	Calabria	120	120	0	0%
249	Puglia	249	249	0	0%
79	Molise	79	79	0	0%
89	Basilicata	89	89	0	0%
198	Sicilia	198	198	0	0%
111	Sardegna	111	111	0	0%
836	Estero	874	836	38	5%
	di cui				
272	Germania	272	272	0	0%
359	Francia	397	359	38	11%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
1.929	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.967	1.929	38	2%

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 settembre 2020, pari a 1.967 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 750 MW incentivati) e per 874 MW a parchi all'estero. L'incremento rispetto al dato al 30 settembre 2019 è dovuto all'acquisizione in Francia di tre parchi per 38,0 MW.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
71	72	Ricavi adjusted	296	302
42	43	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	208	214
(42)	(45)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(125)	(127)
0	(1)	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	83	87
19	92	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	90	172
59%	60%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	70%	71%
674	692	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	2.883	2.846

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi adjusted sono stati oggetto di restatement (302 milioni rispetto ai 298 milioni precedentemente esposti nei primi nove mesi 2019 e 72 milioni rispetto ai 70 milioni precedentemente esposti nel terzo trimestre 2019) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

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

I **ricavi** consolidati registrati **nel terzo trimestre 2020**, pari a circa 71 milioni, risultano in lieve diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni all'estero e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del terzo trimestre 2019, solo in parte mitigato dal contributo dei 38 MW di nuovi parchi in Francia. Si ricorda che i ricavi del 2019 beneficiavano del pieno contributo per nove mesi dei parchi eolici acquisiti in Germania nel corso del terzo trimestre 2019, consolidati integralmente a partire dal 1° gennaio 2019. Tali risultati sono in parte compensati dall'aumento della produzione in Italia, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al **terzo trimestre 2019**, le produzioni Wind Italia non più incentivate ammontano a 11 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 1 milione.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel terzo trimestre 2020, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 122 Euro/MWh, sostanzialmente in linea rispetto al valore di 121 Euro/MWh nel terzo trimestre 2019 principalmente a seguito del già commentato maggior valore unitario dell'incentivo che compensa il minor ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia nonché del contributo positivo delle coperture.

I **ricavi** consolidati registrati nei **primi nove mesi 2020** risultano in lieve diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli dei primi nove mesi 2019, in parte compensati dall'aumento della produzione all'estero e dal contributo apportato dai maggiori MW in operatività, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto ai **primi nove mesi 2019**, le produzioni Wind Italia non più incentivate ammontano a 76 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 8 milioni.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nei primi nove mesi 2020, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e degli effetti al netto delle coperture nonché altre com-

ponenti minori, per ERG è stato pari a 120 Euro/MWh, sostanzialmente in linea rispetto al valore di 119 Euro/MWh nei primi nove mesi 2019 principalmente a seguito del già commentato maggior valore unitario dell'incentivo che compensa il minor ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia nonché del contributo positivo delle coperture. Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente. Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

RICAVI ADJUSTED

3° trimestre				(Milioni di Euro)	9 mesi			
2020	2019	Δ	Δ%		2020	2019	Δ	Δ%
43	38	5	13%	Italia	170	189	(19)	-10%
28	34	(6)	-17%	Estero	126	113	13	12%
				di cui				
7	12	(6)	-46%	Germania	33	33	1	3%
13	13	0	1%	Francia	61	47	14	29%
3	3	0	0%	Polonia	14	13	1	7%
2	2	(0)	-3%	Bulgaria	9	9	(0)	-5%
3	3	(0)	-6%	Romania	9	11	(2)	-16%
0	(0)	0	n.a.	UK	0	0	0	n.a.
71	72	(1)	-1%	Totale	296	302	(6)	-2%

RICAVI NETTI UNITARI

3° trimestre				(Euro/MWh)	9 mesi			
2020	2019	Δ	Δ%		2020	2019	Δ	Δ%
122	121	1	1%	Eolico Italia	120	119	0	0%
95	95	0	0%	Eolico Germania	97	98	(1)	-1%
88	88	(1)	-1%	Eolico Francia	89	89	1	1%
89	73	17	23%	Eolico Polonia	76	71	5	6%
66	67	(0)	-1%	Eolico Bulgaria	62	75	(12)	-16%
58	72	(15)	-20%	Eolico Romania	54	69	(15)	-22%
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **terzo trimestre 2020** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88 Euro/MWh e 95 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-20% a seguito della diminuzione dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Polonia (+23%).

Nei **primi nove mesi 2020** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 97 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-22% a seguito della diminuzione dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Bulgaria (-16%) per effetto del cambio meccanismo incentivo graduale da FIT 2019 a FIP 2020.

PRODUZIONE (GWh)

3° trimestre				9 mesi				
2020	2019	Δ	Δ%		2020	2019	Δ	Δ%
355	317	37	12%	Italia	1.416	1.575	-158	-10%
				di cui:				
76	66	10	14%	Campania	320	358	(38)	-11%
55	48	7	15%	Calabria	189	170	19	11%
94	82	12	15%	Puglia	350	399	(49)	-12%
30	23	7	33%	Molise	113	129	(16)	-12%
31	28	3	10%	Basilicata	127	136	(9)	-6%
42	37	6	15%	Sicilia	185	224	(39)	-18%
26	34	-7	-22%	Sardegna	133	159	(26)	-17%
320	374	-54	-15%	Estero	1.466	1.271	195	15%
				di cui:				
70	130	-59	-46%	Germania	344	327	17	5%
146	142	4	3%	Francia	679	527	152	29%
37	44	-7	-15%	Polonia	179	179	1	0%
26	25	2	7%	Bulgaria	114	100	14	14%
40	34	6	17%	Romania	149	138	11	8%
0	0	0	n.a.	UK	0	0	0	n.a.
674	692	-17	-2%	Produzioni complessive parchi	2.883	2.846	37	1%

Nel terzo trimestre 2020 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 674 GWh, in calo del 2% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (692 GWh), a seguito di una produzione in forte diminuzione del -15% all'estero (da 374 GWh a 320 GWh) in parte compensata da un forte incremento del 12% in Italia (da 317 GWh a 355 GWh). L'incremento delle produzioni in Italia (+37 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2019 in tutte le regioni ad eccezione della Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, il decremento netto di 54 GWh è in gran parte attribuibile alle minori produzioni in Germania (-59 GWh di cui -47 GWh a seguito delle acquisizioni di parchi eolici avvenuti nel corso del terzo trimestre 2019 ma con consolidamento retroattivo dal 1 gennaio, oltre a -12 GWh di minore ventosità riscontrata).

Nei primi nove mesi 2020 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.883 GWh, in incremento dell'1% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (2.846 GWh), a seguito di una produzione in forte diminuzione del -10% in Italia (da 1.575 GWh a 1.416 GWh) ed in forte incremento del 15% all'estero (da 1.271 GWh a 1.466 GWh). Il decremento delle produzioni in Italia (-158 GWh) è legato a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel 2019 in tutte le regioni, con una più spiccata riduzione in Campania, Puglia e Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento generalizzato di 195 GWh è attribuibile principalmente alle maggiori produzioni in Francia (+152 GWh, di cui +57 GWh per le produzioni degli impianti di recente acquisizione e +95 GWh per l'elevata ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2019), e in Germania (+17 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 mi-

sura 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		
2020	2019	Δ	2020	2019	Δ
15%	13%	2%	20%	22%	-2%
Italia					
di cui					
14%	12%	2%	20%	22%	-2%
21%	18%	3%	24%	22%	2%
17%	15%	2%	21%	25%	-3%
17%	13%	4%	22%	25%	-3%
16%	14%	1%	22%	23%	-2%
10%	8%	1%	14%	17%	-3%
11%	14%	-3%	18%	22%	-4%
Estero					
di cui					
12%	12%	0%	19%	19%	0%
17%	18%	-1%	26%	22%	4%
21%	24%	-4%	33%	33%	0%
22%	21%	1%	32%	28%	4%
26%	22%	4%	32%	30%	2%
16%	15%	1%	22%	23%	0%
Load factor⁽¹⁾					

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

Nel **terzo trimestre 2020** il *load factor* complessivo, pari al 16%, è risultato lievemente superiore a quanto registrato nel terzo trimestre 2019 (15%).

In particolare in Italia l'incremento del *load factor* dal 13% al 15% risente della maggiore ventosità riscontrata nel terzo trimestre 2020 che si confronta con quella particolarmente ridotta dell'analogo periodo del 2019.

Nei **primi nove mesi 2020** il *load factor* complessivo, pari al 22%, è risultato complessivamente in linea a quanto registrato nei primi nove mesi 2019 (23%).

In particolare in Italia la diminuzione del *load factor* dal 22% al 20% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel 2019, in particolare nel primo trimestre, che si confronta con quella particolarmente ridotta del corrente anno.

La differenziazione geografica ha consentito di bilanciare sostanzialmente questo andamento, grazie ai *load factor* particolarmente elevati all'estero, dove sono risultati mediamente pari al 25% rispetto al 24% dell'analogo periodo dell'anno precedente.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

3° trimestre				9 mesi				
2020	2019	Δ	Δ%	(Milioni di Euro)	2020	2019	Δ	Δ%
28	23	5	22%	Italia	125	140	(15)	-11%
14	20	(7)	-32%	Estero	83	74	9	13%
				di cui				
3	8	(5)	-67%	<i>Germania</i>	21	22	(1)	-4%
6	7	(1)	-17%	<i>Francia</i>	41	30	11	38%
2	2	0	4%	<i>Polonia</i>	11	10	1	7%
1	1	(0)	0%	<i>Bulgaria</i>	6	6	(0)	-7%
2	2	(0)	-8%	<i>Romania</i>	6	7	(1)	-18%
(0)	(0)	0	n.a.	<i>UK</i>	(1)	(1)	(0)	n.a.
42	43	(2)	-4%	Totale	208	214	(6)	-3%

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre 2020 è pari complessivamente a 42 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (43 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche favorevoli in Italia e avverse all'estero.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto al terzo trimestre 2019, riflette principalmente i maggiori volumi dovuti alla già commentata maggior ventosità riscontrata nel periodo ed il maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia; mentre l'effetto scenario negativo risulta compensato dalle coperture sulla produzione RES.

I peggiori risultati all'estero (-7 milioni) risentono delle minori produzioni complessive, del peggior scenario e dell'effetto perimetro negativo relativo al consolidamento integrale retroattivo dei nuovi asset tedeschi nel 2019.

Il **margine operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi 2020 è pari complessivamente a 208 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (214 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche sfavorevoli in Italia e più propense all'estero, che contribuisce anche grazie all'ampliamento del perimetro dei nuovi asset (+5 milioni).

Il contributo in Italia, in netta diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2019, riflette principalmente i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata e il peggior scenario energia.

I migliori risultati all'estero (+9 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia e Germania (+5 milioni), e delle maggiori produzioni complessive (+9 milioni), al netto del peggior scenario e dei maggiori costi fissi dovuti principalmente alle maggiori manutenzioni effettuate nel periodo.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari al 59%, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (60%), a seguito del già commentato effetto perimetro negativo in Germania, del *phase out* degli incentivi di alcuni impianti e dello scenario sfavorevole, solo in parte mitigati dall'apporto dei nuovi parchi in Francia.

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2020 è risultato complessivamente pari al 70%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (71%), a seguito del già commentato *phase out* degli incentivi di alcuni impianti e dello scenario sfavorevole del contesto Covid19, nonostante l'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi 2020 (**90 milioni**, di cui **19 milioni** nel terzo trimestre 2020) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (38 MW) avvenuta nel primo trimestre 2020, oltre che alle attività di costruzione di nuovi parchi eolici in Polonia, UK e Francia.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

Italia

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

Lo scorso luglio è stato pubblicato il Decreto-legge 16 luglio 2020 n. 76 «Semplificazioni» recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale».

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

Sul piano autorizzativo, per gli interventi di integrale ricostruzione è ora sufficiente circoscrivere la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) alla variazione fra situazione ante e post-intervento. Inoltre, per gli interventi minori, ove la modifica apportata comporti variazioni dimensionali degli aerogeneratori nei limiti del 15%, è sufficiente una dichiarazione di inizio lavori asseverata.

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

• **Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi – Emergenza Covid-19**

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

Il meccanismo – in vigore dal 10 marzo al 30 giugno 2020 – ha previsto che, ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento per le unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate

su MSD siano modificati in modo da rientrare in un range con un valore massimo (cap) e minimo (floor). Il cap è determinato come il massimo tra:

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

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

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

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

In esecuzione delle disposizioni governative, il GSE ha adottato già a partire dallo scorso marzo alcune proroghe ai procedimenti relativi ai settori energetici incentivati. Lo scorso maggio ha prorogato la tempistica entro la quale deve avvenire la comunicazione relativa alla realizzazione degli interventi di manutenzione e ammodernamento sugli impianti incentivati, in origine fissata in 60 giorni dalla fine dei lavori. Qualora il termine dei lavori ricada tra il 23 febbraio e il 15 maggio, la comunicazione deve essere inviata entro 142 giorni; se invece è il termine di adempimento a ricadere tra il 23 febbraio e il 15 maggio, la decorrenza dei 60 giorni parte dal 16 maggio.

Lo scorso 21 settembre è nuovamente intervenuto pubblicando nuove proroghe; in particolare, è stato posticipato dal 5 febbraio 2021 al 21 aprile 2021 il termine ultimo per l'entrata in esercizio degli impianti per poter accedere alle tariffe previste dal DM 23/06/2016, riservato agli impianti ammessi alle graduatorie ai sensi del D.M. 4/07/2019, cosiddetto D.M. FER 1.

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

Lo scorso 31 maggio è stato aperto il terzo bando per l'iscrizione alle Aste e ai Registri previsti dal D.M. 4 luglio 2019, noto come "D.M. FER1", il bando è stato chiuso il 30 giugno scorso. La graduatoria è stata pubblicata il 24 settembre scorso, il GSE ha ricevuto 687 domande per una capacità complessiva di 486 MW, a fronte di un contingente complessivo di 1.340,84 MW. I risultati dell'asta sugli impianti eolici e fotovoltaici di grande taglia, che partecipano in unico raggruppamento denominato Gruppo A, mostrano una partecipazione di gran lunga inferiore alla capacità disponibile (solo 15 domande per 313,9 MW a fronte di 774,7 MW disponibili), che ha riguardato quasi esclusivamente progetti eolici. Lo sconto sul prezzo base, pari a 70 Euro/MWh, è variato dal 4,51% (equivalente ad una tariffa di 66,8 Euro/MWh) al 2,10% (equivalente ad una tariffa di 68,53 Euro/MWh) con un prezzo medio ponderato di offerta di 68,08 Euro/MWh. Per quanto riguarda i Rifacimenti (Gruppo C), sono stati ammessi 5 progetti, da fonte idroelettrica, per un totale di 23,1 MW a fronte di un contingente di 143,8 MW.

Il quarto bando previsto dal D.M. 4 luglio 2019 si è aperto il 30 settembre scorso e i risultati saranno comunicati entro il 28/01/2021. Il contingente messo a disposizione per il Gruppo A ("Eolico e FV" > 1 MW) è pari a 1.161 MW, comprensivo dei volumi non assegnati nel terzo bando.

Francia

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

Lo scorso 11 febbraio 2020 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste eoliche onshore che si sono svolte a luglio 2020 (sesta sessione). Tra le principali modifiche, vi sono (i) la possibilità di passare dalla FIP 2016 al meccanismo delle aste, posta la rinuncia alla FIP 2016; (ii) è stata eliminata la disposizione che prevedeva che, in caso di regolazione mensile negativa del CfD con onere di pagamento a carico del produttore, il pagamento da parte del produttore stesso sarebbe dovuto avvenire fino al limite del valore dell'incentivo netto percepito durante tutta la vita del CfD fino a quel momento (il CFD applicato per le aste francesi è del tipo "a due vie"); (iii) il divieto di cumulo tra incentivi pubblici; (iv) l'introduzione di un indice che misura il costo di investimento del progetto selezionato riconducibile alla produzione francese ed europea.

Alla luce dell'emergenza sanitaria COVID-19, il 1° aprile 2020 il ministro de la Transition Écologique et Solidaire ha inoltre stabilito che il contingente di 750 MW previsto per l'asta del 1° luglio venga suddiviso in due tranches tra la sessione di luglio, in cui viene assegnato un terzo del contingente e la sessione del 3° novembre (aggiuntiva), in cui sono allocati i rimanenti due terzi del contingente. Inoltre, viene concessa un'estensione delle tempistiche per l'entrata in esercizio degli impianti aggiudicatari.

• **Risultati asta eolica Francia del 1 luglio 2020**

A fine ottobre sono stati resi pubblici i risultati dell'asta eolica tenutasi in Francia e chiusa il 1 luglio scorso. Il contingente di 250 MW è stato completamente sottoscritto e il Ministère de la Transition écologique et solidaire ha assegnato gli incentivi a 23 differenti offerte per una capacità di 258 MW, il prezzo medio ponderato delle offerte accettate è stato pari a 59,7 Euro/MWh. Tra gli assegnatari vi sono anche due progetti di ERG: Parc Eolien des Bouchats SARL (Champagne I) di 19,8 MW situato nella regione Grand-Est e WP France 10 SAS (Vallée de l'Aa 2 Estension) di 6,9 MW nella regione Hauts-de-France.

Polonia

• **Aste eoliche onshore – fotovoltaica 2020**

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

volumi di energia oggetto di incentivazione corrispondono alla produzione equivalente di 800 MW onshore wind e 700 MW fotovoltaico utility scale.

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

La data dell'asta è stata fissata per il 26 novembre 2020.

UK

• CFD

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

Attraverso il documento di consultazione è stato annunciato che tali aste saranno nuovamente estese alle tecnologie definite come mature, tra cui l'eolico onshore e il fotovoltaico. Resterebbe da ufficializzare l'eventuale possibilità di partecipazione per i progetti in fase di realizzazione – fattispecie prevista nella precedente asta – ed i parametri finali, compresa la quantificazione dei contingenti per ogni tipo di tecnologia. La consultazione si è chiusa il 29 maggio e la risposta del BEIS alla consultazione è attesa nel Q4 2020.

La riapertura alle tecnologie mature permetterà ad ERG, in caso di conferma della possibilità di adesione da parte dei progetti già in fase di realizzazione di aderire, di partecipare alle aste con i due progetti scozzesi Sandy Knowe e Creag Riabhach.

Il Nord Irlanda non ha aderito allo schema in tempo utile per partecipare al contingente AR4 ma è atteso che progetti eolici nordirlandesi potranno partecipare a partire dal AR5 (ad oggi programmato nel 2023).

SOLARE

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
24	24	Ricavi adjusted	62	62
23	22	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	57	56
(10)	(11)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(31)	(31)
13	12	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	26	25
1	0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	220
94%	93%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	92%	91%
76	75	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	196	194

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (62 milioni rispetto ai 61 milioni precedentemente esposti nei primi nove mesi 2019) con riferimento a una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

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

Nel terzo trimestre 2020 **le produzioni** sono risultate pari a circa 76 GWh, in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2019, ed il relativo load factor pari al 24% (in linea con il 24% dell'analogo periodo del 2019).

I **ricavi** del terzo trimestre 2020 sono stati pari complessivamente a 24 milioni, di cui 20 milioni relativi a ricavi da conto energia e 4 milione a ricavi da vendita di energia.

Nel terzo trimestre 2020 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 321 Euro/MWh rispetto ai 319 Euro/MWh nel terzo trimestre 2019, di cui principalmente 271 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. L'aumento è riconducibile principalmente al miglior mix prezzi FIT relativi ai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti "Conto Energia") nonché dall'effetto positivo delle coperture.

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre 2020, pari a 23 milioni, è in lieve incremento rispetto all'anno precedente (22 milioni) ed è relativo per 24 milioni ai ricavi sopra commentati e 1 milione di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari al 94% (93% nel terzo trimestre 2019).

Nei primi nove mesi 2020 **le produzioni** sono risultate pari a circa 196 GWh, in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi 2019, ed il relativo load factor pari al 21% (in linea con il 21% dell'analogo periodo del 2019).

I **ricavi** dei primi nove mesi 2020 sono stati pari complessivamente a 62 milioni, di cui 53 milioni relativi a ricavi da conto energia e 9 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nei primi nove mesi 2020 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 315 Euro/MWh rispetto ai 316 Euro/MWh nei primi nove mesi 2019, di cui principalmente 269 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 46 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. La riduzione è riconducibile principalmente ai minori prezzi “merchant”, solo in parte compensati dai maggiori ricavi unitari relativi ai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti “Conto Energia”) nonché dall’effetto positivo delle coperture.

Il **marginale operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi 2020, pari a 57 milioni, è in lieve incremento rispetto all’anno precedente (56 milioni) ed è relativo per 62 milioni ai ricavi sopra commentati e 5 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L’**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2020 è risultato complessivamente pari al 92% (91% nei primi nove mesi 2019).

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi 2020 (**2 milioni**, di cui **1 milione** nel terzo trimestre 2020) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l’efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all’eolico relativamente al paragrafo “D.L. Semplificazioni 2020 e Legge di conversione n. 120/2020”.

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			9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
27	29	Ricavi adjusted	86	90
18	20	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	58	64
(14)	(14)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(43)	(43)
13	6	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	15	21
3	1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	3
65%	69%	EBITDA Margin %⁽²⁾	67%	71%
225	274	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	778	867

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (90 milioni rispetto agli 88 milioni precedentemente esposti nei primi nove mesi 2019 e 29 milioni rispetto ai 28 milioni precedentemente esposti nel terzo trimestre 2019) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

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

Nel terzo trimestre 2020 i **ricavi**, pari a 27 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 14 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 13 milioni.

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

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2020 è risultato pari a 18 milioni (20 milioni nel terzo trimestre 2019), in diminuzione, principalmente per effetto della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo e del peggior scenario energia seppur mitigato dalle coperture e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nel terzo trimestre 2020 pari a 225 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 120 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 106 Euro/MWh del terzo trimestre 2019.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2019 di 92 Euro/MWh e pari a circa 99 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2020 è risultato complessivamente pari al 65%, in diminuzione rispetto al 69% del terzo trimestre 2019.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 19% (rispetto al 24% del terzo trimestre 2019) è caratterizzato dalla minore idraulicità riscontrata, a livelli fortemente inferiori alla media storica.

Nei primi nove mesi 2020 **i ricavi**, pari a 86 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 49 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 38 milioni.

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 2020 è risultato pari a 58 milioni (64 milioni nei primi nove mesi 2019), in diminuzione, principalmente per effetto della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo e del peggior scenario energia seppur in parte mitigato dalle coperture e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nei primi nove mesi 2020 pari a 778 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 111 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 105 Euro/MWh dei primi nove mesi 2019.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2019 di 92 Euro/MWh e pari a circa 99 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2020 è risultato complessivamente pari al 67%, in diminuzione rispetto al 71% dei primi nove mesi 2019.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 22% (rispetto al 25% dei primi nove mesi 2019) è caratterizzato dalla minore idraulicità riscontrata, a livelli fortemente inferiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 526, 525 e 131 metri s.l.m., rispetto ai valori di 533, 526 e 134 metri s.l.m. al 31 dicembre 2019. Complessivamente l'energia invasata risulta in diminuzione a seguito dei fenomeni stagionali ed al netto degli utilizzi del periodo sia rispetto al 30 giugno 2020 che rispetto al 31 dicembre 2019.

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi 2020 (**4 milioni**, di cui **2 milioni** nel terzo trimestre 2020) si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

- **Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione inseriti nel piano di riaccensione (Regolamento 2017/2196 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico).**

L'ARERA, con delibera 324/2020 del 6 agosto scorso, stabilisce un sistema premiale per l'adeguamento dei nuovi nuclei di ripartenza, individuati da Terna, inseriti nel piano di ripristino del sistema elettrico (PdRR). I principali adempimenti riguardano l'installazione dell'Integratore Locale di Frequenza (di seguito: ILF) e l'attivazione della capacità di black start, laddove non già presenti, e la disponibilità di sistemi di alimentazione di riserva al fine di garantire la conduzione degli impianti e le comunicazioni durante le fasi di ripristino del sistema elettrico. Rispetto a questi interventi, la delibera:

- a) Fissa al 18/12/2022 la data ultima per effettuare l'adeguamento degli impianti inseriti nel PdRR;
- b) Prevede un meccanismo premiale a favore dei titolari degli impianti per l'adeguamento degli stessi e un coefficiente di modulazione dello stesso premio.

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			9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
100	107	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	277	308
21	25	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	51	59
(7)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(22)	(21)
13	18	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	29	38
1	1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	13	5
21%	23%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	18%	19%
694	725	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.824	1.941

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui Ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (308 milioni rispetto agli 314 milioni precedentemente esposti nei primi nove mesi 2019 e 107 milioni rispetto ai 109 milioni precedentemente esposti nel terzo trimestre 2019) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

(2) rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica 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 2020** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 694 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019 (725 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia in parte contenuta dalla riduzione del prezzo del gas, nonché dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 209 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 186 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019.

Il margine operativo lordo *adjusted* **del terzo trimestre 2020** è risultato pari a 21 milioni (25 milioni nel terzo trimestre 2019), con risultati in decremento anche a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e del peggior scenario.

Nel corso **dei primi nove mesi 2020** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.824 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019 (1.941 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia in parte contenuta dalla

riduzione del prezzo del gas e della CO₂, nonché dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captivi del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 809 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 679 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019.

Il margine operativo lordo adjusted dei **primi nove mesi 2020** è risultato pari a 51 milioni (59 milioni nei primi nove mesi 2019), con risultati in decremento anche a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e del peggior scenario. Il periodo ha inoltre beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi 2020 (**13 milioni**, di cui **1 milione** nel terzo trimestre 2020) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che peraltro permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

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

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

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

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

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

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

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

QUADRO NORMATIVO – INCENTIVI

INCENTIVI SETTORE EOLICO

Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a $(180 \text{ Euro/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 Luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) che non abbiano aderito al c.d. "Spalmaincentivi" possono partecipare alle aste a condizione che vi sia un volume residuo di contingente dopo l'assegnazione a impianti greenfield e con un'ulteriore decurtazione della tariffa pari al 5% rispetto al prezzo di riferimento dell'asta.

Germania

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

Francia

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

Bulgaria

- Tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.

Polonia

- Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%.
- Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).

Romania

- Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
 - a) periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
 - b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- Il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 Euro/MWh e 29,4 Euro/MWh.
- La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

INCENTIVI SETTORE SOLARE**Italia**

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.

Italia (segue)

- 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’incentivi:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell’incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l’8% a seconda della taglia dell’impianto.
- Il D.M. 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.

IDROELETTRICO
Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ Euro/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica dell’anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- Impianti entrati in esercizio dal 2013 che hanno richiesto l’incentivo ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 e del D.M. 23 giugno 2016:
 - se di potenza inferiore a 250 kW, tariffa onnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto;
 - se di potenza compresa tra i 250 kW e 10 MW, CFD ad una via tramite Registro per 20 anni per gli impianti fino ad 1 MW; 25 anni per gli impianti di potenza superiore se incentivati con il D.M. 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se di potenza superiore a 5 MW e se incentivati con il D.M. 23 giugno 2016;
 - se di potenza maggiore a 10 MW, CFD ad una via tramite asta per 25 anni se incentivati con il D.M. 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se incentivati con il D.M. 23 giugno 2016;
- Impianti che richiedono l’incentivo ai sensi del D.M. 4 luglio 2019:
 - se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa onnicomprensiva tramite Registro per 20 anni;
 - se di potenza compresa tra 250 e 400 kW, CFD a due vie per 20 anni tramite registro;
 - se di potenza compresa tra 400 kW e 1 MW, CFD a due vie per 25 anni tramite registro;
 - se di potenza superiore a 1 MW, CFD a due vie tramite asta per 30 anni.

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

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

TERMOELETTRICO (Cogenerazione)

Italia

- La Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR (Cogenerazione di energia elettrica e calore utile) è incentivata tramite il riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE (Certificati Bianchi), rilasciati per 10 anni sulla base del risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. I TEE sono scambiati in un mercato organizzato gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ovvero attraverso contrattazione bilaterale tra operatori.
 - ERG è titolare di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR), basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, cui sono riconosciuti Titoli di Efficienza Energetica in funzione dei risparmi di energia realizzati annualmente. In particolare, si segnala che il modulo 1, che ne ha beneficiato fino al 2019, sarà oggetto di intervento di rifacimento che permetterà il riconoscimento di TEE per ulteriori dieci anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio successiva all'intervento, prevista entro il 2021. Il modulo 2 terminerà invece il periodo di riconoscimento dei TEE il 31 dicembre 2020.
-

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

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.

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

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

3° trimestre			9 mesi		
2020	2019	(Milioni di Euro)		2020	2019
222,8	231,5	Ricavi	1	720,6	761,9
1,4	2,0	Altri proventi	2	12,1	8,3
224,2	233,4	RICAVI TOTALI		732,7	770,2
(70,9)	(71,1)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(202,1)	(217,7)
(39,0)	(40,2)	Costi per servizi e altri costi operativi	4	(120,6)	(125,0)
(15,1)	(15,5)	Costi del lavoro		(47,7)	(47,5)
99,3	106,6	MARGINE OPERATIVO LORDO		362,3	380,0
(74,4)	(77,6)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(223,8)	(222,9)
24,9	29,0	Risultato operativo netto		138,5	157,1
(12,6)	(15,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(38,0)	(47,8)
0,1	0,0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0,2	0,1
12,5	14,0	Risultato prima delle imposte		100,7	109,3
(2,8)	(6,0)	Imposte sul reddito	7	(20,0)	(33,2)
9,7	7,9	Risultato d'esercizio		80,8	76,1
(0,7)	(0,9)	Risultato di azionisti terzi		(2,1)	(1,5)
9,0	7,1	Risultato netto di Gruppo		78,7	74,6

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). Si segnalano infine le vendite di altre utilities e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione, delle centrali idroelettriche e degli impianti solari.

I ricavi **del terzo trimestre 2020** sono pari a 223 milioni in diminuzione rispetto ai 231 milioni del terzo trimestre 2019.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il lieve decremento (-1 milione) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni all'Estero e dell'andamento dei prezzi molto inferiori a quelli del primo terzo trimestre 2019, in parte compensati dall'aumento della produzione in Italia, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia. Si segnala che il terzo trimestre 2019 includeva il pieno contributo dell'acquisizione dei parchi eolici in Germania con effetto 1° Gennaio 2019 (complessivamente 71 milioni verso 72 milioni);
- il **settore Solare** in linea rispetto al terzo trimestre 2019, con produzioni lievemente superiori ma scenario prezzi peggiore rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno precedente (24 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in lieve decremento rispetto al corrispondente periodo del 2019 (-2 milioni) influenzato dalle minori produzioni e da uno scenario prezzi negativo (27 milioni verso 29 milioni);
- il decremento (-6 milioni) del **settore Termoelettrico** (100 milioni verso 107 milioni), a seguito della flessione dei prezzi dell'energia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e della minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT.

I ricavi **dei primi nove mesi 2020** sono pari a 721 milioni in diminuzione rispetto ai 762 milioni dei primi nove mesi 2019.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-6 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia per una scarsa ventosità e dell'andamento dei prezzi molto inferiori a quelli dei primi nove mesi del 2019, in parte compensati dall'aumento della produzione all'estero e dal contributo apportato dai maggiori MW in operatività, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (complessivamente 296 milioni verso 302 milioni);
- il **settore Solare** in linea rispetto ai primi nove mesi del 2019 con produzioni lievemente superiori ma scenario prezzi peggiore rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno precedente (62 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in decremento rispetto al corrispondente periodo del 2019 (-5 milioni) influenzato dalle minori produzioni ed uno scenario prezzi negativo (86 milioni verso 90 milioni);
- il decremento (-32 milioni) del **settore Termoelettrico** (277 milioni verso 308 milioni), a seguito della flessione dei prezzi dell'energia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e della minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT. Si precisa che nei primi nove mesi del 2020 la voce comprende 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.

L'incremento del periodo degli Altri proventi rispetto ai primi nove mesi del 2019 è dovuto principalmente al rimborso

assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO₂, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per convenzioni con enti locali, per consulenze, costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

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

- la riclassifica dell'impatto derivante dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 3 milioni;
- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 0,4 milioni.

I valori *adjusted* nei primi nove mesi 2020 non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*):

- l'accantonamento dell'erogazione liberale legata all'emergenza Covid-19 pari a 2 milioni di euro;
- la riclassifica dell'impatto applicazione IFRS 16 pari a circa 8 milioni;
- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 1,8 milioni.

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 degli ammortamenti del terzo trimestre 2020 rispetto al terzo trimestre 2019 è principalmente correlato agli effetti derivanti dal pieno contributo per nove mesi dei parchi eolici acquisiti in Germania nel terzo trimestre 2019, ma consolidati integralmente a partire dal 1° gennaio 2019.

L'incremento degli ammortamenti nei primi nove mesi è legato principalmente alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nel primo trimestre 2020.

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

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del terzo trimestre 2020 sono stati pari a 13 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2019 (15 milioni). Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel terzo trimestre 2020 si è attestato al 2,3% rispetto al 2,7% del 2019 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso del 2019. La remunerazione della liquidità nel terzo trimestre 2020 investita è stata superiore rispetto a quella dello stesso periodo 2019 a seguito sia dell'andamento dei tassi di interesse sia della maggiore liquidità gestita.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** dei primi nove mesi sono stati pari a 38 milioni, in significativa diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2019 (48 milioni), grazie in particolare agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management effettuate a seguito dell'emissione del primo Green Bond nell'aprile 2019. Il costo medio del debito a medio-lungo termine nei primi nove mesi del 2020 si è attestato al 2,4% rispetto al 2,7% del 2019 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. La remunerazione della liquidità investita dei primi nove mesi del 2020 è stata lievemente inferiore rispetto a quella dello stesso periodo 2019 a seguito dell'andamento dei tassi di interesse.

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

Si precisa infine che i valori *adjusted* non includono le seguenti componenti straordinarie (special items) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri (-15 milioni) relativi alle chiusure di corporate loan e project financing e di correlati strumenti derivati IRS avvenute nel terzo trimestre 2020;
- proventi (oneri) finanziari (+1,6 milioni nei primi nove mesi e -1 milione nel terzo trimestre), legati all'effetto positivo derivante dal rifinanziamento di un Corporate Loan e di un Project Financing, in applicazione dell'IFRS 9 (+4,2 milioni nei primi nove mesi), in parte compensato dall'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti (-2,5 milioni nei primi nove mesi di cui -1 milione nel terzo trimestre);
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall' IFRS 16 (-3 milioni nei primi nove mesi di cui -1 milione nel terzo trimestre).

7 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito adjusted del **terzo trimestre 2020** sono risultate pari a 3 milioni rispetto ai 6 milioni del terzo trimestre 2019.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 22% (43% nel terzo trimestre 2019). Il sensibile decremento del *tax rate* rispetto al 2019 è principalmente dovuto al beneficio fiscale ACE (Aiuto alla Crescita Economica) reintrodotta alla fine dell'esercizio 2019, con efficacia dal 1° gennaio 2019, risultando pertanto un beneficio temporaneo nel confronto tra i trimestri, in rientro nel quarto trimestre.

Le imposte sul reddito adjusted dei **primi nove mesi 2020** sono risultate pari a 20 milioni rispetto ai 33 milioni dei primi nove mesi 2019.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 20% (30% nel 2019). Il sensibile decremento del *tax rate* rispetto al 2019 è principalmente dovuto al beneficio fiscale ACE (Aiuto alla Crescita Economica) reintrodotta alla fine dell'esercizio 2019 con efficacia dal 1° gennaio 2019, risultando pertanto un beneficio temporaneo nel confronto tra i periodi.

Inoltre, a seguito della pubblicazione della nota della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento per le Politiche Europee, a commento del c.d. "Temporary Framework" della Commissione Europea ("Quadro temporaneo per le misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia nell'attuale emergenza del COVID-19"), che contiene l'interpretazione data dal Dipartimento circa la nozione di "impresa" rilevante per il rispetto delle soglie massime e i limiti di cumulo previsti per gli aiuti dal "Temporary Framework", il Gruppo ha ritenuto prudenzialmente di stornare il beneficio derivante dal mancato versamento del primo acconto IRAP, con conseguente impatto negativo sul terzo trimestre 2020.

SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance. Di seguito è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato *adjusted* che non include, al 30 settembre 2020, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 75 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 74 milioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

30/09/2019	(Milioni di Euro)		30/09/2020	30/06/2020	31/12/2019
3.491,3	Capitale immobilizzato	1	3.297,7	3.349,6	3.422,2
107,1	Capitale circolante operativo netto	2	122,7	149,6	125,6
(5,5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,3)	(5,2)	(5,4)
337,5	Altre attività	3	220,2	242,1	210,6
(610,8)	Altre passività	4	(479,1)	(500,5)	(489,5)
3.319,7	Capitale investito netto		3.156,2	3.235,5	3.263,5
1.731,5	Patrimonio netto di Gruppo		1.723,6	1.722,0	1.775,6
19,0	Patrimonio netto di terzi	5	11,4	10,6	11,5
1.569,1	Indebitamento finanziario netto adjusted	6	1.421,3	1.502,9	1.476,4
3.319,7	Mezzi propri e debiti finanziari		3.156,2	3.235,5	3.263,5
47%	Leva finanziaria		45%	46%	45%

1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2019	1.110,7	2.257,8	53,6	3.422,2
Investimenti	3,3	62,2	0,1	65,6
Variazioni area di consolidamento	6,3	35,5	0,7	42,6
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,0)	(8,2)	(1,1)	(9,3)
Ammortamenti	(52,9)	(170,4)	0,0	(223,3)
Capitale immobilizzato al 30/09/2020	1.067,4	2.177,0	53,2	3.297,7

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

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

I valori *adjusted* al 30 settembre 2020 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 75 milioni.

2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento.

La diminuzione rispetto al 30 giugno è dovuta principalmente all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica relativi all'esercizio 2019.

3 - Altre attività

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

4 - Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

5 - Patrimonio Netto di terzi

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

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 75 milioni.

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/09/2019	(Milioni di Euro)	30/09/2020	30/06/2020	31/12/2019
2.075,3	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.054,8	2.016,1	2.030,8
(506,2)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(633,5)	(513,2)	(554,4)
1.569,1	Totale	1.421,3	1.502,9	1.476,4

Emissioni Bonds e operazioni di refinancing

Il Gruppo nel corso del 2019 e del 2020 ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di due prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019 e settembre 2020; ciò ha permesso di ri-bilanciare il peso del debito corporate, divenuto prevalente nei confronti del debito project financing.

Le emissioni hanno assunto la forma di Green Bond, destinati al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG ed al finanziamento di nuovi progetti da fonte eolica in sviluppo e costruzione nel Regno Unito e in altri paesi europei.

Si ricorda che ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings pari a BBB-, confermato in data 14 maggio 2020.

L'emissione del secondo prestito obbligazionario è avvenuta in data 4 settembre 2020, data in cui ERG ha completato il collocamento del secondo Green Bond di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 7 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN), rinnovato in data 1 luglio 2020 aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2 miliardi. L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, pagano una cedola lorda annua al tasso fisso dello 0,5% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,208% del valore nominale.

Grazie alla liquidità derivante dall'ultima emissione obbligazionaria ed alla liquidità disponibile generata dal gruppo ERG, nel corso del terzo trimestre 2020 il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato di 14 project financing (su 21 totali previsti entro il 31 dicembre 2020) in capo ad alcune Società operative in Germania e Francia e dal rimborso di 4 finanziamenti Corporate.

Si riporta di seguito il dettaglio delle operazioni di rimborso avvenute nel corso del terzo trimestre 2020:

- Finanziamenti Corporate:
 - un *corporate loan* bilaterale con Unicredit S.p.a, il cui valore residuo nominale al 30 settembre 2020 era pari a 75 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a circa 1 milione, e che è stato estinto nel periodo;
 - un *corporate loan* con Mediocredito, il cui valore residuo nominale al 30 settembre 2020 era pari a 53 milioni;
 - rimborsi parziali dei due “ESG Loans” con BNL e Credit Agricole rispettivamente per 20 milioni. I finanziamenti sono coperti da uno strumento derivato IRS; nel periodo è stato estinto parzialmente il fair value per circa 1 milione relativo alle quote rimborsate.

- Project Financing:
 - Francia: finanziamenti in capo ad alcune società operative francesi, il cui valore residuo nominale al 30 settembre 2020 era pari a 88 milioni. Alcuni finanziamenti erano coperti da strumenti derivati IRS, il cui fair value a fine periodo era pari a circa 1 milione;
 - Germania: finanziamenti in capo ad alcune società tedesche, il cui valore residuo nominale al 30 settembre 2020 era pari a 41 milioni. Alcuni finanziamenti erano coperti da strumenti derivati IRS, il cui fair value a fine periodo era pari a circa 1 milione.

In considerazione di quanto sopra, i project financing la cui chiusura è prevista entro il 31 dicembre 2020 ed i relativi strumenti di copertura, sono stati riclassificati nel presente Resoconto nell’indebitamento finanziario netto a breve termine.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/09/2019	(Milioni di Euro)	30/09/2020	30/06/2020	31/12/2019
679,7	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	504,4	670,3	675,8
(7,8)	Quota corrente finanziamenti bancari	–	(7,9)	(7,8)
672,4	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.163,3	671,1	655,0
1.344,4	Totale	1.667,7	1.333,5	1.323,0
842,6	Totale Project Financing	642,8	783,0	812,1
(111,6)	Quota corrente Project Financing	(255,7)	(100,5)	(104,3)
731,0	Project Financing a medio-lungo termine	387,0	682,6	707,8
0,0	Crediti finanziari a lungo termine	0,0	0,0	0,0
2.075,3	TOTALE	2.054,8	2.016,1	2.030,8

- I **"Debiti verso banche a medio-lungo termine"** al 30 settembre 2020 sono pari a 504 milioni di Euro (676 milioni al 31 dicembre 2019) e si riferiscono a:
 - due *corporate loan* bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) e UBI Banca S.p.A. (100 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del *corporate acquisition loan* sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. 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.
Come già commentato, si ricorda che nel corso del terzo trimestre 2020 sono stati effettuati due rimborsi parziali per i suddetti "ESG Loans" per un importo complessivo pari a 40 milioni.
 - un *corporate loan* con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (2 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- I **"Debiti finanziari a medio-lungo termine"**, pari a 1.163 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 55 milioni (40 milioni al 31 dicembre 2019);
 - passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni¹⁴) effettuato nel 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia.
 - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario ("*Green Bond 2019*") di importo pari a 496¹⁴ milioni della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN).
 - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario ("*Green Bond 2020*") di importo pari a 494¹⁴ milioni della durata di 7 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN).
 - passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd, titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (3 milioni).

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

- I debiti per **“Totale Project Financing”** (643 milioni al 30 settembre 2020) sono relativi a:
 - finanziamenti per 264 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del 2019, alle società acquisite nel 2018 dal gruppo ForVei (Solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
 - finanziamenti per 379 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica l'IFRS 9. Con riferimento ai principali effetti sul Gruppo si precisa che l'applicazione del principio non consente di differire gli effetti economici della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data: ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, in contropartita alla riduzione del debito corrispondente.

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 30 settembre 2020 risulta essere pari a 8 milioni.

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

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/09/2019	(Milioni di Euro)	30/09/2020	30/06/2020	31/12/2019
110,0	Finanziamenti bancari a breve termine	80,4	80,8	0,1
7,8	Quota corrente finanziamenti bancari	–	7,9	7,8
1,5	Altri debiti finanziari a breve termine	8,2	6,0	9,3
119,3	Passività finanziarie a breve termine	88,5	94,6	17,2
(501,1)	Disponibilità liquide	(800,5)	(518,6)	(521,9)
(18,6)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(63,0)	(64,8)	(22,4)
(519,7)	Attività finanziarie a breve termine	(863,5)	(583,4)	(544,3)
111,6	Project Financing a breve termine	255,7	100,5	104,3
(217,4)	Disponibilità liquide	(114,3)	(124,9)	(131,6)
(105,7)	Project Financing	141,5	(24,4)	(27,3)
(506,2)	TOTALE	(633,5)	(513,2)	(554,4)

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

Flussi finanziari

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

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
99,3	106,6	Margine operativo lordo adjusted	362,3	380,0
25,8	118,4	Variazione capitale circolante	(21,9)	39,5
125,1	225,0	Cash Flow Operativo	340,4	419,4
(23,4)	(10,7)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(65,6)	(37,3)
-	(83,7)	Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(44,3)	(364,0)
-	-	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,1)	-
(1,1)	(0,1)	Disinvestimenti e altre variazioni	0,3	0,9
(24,5)	(94,5)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(109,6)	(400,4)
(12,6)	(15,0)	Proventi (oneri) finanziari	(38,0)	(47,8)
-	-	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	-	(43,5)
0,1	0,0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,2	0,1
(12,4)	(15,0)	Cash Flow da gestione finanziaria	(37,8)	(91,3)
-	(25,5)	Cash Flow da gestione Fiscale	(13,7)	(25,5)
(0,0)	-	Distribuzione dividendi	(113,9)	(112,4)
(6,5)	3,2	Altri movimenti di patrimonio netto	(10,4)	(16,1)
(6,5)	3,2	Cash Flow da Patrimonio Netto	(124,2)	(128,5)
-	-	Variazione area di consolidamento	-	-
1.502,9	1.662,4	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.476,4	1.343,0
(81,6)	(93,2)	<i>Variazione netta</i>	(55,1)	226,1
1.421,3	1.569,1	Indebitamento finanziario netto finale	1.421,3	1.569,1

Il **Cash Flow operativo** del **terzo trimestre 2020** è positivo per 125 milioni, in diminuzione di 100 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per l'adeguamento delle tempistiche di incasso degli incentivi nel settore eolico ed idroelettrico, introdotto nel terzo trimestre 2019, che aveva portato all'incasso degli incentivi relativi ai primi sette mesi del 2019.

Il **Cash Flow operativo** dei **primi nove mesi 2020** è positivo per 340 milioni, in diminuzione di 79 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per le dinamiche del circolante di cui sopra.

Il **Cash flow da investimenti** del **terzo trimestre 2020** è legato agli investimenti del periodo (23 milioni) correlato allo sviluppo dei parchi eolici in UK e Francia.

Il **Cash flow da investimenti** dei **primi nove mesi 2020** è legato all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni), oltreché agli investimenti del periodo (66 milioni).

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

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.421 milioni**, in diminuzione (55 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (110 milioni), la distribuzione di dividendi (114 milioni), il pagamento delle imposte (14 milioni¹⁵) più che compensati dal positivo flusso di cassa (303 milioni¹⁶), anche a seguito dell'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica maturati nel 2019.

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

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

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

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

- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione CONSOB 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

EMERGENZA COVID-19

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

IFRS 16

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 2020:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 8 milioni;
- l'incremento (circa 75 milioni al 30 settembre 2020) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 74 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.

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted***MARGINE OPERATIVO LORDO**

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
101,7	107,1	Margine operativo lordo IAS Reported	366,5	372,0
<i>Esclusione Special Items:</i>				
Corporate				
0,4	2,0	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽¹⁾	1,8	8,4
(0,3)	(0,2)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,8)	(0,7)
-	-	- Storno erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	2,0	-
-	-	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	6,0
Termoelettrico				
(0,3)	(0,3)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,9)	(0,7)
Idroelettrico				
(0,0)	0,0	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,1)	(0,1)
Solare				
(0,2)	(0,1)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,4)	(0,3)
Eolico				
(2,0)	(1,8)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(5,8)	(4,6)
99,3	106,6	Margine operativo lordo adjusted	362,3	380,0

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
(76,2)	(79,5)	Ammortamenti e svalutazioni	(229,0)	(227,9)
<i>Esclusione Special items</i>				
1,8	1,9	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	5,2	5,0
(74,4)	(77,6)	Ammortamenti adjusted	(223,8)	(222,9)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2020	2019	(Milioni di Euro)	2020	2019
(5,5)	4,5	Risultato netto di Gruppo	66,9	6,4
Esclusione Special items				
(0,0)	0,1	Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,0)	0,7
-	-	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	1,5	-
-	-	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	4,5
13,6	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti ⁽⁵⁾	13,6	2,0
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind ⁽⁵⁾	-	49,4
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power ⁽⁵⁾	-	1,5
0,4	1,9	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽¹⁾	1,8	7,8
-	-	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio ⁽⁶⁾	(0,6)	-
-	-	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare ⁽⁷⁾	(3,1)	-
(0,2)	-	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	(0,2)	-
0,7	0,6	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9 ⁽⁸⁾	(1,2)	2,2
9,0	7,1	Risultato netto di Gruppo adjusted	78,7	74,6

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2020 relative a parchi eolici operativi in Francia.
- Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- Erogazione liberale. Si rimanda a quanto commentato nello specifico paragrafo dedicato all'emergenza Covid-19 del Resoconto.
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al collocamento dei Green Bond avvenuti nel 2019 e nel 2020.
- Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
- Esclusione dell'effetto positivo correlato all'affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
- Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nei primi nove mesi 2020 di proventi finanziari netti per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

CONTO ECONOMICO 3° TRIMESTRE 2020	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
(Milioni di Euro)					
Ricavi	222,8	-	-	-	222,8
Altri proventi	1,4	-	-	-	1,4
Ricavi totali	224,2	-	-	-	224,2
Costi per acquisti	(70,9)	-	-	-	(70,9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(36,6)	(2,8)	-	0,4	(39,0)
Costi del lavoro	(15,1)	-	-	-	(15,1)
Margine operativo lordo	101,7	(2,8)	-	0,4	99,3
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(76,2)	1,8	-	-	(74,4)
Risultato operativo	25,5	(1,0)	-	0,4	24,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(29,5)	0,9	0,9	15,1	(12,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,3	-	-	(0,2)	0,1
Risultato prima delle imposte	(3,7)	(0,0)	0,9	15,3	12,5
Imposte sul reddito	(1,1)	-	(0,2)	(1,5)	(2,8)
Risultato netto attività continue	(4,7)	(0,0)	0,7	13,8	9,7
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	(4,7)	(0,0)	0,7	13,8	9,7
Risultato di azionisti terzi	(0,7)	-	-	-	(0,7)
Risultato netto di competenza del Gruppo	(5,5)	(0,0)	0,7	13,8	9,0

CONTO ECONOMICO 3° TRIMESTRE 2019	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
(Milioni di Euro)					
Ricavi	231,5	-	-	-	231,5
Altri proventi	2,0	-	-	-	2,0
Ricavi totali	233,4	-	-	-	233,4
Costi per acquisti	(71,1)	-	-	-	(71,1)
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,7)	(2,5)	-	2,0	(40,2)
Costi del lavoro	(15,5)	-	-	-	(15,5)
Margine operativo lordo	107,1	(2,5)	-	2,0	106,6
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(79,5)	1,9	-	-	(77,6)
Risultato operativo	27,6	(0,6)	-	2,0	29,0
Proventi (oneri) finanziari netti	(16,6)	0,8	0,7	-	(15,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	-	-	-	0,0
Risultato prima delle imposte	11,0	0,2	0,7	2,0	14,0
Imposte sul reddito	(5,6)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(6,0)
Risultato netto attività continue	5,4	0,1	0,6	1,9	7,9
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	5,4	0,1	0,6	1,9	7,9
Risultato di azionisti terzi	(0,9)	-	-	-	(0,9)
Risultato netto di competenza del Gruppo	4,5	0,1	0,6	1,9	7,1

CONTO ECONOMICO NOVE MESI 2020

(Milioni di Euro)	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi	720,6	-	-	-	720,6
Altri proventi	12,1	-	-	-	12,1
Ricavi totali	732,7	-	-	-	732,7
Costi per acquisti	(202,1)	-	-	-	(202,1)
Costi per servizi e altri costi operativi	(116,3)	(8,1)	-	3,8	(120,6)
Costi del lavoro	(47,7)	-	-	-	(47,7)
Margine operativo lordo	366,5	(8,1)	-	3,8	362,3
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(229,0)	5,2	-	-	(223,8)
Risultato operativo	137,6	(2,9)	-	3,8	138,5
Proventi (oneri) finanziari netti	(54,2)	2,8	(1,6)	15,1	(38,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,4	-	-	(0,2)	0,2
Risultato prima delle imposte	83,7	(0,0)	(1,6)	18,7	100,7
Imposte sul reddito	(14,7)	-	0,4	(5,7)	(20,0)
Risultato netto attività continue	69,0	(0,0)	(1,2)	13,0	80,8
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	69,0	(0,0)	(1,2)	13,0	80,8
Risultato di azionisti terzi	(2,1)	-	-	-	(2,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	66,9	(0,0)	(1,2)	13,0	78,7

CONTO ECONOMICO NOVE MESI 2019

(Milioni di Euro)	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi	761,9	-	-	-	761,9
Altri proventi	8,3	-	-	-	8,3
Ricavi totali	770,2	-	-	-	770,2
Costi per acquisti	(217,7)	-	-	-	(217,7)
Costi per servizi e altri costi operativi	(130,8)	(6,4)	-	12,3	(125,0)
Costi del lavoro	(49,6)	-	-	2,1	(47,5)
Margine operativo lordo	372,0	(6,4)	-	14,4	380,0
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(227,9)	5,0	-	-	(222,9)
Risultato operativo	144,1	(1,4)	-	14,4	157,1
Proventi (oneri) finanziari netti	(121,8)	2,4	2,8	68,7	(47,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,2)	-	-	0,3	0,1
Risultato prima delle imposte	22,1	1,0	2,8	83,4	109,3
Imposte sul reddito	(14,2)	(0,3)	(0,7)	(18,1)	(33,2)
Risultato netto attività continue	7,9	0,7	2,2	65,3	76,1
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	7,9	0,7	2,2	65,3	76,1
Risultato di azionisti terzi	(1,5)	-	-	-	(1,5)
Risultato netto di competenza del Gruppo	6,4	0,7	2,2	65,3	74,6

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 SETTEMBRE 2020

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.067,5	-	1.067,5
Immobilizzazioni materiali	2.252,3	(75,2)	2.177,0
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	53,2	-	53,2
Capitale immobilizzato	3.372,9	(75,2)	3.297,7
Rimanenze	23,1	-	23,1
Crediti commerciali	165,1	-	165,1
Debiti commerciali	(62,4)	-	(62,4)
Debiti verso erario per accise	(3,1)	-	(3,1)
Capitale circolante operativo netto	122,7	-	122,7
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,3)	-	(5,3)
Altre attività	218,9	1,3	220,2
Altre passività	(479,1)	-	(479,1)
Capitale investito netto	3.230,1	(73,9)	3.156,2
Patrimonio netto Gruppo	1.722,1	1,4	1.723,6
Patrimonio netto di terzi	11,4	-	11,4
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.121,2	(66,5)	2.054,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(624,6)	(8,9)	(633,5)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.230,1	(73,9)	3.156,2

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 DICEMBRE 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.110,7	-	1.110,7
Immobilizzazioni materiali	2.336,3	(78,5)	2.257,9
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	53,6	-	53,6
Capitale immobilizzato	3.500,6	(78,5)	3.422,2
Rimanenze	22,3	-	22,3
Crediti commerciali	193,5	-	193,5
Debiti commerciali	(87,8)	-	(87,8)
Debiti verso erario per accise	(2,3)	-	(2,3)
Capitale circolante operativo netto	125,6	-	125,6
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	208,6	1,9	210,6
Altre passività	(489,5)	-	(489,5)
Capitale investito netto	3.340,1	(76,5)	3.263,5
Patrimonio netto Gruppo	1.774,6	1,0	1.775,6
Patrimonio netto di terzi	11,5	-	11,5
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.100,9	(70,1)	2.030,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(547,0)	(7,4)	(554,4)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.340,1	(76,5)	3.263,5

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 SETTEMBRE 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.062,0	-	1.062,0
Immobilizzazioni materiali	2.449,6	(74,9)	2.374,8
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,5	-	54,5
Capitale immobilizzato	3.566,2	(74,9)	3.491,3
Rimanenze	22,6	-	22,6
Crediti commerciali	150,1	-	150,1
Debiti commerciali	(63,7)	-	(63,7)
Debiti verso erario per accise	(1,9)	-	(1,9)
Capitale circolante operativo netto	107,1	-	107,1
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	-	(5,5)
Altre attività	334,6	2,9	337,5
Altre passività	(610,8)	-	(610,8)
Capitale investito netto	3.391,6	(71,9)	3.319,7
Patrimonio netto Gruppo	1.730,8	0,7	1.731,5
Patrimonio netto di terzi	19,0	-	19,0
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.141,1	(68,2)	2.072,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(499,3)	(4,4)	(503,7)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.391,6	(71,9)	3.319,7

(Milioni di Euro)	REPORTED						ADJUSTED				
	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Fondi per benefici ai dipendenti	Altre attività	Altre passività	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Attività immateriali	844,1	844,1					844,1			844,1	
Avviamento	223,4	223,4					223,4			223,4	
Immobili, impianti e macchinari	2.177,0	2.177,0					2.177,0			2.177,0	
Diritto di utilizzo beni in leasing	75,2	75,2					75,2	(75,2)		-	
Partecipazioni	13,9	13,9					13,9			13,9	
Altre attività finanziarie non correnti	39,3	39,3					39,3	-		39,3	-
Attività per imposte differite	44,8				44,8		44,8			44,8	
Altre attività non correnti	52,8				52,8		52,8			52,8	
Attività non correnti	3.470,5										
Rimanenze	23,1		23,1				23,1			23,1	
Crediti commerciali	165,1		165,1				165,1			165,1	
Altri crediti e attività correnti	88,7				88,7		88,7	1,3		90,0	
Attività per imposte correnti	32,7				32,7		32,7			32,7	
Attività finanziarie correnti	60,9							60,9			60,9
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	914,7							914,7			914,7
Attività correnti	1.285,2										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.755,7										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.722,1							1,4			
Partecipazioni di terzi	11,4										
Patrimonio Netto	1.733,5										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,3			(5,3)			(5,3)			(5,3)	
Passività per imposte differite	200,2					(200,2)	(200,2)			(200,2)	
Altri fondi non correnti	139,1					(139,1)	(139,1)			(139,1)	
Passività finanziarie non correnti	2.054,8							2.054,8			2.054,8
Passività per beni in leasing (lungo termine)	66,5							66,5	(66,5)		-
Altre passività non correnti	35,2					(35,2)	(35,2)			(35,2)	
Passività non correnti	2.501,1										
Altri fondi correnti	43,6					(43,6)	(43,6)			(43,6)	
Debiti commerciali	62,4		(62,4)				(62,4)			(62,4)	
Passività finanziarie correnti	342,1							342,1			342,1
Passività per beni in leasing (breve termine)	8,9							8,9	(8,9)		-
Altre passività correnti	40,6		(3,1)			(37,5)	(40,6)			(40,6)	
Passività per imposte correnti	23,6					(23,6)	(23,6)			(23,6)	
Passività correnti	521,1										
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.755,7										
Stato patrimoniale riclassificato		3.372,9	122,7	(5,3)	218,9	(479,1)	3.230,1	1.496,7		3.156,2	1.421,3

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
1 ottobre 2020	Corporate	Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG (Environmental, Social, Governance), ha assegnato ad ERG il punteggio più alto (88/100) ed il primo posto nella classifica delle migliori aziende per la rendicontazione dell'impatto del Climate Change sul business.	Comunicato Stampa del 1 ottobre 2020
23 ottobre 2020	Eolico Polonia	ERG, tramite la propria controllata ERG Poland Holding, ha perfezionato l'acquisizione dal gruppo Vortex Energy del 100% del capitale di EW piotrków kujawski SP. z.o.o., società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico della potenza di 24,5 MW nella parte centro settentrionale della Polonia. L'investimento totale per la realizzazione del parco, inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 36,5 milioni di Euro.	Comunicato Stampa del 23 ottobre 2020
26 ottobre 2020	Eolico Francia	ERG si è aggiudicata l'asta per due parchi eolici per complessivi 27 MW in Francia. I due parchi avranno complessivamente una produzione stimata a regime di circa 66 GWh annui pari a circa 36 kt di emissione di CO2 evitata ed equivalente al fabbisogno di circa 22.500 famiglie. L'avvio dei lavori di costruzione è previsto entro il primo trimestre del 2021 e l'entrata in esercizio rispettivamente entro il quarto trimestre 2021 per Vallée de l'Aa 2 e il secondo trimestre 2022 per Champagne I, per un investimento complessivo di 33 milioni di Euro.	Comunicato Stampa del 26 ottobre 2020
4 novembre 2020	Eolico UK	ERG, attraverso le proprie controllate Sandy Knowe Wind Farm Limited e Creag Riabhach Wind Farm Limited, ha ottenuto l'autorizzazione ad aumentare rispettivamente da 48 MW a 90 MW e da 79 MW a 92 MW la capacità dei parchi eolici di Sandy Knowe e di Creag Riabhach, attualmente in costruzione in Scozia. L'investimento complessivo per la realizzazione dei due parchi è di circa 214 milioni di Euro.	Comunicato Stampa del 4 novembre 2020

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

ERG continua la propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia, nel nuovo complesso e difficile contesto creatosi a seguito dell'emergenza sanitaria legata alle due ondate Covid-19. Le principali implicazioni sociali ed economiche della crisi che impattano la gestione di ERG, che opera in un settore considerato essenziale, riguardano l'andamento al ribasso dei prezzi dell'energia, a seguito di limitazioni ai sistemi produttivi, e un generale rallentamento nei processi autorizzativi, di connessione alle reti e di costruzione degli impianti.

Alla luce di quanto sopra richiamato e di risultati nei primi nove mesi in linea con le precedenti attese, riportiamo la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance previsti per il 2020:

Eolico

Il risultato all'estero sarà superiore a quello del 2019 alla luce delle migliori condizioni anemologiche registrate nei primi mesi dell'anno, seppur con prezzi in riduzione, in particolare in Est Europa, e grazie al contributo della maggiore capacità installata, inclusiva dei neo-acquisiti parchi eolici in Francia (38 MW). In Italia il margine operativo lordo è previsto al contrario in riduzione, a seguito della minore ventosità registrata nella prima parte dell'anno rispetto alle nostre previsioni e soprattutto ai valori particolarmente significativi del 2019. **Il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso in leggera riduzione rispetto all'anno precedente.**

Solare

Il risultato nel 2020 beneficerà di un miglior irraggiamento, dell'effetto delle citate coperture dei prezzi, dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti. **Si stima per l'intero esercizio 2020 un Margine Operativo Lordo in crescita rispetto al 2019.**

Idroelettrico

L'indicazione assume anche per gli ultimi mesi del 2020 volumi inferiori alla media statistica decennale, comportando nel complesso una produzione inferiore rispetto a quella già particolarmente depressa del 2019. L'effetto volume sarà solo parzialmente mitigato dal maggiore valore dell'incentivo, di cui beneficia una parte delle produzioni, e dall'operatività di Energy Management, con particolare riferimento alle operazioni di copertura e di modulazione della produzione, per concentrare le vendite nelle ore più profittevoli. **Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in riduzione rispetto ai valori già depressi del 2019.**

Termoelettrico

La previsione del risultato 2020 risentirà rispetto al 2019 sia di uno scenario prezzi e margini in ribasso, che della riduzione della produzione dei titoli di efficienza energetica, a seguito dell'uscita dal periodo di cogeneratività ad alto rendimento di uno dei due moduli dell'impianto da inizio 2020, per il quale è in corso un'azione di repowering al fine di rilanciarne il periodo di incentivazione per ulteriori 10 anni. Nell'ultimo trimestre dell'anno si prevedono risultati superiori a quelli dell'analogo periodo dello scorso anno, tuttavia il **Margine Operativo Lordo per l'intero esercizio 2020 è atteso in leggera contrazione rispetto al 2019.**

Nel complesso si conferma quindi la **guidance del margine operativo lordo** 2020 a livello consolidato come comunicata nel precedente trimestre, stimando un risultato complessivo compreso nell'**intervallo tra 480 e 500 milioni di Euro.**

Gli **investimenti** del 2020 riguardano, principalmente, l'avanzamento della costruzione dei progetti greenfield relative ai parchi in costruzione nel Regno Unito per circa 250 MW, in Polonia per 60 MW ed in Francia per circa 50 MW; sono inoltre inclusi gli investimenti di ammodernamento dell'impianto ed al contestuale rinnovo della qualifica di Cogenerazione a Alto Rendimento (CAR) per il modulo 1 del CCGT, la già citata acquisizione dei 38 MW in Francia ed i consueti investimenti di mantenimento della flotta. L'ammontare è complessivamente inferiore a quello del 2019 caratterizzato da importanti operazioni in ambito M&A e sarà ricompreso nel **range tra 150 e 180 milioni di Euro confermando,** anche in questo caso, la guidance comunicata lo scorso trimestre.

Tenendo conto di quanto citato sul margine operativo lordo e sugli investimenti confermiamo anche la guidance circa l'indebitamento di fine anno comunicata lo scorso trimestre. La generazione di cassa al netto degli investimenti citati consentirà di **ridurre l'indebitamento** dai 1,48 miliardi della fine del 2019 ad un range che **si attesterà tra 1,35 e 1,43 miliardi** anche grazie ai minori oneri finanziari per il pieno effetto delle operazioni di liability management a valle delle emissioni dei Green Bond avvenute nel corso del 2019 e del 2020.

Genova, 10 novembre 2020

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



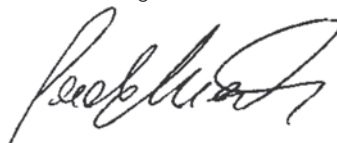
DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Paolo Luigi Merli 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, 10 novembre 2020

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli





ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 01024011 - Fax 0102401585

www.erg.eu

SEDE LEGALE

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

www.erg.eu

