



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31.12.2020.
Approvata la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario
Proposto un dividendo di 0,75 Euro per azione**

Anno 2020

**MOL consolidato a valori adjusted¹: 481 milioni di Euro, 504 milioni nel 2019
Risultato netto di Gruppo a valori adjusted: 106 milioni di Euro, 104 milioni nel 2019**

Quarto trimestre 2020

**MOL consolidato a valori adjusted 119 milioni di Euro, 124 milioni nel 4° Trimestre 2019
Risultato netto di Gruppo adjusted: 27 milioni di Euro, 29 milioni nel 4° Trimestre 2019**

- Risultati dell'anno – Il margine operativo lordo all'interno del range di *guidance* risulta in lieve flessione, penalizzato da uno scenario prezzi negativo causa impatto COVID-19, dal perdurare di condizioni anemologiche e idriche sfavorevoli, e dalla progressiva uscita dal regime di cogeneratività dell'impianto CCGT. Effetti mitigati dal maggior contributo del solare in Italia e soprattutto dell'eolico all'estero, la cui produzione per la prima volta è stata superiore a quella domestica. Importanti i positivi effetti delle operazioni di hedging e il contenimento dei costi. Utile netto in crescita anche grazie al minor costo del debito conseguente le operazioni di *liability management*.
- Sviluppo - Prosegue, seppur con qualche ritardo dovuto alla crisi pandemica e al difficile contesto autorizzativo in Europa, il percorso di crescita all'estero dove la capacità eolica attualmente in costruzione o *ready to build* ha raggiunto i 336 MW tra Regno Unito, Francia e Polonia mentre in Germania è stato firmato un accordo di co-sviluppo per 600 MW nel fotovoltaico. Operativo il Framework Agreement con Vestas (790 MW) e con Enercon (190 MW) per la fornitura di aerogeneratori destinati al repowering e a progetti *greenfield* in Francia e UK.
- ESG (Environmental, Social, Governance) – . Premiata la strategia ESG di ERG sempre più parte integrante del modello di business: ottenuto il rating "A-" (precedente "B") nel programma Climate Change promosso dal Carbon Disclosure Project (CDP), che si aggiunge alla conferma del rating Advanced di Vigeo Eiris, che ha assegnato ad ERG anche il primo posto nella classifica mondiale per la rendicontazione dell'impatto del Climate Change sul business e al rating "AA" (precedente "A") da MSCI. Approvata la dichiarazione consolidata non finanziaria e pubblicato il primo executive summary riepilogativo dei pillars della nostra strategia ESG.
- Emissione Green Bond - Nell'ambito del Programma EMTN (Euro Medium Term Notes) da 2 miliardi di euro, collocato con successo a settembre il secondo Green Bond da 500 milioni di euro ed emesso un nuovo prestito obbligazionario *Tap issue* per ulteriori 100 milioni a dicembre.
- Ingresso nuovo Chief Operating Officer – A dicembre è entrato a far parte del Gruppo Renato Sturani nel ruolo di Chief Operating Officer, nonché di Amministratore Delegato di ERG Power Generation SpA, a diretto riporto del CEO.
- Guidance: Per il 2021 prevediamo un margine operativo lordo compreso in un intervallo tra 480 e 500 milioni di euro, un indebitamento netto fra i 1.350 e i 1.450 milioni, inclusivi di investimenti che si attesteranno tra i 235 e i 275 milioni di euro, in gran parte destinati alla costruzione dei progetti *greenfield* in Gran Bretagna, Polonia e Francia.
- Emergenza COVID-19 Garantita la business continuity durante tutto l'anno sia in Italia che all'estero grazie alla tempestiva e costante messa in opera di efficaci misure organizzative e di sicurezza, l'utilizzo dello smart

¹ 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 "adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente Comunicato "Indicatori Alternativi di Performance"

working e piani di approvvigionamento di componenti e servizi essenziali. Una capacità di resilienza riconosciuta anche da Fitch nella conferma del rating Investment Grade.

Genova, 12 marzo 2021 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2020, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti e il piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023).

Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2020	2019	Var. %		2020	2019	Var. %
119	124	-4%	MOL	481	504	-5%
45	48	-6%	Risultato operativo netto	183	205	-11%
27	29	-7%	Risultato netto di Gruppo	106	104	2%

	31.12.20	31.12.19	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.439	1.476	-37
Leverage²	45%	45%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: **“Il 2020 è stato un anno particolarmente complesso per la crisi pandemica, con pesanti riflessi su domanda e prezzi dell’energia elettrica. In tale contesto, peraltro caratterizzato da ventosità e idraulicità in Italia molto inferiori alle medie storiche, riteniamo decisamente soddisfacenti i risultati raggiunti, con una flessione contenuta del margine operativo lordo rispetto allo scorso anno, ma all’interno della *guidance*. L’utile netto al contrario è in crescita grazie ad una struttura di debito più efficiente. Segnali che confermano ulteriormente la solidità e la resilienza del Gruppo.**

Nel 2020 abbiamo proseguito il nostro percorso di crescita seppur registrando qualche ritardo rispetto alle previsioni di Piano, per effetto di iter autorizzativi ancora troppo lunghi e complessi ed aggravati dal perdurare dell’emergenza sanitaria. Siamo confidenti che il 2021 possa segnare la progressiva e definitiva uscita dalla pandemia, e stiamo quindi aggiornando il Piano Industriale per il periodo 2021-2025 che presenteremo in occasione dei risultati del primo trimestre, quando avremo anche una maggiore visibilità sul contenuto effettivo dei Recovery Plan degli Stati Membri dell’Unione Europea.

Infine, motivo di particolare orgoglio sono gli importanti ulteriori riconoscimenti ottenuti in tema di sostenibilità, a conferma del nostro contributo alla lotta al *Climate Change* e agli obiettivi ONU SDGs”.

²Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 26 aprile 2021 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 27 aprile 2021 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,75 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2021 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 24 maggio 2021 (ex date) e record date il 25 maggio 2021.

Al fine di ridurre al minimo i rischi connessi all'emergenza sanitaria ed epidemiologica da COVID-19 in corso, il Consiglio di Amministrazione ha deciso che ai fini della convocazione dell'Assemblea Ordinaria degli Azionisti si avvarrà della facoltà introdotta dal Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, recante "*Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19*" (convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 e come da ultimo modificato dall'art. 3, comma 6, del Decreto Legge 31 dicembre 2020 n. 183, convertito, con modificazioni, dalla Legge 26 febbraio 2021, n. 21), prevedendo che (i) gli Azionisti possano intervenire in Assemblea esclusivamente tramite il Rappresentante Designato; (ii) gli organi di amministrazione e controllo della Società, nonché, il Rappresentante Designato possano intervenire in Assemblea mediante mezzi di telecomunicazione che garantiscano l'identificazione dei partecipanti, la loro partecipazione e l'esercizio del diritto di voto, senza in ogni caso la necessità che si trovino nel medesimo luogo il Presidente ed il segretario verbalizzante.

Premessa

Nel corso del 2020 ERG ha proseguito il percorso nella crescita delineato nel Piano industriale, con 38MW di maggiore capacità installata nell'eolico in Francia (acquisizione di Trinity), l'avanzamento nello sviluppo greenfield all'estero con 336 MW in costruzione o "Ready to Build" in UK, Francia e Polonia oltre che con il raggiungimento di un accordo di co-sviluppo per 600MW early stage nel fotovoltaico in Germania e, nel repowering in Italia, con l'avanzamento negli iter autorizzativi dei propri progetti.

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 l'11 marzo 2020 ne ha dichiarato lo stato di Pandemia.

In Italia attraverso specifici Decreti della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stato dichiarato lo stato di emergenza ad oggi prorogato fino al 30 aprile 2021 e sono state adottate misure specifiche dapprima nella Regione Lombardia e nel Nord Italia, successivamente estese a tutto il territorio nazionale.

Gli altri paesi Europei nel quale 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.

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

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

La possibilità della prestazione lavorativa in smart working è attualmente confermata fino al 31 marzo 2021 per tutti i dipendenti per tutti i giorni lavorativi della settimana.

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.

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

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020, ed è stata anche attivata una polizza di copertura assicurativa sanitaria COVID-19 a favore di tutti i dipendenti valida inizialmente fino alla fine del 2020 e poi estesa a tutto il 2021. 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.

In tale contesto si ricorda peraltro che nel mese di maggio 2020 l'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-, e che nel mese di settembre e dicembre sono state finalizzati con successo, rispettivamente, i collocamenti del secondo Green Bond (500 mln) e del Tap Issue (100 mln).

Variatione perimetro di business nel 2020

Eolico - Francia

- In data 24 febbraio 2020 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha acquistato dalla società lussemburghese LongWing Energy France SA il 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici situati nelle regioni francesi di Hauts de France, Centre - Vallée de la Loire e Nouvelle Aquitaine. I parchi, con una potenza installata complessiva di 38 MW, sono entrati in esercizio tra il 2010 e il 2012 ed hanno una produzione annua totale, basata sulla media storica, di circa 70 GWh, corrispondente ad oltre 1.840 ore equivalenti e pari a circa 37 kt di emissioni di CO2 evitate all'anno. Gli impianti beneficiano per 15 anni, a partire dalla data di entrata in esercizio, di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2019, è stata pari in media a circa 91 Euro/MWh. Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a circa 40 milioni di euro. L'Ebitda annuo medio atteso è di circa 4,5 milioni di euro. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze francese ha dato il proprio consenso all'operazione. La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2020, con un contributo di 6 milioni a livello di Ebitda.

Eolico - Polonia

- In data **5 marzo 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameonio Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Sp. Z.o.o., società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019. Il progetto si è aggiudicato nell'ultima asta una tariffa Feed-in pari a 205 PLN per una durata di 15 anni. La produzione stimata a regime è di circa 90 GWh

annui, pari a circa 77 kt di emissione di CO2 evitata. L'entrata in esercizio è prevista entro il primo semestre 2022. L'investimento totale per la realizzazione del parco, inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 48 milioni di euro.

- In data **23 ottobre 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Poland Holding, ha perfezionato l'acquisizione dal gruppo Vortex Energy, sviluppatore con decennale esperienza nel mercato polacco, 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'accordo prevede, oltre all'acquisto dei permessi a costruire, anche un contratto per la fornitura dei servizi relativi alla costruzione delle opere civili ed elettriche. Il progetto, che si è aggiudicato nell'ultima asta di dicembre 2019 una tariffa pari a 222 PLN al MWh (circa Euro 50,5) per una durata di 15 anni, è situato in una zona particolarmente ventosa. La produzione attesa a regime è di circa 76 GWh annui, pari a 3.100 ore equivalenti, e a circa 65 kt di emissione di CO2 evitata. L'entrata in esercizio è prevista entro il primo semestre 2022. L'investimento totale per la realizzazione del parco, inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 36 milioni di euro.

Le operazioni sopracitate consentiranno ad ERG di ampliare la propria presenza nel mercato eolico on-shore polacco portando a 142 MW la potenza installata nel Paese.

Quarto trimestre 2020

Risultati finanziari consolidati

Nel **quarto trimestre 2020** i **ricavi adjusted** sono pari a 253 milioni, in lieve diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (260 milioni), a seguito delle minori produzioni dell'eolico e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche ed idriche decisamente sfavorevoli in parte compensati da un recupero nell'andamento del prezzo dell'energia oltre che dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 €/MWh a 99,0 €/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 119 milioni rispetto ai 124 milioni registrati nel quarto trimestre 2019. La variazione negativa di 5 milioni riflette i seguenti fattori:

Eolico (-12 milioni): margine operativo lordo pari a 74 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (87 milioni) in un ambito anemologico decisamente sfavorevole sia in Italia (-101 GWh) che all'estero (-25 GWh). In particolare, il risultato dei parchi eolici in Italia (41 milioni, in riduzione rispetto ai 51 milioni dell'analogo periodo dell'esercizio precedente) risente principalmente delle minori produzioni in parte compensato dal maggior valore dell'incentivo unitario (da 92,1 Euro/MWh del 2019 rispetto ai 99,0 Euro/MWh del 2020). Nel quarto trimestre anche il portafoglio estero (34 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai 36 milioni dell'analogo periodo dell'esercizio precedente) ha risentito di minori produzioni in Germania ed EST Europa, solo in parte compensate dal contributo dei nuovi parchi in Francia.

Solare (+1 milione): il margine operativo lordo, pari a 8 milioni, è in lieve incremento rispetto al 2019 (7 milioni) con volumi in linea con il quarto trimestre 2019 e miglior effetto mix prezzi incentivo FIT.

Idroelettrico: margine operativo lordo di 23 milioni in linea rispetto all'analogo periodo del 2019 (23 milioni nel 2019). Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto al 2019 (319 GWh nel quarto trimestre 2020 rispetto ai 361 GWh del quarto trimestre 2019) causa la perdurante scarsa disponibilità di risorsa nel centro Italia compensato dal miglior effetto profilo e dal maggior valore dell'incentivo. Le importanti precipitazioni di fine anno hanno determinato significativi incrementi degli invasi.

Termoelettrico (+5 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 16 milioni, è superiore rispetto agli 11 milioni del quarto trimestre 2019 principalmente a seguito del miglior margine sui mercati, che ha significativamente beneficiato delle politiche di copertura effettuate in linea con le risk policy di Gruppo, nonché della miglior performance degli impianti. Tale miglior risultato è stato solo in parte ridotto dalla minore

produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT a seguito della completa uscita dal primo periodo di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Il risultato operativo netto *adjusted* è stato pari a 45 milioni (48 milioni nel 2019) dopo ammortamenti per 74 milioni sostanzialmente in linea rispetto al quarto trimestre 2019 (76 milioni).

Il risultato netto di Gruppo *adjusted* è stato pari a 27 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2019 (29 milioni), in considerazione dei già commentati minori risultati operativi in parte compensati da minori oneri finanziari grazie al pieno dispiegamento delle operazioni di *liability management* avviate nel corso del 2019 e proseguite nel 2020. Inoltre, il tax rate effettivo *adjusted* si attesta al 25%, in aumento rispetto al quarto trimestre 2019 che beneficiava del pieno contributo derivante dalla re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE) nel quarto trimestre 2019.

Anno 2020

Risultati finanziari consolidati

Nel 2020 i ricavi *adjusted* sono pari a 974 milioni, in diminuzione di 48 milioni rispetto al 2019 (1.022 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche ed idriche decisamente sfavorevoli, dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del 2019 e anche della minore produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT che ha terminato 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 €/MWh).

Il margine operativo lordo *adjusted*, al netto degli special item, si attesta a 481 milioni, in diminuzione di 23 milioni rispetto ai 504 milioni registrati nel 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (-18 milioni): margine operativo lordo pari a 282 milioni, in diminuzione rispetto al 2019 (301 milioni) per effetto del minor risultato in Italia, pari a 165 milioni ed in diminuzione rispetto ai 191 milioni del 2019, che ha risentito della scarsa anemologia rispetto ai valori particolarmente elevati del 2019, (1.902 GWh nel 2020 rispetto ai 2.161 GWh del 2019) del peggior scenario prezzi di mercato e dall'uscita di alcuni parchi dal periodo di incentivazione. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal maggior valore dell'incentivo nonché dagli effetti positivi delle azioni di copertura. I risultati all'estero al contrario sono in crescita sia in termini economici (+7 milioni) che di volume (+170 GWh), grazie al contributo dei 38 MW di nuovi parchi in un contesto di elevata ventosità del periodo in Francia. Si segnala che la produzione eolica all'estero (2.009 GWh) è stata superiore a quella in Italia (1.902 GWh) nell'esercizio.

Solare (+3 milioni): il margine operativo lordo, pari a 66 milioni, è in lieve incremento rispetto al 2019 (63 milioni) con volumi lievemente superiori (228 GWh nel 2020 rispetto ai 226 GWh del 2019) 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 81 milioni (87 milioni nel 2019), in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto al 2019 (1.097 GWh nel 2020 rispetto ai 1.229 GWh del 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 dal peggiore scenario sui mercati dell'energia solo in parte compensato dalle politiche di copertura e dal maggior valore dell'incentivo. Le importanti precipitazioni di fine anno hanno determinato significativi incrementi degli invasi.

Termoelettrico (-3 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 67 milioni, è inferiore rispetto ai 69 milioni del 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica per circa 7 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 dell'emergenza sanitaria Covid-19, con conseguenti minori volumi di energia elettrica prodotta (2.441 GWh nel 2020 rispetto ai 2.504 GWh del 2019). Al risultato hanno contribuito il maggiore contributo dai servizi di dispacciamento (MSD), l'effetto positivo delle coperture e 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 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 10 milioni, oltre che degli special items del periodo pari a circa -23 milioni, principalmente riconducibili ad accantonamenti su fondi rischi a fronte di richieste di oneri di anni precedenti.

Il risultato operativo netto *adjusted* è stato pari a 183 milioni (205 milioni nel 2019) dopo ammortamenti per 298 milioni sostanzialmente in linea rispetto al 2019 (299 milioni).

Il risultato operativo netto è stato pari a 155 milioni (190 milioni nel 2019) dopo ammortamenti e svalutazioni per 313 milioni (306 milioni nel 2019).

Il risultato netto di Gruppo *adjusted* è stato pari a 106 milioni, dopo circa 2 milioni spettanti alle minorities, in lieve aumento rispetto al 2019 (104 milioni), in considerazione dei minori oneri finanziari e imposte che hanno più che compensato i già commentati minori risultati operativi. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al 2019 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle significative operazioni di liability management avviate nel corso del 2019 e proseguite nel 2020, fra cui l'emissione di un secondo Green Bond nel 2020 a condizioni di mercato più vantaggiose. Inoltre, il tax rate effettivo è risultato inferiore rispetto al 2019 a seguito del recupero di oneri deducibili pregressi e alle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 108 milioni rispetto ai 32 milioni del 2019 e riflette nel 2020 gli effetti positivi relativi al rilascio della tassazione differita in conseguenza della rivalutazione degli impianti idroelettrici (54 milioni). Il risultato di Gruppo include inoltre, gli oneri straordinari legati alle operazioni di Liability Management pari a 39 milioni (69 milioni nel 2019).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* risulta pari a 1.439 milioni, in diminuzione (37 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (156 milioni), la distribuzione di dividendi (115 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni³), più che compensati dal positivo flusso di cassa (392 milioni⁴).

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 31 dicembre 2020 a circa 101 milioni.

Investimenti

La ripartizione degli investimenti per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2020	2019		2020	2019
37	16	Eolico	127	189
1	1	Solare	2	221
6	10	Termoelettrico	18	15
2	3	Idroelettrico	6	6
1	1	Corporate	2	2
46	31	Totale Investimenti	156	432

³ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019

⁴ Include il margine operativo lordo *adjusted*, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

Nel **quarto trimestre 2020 gli investimenti** sono stati pari a **46 milioni** (31 milioni nel quarto trimestre 2019) e si riferiscono a investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali** di cui l'80% nel settore Eolico (54% nel quarto trimestre 2019), principalmente correlati alla costruzione dei parchi eolici in UK e Polonia, il 12% nel settore Termoelettrico (32% nel quarto trimestre 2019) principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, il 5% nel settore Idroelettrico (9% nel quarto trimestre 2019) e il 2% nel settore Corporate (3% nel quarto trimestre 2019), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

Nel 2020 gli **investimenti** sono stati pari a **156 milioni** (432 milioni nel 2019) e si riferiscono in parte all'acquisizione di 38 MW di parchi eolici operativi in Francia (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 111 milioni** di cui il 74% nel settore Eolico (66% nel 2019), principalmente correlati all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in UK, Polonia e Francia, il 17% nel settore Termoelettrico (22% nel 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% nel 2019), il 2% nel settore Solare (1% nel 2019) e il 2% nel settore Corporate (3% nel 2019), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

Eolico: Gli investimenti del 2020 (**127 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (38 MW) avvenuta nel primo trimestre 2020 (pari a 42 milioni), oltre che alle attività di costruzione di nuovi parchi eolici in UK (50 milioni), Polonia (19 milioni) e Francia (2 milioni).

Solare: Gli investimenti del 2020 (**2 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Si ricorda che gli investimenti dell'esercizio 2019 includevano l'importante acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni).

Idroelettrico: Gli investimenti del 2020 (**6 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Termoelettrico: Gli investimenti del 2020 (**18 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che peraltro permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

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

Dati operativi

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 quarto trimestre 2020, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,9 TWh (3,9 TWh nel quarto trimestre 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,0 TWh (2,1 TWh nel quarto trimestre 2019), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,5 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel quarto trimestre 2019).

Nel corso del 2020, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 14,9 TWh (15,1 TWh nel 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,7 TWh (8,0 TWh nel 2019), di cui circa 2,0 TWh all'estero e 5,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2019).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte è riportata nella tabella⁵ seguente:

4° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Anno			
2020	2019	Δ	Δ%		2020	2019	Δ	Δ%
1.029	1.155	-126	-11%	Produzione eolica	3.911	4.000	-89	-2%
486	587	-101	-17%	<i>di cui Italia</i>	1.902	2.161	-259	-12%
543	568	-25	-4%	<i>di cui Estero</i>	2.009	1.839	170	9%
32	32	0	0%	Produzione solare	228	226	2	1%
319	361	-42	-12%	Produzione idroelettrica	1.097	1.229	-131	-11%
617	563	54	10%	Produzione termoelettrica	2.441	2.504	-63	-3%
1.997	2.111	-113	-5%	Produzioni complessive impianti ERG	7.678	7.959	-281	-4%

Nel quarto trimestre 2020 sono state effettuate vendite di vapore per 258 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 196 migliaia di tonnellate del quarto trimestre 2019; vendite per 1.067 migliaia di tonnellate nel corso del 2020 (in incremento rispetto alle 875 migliaia di tonnellate del 2019).

Per quanto riguarda le produzioni, **nel quarto trimestre del 2020** si segnala in particolare:

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 1.029 GWh, in riduzione dell'11% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (1.155 GWh), a seguito di una produzione in riduzione di circa il 17% in Italia (da 587 GWh a 486 GWh) e 4% all'estero (da 568 GWh a 543 GWh).

La riduzione delle produzioni in Italia (-101 GWh) è legata a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel quarto trimestre 2019 in tutte le regioni ed in particolare in Sardegna, Sicilia e Puglia.

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione di (-25 GWh) è principalmente attribuibile alle minori produzioni in Germania (-12 GWh) e nell'Europa dell'Est (-19 GWh), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni in Francia (+6 GWh) grazie all'apporto degli impianti di recente acquisizione.

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 32 GWh (in linea al quarto trimestre 2019), con un load factor pari al 10% in linea con l'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel quarto trimestre 2020 pari a 319 GWh, in riduzione di 42 GWh rispetto all'analogo periodo del 2019, 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 103 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 94 Euro/MWh del quarto trimestre 2019, grazie al maggior valore dell'incentivo.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 617 GWh, in aumento rispetto al quarto trimestre 2019 (563 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole ma con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto delle migliori performance dell'impianto e delle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico grazie al differenziale prezzo Sicilia verso il PUN in un contesto di maggiori prezzi in Sicilia. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 258 migliaia di tonnellate, in aumento alle 196 migliaia di tonnellate del quarto trimestre 2019.

Nel corso del 2020:

Eolico: Nel 2020 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 3.911 GWh, in riduzione del 2% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (4.000 GWh), ha visto per la prima volta le produzioni all'estero, in crescita del 9% (da 1.839 GWh a 2.009 GWh), superare quelle in Italia, in riduzione del 12%.

⁵ 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.

Il decremento delle produzioni in Italia (-259 GWh) è legato a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel 2019, in particolare negli ultimi mesi dell'anno, in tutte le regioni ad eccezione della Calabria, con una più spiccata riduzione in Campania, Puglia e Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 170 GWh è attribuibile principalmente alle maggiori produzioni in Francia (+159 GWh, di cui +81 GWh per le produzioni degli impianti di recente acquisizione e +78 GWh per l'elevata ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2019), e in Bulgaria (+15 GWh).

Solare: Nel 2020 le produzioni sono risultate pari a circa 228 GWh, in linea rispetto al 2019, così come il relativo load factor pari al 18%.

Idroelettrico: Le produzioni complessive di ERG Hydro nel 2020 pari a 1.097 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 109 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 102 Euro/MWh del 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 92,1 Euro/MWh e pari a circa 99,0 Euro/MWh.

Termoelettrico: Nel corso del 2020 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.441 GWh, in riduzione rispetto al 2019 (2.504 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia in parte contenuta dalla riduzione del prezzo del gas e della CO₂, nonché dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 1.067 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 875 migliaia di tonnellate del 2019.

Il nostro contributo agli SDGs

Le tematiche ESG sono ormai parte centrale e integrante della strategia di business di ERG coerentemente con i 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) stabiliti dall'ONU ai quali sono allineati gli obiettivi di Sostenibilità del Piano Industriale 2018-2022.

A conferma di tale rilevanza, a partire da quest'anno pubblichiamo l'Executive Summary della Dichiarazione Non Finanziaria sul sito www.erg.eu (sezione IR e sostenibilità) per dare evidenza della strategia sostenibile del Gruppo, dei KPI rilevanti dell'anno e delle policy e practice adottate.

Una strategia riassunta dall'hashtag We are #SDGscontributors.

Il Gruppo ERG è impegnato su 4 macro-ambiti che rappresentano i pilastri del nuovo Piano ESG che appoveremo contestualmente al prossimo Piano Industriale:

1.PLANET: l'impegno alla lotta al climate change attraverso la decarbonizzazione del nostro portafoglio di produzione di energia elettrica grazie soprattutto allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili.

2.ENGAGEMENT: impegno per favorire un dialogo proattivo con ciascuno degli stakeholder del Gruppo per comprenderne le esigenze e integrarle nel nostro modo di fare impresa.

3.PEOPLE: attenzione al benessere, alla crescita e alla valorizzazione delle nostre persone nonché alla loro salute e sicurezza.

4. GOVERNANCE: lo sviluppo sostenibile parte dalla costruzione di una infrastruttura di Principi ed Organi di gestione che garantiscano non solo la compliance ma l'applicazione delle Best Practice operative.

In considerazione dell'evoluzione del nostro modello di business la lotta al climate change rappresenta un elemento fondamentale della nostra sostenibilità: dal suo ingresso nelle rinnovabili ERG ha ridotto del 90% il Carbon Index, ovvero la quantità di CO₂ emessa per ciascun kWh prodotto che, a fine 2020, si attesta a 150 gCO₂/kWh, pari alla metà di quello mediamente registrato in Italia ed un quarto di quella Europea.

Oggi, grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, ERG evita ogni anno l'emissione di circa 3 milioni

di tonnellate di CO₂, per un totale di oltre 9 milioni di tonnellate dal 2018 e perfettamente in linea con gli obiettivi definiti contestualmente al Piano di Sostenibilità.

Prosegue la politica di minimizzazione dell'impatto ambientale delle Operation definita dall' ESG Committee nel 2016: a fine 2020 il 90% dei nostri consumi energetici indiretti sono stati coperti da acquisti di energia elettrica verde.

L'attenzione alle nostre Persone continua ad essere uno degli impegni del Gruppo: complessivamente nel 2020 sono state erogate 28.804 ore di formazione, che, nonostante l'emergenza Covid, ha coinvolto il 95% della popolazione aziendale, con 37,4 ore pro-capite. Abbiamo risposto all'emergenza Covid-19 estendendo lo Smart Working a tutti i giorni lavorativi per favorire un corretto work-life balance e proteggere le categorie fragili.

Continuo impegno sul tema di Diversity and Inclusion con il Gender Equality Assessment e la partnership con Valore D.

È proseguito il percorso denominato "leadership in safety" un programma per rafforzare la leadership in ambito sicurezza, con una metodologia flessibile adatta alle nostre quattro differenti tecnologie su un territorio molto ampio e diversificato. La cultura nella gestione degli aspetti Salute e Sicurezza e la rigorosa applicazione delle procedure interne hanno permesso, nel 2020, di non registrare infortuni a dipendenti.

Nell'ambito dei rating ESG, che sono sempre più rilevanti nelle scelte di investimento da parte della comunità finanziaria, ERG ha migliorato il rating di Carbon Disclosure Project – Climate Change (CDP), tornando ad avere una valutazione di A- e rientrando così tra le 25 aziende italiane che si posizionano nella fascia di "Leadership". ERG ha anche migliorato il rating di MSCI ESG Research ricevendo il voto di "AA" rispetto ad "A" attribuito nel 2018. Vigeo Eiris ha confermato il rating Advanced, il più elevato nella propria scala di valutazione, riconoscendo il forte impegno della società in ambito ESG.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del 2020

Eolico

In data **24 febbraio 2020** acquisizione del 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW. (Comunicato Stampa del 24/02/2020)

In data **5 marzo 2020** acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Sp. Z.o.o., società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019. (Comunicato Stampa del 05/03/2020)

In data **30 giugno 2020** ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., controllata da ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'Amend & Extend del suo non-recourse project facilities agreement per un importo residuo di Euro 103 milioni. L'operazione ha permesso di migliorare le condizioni del finanziamento e di prolungarne la durata di tre anni. Inoltre, l'Amend & Extend ha consentito di classificare il finanziamento come "Green Loan" e "Sustainability Linked Loan" in conformità con i Green Loan Principles e i Sustainability Linked Loan Principles, a ulteriore conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile. (Comunicato Stampa del 30/06/2020)

In data **22 settembre 2020** 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 22/09/2020)

In data **23 ottobre 2020** Acquisizione del 100% del capitale di EW piotrków kujawski Sp. Z.o.o., società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico della potenza di 24,5 MW, già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019. (Comunicato Stampa del 23/10/2020)

In data **26 ottobre 2020** 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 26/10/2020)

In data **4 novembre 2020** 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 04/11/2020)

Solare

In data **3 dicembre 2020** ERG, attraverso la controllata ERG Development Germany GmbH & Co. KG. e AREAM Advisory GmbH, società parte del Gruppo aream attiva nello sviluppo delle infrastrutture per l'energia rinnovabile con sede in Germania, hanno firmato un accordo di co-sviluppo che prevede un portafoglio di progetti early stage nel fotovoltaico per circa 600 MW nella zona orientale della Germania. (Comunicato Stampa del 03/12/2020)

Corporate

In data **22 gennaio 2020** ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA", rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI"), una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). (Comunicato Stampa del 22/01/2020)

In data **9 marzo 2020**, con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del Covid-19 ed alle conseguenti restrizioni alla mobilità personale, ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (Smart Working) a tutti i giorni lavorativi della settimana. Tale possibilità è stata estesa progressivamente ai dipendenti di tutte le sedi del Gruppo laddove tale modalità di lavoro è risultata compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate (circa il 70% della popolazione aziendale), assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi. Tale modalità operativa è attualmente confermata sino al 31 marzo 2021, salvo proroga, con modalità diverse definite da sede a sede.

In data **21 aprile 2020** l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio d'esercizio 2019, deliberando il pagamento di Euro 0,75 per azione e ha approvato la modifica dello Statuto Sociale ai fini dell'introduzione del meccanismo di maggiorazione del diritto di voto.

Nell'ambito del proprio intervento, l'Amministratore Delegato ha dato ampia informativa sulle misure ed iniziative intraprese dal Gruppo per fronteggiare l'emergenza Covid-19.

Per la prima volta l'Assemblea degli Azionisti si è svolta esclusivamente mediante sistemi di telecomunicazione ed ha registrato la partecipazione di un numero di azionisti rappresentativi del 79,4% del capitale sociale.

(Comunicato Stampa del 21/04/2020)

In data **14 maggio 2020** l'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-. (Comunicato Stampa del 14/05/2020).

In data **6 luglio 2020** 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 06/07/2020)

In data **4 settembre 2020** ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un 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) da Euro 2 miliardi.

L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte. (Comunicato Stampa del 04/09/2020)

In data **1 ottobre 2020** 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 01/10/2020).

In data **1 dicembre 2020** ingresso nel Gruppo ERG di Renato Sturani nel ruolo di Chief Operating Officer nonché di Amministratore Delegato di ERG Power Generation S.p.A., a diretto riporto dell'Amministratore Delegato ed in sostituzione di Pietro Tittoni, che lascia la Società dopo aver maturato i requisiti della pensione. (Comunicato Stampa del 01/12/2020)

In data **9 dicembre 2020** ERG ottiene il rating "A-" (precedente B) nel programma Climate Change promosso dal Carbon Disclosure Project (CDP), l'organizzazione internazionale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance aziendali nella lotta al cambiamento climatico, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra. ERG scala così la graduatoria CDP posizionandosi nella fascia "Leadership", che include tutte le società che adottano best practices nella lotta al Climate Change. (Comunicato Stampa del 09/12/2020)

In data **15 dicembre 2020** ERG S.p.A. annuncia l'emissione e il collocamento di un nuovo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 100,000.000 ("Tap Issue"). La Tap Issue ha assunto la forma del Green Bond sulla base del Green Bond Framework di ERG S.p.A., messo a disposizione del pubblico il 2 settembre 2020 e valutato da Vigeo Eiris, in qualità di advisor indipendente, che ha emesso la Second Party Opinion circa la conformità del Green Bond Framework di ERG ai Green Bond Principles. (Comunicato Stampa del 15/12/2020).

In data **21 dicembre 2020** ERG S.p.A., facendo seguito all'annuncio dell'accordo di riacquisto delle Obbligazioni del 15 dicembre 2020, ha effettuato il riacquisto delle Obbligazioni emesse il 19 luglio 2017, per un importo nominale complessivo di Euro 75.000.000. (Comunicato Stampa del 21/12/2020)

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

In data **28 gennaio 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, ha siglato un accordo quadro con ENERCON GmbH, per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di circa 190 MW, destinati ad alcuni progetti di repowering in Italia e a un progetto greenfield nel Regno Unito. L'accordo, del valore potenziale di 120 milioni di euro, comprende, oltre alla fornitura, il trasporto, l'installazione, il commissioning e la manutenzione prevista nella prima fase di vita degli aerogeneratori. (Comunicato Stampa del 28.01.2021)

In data **28 gennaio 2021** ERG S.p.A. ha comunicato che a seguito dell'esercizio dell'opzione di riscatto in conformità alla clausola 6.4 - Riscatto e Acquisto/Riscatto a Scelta dell'Emittente (Clean-up Call) – del regolamento del prestito obbligazionario (vedasi CS del 22 dicembre 2020), tutte le Obbligazioni rimanenti sono state riscattate per un importo nominale complessivo di Euro 25.000.000. (Comunicato Stampa del 28.01.2021)

Evoluzione prevedibile della gestione

Si segnala che i risultati per business segment per l'anno 2021 riflettono una diversa allocazione gestionale rispetto al 2020 dei costi relativi alle funzioni di staff a supporto di tutte le tecnologie, con un maggiore assorbimento da parte delle attività all'estero in coerenza con gli obiettivi strategici di sviluppo.

Eolico

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia. Il margine operativo lordo per quest'ultima è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito dei maggiori volumi, del migliore scenario prezzi e del maggiore valore dell'incentivo. Il risultato all'estero è previsto in riduzione rispetto a quello del 2020 per previsioni anemologiche statistiche meno favorevoli rispetto a quelle elevate del 2020 e per l'uscita dal sistema incentivante di circa 76 MW in Francia, seppur in parte

compensato da un contesto di scenario prezzi di mercato in Est Europa in rialzo e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

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

Solare

ERG nel 2021 continuerà a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management, e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti.

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

Idroelettrico

Prevediamo volumi in significativo incremento rispetto a quelli molto depressi del 2020 grazie anche all'elevata disponibilità idrica negli invasi accumulata ad inizio anno, detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Il risultato beneficerà inoltre sia del maggior prezzo dell'incentivo su almeno il 40% delle produzioni, che del migliore scenario prezzi.

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

Termoelettrico

La previsione del risultato 2021 risentirà principalmente della completa uscita dal primo periodo di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). La fermata dell'impianto a ciclo combinato, programmata nel corso dell'anno, sarà infatti dedicata agli investimenti finalizzati al rinnovo per un secondo decennio della cogeneratività riprendendo la produzione dei titoli di efficienza energetica. Continueranno le attività volte a migliorare l'efficienza e la flessibilità operativa dell'impianto, così come quelle di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento.

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

Per l'esercizio 2021 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 480 e 500 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020) grazie ad una previsione di maggiori volumi di produzione, al migliore scenario prezzi ed al maggior valore unitario dell'incentivo sia nell'Hydro che nel Wind in Italia. Tali effetti vengono in parte compensati nel Wind Estero da previsioni anemologiche meno favorevoli, nonché da una redditività attesa inferiore nel Termoelettrico per effetto della completa uscita dal primo periodo di CAR. Il Solare conferma nel tempo la stabilità della performance.

Con riferimento agli scenari prezzi si evidenzia, peraltro, che una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei Clean Spark Spreads legati alle produzioni termoelettriche sono state già oggetto di vendita a termine, in linea con le hedging policy di rischio del Gruppo. Nel 2021 il livello di copertura è pari a circa il 70% della produzione complessiva di budget.

Gli investimenti per il 2021, previsti nel range compreso tra 235 e 275 milioni di Euro, saranno relativi allo sviluppo di investimenti greenfield con la costruzione dei parchi in Regno Unito per circa 250 MW, in Polonia per 60 MW ed in Francia per 25 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta. Sono inoltre inclusi gli investimenti per le attività volte all'ammodernamento dell'impianto ed al contestuale rinnovo della qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) per il modulo 1 del CCGT.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021 è atteso nel range tra 1,35 e 1,45 miliardi (1,44 miliardi nel 2020), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,75 Euro per azione.

Ulteriori informazioni

Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione, previa determinazione del loro numero e alla nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

I suggerimenti e gli orientamenti formulati dal Consiglio di Amministrazione agli Azionisti in merito alla composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale per il rinnovo dell'organo di amministrazione sono a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2021".

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla determinazione dei compensi spettanti ai componenti il Consiglio di Amministrazione e, sull'assunto che il nuovo Consiglio di Amministrazione decida, in continuità con la governance della Società, di nominare un Comitato Controllo e Rischi (eventualmente estendendone le competenze in materia di ESG) e un Comitato Nomine e Compensi, ai componenti dei predetti Comitati per l'esercizio 2021 sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali compensi siano coerenti con l'impegno professionale richiesto dalla carica nonché con le connesse responsabilità.

Al riguardo si informa che il Consiglio di Amministrazione, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ha valutato come adeguato il compenso annuale fisso riconosciuto, per l'esercizio 2020, a favore di tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e a favore degli amministratori chiamati a far parte del Comitato Nomine e Compensi e del Comitato Controllo e Rischi, prendendo come riferimento sia le società appartenenti al MID CAP che quelle del FTSE-MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio), previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 21 aprile 2020, allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di diciotto mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 1.450.080, il loro ammontare è pari al 0,965% del capitale.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 21 aprile 2020, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile, ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023)

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata ad approvare il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023) (il "Piano") approvato dal Consiglio di Amministrazione l'11 marzo 2021, su proposta del Comitato Nomine e Compensi del 3 marzo 2021, sentito il parere del Collegio Sindacale.

Il Piano prevede l'attribuzione di un numero predefinito di azioni, a titolo gratuito, al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica. Il Piano, inoltre, prevede che nell'ipotesi in cui oltre al conseguimento dell'obiettivo di performance economica, venga anche raggiunta una predeterminata performance di mercato del Titolo ERG sull'MTA, il numero delle azioni attribuibili aumenti fino ad un massimo predeterminato identificato con il raggiungimento di una quotazione cap del Titolo ERG. Il numero complessivo delle azioni attribuibili potrà essere incrementato o ridotto a seconda del livello di raggiungimento di un obiettivo di sostenibilità. Il 25% delle azioni

eventualmente attribuite a fine Piano sarà soggetta a un lock-up di 8 mesi che terminerà nel 2025.

Il Piano si applicherà, come strumento di incentivazione e retention, agli amministratori e/o ai dipendenti di ERG e delle società controllate, tra i quali alcuni Dirigenti con Responsabilità Strategiche, che rivestono una significativa rilevanza strategica ai fini del conseguimento del Piano Industriale 2021-2025 (per il relativo periodo di riferimento del Piano, allineato al mandato triennale che verrà conferito al nuovo Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea 2021) che verrà compiutamente definito e approvato dal nuovo Consiglio di Amministrazione nonché comunicato al mercato nel corso del primo semestre del 2021. Il Piano è quindi da considerarsi "di particolare rilevanza" ai sensi dell'articolo 84-bis, comma 2, del Regolamento Emittenti. La descrizione delle finalità e caratteristiche del Piano è contenuta più in dettaglio nel Documento Informativo, predisposto dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti, che verrà messo a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2021", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) contestualmente alla pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'Assemblea degli Azionisti.

Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza in senso favorevole o contrario:

- sulla prima sezione della Relazione, relativamente alla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti degli organi di amministrazione, dei direttori generali, dei dirigenti con responsabilità strategiche per l'esercizio 2021 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa 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 irraggiamento e di idraulicità, 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.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo Luigi Merli, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2020 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 11:00 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 12 marzo 2021 alle ore 7:45 (CET), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2021", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Anna Cavallarin Head of Media Relations & Digital Channels – cell. +39 3393985139

Emanuela Delucchi IR Manager & CSR manager– tel. + 39 010 2401806 – e-mail: ir@erg.eu

Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu

Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance

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 del business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del 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 quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l'incremento (circa 101 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 99 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (6 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità del business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico *adjusted*, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo *adjusted* a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto *adjusted* ed il capitale investito netto *adjusted* sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

Sintesi dei risultati

4°trimestre			Anno	
2020	2019	(milioni di Euro)	2020	2019
Principali dati economici				
253	260	Ricavi adjusted ⁽¹⁾	974	1.022
119	124	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	481	504
45	48	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	183	205
41	25	Risultato netto	110	33
41	25	di cui Risultato netto di Gruppo	108	32
27	29	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾	106	104
Principali dati finanziari				
3.209	3.264	Capitale investito netto adjusted ⁽²⁾	3.209	3.264
1.770	1.787	Patrimonio netto adjusted	1.770	1.787
1.439	1.476	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.439	1.476
417	812	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	417	812
45%	45%	Leva finanziaria adjusted	45%	45%
47%	48%	Ebitda Margin %	49%	49%
Dati operativi				
1.967	1.929	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.967	1.929
1.029	1.155	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	3.911	4.000
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
617	563	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	2.441	2.504
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
319	361	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.097	1.229
141	141	Capacità installata impianti solari a fine periodo	141	141
32	32	Produzione di energia elettrica da impianti solari	228	226
3.864	3.930	Vendite totali di energia elettrica	14.897	15.121
46	31	Investimenti ⁽⁴⁾	156	432
784	754	Dipendenti a fine periodo	784	754
Ricavi netti unitari ⁽⁵⁾				
115	115	Eolico Italia	119	118
93	92	Eolico Germania	96	96
89	90	Eolico Francia	89	89
84	78	Eolico Polonia	78	73
79	90	Eolico Bulgaria	66	79
65	63	Eolico Romania	56	67
n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.
318	302	Solare	315	314
103	94	Idroelettrico	109	102
39	40	Termoelettrico	35	40

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici adjusted con l'esclusione pertanto degli *special items*:

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

⁽²⁾ L'indebitamento finanziario netto *adjusted* e il Capitale Investito Netto *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 dicembre 2020 a circa 101 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 99 milioni sul capitale investito netto.

⁽³⁾ Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

⁽⁴⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni effettuati nel 2020 per l'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (42 milioni), e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni). Nel 2019 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition sono stati pari a 364 milioni per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni).

⁽⁵⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/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

Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre			Anno			
2020	2019	Δ	(milioni di Euro)	2020	2019	Δ
Ricavi adjusted						
106	119	(13)	Eolico	402	421	(19)
10	10	1	Solare	73	72	1
32	34	(2)	Idroelettrico	118	124	(6)
105	97	7	Termoelettrico ⁽¹⁾	381	405	(24)
10	10	(0)	Corporate	36	37	(1)
(10)	(10)	0	<i>Ricavi infrasettori</i>	(36)	(37)	1
253	260	(7)	Totale ricavi adjusted	974	1.022	(48)
Margine operativo lordo adjusted						
74	87	(12)	Eolico	282	301	(18)
8	7	1	Solare	66	63	3
23	23	0	Idroelettrico	81	87	(6)
16	11	5	Termoelettrico ⁽¹⁾	67	69	(3)
(3)	(4)	0	Corporate	(15)	(16)	1
119	124	(5)	Margine operativo lordo adjusted	481	504	(23)
Ammortamenti e svalutazioni						
(40)	(42)	3	Eolico	(165)	(169)	4
(11)	(11)	(1)	Solare	(42)	(41)	(1)
(14)	(14)	0	Idroelettrico	(57)	(57)	0
(8)	(7)	(0)	Termoelettrico	(30)	(28)	(2)
(1)	(1)	(0)	Corporate	(4)	(3)	(1)
(74)	(76)	2	Ammortamenti adjusted	(298)	(299)	1
Risultato operativo netto adjusted						
35	44	(9)	Eolico	118	132	(14)
(3)	(4)	1	Solare	23	22	2
9	9	0	Idroelettrico	24	30	(6)
9	3	5	Termoelettrico ⁽¹⁾	37	41	(4)
(5)	(5)	0	Corporate	(19)	(19)	1
45	48	(3)	Risultato operativo netto adjusted	183	205	(22)
Investimenti ⁽²⁾						
37	16	20	Eolico	127	189	(62)
1	1	0	Solare	2	221	(218)
2	3	(1)	Idroelettrico	6	6	1
6	10	(4)	Termoelettrico	18	15	3
1	1	0	Corporate	2	2	0
46	31	15	Totale investimenti	156	432	(276)

Si precisa che i dati comparativi del 2019 sui ricavi adjusted sono stati oggetto di restatement (su Eolico 421 milioni rispetto ai 414 milioni precedentemente esposti, su Solare 72 milioni rispetto ai 71 precedentemente esposti, su Idroelettrico 124 milioni rispetto ai 119 milioni precedentemente esposti e su Termoelettrico 405 milioni rispetto ai 418 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. Relativamente ai ricavi, la quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 50 milioni (52 milioni nel 2019).

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

Conto Economico adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, in questa sezione i risultati economici sono 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 nella presente sezione sono riflessi 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.

4° trimestre		<i>(milioni di Euro)</i>	Anno	
2020	2019		2020	2019
Conto Economico adjusted				
253,1	259,7	Ricavi della gestione caratteristica	973,7	1.021,6
9,8	6,3	Altri ricavi e proventi	21,9	14,5
262,9	265,9	RICAVI TOTALI	995,6	1.036,1
(80,1)	(73,1)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(282,2)	(290,8)
(47,0)	(51,6)	Costi per servizi e altri costi operativi	(167,5)	(176,6)
(17,3)	(17,5)	Costi del lavoro	(64,9)	(65,0)
118,6	123,7	MARGINE OPERATIVO LORDO	480,8	503,7
(73,7)	(75,9)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(297,5)	(298,8)
44,8	47,8	Risultato operativo netto	183,3	204,9
(9,1)	(13,4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(47,1)	(61,2)
0,0	0,0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,2	0,1
35,7	34,5	Risultato prima delle imposte	136,5	143,8
(9,1)	(5,7)	Imposte sul reddito	(29,0)	(38,9)
26,7	28,8	Risultato d'esercizio	107,4	104,9
0,4	0,3	Risultato di azionisti terzi	(1,7)	(1,2)
27,1	29,1	Risultato netto di Gruppo	105,8	103,6

Stato 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.

I valori adjusted al 31 dicembre 2020 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 101 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 99 milioni.

Stato Patrimoniale riclassificato adjusted	31/12/2020	31/12/2019
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.261,6	3.422,2
Capitale circolante operativo netto	152,2	146,8
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	(5,4)
Altre attività	212,7	189,4
Altre passività	(412,0)	(489,5)
Capitale investito netto	3.209,0	3.263,5
Patrimonio netto di Gruppo	1.760,1	1.775,6
Patrimonio netto di terzi	9,7	11,5
Indebitamento finanziario netto	1.439,2	1.476,4
Mezzi propri e debiti finanziari	3.209,0	3.263,5

Flussi Finanziari

4°trimestre			Anno	
2020	2019		2020	2019
			<i>(importi in milioni)</i>	
118,6	123,7	Margine operativo lordo adjusted	480,8	503,7
(19,0)	9,8	Variazione capitale circolante	(40,8)	49,2
99,6	133,5	Cash Flow Operativo	440,0	552,9
(45,9)	(30,6)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(111,5)	(67,9)
-	-	Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(44,3)	(364,0)
(0,2)	-	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,3)	-
(0,7)	1,2	Disinvestimenti e altre variazioni	(0,4)	2,1
(46,8)	(29,4)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(156,4)	(429,8)
(9,1)	(13,4)	Proventi (oneri) finanziari	(47,1)	(61,2)
(12,9)	-	Chiusura fair value finanziamenti	(23,9)	(43,5)
0,0	0,0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,2	0,1
(22,0)	(13,4)	Cash Flow da gestione finanziaria	(70,8)	(104,6)
(11,7)	(15,5)	Cash Flow da gestione Fiscale	(25,4)	(41,0)
(1,3)	(0,0)	Distribuzione dividendi	(115,2)	(112,4)
(35,7)	17,4	Altri movimenti di patrimonio netto	(35,1)	1,2
(37,0)	17,4	Cash Flow da Patrimonio Netto	(150,2)	(111,1)
-	0,2	Variazione area di consolidamento	-	0,2
1.421,3	1.569,1	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.476,4	1.343,0
17,9	(92,8)	<i>Variazione netta</i>	(37,2)	133,4
1.439,2	1.476,4	Indebitamento finanziario netto finale	1.439,2	1.476,4

Il **Cash Flow operativo** del **2020** è positivo per 440 milioni, in diminuzione di 113 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del **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 (111 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito del programma di Voluntary Prepayment. Si ricorda che il flusso di cassa del 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 **1.439 milioni**, in diminuzione (37 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (156 milioni), la distribuzione di dividendi (115 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni⁶) più che compensati dal positivo flusso di cassa (392 milioni⁷).

⁶ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.

⁷ 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 nel 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 (di cui 1 milione già erogato).

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

4°trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
101,8	123,9	Margine operativo lordo	468,4	495,9
Esclusione Special Items:				
Corporate				
0,7	0,9	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽¹⁾	2,5	9,3
(0,3)	(0,3)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(1,1)	(0,9)
-	-	- Storno erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	2,0	-
-	1,2	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	7,2
1,1	(8,2)	- Storno rilascio fondo Business dismissi ⁽⁵⁾	1,1	(8,2)
Termoelettrico				
(0,3)	(0,3)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(1,2)	(1,0)
Idroelettrico				
(0,0)	(0,0)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,2)	(0,2)
15,8	-	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	15,8	-
Solare				
(0,0)	(0,1)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,4)	(0,4)
0,2	-	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	0,2	-
Eolico				
(1,5)	(1,9)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(7,4)	(6,5)
1,1	0,0	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	1,1	-
-	8,5	- Storno accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	8,5
118,6	123,7	Margine operativo lordo adjusted	480,8	503,7
4°trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
(84,3)	(78,0)	Ammortamenti e svalutazioni	(313,3)	(306,0)
Esclusione Special Items:				
1,3	1,7	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	6,5	6,7
9,3	-	- Storno svalutazione impianti Germany ⁽⁷⁾	9,3	-
-	0,5	- Storno ammortamenti su Business dismissi ⁽⁵⁾	-	0,5
(73,7)	(75,9)	Ammortamenti adjusted	(297,5)	(298,8)
4°trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
40,9	25,1	Risultato netto di Gruppo	107,9	31,6
Esclusione Special Items:				
0,1	0,3	Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	0,0	1,0
0,2	-	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	1,8	-
-	0,9	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	5,4
16,9	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti ⁽⁸⁾	30,4	52,9
0,6	0,9	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽¹⁾	2,4	8,7
-	-	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio ⁽⁹⁾	(0,6)	-
(53,9)	-	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e riallineamento impianti Hydro ⁽¹⁰⁾	(57,0)	-
1,2	(5,1)	Esclusione oneri correlati a Business dismissi ⁽⁵⁾	1,0	(5,1)
13,8	-	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali ⁽⁶⁾	13,8	-
-	6,4	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	6,4
6,6	-	Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Germany ⁽⁷⁾	6,6	-
0,7	0,5	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9 ⁽¹¹⁾	(0,5)	2,7
27,1	29,1	Risultato netto di Gruppo adjusted	105,8	103,6

- 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 nei precedenti paragrafi.
- Erogazione liberale. Si rimanda a quanto commentato nello specifico paragrafo dedicato all'emergenza Covid-19.
-
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura

organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.

6. Accantonamenti correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
7. Accantonamenti su fondi rischi istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche pari a 17 milioni.
8. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test.
9. 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.
10. 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.
11. Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
12. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel 2020 di proventi finanziari netti per circa 1 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*.

Conto Economico 2020

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	973,7	-	-	-	973,7
Altri proventi	21,9	-	-	-	21,9
Ricavi totali	995,6	-	-	-	995,6
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(282,2)	-	-	-	(282,2)
Costi per servizi e altri costi operativi	(180,0)	(10,2)	-	22,7	(167,5)
Costi del lavoro	(64,9)	-	-	-	(64,9)
Margine operativo lordo	468,4	(10,2)	-	22,7	480,8
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(313,3)	6,5	-	9,3	(297,5)
Risultato operativo	155,1	(3,8)	-	32,0	183,3
Proventi (oneri) finanziari netti	(89,2)	3,8	(0,7)	39,0	(47,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,3	-	-	(0,1)	0,2
Risultato prima delle imposte	66,3	0,0	(0,7)	70,9	136,5
Imposte sul reddito	43,3	-	0,2	(72,5)	(29,0)
Risultato netto attività continue	109,5	0,0	(0,5)	(1,6)	107,4
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	109,5	0,0	(0,5)	(1,6)	107,4
Risultato di azionisti terzi	(1,7)	-	-	-	(1,7)
Risultato netto di competenza del Gruppo	107,9	0,0	(0,5)	(1,6)	105,8

Conto Economico 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.021,6	-	-	-	1.021,6
Altri proventi	22,8	-	-	(8,2)	14,5
Ricavi totali	1.044,4	-	-	(8,2)	1.036,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(290,8)	-	-	-	(290,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(190,5)	(9,0)	-	22,9	(176,6)
Costi del lavoro	(67,1)	-	-	2,1	(65,0)
Margine operativo lordo	495,9	(9,0)	-	16,8	503,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(306,0)	6,7	-	0,5	(298,8)
Risultato operativo	189,9	(2,3)	-	17,2	204,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(137,1)	3,7	3,5	68,7	(61,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,5)	-	-	0,7	0,1
Risultato prima delle imposte	52,3	1,4	3,5	68,6	143,8
Imposte sul reddito	(19,5)	(0,4)	(0,8)	(18,2)	(38,9)
Risultato netto attività continue	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato di azionisti terzi	(1,2)	-	-	-	(1,2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	31,6	1,0	2,7	68,4	103,6

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2020

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.049,9	-	1.049,9
Immobilizzazioni materiali	2.259,4	(99,9)	2.159,5
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	52,3	-	52,3
Capitale immobilizzato	3.361,5	(99,9)	3.261,6
Rimanenze	49,4	-	49,4
Crediti commerciali	178,5	-	178,5
Debiti commerciali	(74,2)	-	(74,2)
Debiti verso erario per accise	(1,5)	-	(1,5)
Capitale circolante operativo netto	152,2	-	152,2
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	211,4	1,2	212,7
Altre passività	(412,0)	-	(412,0)
Capitale investito netto	3.307,7	(98,7)	3.209,0
Patrimonio netto Gruppo	1.758,1	2,0	1.760,1
Patrimonio netto di terzi	9,7	-	9,7
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.106,4	(94,2)	2.012,1
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(566,4)	(6,5)	(572,9)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.307,7	(98,7)	3.209,0

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	43,5	-	43,5
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	146,8	-	146,8
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	187,5	1,9	189,4
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

Allegato al comunicato stampa del 12 marzo 2021



Andamento gestionale risultati anno 2020

We are #SDGsContributors



Premesse

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 12 marzo 2021 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2020 del Gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla Gestione che, unitamente alle Note di Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti alla normativa di legge.

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

La Capogruppo si avvale della facoltà, introdotta dalla Consob con delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

Settori operativi

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse tecnologie di generazione, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.

Si precisa che i risultati per business riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, pertanto i risultati dell'eolico, dell'idroelettrico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati corrispondenti ai valori indicati nelle Note al consolidato e che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance e quanto commentato nel successivo paragrafo IFRS 16.

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 quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l'incremento (circa 101 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 99 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (6 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 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".

Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁸

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo⁹)

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Luca Bettonte

CONSIGLIERI

Massimo Belcredi (indipendente¹⁰)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente¹¹)

Barbara Cominelli (indipendente⁴)

Marco Costaguta (non esecutivo)

Paolo Francesco Lanzoni (non esecutivo¹²)

Silvia Merlo (indipendente⁴)

Elisabetta Oliveri (indipendente⁴)

Mario Paterlini (indipendente⁴)

COLLEGIO SINDACALE¹³

PRESIDENTE

Elena Spagnol

SINDACI EFFETTIVI

Lelio Fornabaio

Fabrizio Cavalli

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

Paolo Luigi Merli

SOCIETA' DI REVISIONE

KPMG S.p.A.¹⁴

⁸ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

⁹ Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

¹⁰ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

¹¹ 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.

¹² 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

¹³ Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019

¹⁴ Nominata in data in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026

Profilo del Gruppo

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

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

- l'attività di Energy Management centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di *Operation & Maintenance* dei propri impianti eolici 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 Terni¹⁵. 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 31 dicembre 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).



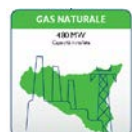
Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW con 33 impianti fotovoltaici collocati in 9 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.



Idroelettrico

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



Termoelettrico

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

¹⁵ La manutenzione delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni è gestita da personale della controllata ERG Hydro

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 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

In construction/RTB: 336 MW

UK: 249 MW

Polonia: 60 MW

Francia: 27 MW

FRANCIA

Eolico: 397 MW

ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

GERMANIA

Eolico: 272 MW

POLONIA

Eolico: 82 MW

ROMANIA

Eolico: 70 MW

BULGARIA

Eolico: 54 MW

PIEMONTE

Solare: 21 MW

EMILIA ROMAGNA

Solare: 3 MW

MARCHE

Solare: 4 MW

ABRUZZO

Solare: 5 MW

UMBRIA, LAZIO, MARCHE

Idroelettrico: 527 MW

MOLISE

Eolico: 79 MW

PUGLIA

Eolico: 249 MW

Solare: 15 MW

LAZIO

Solare: 51 MW

SARDEGNA

Eolico: 111 MW

CAMPANIA

Eolico: 247 MW

Solare: 7 MW

BASILICATA

Eolico: 89 MW

SICILIA

Eolico: 198 MW

Solare: 10 MW

Termoelettrico: 480 MW

CALABRIA

Eolico: 120 MW

Solare: 24 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

Modello organizzativo



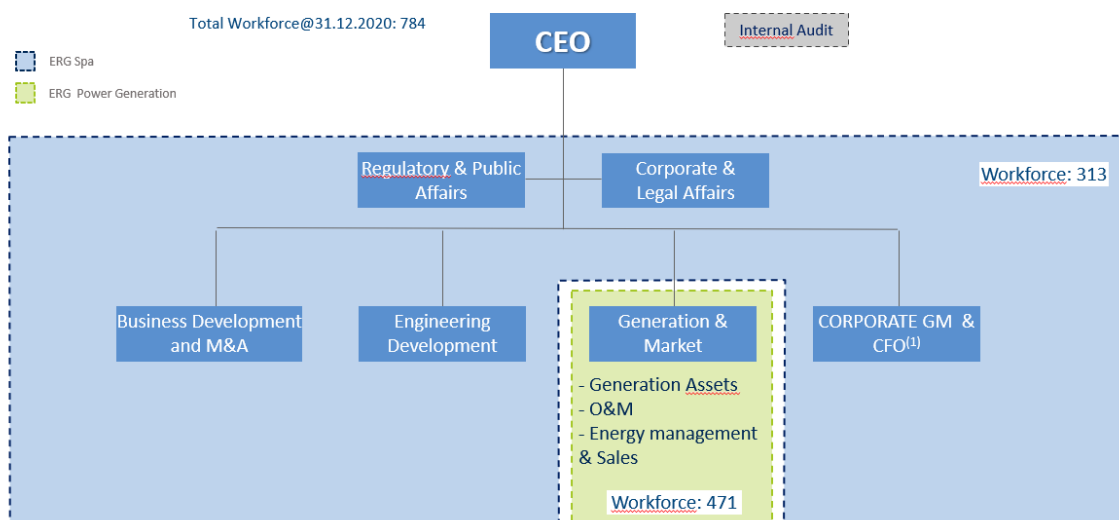
L'assetto del Gruppo - si caratterizza per un forte orientamento alla logica di processo e alla abilitazione delle leve strategiche di business prevedendo la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A.- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei cambiamenti organizzativi avvenuti nel 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, Finance, Planning Control & Reporting, Group Risk Management & Corporate Finance, Investor Relations & CSR, Procurement, Human Capital & ICT e Communication con l'obiettivo di far confluire 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.

CONE : 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

Strategia

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine, raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.

Dopo il completamento della trasformazione industriale di ERG iniziata nel 2008, la Società è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa. Il Gruppo ha raggiunto una capacità installata di oltre 3.000MW con un portafoglio di assets diversificato sia tecnologicamente che geograficamente. ERG è il primo operatore eolico in Italia e tra i principali in Europa e ha scelto di adottare un modello di business orientato allo sviluppo sostenibile e agli obiettivi di decarbonizzazione, coerente con il processo di transizione del sistema energetico in atto a livello mondiale.

Negli ultimi anni vi è stato un mutamento radicale e profondo in Europa nell'industria della generazione elettrica da fonti rinnovabili: se da un lato è sempre più forte la spinta da parte dei Governi verso la decarbonizzazione a favore delle rinnovabili, dall'altro vi è stato un mutamento radicale nello scenario competitivo tramite la progressiva introduzione delle aste competitive per l'aggiudicazione di nuova capacità rinnovabile ed il conseguente abbandono dei sistemi incentivanti diretti.

Nell'ambito di tale mutato contesto competitivo, la strategia di ERG è quella di continuare a crescere nelle rinnovabili facendo ora leva sul suo know-how industriale, sulla sua presenza territoriale, sulla qualità dei propri assets, sull'efficienza operativa e sulla flessibilità del portafoglio integrato di Energy Management.

Tale strategia si basa sulla crescita di capacità e di produzione attraverso tre canali:

1. **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico della propria pipeline di progetti o accordi di co-sviluppo in Francia, Germania e Regno Unito.
2. **Repowering e Reblading in Italia:** in considerazione dell'evoluzione tecnologica del settore eolico, ERG si pone l'obiettivo di effettuare il repowering ed il reblading su parchi dotati di tecnologia obsoleta, con turbine inferiori al MW, con incentivi già scaduti o in scadenza, ma al contempo ubicati nei siti più ventosi.
3. **M&A:** ERG intende continuare ad avere un approccio opportunistico in modo da cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di proprio interesse, facendo leva sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

ERG 2018-2022 STRATEGIC OPTIONS



CONFIDENZIALE

Nel corso del 2020 ERG ha proseguito il percorso nella crescita delineato nel Piano industriale, con 38MW di maggiore capacità installata nell'eolico in Francia (acquisizione di Trinity), l'avanzamento nello sviluppo greenfield all'estero con 336 MW in costruzione o "Ready to Build" in UK, Francia e Polonia oltre che con il raggiungimento di un accordo di co-sviluppo per 600MW *early stage* nel fotovoltaico in Germania e nel repowering in Italia, con l'avanzamento negli iter autorizzativi dei nostri progetti.

Variazione perimetro di business nel 2020

- **Eolico - Francia**

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

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

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a circa 40 milioni di euro. L'Ebitda annuo medio atteso è di circa 4,5 milioni di euro. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze francese ha dato il proprio consenso all'operazione. La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2020, con un contributo di 6 milioni a livello di Ebitda.

- **Eolico – Polonia**

- In data **5 marzo 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameonio Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di **Laszki Wind Sp. Z.o.o.**, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019. Il progetto si è aggiudicato nell'ultima asta una tariffa Feed-in pari a 205 PLN per una durata di 15 anni. La produzione stimata a regime è di circa 90 GWh annui, pari a circa 77 kt di emissione di CO2 evitata. L'entrata in esercizio è prevista entro il primo semestre 2022. L'investimento totale per la realizzazione del parco inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 48 milioni di euro.

- In data **23 ottobre 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Poland Holding, ha perfezionato l'acquisizione dal gruppo Vortex Energy, sviluppatore con decennale esperienza nel mercato polacco, 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'accordo prevede, oltre all'acquisto dei permessi a costruire, anche un contratto per la fornitura dei servizi relativi alla costruzione delle opere civili ed elettriche. Il progetto, che si è aggiudicato nell'ultima asta di dicembre 2019 una tariffa pari a 222 PLN al MWh (circa Euro 50,5) per una durata di 15 anni, è situato in una zona particolarmente ventosa. La produzione attesa a regime è di circa 76 GWh annui, pari a 3.100 ore equivalenti, e a circa 65 kt di emissione di CO2 evitata. L'entrata in esercizio è prevista entro il primo semestre 2022. L'investimento totale per la realizzazione del parco, inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 36 milioni di euro.

Le operazioni sopracitate consentiranno ad ERG di ampliare la propria presenza nel mercato eolico on-shore polacco portando a 142 MW la potenza installata nel Paese.

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2020 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 23,40 Euro, in crescita (+21,7%) rispetto a quella della fine dell'anno 2019, dopo aver distribuito un dividendo pari a 0,75 Euro per azione in data 20 Maggio 2020, a fronte di un calo nello stesso periodo degli indici di borsa FTSE All Share (-5,6%), del FTSE Mid Cap (-5,8%) e di un aumento dell'Euro Stoxx Utilities Index (+9.5%).

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 23,72 Euro (30 dicembre 2020).

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

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.12.20	23,40
Prezzo massimo (30.12.20) ⁽¹⁾	23,72
Prezzo minimo (23.03.20) ⁽¹⁾	13,17
Prezzo medio	20,05

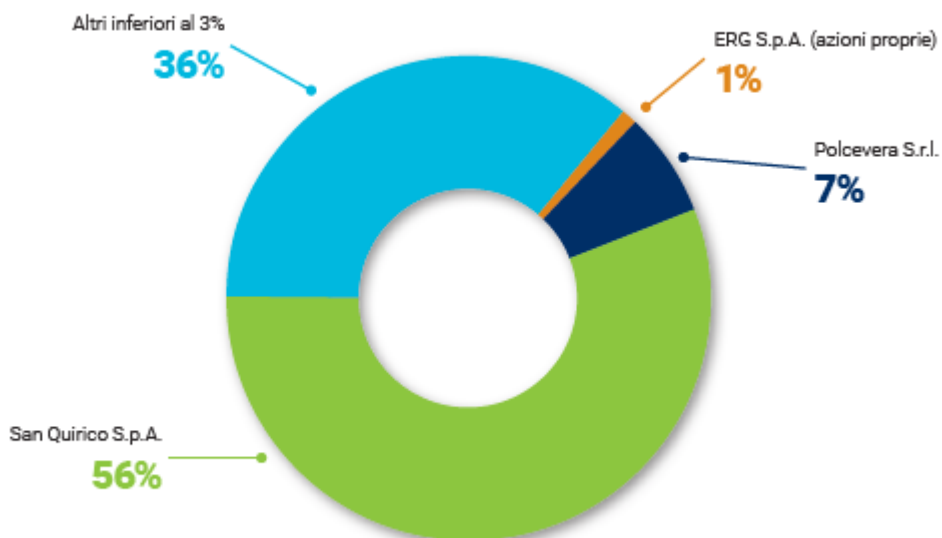
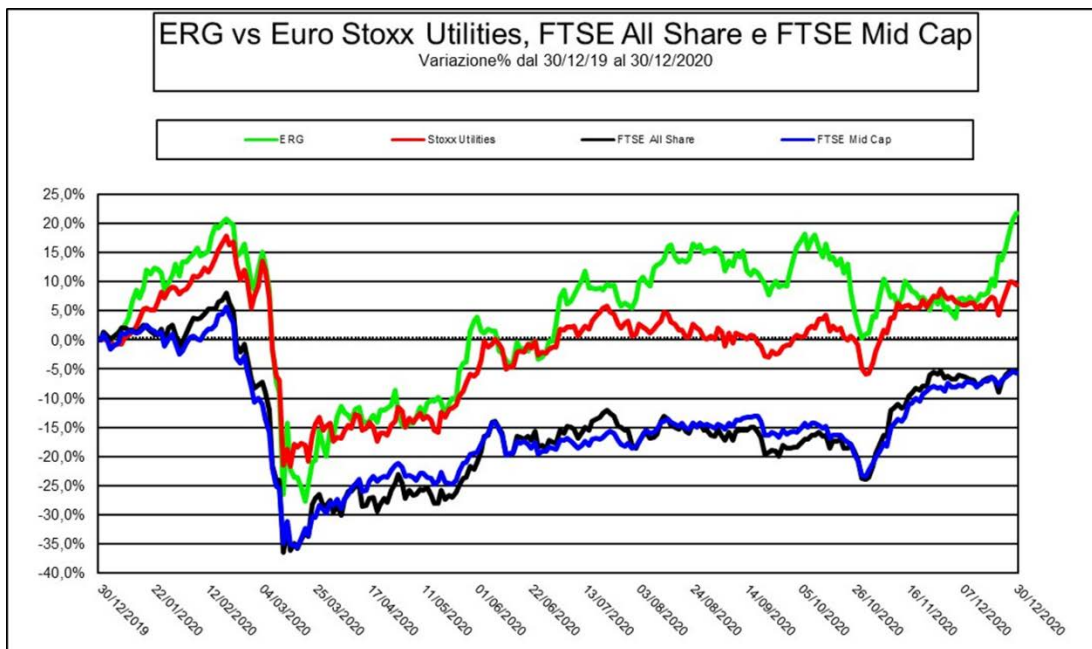
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (18.09.20)	1.761.526
Volume minimo (19.10.20)	43.252
Volume medio	255.536

La capitalizzazione di borsa al 31 dicembre 2020 ammonta a circa 3.517 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



Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Settore Eolico

Data	Paese	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
24 febbraio 2020	Francia	Acquisizione del 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW.	Comunicato Stampa del 24/02/2020
5 marzo 2020	Polonia	Acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Sp. Z.o.o. , società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019.	Comunicato Stampa del 05/03/2020
30 giugno 2020	Italia	ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., controllata da ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'Amend & Extend del suo non-recourse project facilities agreement per un importo residuo di Euro 103 milioni. L'operazione ha permesso di migliorare le condizioni del finanziamento e di prolungarne la durata di tre anni. Inoltre l'Amend & Extend ha consentito di classificare il finanziamento come "Green Loan" e "Sustainability Linked Loan" in conformità con i Green Loan Principles e i Sustainability Linked Loan Principles, a ulteriore conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile.	Comunicato Stampa del 30/06/2020
22 settembre 2020	Italia	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 22/09/2020
23 ottobre 2020	Polonia	Acquisizione del 100% del capitale di EW piotrków kujawski Sp. Z.o.o. , società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico della potenza di 24,5 MW, già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019.	Comunicato Stampa del 23/10/2020
26 ottobre 2020	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 26/10/2020
4 novembre 2020	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 04/11/2020

Settore Solare

Data	Paese	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
3 dicembre 2020	Germania	ERG, attraverso la controllata ERG Development Germany GmbH & Co. KG. e AREAM Advisory GmbH, società parte del Gruppo aream attiva nello sviluppo delle infrastrutture per l'energia rinnovabile con sede in Germania, hanno firmato un accordo di co-sviluppo che prevede un portafoglio di progetti early stage nel fotovoltaico per circa 600 MW nella zona orientale della Germania.	Comunicato Stampa del 03/12/2020

Corporate

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
22 gennaio 2020	ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA", rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI") , una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG).	Comunicato Stampa del 22/01/2020
9 marzo 2020	In data 9 marzo 2020, con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del Covid-19 ed alle conseguenti restrizioni alla mobilità personale, ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (<i>Smart Working</i>) a tutti i giorni lavorativi della settimana. Tale possibilità è stata estesa progressivamente ai dipendenti di tutte le sedi del Gruppo laddove tale modalità di lavoro è risultata compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate (circa il 70% della popolazione aziendale), assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi. Tale modalità operativa è attualmente confermata sino al 31 marzo 2021, salvo proroga, con modalità diverse definite da sede a sede.	
21 aprile 2020	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio d'esercizio 2019, deliberando il pagamento di Euro 0,75 per azione e ha approvato la modifica dello Statuto Sociale ai fini dell'introduzione del meccanismo di maggiorazione del diritto di voto. Nell'ambito del proprio intervento, l'Amministratore Delegato ha dato ampia informativa sulle misure ed iniziative intraprese dal Gruppo per fronteggiare l'emergenza Covid-19. Per la prima volta l'Assemblea degli Azionisti si è svolta esclusivamente mediante sistemi di telecomunicazione ed ha registrato la partecipazione di un numero di azionisti rappresentativi del 79,4% del capitale sociale.	Comunicato Stampa del 21/04/2020
14 maggio 2020	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-.	Comunicato Stampa del 14/05/2020
6 luglio 2020	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 06/07/2020
4 settembre 2020	ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un 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) da Euro 2 miliardi. L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte.	Comunicato Stampa del 04/09/2020
1 ottobre 2020	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 01/10/2020
1 dicembre 2020	Ingresso nel Gruppo ERG di Renato Sturani nel ruolo di Chief Operating Officer nonché di Amministratore Delegato di ERG Power Generation S.p.A., a diretto	Comunicato Stampa del 01/12/2020

	<p>riporto dell'Amministratore Delegato ed in sostituzione di Pietro Tittoni, che lascia la Società dopo aver maturato i requisiti della pensione.</p>	
<p>9 dicembre 2020</p>	<p>ERG ottiene il rating "A-" (precedente B) nel programma Climate Change promosso dal Carbon Disclosure Project (CDP), l'organizzazione internazionale no-profit che, attraverso il monitoraggio delle performance aziendali nella lotta al cambiamento climatico, guida imprese e governi verso la riduzione delle emissioni dei gas serra. ERG scala così la graduatoria CDP posizionandosi nella fascia "Leadership", che include tutte le società che adottano best practices nella lotta al Climate Change.</p>	<p>Comunicato Stampa del 09/12/2020</p>
<p>15 dicembre 2020</p>	<p>ERG S.p.A. annuncia l'emissione e il collocamento di un nuovo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 100,000.000 ("Tap Issue"). La Tap Issue ha assunto la forma del Green Bond sulla base del Green Bond Framework di ERG S.p.A., messo a disposizione del pubblico il 2 settembre 2020 e valutato da Vigeo Eiris, in qualità di advisor indipendente, che ha emesso la Second Party Opinion circa la conformità del Green Bond Framework di ERG ai Green Bond Principles.</p>	<p>Comunicato Stampa del 15/12/2020</p>
<p>21 dicembre 2020</p>	<p>ERG S.p.A., facendo seguito all'annuncio dell'accordo di riacquisto delle Obbligazioni del 15 dicembre 2020, ha effettuato il riacquisto delle Obbligazioni emesse il 19 luglio 2017, per un importo nominale complessivo di Euro 75.000.000.</p>	<p>Comunicato Stampa del 21/12/2020</p>

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 l' 11 marzo 2020 ne ha dichiarato lo stato di Pandemia.

In Italia attraverso specifici Decreti della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stato dichiarato lo stato di emergenza ad oggi prorogato fino al 30 aprile 2021 e sono state adottate misure specifiche dapprima nella Regione Lombardia e nel Nord Italia, successivamente estese a tutto il territorio nazionale.

Gli altri paesi Europei nel quale 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.

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

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

La possibilità della prestazione lavorativa in smart working è attualmente confermata fino al 31 marzo 2021 per tutti i dipendenti per tutti i giorni lavorativi della settimana.

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.

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

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020, ed è stata anche attivata una polizza di copertura assicurativa sanitaria COVID-19 a favore di tutti i dipendenti valida inizialmente fino alla fine del 2020 e poi estesa a tutto il 2021. 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.

In tale contesto si ricorda peraltro che nel mese di maggio 2020 l'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-, e che nel mese di settembre e dicembre sono state finalizzati con successo, rispettivamente, i collocamenti del secondo Green Bond (500 mln) e del Tap Issue (100 mln)

Per maggiori dettagli sulle misure adottate dal Gruppo, gli impatti sul modello di business, sui rischi del Gruppo e sui risultati del 2020 si rimanda a quanto commentato nei successivi paragrafi del presente documento ed allo specifico paragrafo Covid-19 nelle Note illustrative al Bilancio.

Per quanto riguarda la guidance per l'intero esercizio 2021 si rinvia al paragrafo "Evoluzione prevedibile della gestione".

Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾ Anno		Adjusted ⁽¹⁾ Anno	
	2020	2019	2020	2019
Principali dati economici				
Ricavi	974	1.022	974	1.022
Margine operativo lordo	468	496	481	504
Risultato operativo netto	155	190	183	205
Risultato netto	110	33	107	105
di cui Risultato netto di Gruppo	108	32	106	104
Principali dati finanziari				
Capitale investito netto ⁽³⁾	3.308	3.340	3.209	3.264
Patrimonio netto	1.768	1.786	1.770	1.787
Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.540	1.554	1.439	1.476
di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	417	812	417	812
Leva finanziaria	47%	47%	45%	45%
Ebitda Margin %	48%	49%	49%	49%
Dati operativi				
Capacità installata impianti eolici a fine periodo	<i>MW</i>		1.967	1.929
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>		3.911	4.000
Capacità installata impianti termoelettrici	<i>MW</i>		480	480
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>		2.441	2.504
Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	<i>MW</i>		527	527
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>		1.097	1.229
Capacità installata impianti solari a fine periodo	<i>MW</i>		141	141
Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>		228	226
Vendite totali di energia elettrica	<i>milioni di KWh</i>		14.897	15.121
Investimenti ⁽⁵⁾	<i>milioni di Euro</i>		156	432
Dipendenti a fine periodo	<i>Unità</i>		784	754
Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾				
Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>		119	118
Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>		96	96
Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>		89	89
Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>		78	73
Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>		66	79
Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>		56	67
Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>		n.a.	n.a.
Solare	<i>Euro/MWh</i>		315	314
Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>		109	102
Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>		35	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 nel 2020.

⁽⁶⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/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

(milioni di Euro)	Anno		Δ
	2020	2019	
Ricavi adjusted			
Eolico	402	421	(19)
Solare	73	72	1
Idroelettrico	118	124	(6)
Termoelettrico ⁽¹⁾	381	405	(24)
Corporate	36	37	(1)
Ricavi infrasettori	(36)	(37)	1
Totale ricavi adjusted	974	1.022	(48)
Margine operativo lordo adjusted			
Eolico	282	301	(18)
Solare	66	63	3
Idroelettrico	81	87	(6)
Termoelettrico ⁽¹⁾	67	69	(3)
Corporate	(15)	(16)	1
Margine operativo lordo adjusted	481	504	(23)
Ammortamenti e svalutazioni			
Eolico	(165)	(169)	4
Solare	(42)	(41)	(1)
Idroelettrico	(57)	(57)	0
Termoelettrico	(30)	(28)	(2)
Corporate	(4)	(3)	(1)
Ammortamenti adjusted	(298)	(299)	1
Risultato operativo netto adjusted			
Eolico	118	132	(14)
Solare	23	22	2
Idroelettrico	24	30	(6)
Termoelettrico ⁽¹⁾	37	41	(4)
Corporate	(19)	(19)	1
Risultato operativo netto adjusted	183	205	(22)
Investimenti ⁽²⁾			
Eolico	127	189	(62)
Solare	2	221	(218)
Idroelettrico	6	6	1
Termoelettrico	18	15	3
Corporate	2	2	0
Totale investimenti	156	432	(276)

Si precisa che i dati comparativi del 2019 sui ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (su Eolico 421 milioni rispetto ai 414 milioni precedentemente esposti, su Solare 72 milioni rispetto ai 71 precedentemente esposti, su Idroelettrico 124 milioni rispetto ai 119 milioni precedentemente esposti e su Termoelettrico 405 milioni rispetto ai 418 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. Relativamente ai ricavi, la quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 50 milioni (52 milioni nel 2019).

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

Commento ai risultati del periodo

Nel 2020 i **ricavi adjusted** sono pari a 974 milioni, in diminuzione di 48 milioni rispetto al 2019 (1.022 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche ed idriche decisamente sfavorevoli, dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del 2019 e anche della minore produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT che ha terminato 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 €/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 481 milioni, in diminuzione di 23 milioni rispetto ai 504 milioni registrati nel 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-18 milioni):** margine operativo lordo pari a 282 milioni, in diminuzione rispetto al 2019 (301 milioni) per effetto del minor risultato in Italia, pari a 165 milioni ed in diminuzione rispetto ai 191 milioni del 2019, che ha risentito della scarsa anemologia rispetto ai valori particolarmente elevati del 2019, (1.902 GWh nel 2020 rispetto ai 2.161 GWh del 2019) del peggior scenario prezzi di mercato e dall'uscita di alcuni parchi dal periodo di incentivazione. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal maggior valore dell'incentivo nonché dagli effetti positivi delle azioni di copertura. I risultati all'estero al contrario sono in crescita sia in termini economici (+7 milioni) che di volume (+170 GWh), grazie al contributo dei 38 MW di nuovi parchi in un contesto di elevata ventosità del periodo in Francia. Si segnala che la produzione eolica all'estero (2.009 GWh) è stata superiore a quella in Italia (1.902 GWh) nell'esercizio.
- **Solare (+3 milioni):** il margine operativo lordo, pari a 66 milioni, è in lieve incremento rispetto al 2019 (63 milioni) con volumi lievemente superiori (228 GWh nel 2020 rispetto ai 226 GWh del 2019) 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 81 milioni (87 milioni nel 2019), in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto al 2019 (1.097 GWh nel 2020 rispetto ai 1.229 GWh del 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 dal peggiore scenario sui mercati dell'energia solo in parte compensato dalle politiche di copertura e dal maggior valore dell'incentivo. Le importanti precipitazioni di fine anno hanno determinato significativi incrementi degli invasi.
- **Termoelettrico (-3 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 67 milioni, è inferiore rispetto ai 69 milioni del 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica per circa 7 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 dell'emergenza sanitaria Covid-19. con conseguenti minori volumi di energia elettrica prodotta (2.441 GWh nel 2020 rispetto ai 2.504 GWh del 2019). Al risultato hanno contribuito il maggiore contributo dai servizi di dispacciamento (MSD), l'effetto positivo delle coperture e 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 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 10 milioni, oltre che degli special items del periodo pari a circa -23 milioni, principalmente riconducibili ad accantonamenti su fondi rischi a fronte di richieste di oneri di anni precedenti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 183 milioni (205 milioni nel 2019) dopo ammortamenti per 298 milioni sostanzialmente in linea rispetto al 2019 (299 milioni).

Il **risultato operativo netto** è stato pari a 155 milioni (190 milioni nel 2019) dopo ammortamenti e svalutazioni per 313 milioni (306 milioni nel 2019).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 106 milioni, dopo circa 2 milioni spettanti alle minorities, in lieve aumento rispetto al 2019 (104 milioni), in considerazione dei minori oneri finanziari e imposte che

hanno più che compensato i già commentati minori risultati operativi. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al 2019 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle significative operazioni di liability management avviate nel corso del 2019 e proseguite nel 2020, fra cui l'emissione di un secondo Green Bond nel 2020 a condizioni di mercato più vantaggiose. Inoltre il tax rate effettivo è risultato inferiore rispetto al 2019 a seguito del recupero di oneri deducibili pregressi e alle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 108 milioni rispetto ai 32 milioni del 2019 e riflette nel 2020 gli effetti positivi relativi al rilascio della tassazione differita in conseguenza della rivalutazione degli impianti idroelettrici (54 milioni). Il risultato di Gruppo include inoltre, gli oneri straordinari legati alle operazioni di Liability Management pari a 39 milioni (69 milioni nel 2019).

Nel 2020 gli **investimenti** sono stati pari a **156 milioni** (432 milioni nel 2019) e si riferiscono in parte all'acquisizione di 38 MW di parchi eolici operativi in Francia (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 111 milioni** di cui il 74% nel settore Eolico (66% nel 2019), principalmente correlati all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in UK, Polonia e Francia, il 17% nel settore Termoelettrico (22% nel 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% nel 2019), il 2% nel settore Solare (1% nel 2019) e il 2% nel settore Corporate (3% nel 2019), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.439 milioni**, in diminuzione (37 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (156 milioni), la distribuzione di dividendi (115 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni¹⁶), più che compensati dal positivo flusso di cassa (392 milioni¹⁷).

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 31 dicembre 2020 a circa 101 milioni.

¹⁶ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019

¹⁷ 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

Scenario prezzi (Euro/MWh)	Anno	
	2020	2019
Italia		
PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	38,9	52,3
Prezzo energia elettrica zona Nord	37,8	51,2
Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	38,7	52,2
Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	39,7	52,3
Prezzo energia elettrica zona Sud	39,0	50,9
Prezzo energia elettrica Sardegna	39,0	51,8
Prezzo energia elettrica Sicilia	46,2	62,8
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	45,3	59,4
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	99,1	92,1
Estero		
Francia (Energia Elettrica base load)	32,2	39,5
Germania (Energia Elettrica base load)	30,7	37,9
Polonia	77,8	84,2
<i>di cui (Energia Elettrica base load)</i>	46,8	53,5
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	31,0	30,7
Bulgaria (Energia Elettrica base load)	39,3	47,5
Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	68,8	79,7
<i>di cui Energia Elettrica base load</i>	39,4	50,3
<i>di cui Certificato Verde</i>	29,4	29,4
Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	37,6	50,3
Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	39,6	49,2

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia – Domanda e produzioni

Mercato Italia (GWh) ⁽¹⁾	Anno	
	2020	2019
Domanda	302.751	319.622
Consumo pompaggi	2.557	2.469
Import/Export	32.200	38.141
Produzione interna ⁽²⁾	273.108	283.950
di cui		
<i>Termoelettrica</i>	175.376	187.317
<i>Idroelettrica</i>	47.990	47.590
<i>Geotermica</i>	5.646	5.689
<i>Eolica</i>	18.547	20.034
<i>Fotovoltaico</i>	25.549	23.320

⁽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 2020 la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 303 TWh, in diminuzione del 5,3% rispetto ai valori registrati nel 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

18,7 TWh, in diminuzione (-2,6%) rispetto al 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 42,5 TWh (-3,3%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 273,1 TWh, in diminuzione del 3,8% rispetto al 2019, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 32,2 TWh (-16% rispetto al 2019).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 64% da centrali termoelettriche e per il restante 36% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al 2019 risultano in diminuzione la produzione eolica (-7%), termoelettrica (-6%) e geotermica (-1%) mentre hanno registrato una crescita la produzione fotovoltaica (+10%) e quella idroelettrica (+1%).

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 **2020**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 14,9 TWh (15,1 TWh nel 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,7 TWh (8,0 TWh nel 2019), di cui circa 2,0 TWh all'estero e 5,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2019).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella¹⁸ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)	Anno		Vendite di energia elettrica (GWh)	Anno	
	2020	2019		2020	2019
Wind - produzione eolica Italia	1.902	2.161	Energia elettrica venduta a clienti captive	441	527
Wind - produzione eolica Estero	2.009	1.839			
Solare - produzione fotovoltaica	228	226			
CCGT - produzione termoelettrica	2.441	2.504	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	12.447	12.754
Hydro - produzione idroelettrica	1.097	1.229	Energia elettrica venduta all'estero	2.009	1.839
ERG Power Generation - acquisti	7.219	7.161			
Totale	14.897	15.120	Totale	14.897	15.121

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.

¹⁸ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

EOLICO

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

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

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

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 dicembre 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 31 dicembre 2019 è dovuto all'acquisizione in Francia di tre parchi per 38 MW.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici (milioni di euro)	Anno	
	2020	2019
Ricavi adjusted	402	421
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	282	301
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(165)	(169)
Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	118	132
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	127	189
Ebitda Margin % ⁽²⁾	70%	71%
Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	3.911	4.000

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi adjusted sono stati oggetto di restatement (421 milioni rispetto ai 414 milioni precedentemente esposti) 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 2020 risultano in diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli 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 (da 92,1 a 99,0 €/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al **2019**, le produzioni Wind Italia non più incentivate ammontano a 93 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 9 milioni.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel 2020, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 119 Euro/MWh, lievemente in aumento rispetto al valore di 118 Euro/MWh del 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 <i>(milioni di euro)</i>	Anno		Δ	Δ%
	2020	2019		
Italia	227	256	(29)	-11%
Eestero	175	165	10	6%
di cui				
<i>Germania</i>	45	46	(1)	-2%
<i>Francia</i>	85	71	14	20%
<i>Polonia</i>	19	19	0	2%
<i>Bulgaria</i>	12	13	(1)	-7%
<i>Romania</i>	13	15	(2)	-15%
<i>UK</i>	-	-	-	n.a
Totale	402	421	(19)	-4%

Ricavi netti unitari <i>Euro/MWh</i>	Anno		Δ	Δ%
	2020	2019		
Eolico Italia	119	118	0	0%
Eolico Germania	96	96	(0)	0%
Eolico Francia	89	89	0	0%
Eolico Polonia	78	73	5	6%
Eolico Bulgaria	66	79	(12)	-16%
Eolico Romania	56	67	(11)	-16%
Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **2020** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 96 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), in linea con l'anno precedente. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-16% a seguito della diminuzione dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Bulgaria (-16%) per effetto del cambiamento graduale da FIT 2019 a FIP 2020.

Produzioni (GWh)	Anno			
	2020	2019	Δ	Δ%
- Italia	1.902	2.161	-259	-12%
di cui				
<i>Campania</i>	430	480	(50)	-10%
<i>Calabria</i>	239	221	18	8%
<i>Puglia</i>	461	525	(63)	-12%
<i>Molise</i>	151	174	(22)	-13%
<i>Basilicata</i>	166	185	(19)	-10%
<i>Sicilia</i>	262	343	(80)	-23%
<i>Sardegna</i>	191	235	(43)	-18%
- Estero	2.009	1.839	170	9%
di cui				
<i>Germania</i>	470	465	5	1%
<i>Francia</i>	952	794	159	20%
<i>Polonia</i>	244	255	(11)	-4%
<i>Bulgaria</i>	150	135	15	11%
<i>Romania</i>	193	190	3	2%
<i>UK</i>	0	0	0	n.a
Produzioni complessive parchi	3.911	4.000	-89	-2%

Nel 2020 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 3.911 GWh, in riduzione del 2% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (4.000 GWh), ha visto per la prima volta le produzioni all'estero, in crescita del 9% (da 1.839 GWh a 2.009 GWh), superare quelle in Italia, in riduzione del 12% .

Il decremento delle produzioni in Italia (-259 GWh) è legato a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel 2019, in particolare negli ultimi mesi dell'anno, in tutte le regioni ad eccezione della Calabria, con una più spiccata riduzione in Campania, Puglia e Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 170 GWh è attribuibile principalmente alle maggiori produzioni in Francia (+159 GWh, di cui +81 GWh per le produzioni degli impianti di recente acquisizione e +78 GWh per l'elevata ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2019), e in Bulgaria (+15 GWh).

Nella seguente tabella vengono rappresentati i **load factor** degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

Load Factor %	Anno		
	2020	2019	Δ
- Italia	20%	23%	-3%
di cui			
<i>Campania</i>	20%	22%	-2%
<i>Calabria</i>	23%	21%	2%
<i>Puglia</i>	21%	24%	-3%
<i>Molise</i>	22%	25%	-3%
<i>Basilicata</i>	21%	24%	-2%
<i>Sicilia</i>	15%	20%	-5%
<i>Sardegna</i>	20%	24%	-4%
- Estero	26%	25%	1%
di cui			
<i>Germania</i>	20%	20%	-1%
<i>Francia</i>	27%	25%	2%
<i>Polonia</i>	34%	36%	-2%
<i>Bulgaria</i>	32%	29%	3%
<i>Romania</i>	31%	31%	0%
Load factor ⁽¹⁾	23%	24%	-1%

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

Nel **2020** il *load factor* complessivo, pari al 23%, è risultato lievemente inferiore a quanto registrato nel 2019 (24%).

In particolare in Italia la diminuzione del *load factor* dal 23% 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 26% rispetto al 25% 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 <i>adjusted</i> <i>(milioni di euro)</i>	Anno		Δ	Δ%
	2020	2019		
Italia	165	191	(25)	-13%
Eestero	117	110	7	6%
di cui				
<i>Germania</i>	28	31	(3)	-9%
<i>Francia</i>	58	47	11	23%
<i>Polonia</i>	15	15	0	0%
<i>Bulgaria</i>	9	8	1	8%
<i>Romania</i>	8	10	(2)	-18%
<i>UK</i>	(1)	(1)	0	n.a.
Totale	282	301	(18)	-6%

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2020 è pari complessivamente a 282 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (301 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 (+7 milioni).

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

I migliori risultati all'estero (+7 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata e delle maggiori produzioni in Francia, in parte compensate dal peggior scenario nell'Est Europa e dalle maggiori maggiori manutenzioni effettuate in Francia e Germania.

L'**EBITDA *margin*** del 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 del 2020 (**127 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (38 MW) avvenuta nel primo trimestre 2020 (pari a 42 milioni), oltre che alle attività di costruzione di nuovi parchi eolici in UK (50 milioni), Polonia (19 milioni) e Francia (2 milioni).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

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

Italia

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

Ad oggi sono state consuntivate quattro delle sessioni di asta e registri previsti dal Decreto ministeriale 4 luglio 2019, noto come DM FER1.

In particolare per le aste relative ad impianti eolici e fotovoltaici del "gruppo A" ed aventi potenza superiore o uguale a 1 MW, dopo 4 sessioni sono stati posti ad asta in totale 2.936 MW e ne sono stati assegnati solamente 1.518 MW, con un gap negativo del 48%. I prezzi di aggiudicazione hanno registrato una media pari a 64,4 €/MWh.

Nella tabella che segue sono riportati i principali elementi delle quattro procedure competitive ad oggi consuntivate per il gruppo A.

Prima sessione di aste set 2019	Seconda sessione di aste gen 2020	Terza sessione di aste mag 2020	Quarta sessione di aste set 2020
Publicazione GSE: 28 gennaio 2020	Publicazione GSE: 28 maggio 2020	Publicazione GSE: 24 settembre 2020	Publicazione GSE: 26 gennaio 2021
Capacità complessiva: 772 MW (su un contingente complessivo pari a 730 MW)	Capacità complessiva: 587,5 MW (su un contingente complessivo pari a 872 MW)	Capacità complessiva: 486 MW (su un contingente complessivo pari a 1.340,84 MW)	Capacità complessiva: 465,5 MW (su un contingente complessivo pari a 1.881,6 MW)
Lo sconto sul prezzo base (pari a 70 €/MWh) ha variato dal 30,54% (pari a un valore CFD di 49 €/MWh) al 4,29% (pari al valore CFD di 67 €/MWh) con un prezzo medio di offerta di 55 €/MWh	Lo sconto sul prezzo base, pari a 70 €/MWh, è variato dal 18,71% (pari a un valore CFD di 57 €/MWh) al 2,29% (pari al valore CFD di 68 €/MWh) con un prezzo medio di offerta di 65 €/MWh	Lo sconto sul prezzo base, pari a 70 €/MWh, è variato dal 4,51% (equivalente ad una tariffa di 66,8 €/MWh) al 2,10% (equivalente ad una tariffa di 68,53 €/MWh) con un prezzo medio ponderato di offerta di 68,08 €/MWh	Lo sconto sul prezzo base, pari a 70 €/MWh, è variato dal 2,59% (equivalente ad una tariffa di 68,19 €/MWh) al 2,00% (equivalente ad una tariffa di 68,6 €/MWh) con un prezzo medio ponderato di offerta di 68,52 €/MWh

- **Progetto pilota Fast Reserve ai sensi della delibera 300/2017**

Il 10 dicembre scorso si è svolta l'asta per l'approvvigionamento, da parte di Terna, del servizio di regolazione ultrarapida di frequenza. L'asta prevedeva un contingente complessivo di 230 MW, di cui 100 per la Zona Centro Nord, 100 MW cumulativi per le Zone Centro Sud, Sud, Calabria e Sicilia e 30 MW per la Zona Sardegna. L'asta ha registrato offerte per un totale di 1.327,3 MW. Nello specifico, Terna ha assegnato 118,2 MW al Centro Nord a un prezzo medio ponderato di circa 23.500 €/MW/anno; 101,7 MW al Centro Sud a un prezzo medio ponderato di circa 27.300 €/MW/anno; 30 MW in Sardegna ad un prezzo medio ponderato di circa 61.000 €/MW/anno.

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

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

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 €/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.

- **Legge di Semplificazione e accelerazione dell'azione pubblica**

Lo scorso 8 dicembre 2020 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica di Francia la legge sull'accelerazione e la semplificazione dell'azione pubblica.

La legge contiene due disposizioni tecniche di interesse per il settore eolico: l'invio con un mese di anticipo della sintesi di valutazione di impatto ambientale ai comuni in cui sarà situato il parco eolico e a quelli limitrofi. Per i progetti di repowering di parchi eolici in prossimità di siti Patrimonio dell'Umanità UNESCO sarà invece richiesto il consenso dell'ABF (Architectural Review Board).

Romania

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

Con l'ordinanza 237/2020 del 16 dicembre 2020 l'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) ha definito la quota d'obbligo 2021, pari a 0,4505 CV/MWh.

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

Attraverso la Risoluzione n. 63/2020 l'ANRE ha approvato il programma per l'implementazione del passaggio del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti da 1 ora a 15 minuti. L'implementazione della misura ha decorrenza dal 1° febbraio 2021.

Polonia

- **Aste eoliche onshore – fotovoltaica 2021**

A fine dicembre 2020 il Governo ha pubblicato alcuni dettagli sulla prossima asta per onshore wind e fotovoltaico di capacità superiore a 1 MW che si terrà entro la fine del 2021, l'ultima prevista dall'attuale RES Act.

Il contingente in termini di energia è pari a 38,76 TWh, corrispondente a contingenti di potenza di circa 600 MW per l'eolico onshore e 800 MW per il fotovoltaico.

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

Bulgaria

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

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

UK

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

Il meccanismo di remunerazione della capacità per l'isola d'Irlanda, approvato dalla Commissione Europea nel 2017, è basato su un sistema di reliability options e prevede l'effettuazione di aste specifiche per l'assegnazione di contingenti di capacità. A fronte del pagamento di un premio in €/MW/anno, l'assegnatario si impegna al pagamento di un Corrispettivo Variabile (CR) pari alla differenza tra il prezzo registrato nel Mercato del Giorno Prima ed un prezzo Strike definito per ogni singola asta e determinato in base alla tecnologia marginale con il costo variabile più elevato. Allo stato attuale, questo valore è pari a 500 €/MWh, pari al costo variabile di un'unità di consumo.

La nuova capacità che partecipa al meccanismo si aggiunge a un contratto pluriennale della durata di 10 anni. La tecnologia eolica può partecipare alle aste del

capacity market, con un *de-rating factor* pari al 8,9% della capacità nominale installata.

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

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

SEM Committee, l'Autorità che supervisiona il funzionamento del Mercato elettrico dell'Isola d'Irlanda, ha pubblicato un comunicato sulla continuità dell'attività dell'I-SEM (Integrated Single Electricity Market) come mercato elettrico unico tra la Repubblica d'Irlanda e il Nord Irlanda anche a valle della fine del "Transition period" stabilito nell'ambito del processo di BREXIT. Si conferma in particolare che, a prescindere dagli esiti del processo, dal 1° gennaio 2021, l'I-SEM continuerà ad operare come mercato unico per tutta l'Isola.

- **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; il BEIS ha conseguentemente pubblicato la propria risposta, confermando che gli impianti in fase di realizzazione, come i progetti ERG di Creag Riabhach e Sandy Knowe, dovrebbero essere abilitati a partecipare al prossimo AR4. Il Dipartimento non ha però dato evidenza sull'eventuale prosecuzione delle aste per le tecnologie mature negli anni successivi.

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).

Germania

- **Riforma EEG**

Lo scorso 29 aprile 2020 il governo ha approvato una misura per la modifica della legge sulle energie rinnovabili (EEG) che prevede la definitiva rimozione della possibilità per le cooperative energetiche di partecipare alle aste con progetti non ancora autorizzati.

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

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, con due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio (51,4 MW), 31 impianti fotovoltaici collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia e all'impianto di ISAB Energy Solare S.r.l., (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito IGCC ISAB di Priolo).

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici	Anno	
	2020	2019
(milioni di euro)		
Ricavi <i>adjusted</i>	73	72
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	66	63
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(42)	(41)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	23	22
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	221
Ebitda Margin % ⁽²⁾	90%	88%
Produzioni complessive impianti solari (GWh)	228	226

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (72 milioni rispetto ai 71 milioni precedentemente esposti) con riferimento a una diversa allocazione delle coperture sui business.

- (1) non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli
 (2) rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica *adjusted*

Nel 2020 **le produzioni** sono risultate pari a circa 228 GWh, in linea rispetto al 2019, così come il relativo load factor pari al 18%.

I ricavi del 2020 sono stati pari complessivamente a 73 milioni, di cui 62 milioni relativi a ricavi da conto energia e 11 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel 2020 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 315 €/MWh rispetto ai 314 €/MWh nel 2019, di cui principalmente 269 €/MWh relativi a conti energia e circa 47 €/MWh ai ricavi da vendita di energia. Il lieve aumento è riconducibile principalmente a maggiori ricavi unitari relativi ai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti "Conto Energia") nonché dall'effetto positivo delle coperture solo in parte compensati dai minori prezzi di mercato dell'energia.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2020, pari a 66 milioni, è in incremento rispetto all'anno precedente (63 milioni) ed è relativo per 73 milioni ai ricavi sopra commentati e per 6 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del 2020 è risultato complessivamente pari al 90% (88% nel 2019).

Investimenti

Gli investimenti del 2020 (**2 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Si ricorda che gli investimenti dell'esercizio 2019 includevano l'importante acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico ed il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo".

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 (milioni di euro)	Anno	
	2020	2019
Ricavi <i>adjusted</i>	118	124
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	81	87
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(57)	(57)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	24	30
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	6	6
Ebitda Margin % ⁽²⁾	69%	70%
Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	1.097	1.229

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui ricavi *adjusted* sono stati oggetto di restatement (124 milioni rispetto agli 119 milioni precedentemente esposti) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

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

Nel 2020 i **ricavi**, pari a 118 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 68 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 50 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 2020 è risultato pari a 81 milioni (87 milioni nel 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 nel 2020 pari a 1.097 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 109 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 102 Euro/MWh del 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 92,1 Euro/MWh e pari a circa 99,0 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** del 2020 è risultato complessivamente pari al 69%, in diminuzione rispetto al 70% del 2019.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 24% (rispetto al 27% del 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 533, 529 e 137 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 aumento a seguito dei fenomeni stagionali ed al netto degli utilizzi del periodo sia rispetto al 30 settembre 2020 che rispetto al 31 dicembre 2019.

Investimenti

Gli investimenti del 2020 (**6 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

Si veda anche il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico ed il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo".

- **Aggiornamento canone demaniale Regione Umbria**

A fine 2019 la Regione Umbria ha pubblicato l'aggiornamento del valore del canone demaniale dovuto per le concessioni di grande derivazione di acqua pubblica con riferimento all'anno 2020. Il nuovo importo è determinato maggiorando quello dell'anno 2019 in misura pari al tasso di inflazione programmato dello 0,8%; il canone 2020 è quindi pari a 32,47 euro/kW.

- **Aggiornamento sovracanonni BIM**

Dopo l'aggiornamento dei sovracanonni per Enti rivieraschi di fine 2019, lo scorso 26 febbraio è stato pubblicato il Decreto Direttoriale del Ministero dell'Ambiente per la determinazione del valore del sovracanone BIM - dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua a scopo idroelettrico con potenza superiore a 220 kW - per il periodo 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2021 compresi nel perimetro di un Bacino Imbrifero Montano. Tale valore, per lo scorso biennio pari a 30,67 euro/kW, è stato elevato per gli anni 2020-21 a 31,13 euro/kW.

- **Decreto-legge "Cura Italia" – Emergenza Covid-19**

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

- **Aggiornamento canone demaniale Regione Lazio**

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

- **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 (milioni di euro)	Anno	
	2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	381	405
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽²⁾	67	69
Ammortamenti e svalutazioni ⁽²⁾	(30)	(28)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> ⁽²⁾	37	41
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	18	15
Ebitda Margin % ⁽³⁾	18%	17%
Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	2.441	2.504

Si precisa che i dati comparativi 2019 sui Ricavi adjusted sono stati oggetto di restatement (405 milioni rispetto ai 418 milioni precedentemente esposti) con riferimento ad una diversa allocazione delle coperture sui business

⁽¹⁾ Includono il contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. La quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari a circa 50 milioni (52 milioni nel 2019).

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

⁽³⁾ rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica *adjusted*

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti interne di utenza (RIU), la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato catturando il prezzo zonale Sicilia, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale.

Nel corso **del 2020** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.441 GWh, in riduzione rispetto al 2019 (2.504 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia in parte contenuta dalla riduzione del prezzo del gas e della CO2, nonché dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 1.067 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 875 migliaia di tonnellate del 2019.

Il margine operativo lordo *adjusted* del **2020** è risultato pari a 67 milioni (69 milioni nel 2019), con risultati in decremento a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e del peggior scenario, in parte mitigati dall'effetto positivo delle coperture, da maggiori introiti derivanti dai servizi di dispacciamento (MSD) e da alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Investimenti

Gli investimenti del 2020 (**18 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che peraltro permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

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

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

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

- **Titoli di efficienza energetica (TEE). Sentenza TAR Lombardia n. 2538/2019 e delibere conseguenti**
 Lo scorso 28 novembre 2019 è stata pubblicata la sentenza di primo grado del TAR Lombardia n. 2538/2019 che, accogliendo un ricorso di ACEA e Italgas, ha annullato il DM 10 maggio 2018 nella parte in cui prevede la determinazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di un cap di 250 € al contributo tariffario per la copertura dei costi dei TEE. Di conseguenza, tutte le delibere di ARERA emanate in applicazione del DM 10 maggio 2018 sono state annullate, nello specifico le delibere 487/2018, 501/2018, 209/2019 e 273/2019. In esecuzione della sentenza, lo scorso 12 dicembre l'ARERA ha pubblicato la deliberazione 529/2019 con cui avvia un procedimento di riforma del meccanismo di determinazione del contributo tariffario (CT) da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas. A valle di una specifica consultazione effettuata con il Documento di Consultazione 47/2020, ARERA ha approvato la delibera 270/2020/R/efr pubblicata lo scorso 17 luglio con la quale è stato modificato il meccanismo di calcolo del CT e preso atto delle modifiche al sistema dei TEE introdotte dal c.d. "DL Rilancio". Le principali disposizioni della delibera 270/20 hanno riguardato la conferma del valore del Cap a 250 €/TEE e dei principi per il calcolo del contributo stesso, la previsione di una specifica componente addizionale da riconoscere ai soggetti obbligati parametrata alla disponibilità di TEE nel mercato, misure temporanee a favore dei distributori per favorirne la liquidità finanziaria e la specifica indicazione, già contenuta nel "DL Rilancio", che l'anno d'obbligo 2019 si conclude 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. Sono stati 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.
- **Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento REtee**
 Lo scorso 15 dicembre, l'ARERA, con delibera 548/2020 ha approvato il Regolamento Operativo, predisposto dal GSE ai sensi della delibera 96/2020, concernente le modalità tramite le quali i produttori che prelevano gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica, potranno presentare richiesta di restituzione delle quote delle componenti tariffarie RE ed REt destinata alla copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE (elemento REtee, quota parte della componente tariffaria RE e RET a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE).
- **Definizione del Contributo Tariffario a favore dei soggetti obbligati all'acquisto di TEE per l'anno d'obbligo 2019, delibera ARERA 550/2020/R/efr**
 ARERA, con delibera 550/2020 ha contestualmente determinato il valore del Contributo Tariffario (CT) unitario e del Corrispettivo Addizionale (CA) unitario da corrispondere ai soggetti obbligati all'acquisto ed annullamento di TEE per l'anno d'obbligo 2019. Il valore del CT è stato fissato in 250 €/TEE, pari al massimo previsto dalla normativa vigente mentre il CA, dipendente dal livello di liquidità del mercato, è stato determinato in 4,49 €/TEE. In totale i soggetti obbligati hanno quindi ricevuto una remunerazione complessiva pari 254,49 € per ogni TEE annullato.

Quadro Normativo - Incentivi

Incentivi settore eolico

Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ 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 €/MWh e 29,4 €/MWh.
- La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

Incentivi settore solare

Italia

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.
- Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
- Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.

Germania

- Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017).
- Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via;
- Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere all'incentivo per una capacità non superiore a 20 MW

Incentivi settore idroelettrico

Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- Impianti entrati in esercizio dal 2013 che hanno richiesto l'incentivo ai sensi del DM 6 luglio 2012 e del DM 23 giugno 2016:
 - se di potenza inferiore a 250 KW, tariffa onnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto;
- Impianti che richiedono l'incentivo ai sensi del DM 4 luglio 2019:
 - se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa onnicomprensiva tramite Registro per 20 anni;

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

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

Incentivi settore 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 stati riconosciuti Titoli di Efficienza Energetica in funzione dei risparmi di energia realizzati annualmente. In particolare, si segnala che il modulo 1, che ne ha beneficiato fino al 2019, sarà oggetto di intervento di rifacimento che permetterà il riconoscimento di TEE per ulteriori dieci anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio successiva all'intervento, prevista entro il 2021. Il modulo 2 ha invece terminato il periodo di riconoscimento dei TEE il 31 dicembre 2020.

Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nell'esercizio

Aggiornamenti normativi e Provvedimenti di interesse comune alle tecnologie

Italia

- **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 a 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 al 30 giugno 2020. 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.

Dopo altri interventi durante il corso del 2020, il 1° febbraio 2021 il GSE è nuovamente intervenuto pubblicando nuove proroghe; in sintesi, è stato posticipato dal 10 agosto 2021 al 7 novembre 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 DM 4/07/2019, cosiddetto DM FER 1.

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

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

Aggiornamenti normativi ed istituzionali

Unione europea

- European Green Deal**

I vertici della Commissione Europea (CE) hanno presentato l'European Green Deal (EGD) in occasione della COP 25 tenutasi a Madrid.

L'EGD costituisce il progetto legislativo dell'Unione Europea per conseguire una condizione di neutralità climatica entro il 2050.

Tra le "azioni" principali che costituiranno l'EGD, alcune riguardano direttamente il settore dell'energia, in particolare il Piano generale per la riduzione delle emissioni di gas-serra al 2030 per raggiungere la "neutralità climatica" entro il 2050.

Lo scorso ottobre 2020 la CE ha pubblicato la valutazione finale dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC), che dovranno poi essere revisionati nel 2023 per adeguarli ai nuovi target definiti dall'EGD.

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

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

A dicembre 2020 anche il Consiglio europeo ha approvato la proposta della Commissione per l'elevazione dell'obiettivo al 2030 ad almeno il 55% rispetto all'attuale target (- 40%). Con il sostanziale accordo delle tre istituzioni europee (Commissione, Consiglio e Parlamento) saranno quindi avviati i processi di (i) aggiornamento dell'European Climate Law e (ii) revisione della legislazione europea coinvolta nell'adeguamento del suddetto obiettivo, in particolare le direttive sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica. In base alla scheda della Commissione, tali revisioni dovrebbero essere approntate entro la fine dell'estate 2021.

- Proposte di Recovery Plan: MES-Covid e Next Generation EU**

La crisi pandemica scatenata all'inizio del 2020 dalla diffusione su scala mondiale del virus SARS-CoV-2, ha impattato i tessuti economico e sociale dell'Unione e degli Stati Membri, imponendo una revisione delle priorità di azione politica e delle allocazioni finanziarie correlate.

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

Sono stati individuati strumenti del valore complessivo di circa di 540 miliardi di euro. Lo scorso 27 maggio la Commissione ha presentato il Multi Year Financial Framework dell'Unione (Bilancio) per il periodo 2021-2027, associato alla proposta di Fondo straordinario per la ripresa economica post-Covid.

SURE / ESM Pandemic Crisis Support / EIB Guarantee Fund for Workers and Businesses	€540 billion «MES – Covid»
Next Generation EU	Temporary reinforcement €750 billion
Multiannual Financial Framework	€1 100 billion

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

Larga parte del fondo da 750 miliardi (di cui 380 miliardi a fondo perduto) sarà destinato al *Recovery and Resilience Fund*, la cui fruizione da parte degli Stati membri è subordinata all'utilizzo esclusivo per investimenti mirati al Green Deal (almeno il 37%) e alla digitalizzazione.

Per accedere ai fondi gli Stati membri dovranno presentare Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) con evidenza dei progetti funzionali al Green Deal, in coerenza con i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) già presentati alla Commissione, entro il prossimo aprile 2021.

Il processo di intesa tra Commissione, Consiglio e Parlamento europei sulla proposta di pacchetto è stato completato. Il Consiglio europeo ha raggiunto un primo accordo lo scorso 21 luglio confermando la proposta della Commissione; lo scorso dicembre l'accordo è stato perfezionato e pertanto si sono verificate le condizioni per formalizzare il nuovo bilancio dell'Unione e il Next Generation EU entro la fine del 2020. L'Italia sarà il primo beneficiario del NGEU con circa 209 miliardi tra prestiti e sussidi sul citato totale di 750 miliardi.

Italia

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

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

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

Il 30 aprile è stata pubblicata la legge n.27/2020 di conversione del Decreto-Legge “Cura Italia”, riguardante misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse.

Attraverso tale legge viene introdotta una proroga di sette mesi del termine per la pubblicazione, da parte delle Regioni, delle leggi sulla disciplina sulle grandi derivazioni a scopo idroelettrico disposta dalla Legge 12/2019. Il termine originario del 31 marzo 2020 è stato pertanto differito al 31 ottobre 2020 e con esso gli effetti delle leggi approvate.

Sono state inoltre apportate modifiche in tema di sospensione dei termini nei procedimenti amministrativi, effetti degli atti amministrativi in scadenza e deposito temporaneo di rifiuti.

Il 19 maggio 2020 è stato pubblicato il Decreto-legge 19 maggio, n 34 noto anche come DL Rilancio; tra le principali disposizioni correlate al settore energia contenute si segnalano la riduzione degli oneri delle bollette elettriche per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020 ed alcune misure a sostegno del meccanismo dei Certificati bianchi (CB).

In considerazione del protrarsi della pandemia, che crea una seconda ondata di contagi nell'ultimo trimestre dell'anno, a fine ottobre 2020 viene emanato il Decreto-legge 28 ottobre 2020 n. 137, denominato DL Ristori, contenente ulteriori misure per il sostegno ai settori produttivi maggiormente colpiti. Il Decreto introduce nuove misure di sostegno e ne rinnova alcune già adottate in precedenza.

- **Bozza di Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

In ottemperanza con il processo avviato dalla Commissione europea, prima a fine novembre 2020 e successivamente a metà gennaio 2021, la Presidenza del Consiglio dei ministri ha presentato alle Camere una bozza sintetica del proprio PNRR finalizzato all'allocazione delle consistenti risorse stanziare per l'Italia nell'ambito del Next Generation EU, pari a circa 209 miliardi su un totale di 750 miliardi.

Tale bozza, predisposta per la discussione parlamentare e la successiva negoziazione con la Commissione europea, conferma la centralità della transizione ecologica, mobilità sostenibile e digitalizzazione.

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

La Legge n.12/2019 di conversione del Decreto - Legge 14 dicembre 2018, n. 135, ha introdotto modificazioni alla disciplina delle concessioni di grande derivazione d'acqua ad uso idroelettrico e sulla determinazione dei relativi canoni annuali di concessione, la cui applicabilità alle concessioni non in scadenza a breve è ancora oggetto di valutazione. In particolare, ha demandato alle Regioni l'onere di disciplinare tramite legge le modalità e le procedure di gara per la riassegnazione delle concessioni, la determinazione del canone di concessione in forma binomia e la facoltà di richiedere ai concessionari una fornitura annuale gratuita di energia elettrica pari a 220 kWh per ogni kW di potenza nominale

media di concessione.

Solo una parte delle Regioni italiane si è conformata a tale Legge nazionale emanando appositi provvedimenti legislativi, in taluni casi impugnati dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri; le Regioni su cui insiste il Nucleo idroelettrico di Terni di ERG devono ancora procedere all'emanazione di tali provvedimenti.

- **DL 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 dello “Spalmamenti volontari”). 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.

- **Legge di Bilancio 2021**

Lo scorso 30 dicembre 2020 è stata pubblicata la Legge di Bilancio per il 2021 e Bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023.

Tra le disposizioni di maggiore interesse si segnala la costituzione di un “Fondo per la transizione energetica nel settore industriale” per la decarbonizzazione e l'efficiamento energetico del settore industriale, unito a misure per i settori più esposti al rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Viene confermata la destinazione di una provvista poliennale per il fondo per la riconversione occupazionale nei territori coinvolti nella trasformazione o chiusura delle centrali a carbone, mentre è istituito presso il Ministero dello Sviluppo economico un fondo di investimento per sostenere lo sviluppo e la competitività delle piccole e medie imprese in diversi settori, inclusa la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per diverse aree economicamente svantaggiate sono previste agevolazioni contributive in favore dei datori di lavoro; viene prorogato il credito di imposta per investimenti al 31 dicembre 2022 per l'acquisto di beni strumentali nuovi per strutture produttive situate nel Mezzogiorno, così come si conferma la riduzione dell'imposta sul reddito di attività nelle ZES (Zone Economiche Speciali), subordinata al rispetto di alcune condizioni.

Sul fronte della tutela ambientale, viene istituito presso il Ministero dell'ambiente il "Sistema volontario di

certificazione ambientale per la finanza sostenibile", al fine di valutare la natura ecosostenibile dei progetti di investimento pubblici o privati, in coerenza con i regolamenti europei in materia. La norma prevede che ad esso ciascun soggetto, pubblico o privato può accedere su base volontaria.

E' stato deliberato inoltre di definire - in via sperimentale - gli indicatori volti a misurare il grado di sostenibilità ambientale e la natura ecosostenibile dei progetti pubblici e privati di investimenti nonché le relative modalità di calcolo; presso il Ministero dell'Ambiente viene istituito il "Comitato per la finanza ecosostenibile" con il fine di esaminare le richieste e rilasciare la certificazione ambientale.

Al fine di sostenere e velocizzare le diverse attività istruttorie in materia ambientale, anche connesse alla realizzazione del PNIEC, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare si avvale dell'ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale).

Per l'attuazione del programma Next Generation EU e l'istituzione del relativo Fondo è previsto un apposito Fondo di rotazione del MEF con una dotazione di 32,8 miliardi di euro per il 2021, 40 miliardi di euro per il 2022 e 44,6 miliardi di euro per il 2023.

Vengono prorogati e potenziati i crediti d'imposta per la Transizione 4.0 per accompagnare le imprese nel processo di transizione tecnologica e ambientale, rilanciare gli investimenti penalizzati dall'emergenza COVID-19 estendendo fino a tutto il 2022 il credito d'imposta per gli investimenti in beni strumentali nuovi, potenziando e diversificando le aliquote agevolative, incrementando le spese ammissibili e ampliandone l'ambito applicativo.

• **Decreti "Golden Power"**

Lo scorso 30 dicembre 2020 sono stati pubblicati due Decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri relativi all'esercizio da parte del Governo dei poteri speciali (Golden Power).

Nel primo sono individuati i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale e le tipologie di atti e operazioni all'interno di un medesimo gruppo. Nell'ambito di applicazione sono compresi, fra l'altro, le tecnologie di gestione dei mercati all'ingrosso del gas naturale e dell'energia elettrica; rientrano pure le attività economiche di rilevanza strategica esercitate da imprese che realizzano un fatturato annuo netto non inferiore a 300 milioni di euro e aventi un numero medio annuale di dipendenti non inferiore a 250 unità.

Il secondo provvedimento include gli atti di rilevanza strategica specifici dei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni, ai fini dell'esercizio da parte del Governo dei poteri speciali.

Per quanto concerne l'energia, sono compresi fra l'altro le infrastrutture di approvvigionamento di energia elettrica e gas da altri Stati - compresi gli impianti di rigassificazione di gas naturale -, rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e relativi impianti di controllo e dispacciamento, unitamente alle attività di gestione connesse all'utilizzo di tali reti e infrastrutture.

Francia

• **Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) e**

Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC)

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

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

Gli obiettivi specifici per l'eolico onshore indicano:

per il 2023, 24,1 GW

per il 2028, da 33,2 a 34,7 GW

• misure per incoraggiare il rilancio dell'operatività dei parchi eolici a fine vita, installando macchine di ultima generazione e quindi più efficienti.

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

Germania

Pubblicazione Piano Nazionale Energia Clima (PNIEC)

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

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

A metà gennaio 2020 il Governo federale e i quattro stati "carboniferi" Sassonia-Anhalt, Sassonia, Nord Reno-Westfalia e Brandeburgo hanno raggiunto un accordo per l'uscita dalla lignite nella generazione di energia elettrica. L'accordo prevede un programma di progressiva chiusura di tutte le centrali elettriche alimentate a lignite terminante nel 2038 ma con l'intenzione di anticipare la scadenza al 2035.

Nello scorso dicembre 2020 si è tenuta la prima asta per la chiusura delle centrali a carbone del Paese. Attraverso la gara è stato aggiudicato l'intero contingente a disposizione, con un surplus di domande di partecipazione.

Gli impianti aggiudicatari dell'asta non potranno più commercializzare l'elettricità prodotta dal 1° gennaio 2021, salva la facoltà da parte dei TSO di richiederne il mantenimento in riserva di capacità a garanzia della sicurezza ed adeguatezza della rete.

Riforma Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

A dicembre 2020 il parlamento tedesco ha approvato la riforma della Legge sullo sviluppo dell'energia rinnovabile (EEG), entrata in vigore il 1° gennaio 2021.

La nuova versione dell'EEG delinea il percorso di crescita delle diverse tecnologie rinnovabili fino al 2028 ed identifica la neutralità climatica entro il 2050 come principio guida ispiratore. Secondo l'EEG, il settore privato dovrebbe diventare il principale motore della transizione energetica tedesca.

Insieme alla riforma è stata pubblicata una risoluzione che

include gli aspetti non ancora concordati e sui quali il Governo lavorerà nella prima metà del 2021.

Tra i punti di maggiore interesse occorre citare un obiettivo di capacità installata al 2030 di 71 GW per l'eolico onshore e 100 GW per il fotovoltaico, nonché il decremento nel 2021 della tariffa di riferimento per le aste fotovoltaiche da 75 a 59 €/MWh. Dal 2022, il valore sarà determinato come media delle offerte più alte delle ultime tre aste, più una maggiorazione dell'8%

Per l'eolico onshore sarà ridotto da 70 a 60 €/MWh nel 2021, mentre dal 2022 verrà progressivamente ridotto del 2% annuo.

La taglia massima dei progetti FV ad asta viene elevata da 10 a 20 MW, mentre viene ridotto da 6 a 4 il numero di ore in cui gli impianti FER hanno diritto al supporto economico in presenza di un prezzo di vendita all'ingrosso dell'energia negativo.

Per gli impianti FER che nel 2020 e 2021 giungeranno al termine del periodo di incentivazione viene previsto un premio rispetto al valore di mercato dell'energia elettrica, progressivamente decrescente fino al termine del 2021. Per gli anni successivi si terranno gare d'appalto per il supporto continuo, con contingenti pari a 1,5 GW nel 2021 e 1 GW nel 2022.

UK

- **Accordo UE-UK su Brexit**

Lo scorso 24 dicembre 2020 l'Unione Europea e il Regno Unito hanno raggiunto un accordo sull'uscita del Regno dall'Unione europea che regolerà i rapporti commerciali bilaterali a partire dal primo gennaio 2021.

L'accordo regola diversi aspetti delle relazioni future, alcuni dei quali saranno ancora oggetto di ulteriori negoziati nel prossimo futuro.

Nonostante le garanzie contenute nel trattato, comunque, a partire dal primo gennaio 2021 le relazioni economiche tra Regno Unito e Unione Europea saranno più circoscritte rispetto a quelle esistenti fino a oggi; ad

esempio, saranno ripristinati i controlli di frontiera, con potenziali nuovi costi per le aziende.

Energy White Paper

Lo scorso 14 dicembre 2020 il Governo britannico ha pubblicato l'*Energy White Paper* che definisce la strategia per il raggiungimento della neutralità carbonica netta al 2050 e per la relativa «rivoluzione industriale verde».

Per quanto riguarda i settori onshore eolico e fotovoltaico non sono presenti dettagli di rilievo, sebbene sia sottolineato che entrambe le tecnologie saranno elementi fondamentali del mix di generazione futura e quindi sarà necessario un sostenuto trend di crescita della capacità installata nel prossimo decennio.

Viene confermato che l'asta per le rinnovabili elettriche prevista entro la fine del 2021 sarà aperta all'eolico onshore, al solare fotovoltaico e ad altre tecnologie consolidate, nonché all'eolico offshore.

Attraverso il documento viene aperta una consultazione sulla progettazione dei futuri schemi di sostegno alle energie rinnovabili, per esplorare eventuali opzioni evolutive rispetto all'attuale meccanismo dei Contratti per Differenza (CfD).

Viene confermata l'istituzione di un sistema di scambio di quote di emissioni del Regno Unito (UK ETS) per sostituire l'attuale sistema dell'Unione Europea. Lo schema coprirà inizialmente le industrie ad alta intensità energetica, l'energia e l'aviazione.

In coerenza con l'importanza attribuita alla generazione elettrica attraverso il nucleare, sarà proposta la decisione di investimento su un'ulteriore centrale nucleare di larga scala.

Sono anche stabiliti ambiziosi obiettivi di elettrificazione dei consumi energetici; l'elettricità, secondo il paper, potrebbe fornire fino al 50% del consumo finale di energia contro l'attuale 17%.

PROSPETTI CONTABILI

Conto economico

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

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

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

(milioni di Euro)	Reported		Adjusted		
	2020	2019	2020	2019	
Ricavi	1	973,7	1.021,6	973,7	1.021,6
Altri proventi	2	21,9	22,8	21,9	14,5
Ricavi Totali		995,6	1.044,4	995,6	1.036,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(282,2)	(290,8)	(282,2)	(290,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(180,0)	(190,5)	(167,5)	(176,6)
Costi del lavoro		(64,9)	(67,1)	(64,9)	(65,0)
Margine Operativo Lordo		468,4	495,9	480,8	503,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(313,3)	(306,0)	(297,5)	(298,8)
Risultato operativo netto		155,1	189,9	183,3	204,9
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(89,2)	(137,1)	(47,1)	(61,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0,3	(0,5)	0,2	0,1
Risultato prima delle imposte		66,3	52,3	136,5	143,8
Imposte sul reddito	7	43,3	(19,5)	(29,0)	(38,9)
Risultato netto di periodo		109,5	32,8	107,4	104,9
Risultato di azionisti terzi		(1,7)	(1,2)	(1,7)	(1,2)
Risultato netto di Gruppo		107,9	31,6	105,8	103,6

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 reported del 2020 sono pari a 974 milioni in diminuzione rispetto ai 1.022 milioni del 2019.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-19 milioni) del settore Eolico principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia per una scarsa ventosità e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del 2019, in parte compensati dall'aumento della produzione del portafoglio estero e dal contributo apportato dai maggiori MW in operatività, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (complessivamente 402 milioni verso 421 milioni);

- il lieve incremento (+1 milione) del **settore Solare** con produzioni lievemente superiori in parte compensate da uno scenario prezzi inferiore rispetto a quello dell'anno precedente (73 milioni verso 72 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in decremento rispetto al corrispondente periodo del 2019 (-6 milioni) influenzato dalle minori produzioni, causa la perdurante scarsa disponibilità di risorsa nel centro Italia, ed uno scenario prezzi negativo (118 milioni verso 124 milioni);
- il decremento (-24 milioni) del **settore Termoelettrico** (381 milioni verso 405 milioni), a seguito della flessione dei prezzi dell'energia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e della minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT. Si precisa che nel 2020 la voce comprende conguagli positivi relativi ai contratti di sito per circa 6 milioni nei confronti di controparti industriali.

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

2 – Altri proventi

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

Gli **altri proventi reported** nel 2020 includono principalmente il rimborso assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT e il parziale rilascio di fondi svalutazioni crediti nel business idroelettrico ed eolico estero. Si ricorda che nel 2019 gli Altri proventi includevano il rilascio parziale del "fondo Business dismissi" (8 milioni) in considerazione del pronunciamento favorevole nell'ambito di un contenzioso di natura fiscale.

Non si segnalano nell'esercizio 2020 componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*). Si ricorda che nel 2019 gli Altri proventi *adjusted* non includevano il suddetto rilascio parziale del "fondo Business dismissi" (8 milioni).

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

La sensibile diminuzione dei valori *reported* nel periodo rispetto al 2019 è dovuta a minori costi per acquisto di gas principalmente a seguito della significativa diminuzione del prezzo della commodity influenzato dall'emergenza sanitaria Covid-19.

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

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

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

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

I valori *adjusted* nel 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 10 milioni;
- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 2,5 milioni;
- accantonamenti su fondi rischi a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche pari a 17 milioni;
- gli accantonamenti al fondo Business Dismissi pari a circa 1 milione.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

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

L'incremento del periodo è legato principalmente alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in

Francia nel corso del primo trimestre 2020 ed alla svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito delle procedure di impairment test, parzialmente compensato da minori ammortamenti per il termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici in Italia.

Si precisa infine che gli ammortamenti *adjusted* non includono la sopracitata svalutazione e gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del 2020 sono stati pari a 89 milioni, in diminuzione rispetto al 2019 (137 milioni) e includono gli oneri finanziari sostenuti a fronte di importanti operazioni di liability management effettuate in entrambi gli esercizi. Si ricorda peraltro che una parte significativa degli oneri straordinari sostenuti nel 2019 a fronte del programma di Liability Management era da attribuirsi allo storno del reversal della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento derivato IRS del finanziamento in capo alla società ERG Wind Investment.

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del 2020 sono stati pari a 47 milioni, in significativa diminuzione rispetto al 2020 (61 milioni), grazie in particolare agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management effettuate a seguito dell'emissione di due Green Bond avvenute rispettivamente nel 2019 e nel corso del secondo semestre 2020 e al contestuale programma di "Voluntary Prepayment", che ha portato al rimborso anticipato 25 project financing, al parziale rimborso del Bond 2017 e 4 finanziamenti Corporate.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine del 2020 si è attestato al 2,2% rispetto al 2,7% del 2019 a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. La remunerazione della liquidità investita del 2020 è risultata in linea rispetto a quella del 2019 nonostante i maggiori volumi disponibili in un contesto di forte contrazione dei tassi di interesse risk free.

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 (-39 milioni) relativi alle chiusure anticipate di corporate loan, del Bond 2017, di project financing e di correlati strumenti derivati IRS avvenute nel secondo semestre 2020;
- proventi finanziari (+0,7 milioni), legati all'effetto positivo derivante dal rifinanziamento di un Corporate Loan e di un Project Financing Loan, in applicazione del principio contabile IFRS 9 (+4,2 milioni), in parte compensato dall'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti (-3,5 milioni);
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall' IFRS 16 (-4 milioni).

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** del 2020 sono risultate positive (+43 milioni) rispetto ai -20 milioni del 2019 e risentono principalmente del *reversal* a conto economico della tassazione differita, rilevata in sede di Purchase Price Allocation, a seguito della rivalutazione degli impianti idroelettrici effettuata ai sensi della Legge 104/2020 (pari a 54 milioni).

Le imposte sul reddito *adjusted*, pari a 29 milioni, in sensibile riduzione rispetto ai 39 milioni del 2019 a seguito principalmente del recupero di oneri finanziari pregressi e alle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE), non includono il rilascio delle imposte differite sull'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019 e il sopracitato rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 21% (27% nel 2019), in diminuzione principalmente per l'effetto correlato al recupero di oneri finanziari non deducibili in esercizi precedenti.

Situazione Patrimoniale

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Di seguito sono indicati sia i valori reported che i valori adjusted. I valori adjusted al 31 dicembre 2020 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 101 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 99 milioni.

Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	Reported		Adjusted		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	
Capitale immobilizzato	1	3.361,5	3.500,6	3.261,6	3.422,2
Capitale circolante operativo netto	2	152,2	146,8	152,2	146,8
Fondi per benefici ai dipendenti		(5,4)	(5,4)	(5,4)	(5,4)
Altre attività	3	211,4	187,5	212,7	189,4
Altre passività	4	(412,0)	(489,5)	(412,0)	(489,5)
Capitale investito netto		3.307,7	3.340,1	3.209,0	3.263,5
Patrimonio netto di Gruppo		1.758,1	1.774,6	1.760,1	1.775,6
Patrimonio netto di terzi	5	9,7	11,5	9,7	11,5
Indebitamento finanziario netto	6	1.539,9	1.553,9	1.439,2	1.476,4
Mezzi propri e debiti finanziari		3.307,7	3.340,1	3.209,0	3.263,5

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2019	1.110,7	2.336,3	53,6	3.500,6
Investimenti	5,8	105,7	0,3	111,7
Variazioni area di consolidamento	6,3	35,6	0,7	42,6
Disinvestimenti e altre variazioni	(1,8)	(5,2)	(2,3)	(9,3)
Ammortamenti e Svalutazioni	(71,1)	(234,5)	-	(305,7)
Variazione IFRS 16	-	21,5	-	21,5
Capitale immobilizzato al 31/12/2020	1.049,8	2.259,4	52,3	3.361,5
Rettifica impatto IFRS 16	-	(99,9)	-	(99,9)
Capitale immobilizzato adjusted al 31/12/2020	1.049,8	2.159,5	52,3	3.261,6

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di parchi eolici in Francia, consolidati integralmente dal 1 gennaio 2020, e all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Polonia. La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" comprende le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

I valori *adjusted* al 31 dicembre 2020 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 100 milioni. L'incremento relativo all'applicazione del principio contabile IFRS 16 è riconducibile all'iscrizione del diritto di utilizzo sui parchi eolici in costruzione in UK.

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. Si segnala che a partire dal presente Bilancio, alla voce Rimanenze sono iscritti i valori relativi agli acquisti di Co2 eccedenti i fabbisogni di periodo, precedentemente iscritti nelle Altre attività. Anche i valori 2019 sono stati coerentemente riesposti.

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 101 milioni.

Riepilogo indebitamento del Gruppo	Reported		Adjusted	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
(milioni di Euro)				
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.106,4	2.100,9	2.014,5	2.030,8
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(566,4)	(547,0)	(575,3)	(554,4)
TOTALE	1.539,9	1.553,9	1.439,2	1.476,4

Financial Strategy e Sustainable Finance

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

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

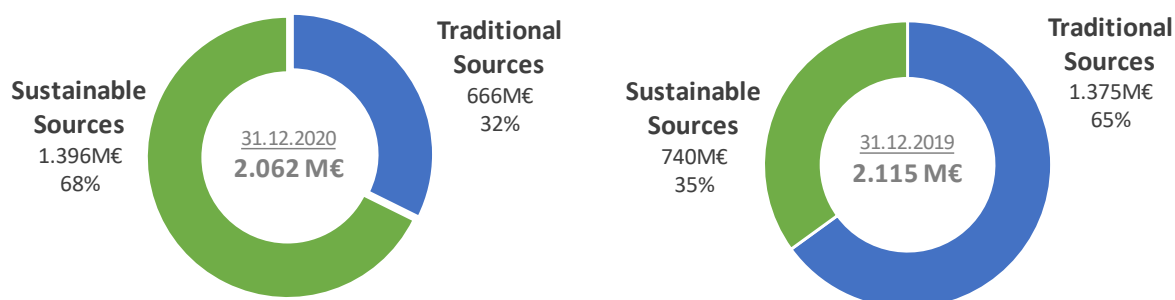
A conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile, le due emissioni per un totale di Euro 1.000 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base del ERG Green Bond Framework, valutato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris, che ha certificato la conformità del Green Bond Framework ai Green Bond Principles. Entrambe le emissioni hanno avuto ampio successo, ricevendo nei rispettivi collocamenti richieste pari a 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di diverse aree geografiche, con significativa partecipazione di investitori green e sostenibili.

Nel dicembre 2020, ERG ha incrementato l'importo del secondo green green per un importo di Euro 100 milioni ("Tap Issue"). Sempre nel corso del 2020 è stato sottoscritto l'amendment di un project financing esistente che ha consentito di classificare il finanziamento come "Green Loan" e "Sustainability Linked Loan" in conformità con i Green Loan Principles e i Sustainability Linked Loan Principles.

Le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.396 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.062 milioni di valore nominale (740 milioni al 31 dicembre 2019 su un totale di di fonti finanziarie pari a 2.115 milioni di valore nominale) comprendono:

- Green Bonds, per complessivi Euro 1.100 milioni (500 milioni al 31 dicembre 2019) destinati al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG ed al finanziamento di nuovi progetti eolici e solari;
- Contratti di finanziamento Environmental, Social e Governance senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans"), per complessivi Euro 200 milioni (240 milioni al 31 dicembre 2019), che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO2;
- Project Green and Sustainability Linked Loan, per complessivi Euro 93 milioni, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in

termini di disponibilità degli impianti e produzione energia green.



Grazie alla liquidità derivante dall'ultima emissione obbligazionaria ed alla liquidità disponibile generata dal gruppo ERG, nel corso del secondo semestre 2020 il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato di 25 project financing loan in capo ad alcune Società operative eoliche e solari, al rimborso di 4 finanziamenti Corporate ed al parziale rimborso del Bond emesso nel 2017.

Si riporta di seguito il dettaglio delle operazioni di rimborso avvenute nel corso del secondo semestre 2020:

- Obbligazioni e Finanziamenti Corporate:

- rimborso parziale per 75 milioni della passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel 2017;
- un *corporate loan* bilaterale con Unicredit S.p.a, il cui valore residuo nominale alla data di estinzione 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 alla data di estinzione 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:

- Italia: finanziamenti in capo ad alcune società operative italiane nel settore solare ed eolico, il cui valore residuo nominale alla data di estinzione era rispettivamente pari a 152 milioni e 26 milioni.
- Francia: finanziamenti in capo ad alcune società operative francesi, il cui valore residuo nominale alla data di estinzione era pari a 113 milioni.
- Germania: finanziamenti in capo ad alcune società tedesche, il cui valore residuo nominale alla data di estinzione era pari a 41 milioni.
- Bulgaria: finanziamenti in capo ad alcune società Est Europe, il cui valore residuo nominale alla data di estinzione era pari a 11 milioni.

Nell'ambito del programma di chiusura dei project financing sopracitati, si precisa che alcuni finanziamenti erano coperti da strumenti derivati IRS, il cui fair value a fine periodo era pari a circa 13 milioni

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2020	31/12/2019
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	506,5	675,8
Quota corrente finanziamenti bancari	0,0	(7,8)
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.138,8	655,0
Totale	1.645,3	1.323,0
Totale Project Financing	417,1	812,1
Quota corrente Project Financing	(47,9)	(104,3)
Project Financing a medio-lungo termine	369,2	707,8
Crediti finanziari a lungo termine	0,0	0,0
Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	91,9	70,1
Totale indebitamento finanziario	2.106,4	2.100,9
Rettifica impatto IFRS 16	(91,9)	(70,1)
Totale indebitamento finanziario adjusted	2.014,5	2.030,8

- I “**Debiti verso banche a medio-lungo termine**” al 31 dicembre 2020 sono pari a 506 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 (1 milioni) e dell’effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (2 milioni) a seguito dell’applicazione dell’IFRS 9.

- I “**Debiti finanziari a medio-lungo termine**”, pari a 1.139 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 43 milioni (40 milioni al 31 dicembre 2019);
 - passività derivante dall’emissione del prestito obbligazionario non convertibile (25 milioni¹⁹) 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. Come già commentato, si ricorda che nel corso del quarto trimestre 2020 è stato effettuato il rimborso parziale dell’obbligazione per un importo pari a 75 milioni; il valore residuo è stato rimborsato nel mese di gennaio 2021;
 - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario (“*Green Bond 2019*”) di importo pari a 496¹⁷ 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 494¹⁷ milioni della durata di 7 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro

¹⁹ Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

- Medium Term Notes (EMTN);
 - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario (“*Tap Issue 2020*”) di importo pari a 101¹⁷ milioni della durata di 7 anni a tasso fisso, emesso nell’ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN);
 - passività correlata a componente differita del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (3 milioni).
- I debiti per “**Totale Project Financing**” (417 milioni al 31 dicembre 2020) sono relativi a:
 - finanziamenti per 120 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel corso del 2019;
 - finanziamenti per 297 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

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 31 dicembre 2020 risulta essere pari a 5 milioni, in applicazione dell’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.

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	31/12/2020	31/12/2019
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a breve termine	71,1	0,1
Quota corrente finanziamenti bancari	-	7,8
Altri debiti finanziari a breve termine	31,8	9,3
Passività finanziarie a breve termine	102,9	17,2
Disponibilità liquide	(603,2)	(521,9)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(70,6)	(22,4)
Attività finanziarie a breve termine	(673,8)	(544,3)
Project Financing a breve termine	47,9	104,3
Disponibilità liquide	(52,3)	(131,6)
Project Financing	(4,4)	(27,3)
Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	8,9	7,4
Totale indebitamento finanziario a breve termine	(566,4)	(547,0)
Rettifica impatto IFRS 16	(8,9)	(7,4)
Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(575,3)	(554,4)

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

Gli altri debiti finanziari correnti comprendono la 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, corrisposta nel mese di febbraio 2021.

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:

	Anno	
	2020	2019
	<i>(importi in milioni)</i>	
Margine operativo lordo adjusted	480,8	503,7
Variazione capitale circolante	(40,9)	49,2
Cash Flow Operativo	440,0	552,9
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(111,5)	(67,9)
Acquisizioni di aziende (<i>business combination</i>)	(44,3)	(364,0)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,3)	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,4)	2,1
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(156,4)	(429,8)
Proventi (oneri) finanziari	(47,1)	(61,2)
Chiusura fair value finanziamenti	(23,9)	(43,5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,2	0,1
Cash Flow da gestione finanziaria	(70,8)	(104,6)
Cash Flow da gestione Fiscale	(25,4)	(41,0)
Distribuzione dividendi	(115,2)	(112,4)
Altri movimenti di patrimonio netto	(35,1)	1,2
Cash Flow da Patrimonio Netto	(150,2)	(111,1)
Variazione area di consolidamento	-	0,2
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.476,4	1.343,0
<i>Variazione netta</i>	<i>(37,2)</i>	<i>133,4</i>
Indebitamento finanziario netto finale	1.439,2	1.476,4

Il **Cash Flow operativo** del **2020** è positivo per 440 milioni, in diminuzione di 113 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del **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 (111 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito del programma di Voluntary Prepayment sopracitati. Si ricorda che il flusso di cassa del 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 **1.439 milioni**, in diminuzione (37 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (156 milioni), la distribuzione di dividendi (115 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni²⁰) più che compensati dal positivo flusso di cassa (392 milioni²¹).

²⁰ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.

²¹ 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 nel 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 (1 milione già erogato).

IFRS 16

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo (“right of use”) correlate principalmente al business Eolico e relativi all’utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

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

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

L’applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel 2020:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell’IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l’incremento (circa 101 milioni) dell’indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 99 milioni) in relazione all’applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (6 milioni) e maggiori oneri finanziari (4 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*

4°trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
101,8	123,9	Margine operativo lordo	468,4	495,9
Esclusione Special Items:				
Corporate				
0,7	0,9	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽¹⁾	2,5	9,3
(0,3)	(0,3)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(1,1)	(0,9)
-	-	- Storno erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	2,0	-
-	1,2	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	7,2
1,1	(8,2)	- Storno rilascio fondo Business dismissi ⁽⁵⁾	1,1	(8,2)
Termoelettrico				
(0,3)	(0,3)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(1,2)	(1,0)
Idroelettrico				
(0,0)	(0,0)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,2)	(0,2)
15,8	-	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	15,8	-
Solare				
(0,0)	(0,1)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,4)	(0,4)
0,2	-	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	0,2	-
Eolico				
(1,5)	(1,9)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(7,4)	(6,5)
1,1	0,0	- Storno accantonamento fondo Enti Locali ⁽⁶⁾	1,1	-
-	8,5	- Storno accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	8,5
118,6	123,7	Margine operativo lordo adjusted	480,8	503,7
4°trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
(84,3)	(78,0)	Ammortamenti e svalutazioni	(313,3)	(306,0)
Esclusione Special Items:				
1,3	1,7	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	6,5	6,7
9,3	-	- Storno svalutazione impianti Germany ⁽⁷⁾	9,3	-
-	0,5	- Storno ammortamenti su Business dismissi ⁽⁵⁾	-	0,5
(73,7)	(75,9)	Ammortamenti adjusted	(297,5)	(298,8)
4°trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)	Anno	
2020	2019		2020	2019
40,9	25,1	Risultato netto di Gruppo	107,9	31,6
Esclusione Special Items:				
0,1	0,3	Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	0,0	1,0
0,2	-	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	1,8	-
-	0,9	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	5,4
16,9	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti ⁽⁸⁾	30,4	52,9
0,6	0,9	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽¹⁾	2,4	8,7
-	-	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio ⁽⁹⁾	(0,6)	-
(53,9)	-	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e riallineamento impianti Hydro ⁽¹⁰⁾	(57,0)	-
1,2	(5,1)	Esclusione oneri correlati a Business dismissi ⁽⁵⁾	1,0	(5,1)
13,8	-	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali ⁽⁶⁾	13,8	-
-	6,4	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	6,4
6,6	-	Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Germany ⁽⁷⁾	6,6	-
0,7	0,5	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9 ⁽¹¹⁾	(0,5)	2,7
27,1	29,1	Risultato netto di Gruppo adjusted	105,8	103,6

1. 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.
2. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
3. Erogazione liberale. Si rimanda a quanto commentato nello specifico paragrafo dedicato all'emergenza Covid-19.
4. Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.

5. Accantonamenti correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
6. Accantonamenti su fondi rischi istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche pari a 17 milioni.
7. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test.
8. 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.
9. Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
10. Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
11. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel 2020 di proventi finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

Conto Economico 2020

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	973,7	-	-	-	973,7
Altri proventi	21,9	-	-	-	21,9
Ricavi totali	995,6	-	-	-	995,6
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(282,2)	-	-	-	(282,2)
Costi per servizi e altri costi operativi	(180,0)	(10,2)	-	22,7	(167,5)
Costi del lavoro	(64,9)	-	-	-	(64,9)
Margine operativo lordo	468,4	(10,2)	-	22,7	480,8
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(313,3)	6,5	-	9,3	(297,5)
Risultato operativo	155,1	(3,8)	-	32,0	183,3
Proventi (oneri) finanziari netti	(89,2)	3,8	(0,7)	39,0	(47,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,3	-	-	(0,1)	0,2
Risultato prima delle imposte	66,3	0,0	(0,7)	70,9	136,5
Imposte sul reddito	43,3	-	0,2	(72,5)	(29,0)
Risultato netto attività continue	109,5	0,0	(0,5)	(1,6)	107,4
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	109,5	0,0	(0,5)	(1,6)	107,4
Risultato di azionisti terzi	(1,7)	-	-	-	(1,7)
Risultato netto di competenza del Gruppo	107,9	0,0	(0,5)	(1,6)	105,8

Conto Economico 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.021,6	-	-	-	1.021,6
Altri proventi	22,8	-	-	(8,2)	14,5
Ricavi totali	1.044,4	-	-	(8,2)	1.036,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(290,8)	-	-	-	(290,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(190,5)	(9,0)	-	22,9	(176,6)
Costi del lavoro	(67,1)	-	-	2,1	(65,0)
Margine operativo lordo	495,9	(9,0)	-	16,8	503,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(306,0)	6,7	-	0,5	(298,8)
Risultato operativo	189,9	(2,3)	-	17,2	204,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(137,1)	3,7	3,5	68,7	(61,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,5)	-	-	0,7	0,1
Risultato prima delle imposte	52,3	1,4	3,5	66,6	143,8
Imposte sul reddito	(19,5)	(0,4)	(0,8)	(18,2)	(38,9)
Risultato netto attività continue	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	32,8	1,0	2,7	68,4	104,9
Risultato di azionisti terzi	(1,2)	-	-	-	(1,2)
Risultato netto di competenza del Gruppo	31,6	1,0	2,7	68,4	103,6

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2020

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.049,9	-	1.049,9
Immobilizzazioni materiali	2.259,4	(99,9)	2.159,5
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	52,3	-	52,3
Capitale immobilizzato	3.361,5	(99,9)	3.261,6
Rimanenze	49,4	-	49,4
Crediti commerciali	178,5	-	178,5
Debiti commerciali	(74,2)	-	(74,2)
Debiti verso erario per accise	(1,5)	-	(1,5)
Capitale circolante operativo netto	152,2	-	152,2
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	211,4	1,2	212,7
Altre passività	(412,0)	-	(412,0)
Capitale investito netto	3.307,7	(98,7)	3.209,0
Patrimonio netto Gruppo	1.758,1	2,0	1.760,1
Patrimonio netto di terzi	9,7	-	9,7
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.106,4	(94,2)	2.012,1
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(566,4)	(6,5)	(572,9)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.307,7	(98,7)	3.209,0

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	43,5	-	43,5
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	146,8	-	146,8
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	187,5	1,9	189,4
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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
28 gennaio 2021	Eolico	ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, ha siglato un accordo quadro con ENERCON GmbH, per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di circa 190 MW, destinati ad alcuni progetti di repowering in Italia e a un progetto greenfield nel Regno Unito. L'accordo, del valore potenziale di 120 milioni di euro, comprende, oltre alla fornitura, il trasporto, l'installazione, il <i>commissioning</i> e la manutenzione prevista nella prima fase di vita degli aerogeneratori.	Comunicato Stampa del 28.01.2021
28 gennaio 2021	Corporate	ERG S.p.A. comunica che a seguito dell'esercizio dell'opzione di riscatto in conformità alla clausola 6.4 - Riscatto e Acquisto/Riscatto a Scelta dell'Emittente (Clean-up Call) – del regolamento del prestito obbligazionario (vedasi CS del 22 dicembre 2020), tutte le Obbligazioni rimanenti sono state riscattate per un importo nominale complessivo di Euro 25.000.000.	Comunicato Stampa del 28.01.2021

Evoluzione prevedibile della gestione

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

Si segnala che i risultati per business segment per l'anno 2021 riflettono una diversa allocazione gestionale rispetto al 2020 dei costi relativi alle funzioni di staff a supporto di tutte le tecnologie, con un maggiore assorbimento da parte delle attività all'estero in coerenza con gli obiettivi strategici di sviluppo.

Eolico

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia. Il margine operativo lordo per quest'ultima è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito dei maggiori volumi, del migliore scenario prezzi e del maggiore valore dell'incentivo. Il risultato all'estero è previsto in riduzione rispetto a quello del 2020 per previsioni anemologiche statistiche meno favorevoli rispetto a quelle elevate del 2020 e per l'uscita dal sistema incentivante di circa 76 MW in Francia, seppur in parte compensato da un contesto di scenario prezzi di mercato in Est Europa in rialzo e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

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

Solare

ERG nel 2021 continuerà a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management, e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti.

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

Idroelettrico

Prevediamo volumi in significativo incremento rispetto a quelli molto depressi del 2020 grazie anche all'elevata disponibilità idrica negli invasi accumulata ad inizio anno, detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Il risultato beneficerà inoltre sia del maggior prezzo dell'incentivo su almeno il 40% delle produzioni, che del migliore scenario prezzi.

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

Termoelettrico

La previsione del risultato 2021 risentirà principalmente della completa uscita dal primo periodo di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). La fermata dell'impianto a ciclo combinato, programmata nel corso dell'anno, sarà infatti dedicata agli investimenti finalizzati al rinnovo per un secondo decennio della cogeneratività riprendendo la produzione dei titoli di efficienza energetica. Continueranno le attività volte a migliorare l'efficienza e la flessibilità operativa dell'impianto, così come quelle di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento.

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

Per l'esercizio 2021 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 480 e 500 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020) grazie ad una previsione di maggiori volumi di produzione, al migliore scenario prezzi ed al maggior valore unitario dell'incentivo sia nell'Hydro che nel Wind in Italia. Tali effetti vengono in parte compensati nel Wind Estero da previsioni anemologiche meno favorevoli, nonché da una redditività attesa inferiore nel Termoelettrico per effetto della completa uscita dal primo periodo di CAR. Il Solare conferma nel tempo la stabilità della performance.

Con riferimento agli scenari prezzi si evidenzia, peraltro, che una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei Clean Spark Spreads legati alle produzioni termoelettriche sono state già oggetto di vendita a termine, in linea con le hedging policy di rischio del Gruppo. Nel 2021 il livello di copertura è pari a circa il 70% della produzione complessiva di budget.

Gli investimenti per il 2021, previsti nel range compreso tra 235 e 275 milioni di Euro, saranno relativi allo sviluppo di investimenti greenfield con la costruzione dei parchi in Regno Unito per circa 250 MW, in Polonia per 60 MW ed in Francia per 25 MW, oltre ai consueti investimenti di mantenimento della flotta. Sono inoltre inclusi gli investimenti per le attività volte all'ammodernamento dell'impianto ed al contestuale rinnovo della qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) per il modulo 1 del CCGT.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021 è atteso nel range tra 1,35 e 1,45 miliardi (1,44 miliardi nel 2020), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,75 Euro per azione.