



Resoconto intermedio sulla Gestione

al 31 Marzo 2021

We are #SDGsContributors

PREMESSE

INFORMATIVA TRIMESTRALE

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS), che verranno approvati e conseguentemente pubblicati entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio. Gli importi riportati nel presente Resoconto Intermedio sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

INFORMAZIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 70 E 71 DEL REGOLAMENTO EMITTENTI

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

SETTORI OPERATIVI

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

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

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (IAP) E RISULTATI ADJUSTED

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

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

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

Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

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

RISCHI ED INCERTEZZE RELATIVI ALL'EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

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

INDICE

Il Gruppo	4
Organi societari.....	4
Profilo del Gruppo.....	5
Aree geografiche di attività al 31 marzo 2021	6
Area di consolidamento integrale al 31 marzo 2021	7
Modello organizzativo	8
Variazione perimetro di business	9
ERG in Borsa	10
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre.....	12
Risultati del periodo e Scenario	13
Sintesi dei risultati.....	13
Risultati per settore	14
Commento ai risultati del periodo	15
Risultati del periodo - Business.....	17
Mercato di riferimento	17
Vendite.....	19
Eolico	20
Solare	27
Idroelettrico	28
Termoelettrico	30
Quadro normativo – Incentivi.....	32
Prospetti contabili, Indicatori Alternativi di Performance (IAP) e Altre informazioni	35
Prospetti contabili.....	35
Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	45
Evoluzione prevedibile	52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	52
Evoluzione prevedibile della gestione.....	54
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	56

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

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

Amministratore Delegato
PAOLO LUIGI MERLI

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

COLLEGIO SINDACALE⁴

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)
MICHELE PEDEMONTE⁵

SOCIETÀ DI REVISIONE
KPMG S.P.A.⁶

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

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

³ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

⁴ Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

⁵ Nominato in data 26 aprile 2021.

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

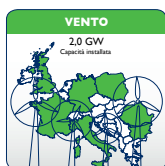
PROFILO DEL GRUPPO

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

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

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

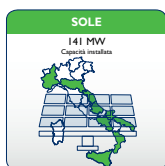
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di oltre 3.000 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

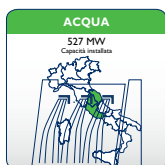
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.967 MW di potenza installata al 31 marzo 2021. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

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).



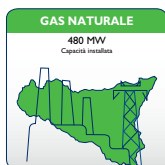
Solare

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 (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, entrata in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities.

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

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 31 MARZO 2021

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

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 31 MARZO 2021

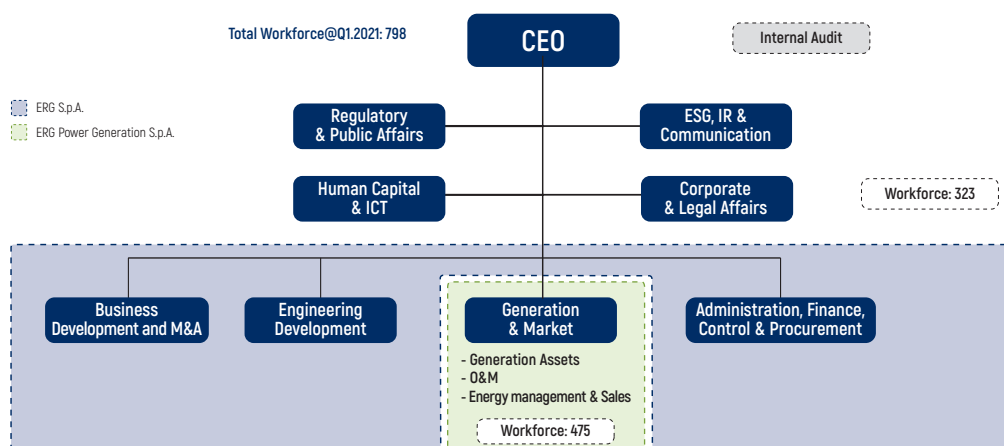


MODELLO ORGANIZZATIVO

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

- ERG S.p.A.- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei recenti cambiamenti organizzativi avvenuti nel mese di aprile 2021 la società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Thermo, Hydro e Solare, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

A NEW ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO TRIMESTRE 2021

Nel corso del periodo non si segnalano variazioni nel perimetro di Business.

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

ERG IN BORSA

Al 31 marzo 2021 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 25,34 Euro, in crescita (+8,3%) rispetto a quella della fine dell'anno 2020, a fronte di un analogo andamento nello stesso periodo degli indici di borsa FTSE All Share (+10,8%) e FTSE Mid Cap (+12,5%) e di un lieve calo dell'Euro Stoxx Utilities Index (-0,6%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,70 Euro (8 marzo 2021) ed un massimo di 27,54 Euro (26 gennaio 2021).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 31 marzo 2021:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 31.03.21	25,34
Prezzo massimo (26.01.21) ⁽¹⁾	27,54
Prezzo minimo (08.03.21) ⁽¹⁾	22,70
Prezzo medio	25,17

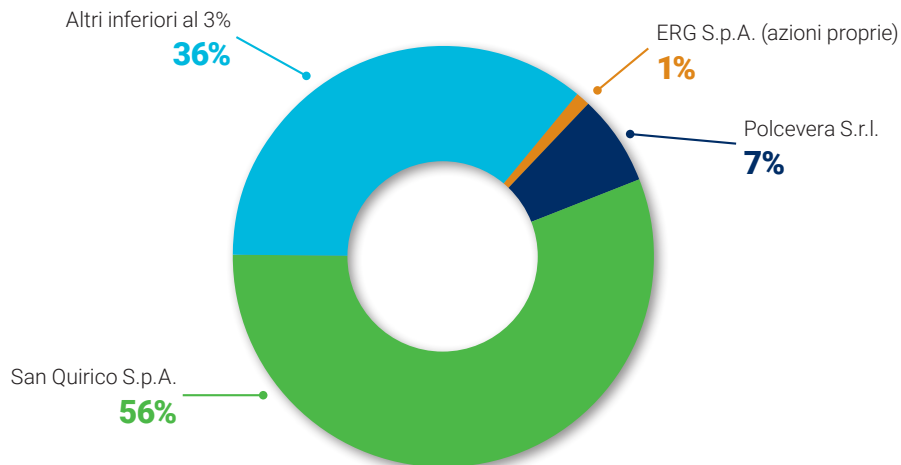
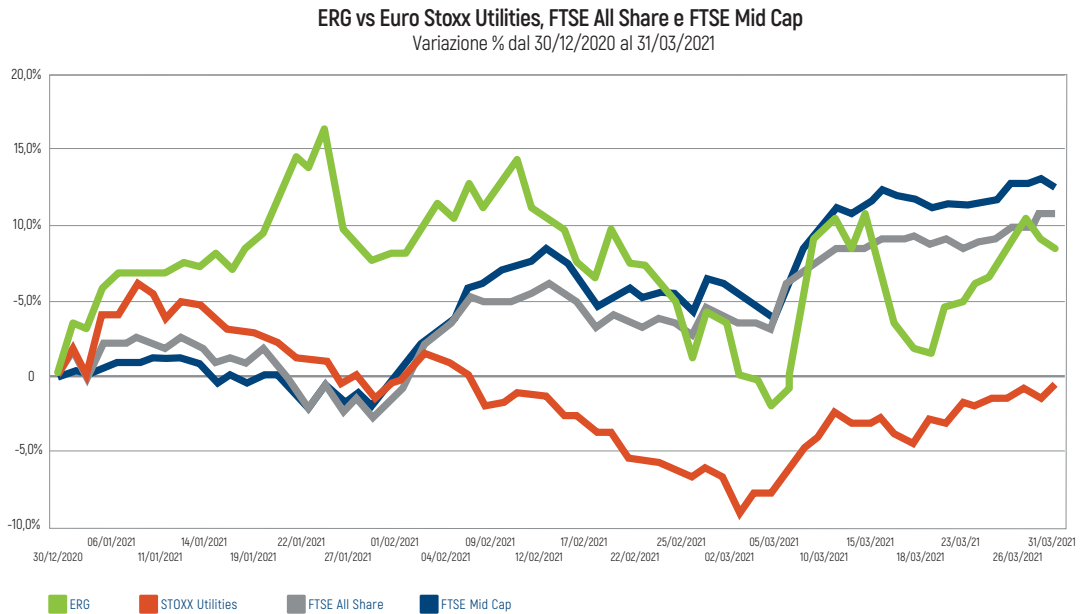
(1) Intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data.

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (15.03.21)	901.083
Volume minimo (18.01.21)	84.482
Volume medio	309.740

La capitalizzazione di borsa a fine trimestre ammonta a circa 3.809 milioni di Euro (3.517 milioni alla fine del 2020).

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

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 31 marzo 2021



Si segnala che ad esito della verifica, effettuata dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza dell'11 marzo 2021, in merito all'avvenuto raggiungimento degli obiettivi assegnati dal Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2018-2020) nonché dell'approvazione, nell'adunanza del 26 aprile 2021, del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 da parte dell'Assemblea degli Azionisti, ai relativi beneficiari del Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2018-2020) sono state assegnate complessivamente n. 668.000 azioni proprie ERG, con data di regolamento del trasferimento il 6 maggio 2021. Conseguentemente, dalla predetta data, il numero delle azioni proprie è pari a 782.080.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
28 gennaio 2021	Eolico	ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A, ha siglato un accordo quadro con ENERCON GmbH per la fornitura di aerogeneratori per una capacità potenziale di circa 190 MW, destinati ad alcuni progetti di repowering in Italia e a un progetto greenfield nel Regno Unito. L'accordo, del valore potenziale di 120 milioni di Euro, comprende, oltre alla fornitura, il trasporto, l'installazione, il commissioning e la manutenzione prevista nella prima fase di vita degli aerogeneratori.	Comunicato Stampa del 28/01/2021
28 gennaio 2021	Corporate	Esercizio dell'opzione di riscatto di tutte le Obbligazioni rimanenti emesse il 19 luglio 2017, per un importo nominale complessivo di Euro 25.000.000.	Comunicato Stampa del 28/01/2021

Emergenza Covid-19

Nel corso del 2021 è proseguita l'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale Covid-19: in tale contesto ERG ha continuato a mettere in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità operativa dei propri assets in condizioni di sicurezza.

La principale misura organizzativa assunta, come raccomandato anche dalle Autorità competenti, è il lavoro agile (smart working), esteso a 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 (100% del personale con funzioni "impiegatizie"), con la sola esclusione del personale dedicato all'esercizio e alla manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità operativa e gestionale in sicurezza degli asset aziendali.

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

ERG continua a gestire in maniera molto attenta il personale impegnato nei siti produttivi, mediante l'adozione delle opportune misure di sicurezza "Organizzative" (atte a garantire il distanziamento sociale e la rimodulazione delle attività operative e logistiche) e di "Prevenzione e Protezione" (formazione e informazione, dispositivi di protezione individuale, misure di igiene personale e pulizia/sanificazione degli ambienti di lavoro), nel rispetto delle indicazioni delle Autorità Competenti e di concerto con le Organizzazioni Sindacali. I documenti Aziendali che regolamentano le azioni intraprese sono stati messi a disposizione di tutto il personale in un'apposita sezione della intranet aziendale e sono oggetto di periodico aggiornamento.

Nel più ampio quadro della campagna nazionale di vaccinazioni in atto e con l'intento di contribuirvi in maniera proattiva, ERG ha già dichiarato la propria volontà, per il tramite di Confindustria, di rendere disponibili spazi e risorse per effettuare la vaccinazione delle persone ERG che volontariamente ne faranno richiesta e attuerà quanto necessario affinché tale iniziativa si svolga secondo quanto stabilito nel *Protocollo nazionale per la realizzazione dei piani aziendali finalizzati all'attivazione di punti straordinari di vaccinazione anti SARS-CoV-2/ Covid-19 nei luoghi di lavoro* emesso il 6 aprile 2021 e documenti correlati.

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020 ed ulteriori 26 ingressi nel corso del primo trimestre 2021 al fine di supportare il percorso di crescita della società. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate anche destinando apposite risorse finanziarie da parte delle società del Gruppo e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

SINTESI DEI RISULTATI

Adjusted ⁽¹⁾ Anno 2020	(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾ 1°trimestre		Adjusted ⁽¹⁾ 1°trimestre	
		2021	2020	2021	2020
PRINCIPALI DATI ECONOMICI					
974	Ricavi	280	277	280	277
481	Margine operativo lordo	163	156	161	156
183	Risultato operativo netto	94	80	93	82
107	Risultato netto	63	52	65	53
106	<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	63	52	65	53
PRINCIPALI DATI FINANZIARI					
3.209	Capitale investito netto⁽³⁾	3.245	3.331	3.148	3.255
1.770	Patrimonio netto	1.830	1.838	1.832	1.839
1.439	Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.415	1.493	1.316	1.415
417	<i>di cui Project Financing non recourse⁽⁴⁾</i>	409	831	409	831
45%	Leva finanziaria	44%	45%	42%	43%
49%	EBITDA Margin %	58%	56%	57%	56%
DATI OPERATIVI					
1.967	Capacità installata impianti eolici a fine periodo			1.967	1.967
3.911	Produzione di energia elettrica da impianti eolici			1.156	1.366
480	Capacità installata impianti termoelettrici			480	480
2.441	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici			525	626
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo			527	527
1.097	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici			667	324
141	Capacità installata impianti solari a fine periodo			141	141
228	Produzione di energia elettrica da impianti solari			41	45
14.897	Vendite totali di energia elettrica			4.223	4.246
156	Investimenti ⁽⁵⁾			33	61
784	Dipendenti a fine periodo			798	757
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁶⁾					
119	Eolico Italia			119	121
96	Eolico Germania			93	98
89	Eolico Francia			89	90
78	Eolico Polonia			83	72
66	Eolico Bulgaria			77	67
56	Eolico Romania			77	59
n.a.	Eolico UK			n.a.	n.a.
315	Solare			323	310
109	Idroelettrico			95	102
35	Termoelettrico			25	28

(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. Si precisa che il primo trimestre 2020 includeva inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni.

(6) I ricavi netti unitari riportati sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

RISULTATI PER SETTORE

Anno 2020	(milioni di Euro)	1°trimestre		Δ
		2021	2020	
	RICAVI ADJUSTED			
402	Eolico	121	140	(18)
73	Solare	13	14	(1)
118	Idroelettrico	63	33	30
381	Termoelettrico⁽¹⁾	83	91	(8)
36	Corporate	9	9	0
(36)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(9)	(9)	(0)
974	Totale ricavi adjusted	280	277	3
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED			
282	Eolico	94	109	(15)
66	Solare	11	12	(1)
81	Idroelettrico	54	24	30
67	Termoelettrico⁽¹⁾	6	15	(9)
(15)	Corporate	(4)	(4)	(0)
481	Margine operativo lordo adjusted	161	156	4
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(165)	Eolico	(38)	(42)	4
(42)	Solare	(10)	(10)	0
(57)	Idroelettrico	(11)	(14)	4
(30)	Termoelettrico	(7)	(7)	0
(4)	Corporate	(1)	(1)	(0)
(298)	Ammortamenti adjusted	(68)	(75)	7
	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED			
118	Eolico	55	67	(11)
23	Solare	1	2	(1)
24	Idroelettrico	43	9	33
37	Termoelettrico⁽¹⁾	(2)	8	(9)
(19)	Corporate	(5)	(4)	(0)
183	Risultato operativo netto adjusted	93	82	12
	INVESTIMENTI⁽²⁾			
127	Eolico	27	54	(27)
2	Solare	0	1	(0)
6	Idroelettrico	1	1	0
18	Termoelettrico	5	5	(1)
2	Corporate	0	0	(0)
156	Totale investimenti	33	61	(28)

(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 15 milioni (13 milioni nel 2020).

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo trimestre 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 280 milioni, in aumento di 3 milioni rispetto al primo trimestre 2020 (277 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico e dell'incremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh). Questi effetti sono stati in gran parte compensati dalla riduzione della produzione dell'eolico all'estero e dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted**⁸, al netto degli special item, si attesta a 161 milioni, in aumento di 4 milioni rispetto ai 156 milioni registrati nel primo trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-15 milioni)**: margine operativo lordo pari a 94 milioni, in diminuzione rispetto al 2020 (109 milioni) per effetto del minor risultato estero, pari a 33 milioni ed in riduzione rispetto ai 52 milioni dell'analogo periodo del 2020, che ha risentito della scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del primo trimestre 2020 (540 GWh nel 2021 rispetto ai 768 GWh del 2020), nonostante la ripresa dello scenario di mercato. Tali effetti sono solo in parte compensati dal miglior risultato in Italia, pari a 61 milioni ed in aumento rispetto ai 57 milioni del primo trimestre 2020, per effetto delle maggiori produzioni (+3%) e del maggior valore dell'incentivo GRIN.
- **Solare (-1 milione)**: il margine operativo lordo, pari a 11 milioni, risulta sostanzialmente in linea al primo trimestre 2020 (12 milioni) con volumi lievemente inferiori (41 GWh nel primo trimestre 2021 rispetto ai 45 GWh del primo trimestre 2020) in gran parte compensato dallo scenario prezzi di mercato in rialzo rispetto a quello dell'analogo periodo del 2020.
- **Idroelettrico (+30 milioni)**: margine operativo lordo di 54 milioni (24 milioni nel primo trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni notevolmente superiori rispetto al primo trimestre 2020 (667 GWh nel primo trimestre 2021 rispetto ai 324 GWh del primo trimestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa nel centro Italia, che si confronta con un 2020 ampiamente sotto ai livelli medi storici decennali. Al risultato positivo ha contribuito in parte anche l'effetto derivante dal maggior valore dell'incentivo GRIN. Le importanti precipitazioni del periodo hanno determinato livelli degli invasi superiori rispetto alla media storica.

⁸ il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 2 milioni.

- **Termoelettrico (-9 milioni)**: il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 6 milioni, è inferiore rispetto ai 15 milioni del primo trimestre 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 6 milioni ed alla contrazione dei margini di generazione rispetto all'analogo periodo del 2020, in un contesto di scenario caratterizzato dal significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo ha risentito delle politiche di copertura effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 93 milioni (82 milioni nel primo trimestre 2020) dopo ammortamenti per 68 milioni, in decremento rispetto al primo trimestre 2020 (75 milioni) principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 65 milioni in aumento rispetto al primo trimestre 2020 (53 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al primo trimestre 2020 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle operazioni di liability management avviate nel corso del secondo semestre del 2020, a seguito dell'emissione di un secondo Green Bond.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 63 milioni in aumento rispetto ai 52 milioni del primo trimestre 2020 per le medesime motivazioni già sopra commentate.

Nel primo trimestre 2021 gli **investimenti** sono stati pari a **33 milioni** (61 milioni nel primo trimestre 2020) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** di cui l'80% nel settore Eolico (55% nel primo trimestre 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW e Polonia per 60 MW; il 14% si riferisce al settore Termoelettrico (30% nel primo trimestre 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento per assicurare la qualifica di impianto ad alta cogeneratività per il modulo 1 del CCGT per altri dieci anni, il 4% al settore Idroelettrico (8% nel primo trimestre 2020), l'1% al settore Solare (4% nel primo trimestre 2020) e l'1% alla Corporate (2% nel primo trimestre 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo. Si ricorda che nel primo trimestre 2020 gli investimenti si riferivano principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (per 42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.316 milioni**, in diminuzione (123 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente il positivo flusso di cassa del periodo (156 milioni⁹), in parte compensato dagli investimenti del periodo (33 milioni).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2021 a circa 100 milioni.

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

RISULTATI DEL PERIODO – BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Anno 2020		1° trimestre	
		2021	2020
	Scenario prezzi (Euro/MWh)		
	Italia		
38,9	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	59,3	39,6
37,8	Prezzo energia elettrica zona Nord	59,8	38,7
38,7	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	59,1	39,0
39,7	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	58,4	40,3
39,0	Prezzo energia elettrica zona Sud	57,6	39,7
39,0	Prezzo energia elettrica Sardegna	57,6	40,3
46,2	Prezzo energia elettrica Sicilia	60,4	45,4
n.a	Prezzo energia elettrica Calabria	56,8	n.a
45,3	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	68,6	45,1
45,0	Prezzo zonale Centro Sud (peak)	66,5	45,4
99,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	109,4	99,1
	Estero		
32,2	Francia (Energia Elettrica base load)	53,0	29,4
30,7	Germania (Energia Elettrica base load)	49,6	27,3
77,8	Polonia	89,4	75,1
46,8	di cui (Energia Elettrica base load)	57,7	41,0
31,0	di cui Certificati d'Origine	31,7	34,1
39,3	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	50,8	41,6
68,8	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	82,3	70,3
39,4	di cui Energia Elettrica base load	52,9	40,9
29,4	di cui Certificato Verde	29,4	29,4
37,6	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	70,0	36,6
39,6	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	72,4	38,0

(1) Prezzo Unico Nazionale.

Mercato Italia – Domanda e produzioni

Anno 2020		1° trimestre	
		2021	2020
	Mercato Italia⁽¹⁾ (GWh)		
302.751	Domanda	78.634	76.960
2.557	Consumo pompaggi	683	661
32.200	Import/Export	12.024	11.329
273.108	Produzione interna (2)	67.293	66.292
	di cui		
175.376	<i>Termoelettrica</i>	44.437	45.038
47.990	<i>Idroelettrica</i>	10.464	9.028
5.646	<i>Geotermica</i>	1.367	1.447
18.547	<i>Eolica</i>	6.220	5.792
25.549	<i>Fotovoltaico</i>	4.805	4.987

(1) Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

(2) Produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari.

Nel **primo trimestre 2021**, la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 79 TWh, in aumento del 2,2% rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2020. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 4,7 TWh, in aumento (+3,2%) rispetto al primo trimestre 2020, inoltre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 10,9 TWh (+2,8%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 67,3 TWh, in aumento dell'1,5% rispetto al primo trimestre 2020, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 12,0 TWh (+6,1 % rispetto al primo trimestre 2020).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 16% dall'idroelettrico, per il 7% dal fotovoltaico, per il 9% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo trimestre 2020 risultano in aumento la produzione idroelettrica (+16%) ed eolica (+7%) mentre hanno registrato una riduzione la produzione termoelettrica (-1%), geotermica (-6%) e fotovoltaica (-4%).

VENDITE DEL GRUPPO

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

Nel corso del **primo trimestre 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 4,2 TWh (4,2 TWh nel primo trimestre 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,4 TWh (2,4 TWh nell'analogo periodo 2020), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 2,4% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% nel primo trimestre 2020).

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

FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

	1° trimestre	
	2021	2020
Wind - produzione eolica Italia	616	598
Wind - produzione eolica Estero	540	768
Solare - produzione fotovoltaica	41	45
CCGT - produzione termoelettrica	525	626
Hydro - produzione idroelettrica	667	324
ERG Power Generation - acquisti	1.834	1.885
Totale	4.223	4.246

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

	1° trimestre	
	2021	2020
Energia elettrica venduta a clienti captive	123	80
Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	3.560	3.398
Energia elettrica venduta all'estero	540	768
Totale	4.223	4.246

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.

¹⁰ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

EOLICO

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

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

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2020		1° trimestre	
		2021	2020
1.093	Italia	1.093	1.093
	di cui		
247	Campania	247	247
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
874	Eestero	874	874
	di cui		
272	Germania	272	272
397	Francia	397	397
82	Polonia	82	82
54	Bulgaria	54	54
70	Romania	70	70
1.967	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.967	1.967

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 marzo 2021, 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.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2021	2020
402	Ricavi adjusted	121	140
282	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	94	109
(165)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(38)	(42)
118	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	55	67
127	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	27	54
70%	EBITDA Margin %⁽²⁾	77%	78%
3.911	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	1.156	1.366

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

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

I ricavi consolidati registrati nel primo trimestre 2021 risultano in diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni Estero rispetto a quelle particolarmente elevate del primo trimestre 2020, in parte compensati dall'aumento della produzione in Italia, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN (da 99,0 a 109,4 Euro/MWh).

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel primo trimestre 2021, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex "certificati verdi") e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 119 Euro/MWh, lievemente in riduzione rispetto al valore di 121 Euro/MWh del primo trimestre 2020 principalmente per effetto del minor ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia al netto delle coperture, in gran parte compensato dal maggior valore dell'incentivo GRIN.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex "certificati verdi") viene calcolato sulla base dei prezzi di mercato dell'energia dell'anno precedente. Di conseguenza, differentemente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

RICAVI ADJUSTED

Anno 2020	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
227	Italia	73	72	0	1%
175	Estero	49	68	(19)	-28%
	di cui				
45	Germania	11	18	(7)	-39%
85	Francia	23	34	(10)	-31%
19	Polonia	5	7	(2)	-27%
12	Bulgaria	5	5	0	0%
13	Romania	5	4	0	11%
402	Totale	121	140	(18)	-13%

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2020	(Euro/MWh)	1° trimestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
119	Eolico Italia	119	121	(2)	-2%
96	Eolico Germania	93	98	(5)	-5%
89	Eolico Francia	89	90	(1)	-1%
78	Eolico Polonia	83	72	11	15%
66	Eolico Bulgaria	77	67	10	14%
56	Eolico Romania	77	59	17	29%
n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **primo trimestre 2021** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 89 Euro/MWh e 93 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), in lieve riduzione rispetto all'anno precedente. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (+29%), Polonia (+15%) e Bulgaria (+14%) a seguito dell'aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

PRODUZIONI (GWh)

Anno 2020		1° trimestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
1.902	Italia	616	598	18	3%
	di cui				
430	Campania	142	130	12	9%
239	Calabria	54	76	(22)	-29%
461	Puglia	143	143	0	0%
151	Molise	50	47	3	5%
166	Basilicata	53	53	0	1%
262	Sicilia	106	83	24	29%
191	Sardegna	68	67	1	1%
2.009	Estero	540	768	-229	-30%
	di cui				
470	Germania	120	188	(68)	-36%
952	Francia	261	371	(109)	-29%
244	Polonia	58	91	(33)	-36%
150	Bulgaria	49	55	(6)	-11%
193	Romania	52	64	(12)	-19%
0	UK	0	0	0	n.a
3.911	Produzioni complessive parchi	1.156	1.366	-211	-15%

Nel primo trimestre 2021 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica, pari a 1.156 GWh, in riduzione del 15% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (1.366 GWh), per effetto delle condizioni anemologiche meno favorevoli all'estero (-30%) rispetto a quelle particolarmente elevate dell'analogo periodo del 2020, solo in parte compensate dalla ripresa della ventosità in Italia (+3%).

L'aumento delle produzioni in Italia (+18 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020, in tutte le regioni ad eccezione della Calabria.

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 229 GWh per effetto della bassa ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2020, è riconducibile a tutti i paesi e risulta più spiccata in Francia (-109 GWh), Germania (-68 GWh) e Polonia (-33 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		1° trimestre		Δ
		2021	2020	
2020				
20%	Italia	26%	25%	1%
	di cui			
20%	Campania	27%	24%	3%
23%	Calabria	21%	29%	-8%
21%	Puglia	27%	26%	0%
22%	Molise	29%	27%	2%
21%	Basilicata	28%	27%	0%
15%	Sicilia	25%	19%	6%
20%	Sardegna	28%	27%	1%
26%	Estero	29%	40%	-12%
	di cui			
20%	Germania	20%	32%	-11%
27%	Francia	30%	43%	-12%
34%	Polonia	33%	51%	-18%
32%	Bulgaria	42%	46%	-5%
31%	Romania	34%	42%	-7%
23%	Load factor⁽¹⁾	27%	32%	-5%

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

Nel primo trimestre **2021** il *load factor* complessivo, pari al 27%, è risultato lievemente inferiore a quanto registrato nel primo trimestre 2020 (32%).

In particolare all'estero la diminuzione del *load factor* dal 40% al 29% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel primo trimestre 2020, che si confronta con quella più bassa del corrente anno.

La differenziazione geografica ha consentito di contenere la riduzione del *load factor* correlato alla riduzione dei volumi, anche grazie ad una ripresa della ventosità in Italia con relativi *load factor* in aumento dal 25% al 26%.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ	Δ%
		2021	2020		
2020					
165	Italia	61	57	4	7%
117	Estero	33	52	(19)	-37%
	di cui				
28	Germania	7	14	(6)	-46%
58	Francia	16	27	(11)	-41%
15	Polonia	3	6	(2)	-37%
9	Bulgaria	3	3	(0)	-1%
8	Romania	3	3	0	14%
(1)	UK	(0)	(0)	(0)	n.a.
282	Totale	94	109	(15)	-14%

Il **margin operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2021 è pari complessivamente a 94 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (109 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche sfavorevoli all'estero e leggermente superiori in Italia.

Il contributo in Italia, in incremento rispetto al primo trimestre 2020, riflette principalmente le produzioni superiori e l'aumento del valore del prezzo dell'incentivo GRIN.

I risultati inferiori all'estero (-19 milioni) riflettono i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2021 è risultato complessivamente pari al 77%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (78%), a seguito del già commentato minor apporto dei parchi eolici all'estero.

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

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2021 (**27 milioni**) si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (20 milioni) e Polonia (3 milioni), al proseguimento delle attività propedeutiche al Repowering e Reblading (3 milioni) su alcuni parchi italiani oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Relativamente ai parchi eolici in costruzione in UK, i due progetti nel Nord Irlanda, Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW di cui è prevista la COD a fine 2021, presentano un avanzamento delle attività superiore al 60%, in linea con le previsioni, anche per i restanti parchi eolici in UK (Scozia) e Polonia, le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Italia

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

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

È previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile di 1 GW.

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

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

Francia

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

Il 12 febbraio 2021 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste dedicate al fotovoltaico a terra. La decima sessione si terrà dal 14 giugno al 25 giugno 2021, per un volume di 1 GW.

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, 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).

L'Autorità polacca ha in seguito annunciato il calendario delle aste FER 2021. La sessione dedicata ad eolico e FV di grande taglia (potenza oltre 1MW) è prevista per l'8 giugno.

UK

- **Capacity Market GB**

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

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

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

Il SEM Committee, l'Autorità che supervisiona il funzionamento del Mercato elettrico dell'Isola d'Irlanda denominato I-SEM (*Integrated Single Electricity Market*),

ha confermato la prosecuzione dell'operatività del mercato elettrico unico tra la Repubblica d'Irlanda e il Nord Irlanda anche a valle dell'entrata in vigore della BREXIT.

- **CFD**

Il *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) del Governo britannico ha confermato che anche gli impianti in fase di realizzazione - come i progetti eolici di ERG di Creag Riabhach e Sandy Knowe - sono abilitati a partecipare alla prossima sessione d'asta del 2021, denominata Allocation Round 4 (AR4). L'esecutivo dell'Irlanda del Nord non ha ancora aderito allo schema per cui i progetti eolici nel Nord Irlanda non potranno partecipare al contingente AR4.

Germania

- **Riforma EEG**

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

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

Dal 2021, il prezzo base per le aste fotovoltaiche scenderà da 75 a 59 Euro/MWh. Dal 2022, sarà la media delle offerte più alte delle ultime tre aste maggiorata dell'8%.

Per l'eolico onshore la base d'asta sarà ridotta da 70 Euro/MWh a 60 Euro/MWh, mentre dal 2022 sarà ridotta del 2% all'anno.

È inoltre prevista la riduzione da 6 a 4 del numero massimo di ore in cui gli impianti FER mantengono l'incentivazione in presenza di prezzi all'ingrosso dell'elettricità negativi. È prevista un'ulteriore riduzione nei prossimi anni.

Per gli impianti FER che nel 2020 e 2021 raggiungono il termine del periodo di incentivazione è previsto il riconoscimento di un premio sul prezzo dell'elettricità all'ingrosso per tutto il 2021, mentre per gli anni successivi saranno istituite aste competitive per contingenti di potenza. Il regime di sostegno post-EEG è soggetto ad approvazione da DG Competition della Commissione Europea.

L'EEG 2021 prevede anche un aumento del limite di capacità per i progetti che partecipano alle aste fotovoltaiche da 10 a 20 MW. È consentito partecipare all'asta con una parte della capacità del progetto (e.g. 20MW su 100MW totali).

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 l'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	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2021	2020
73	Ricavi adjusted	13	14
66	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	11	12
(42)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(10)	(10)
23	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	1	2
2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	1
90%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	85%	87%
228	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	41	45

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

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

Nel primo trimestre 2021 **le produzioni** sono risultate pari a circa 41 GWh, in lieve riduzione rispetto al primo trimestre 2020, così come il relativo load factor pari al 13%.

I ricavi del primo trimestre 2021 sono stati pari complessivamente a 13 milioni, di cui 11 milioni relativi a ricavi da conto energia e 2 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel primo trimestre 2021 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 323 Euro/MWh rispetto ai 310 Euro/MWh del primo trimestre 2020, di cui principalmente 273 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. Il lieve aumento è riconducibile principalmente ai maggiori ricavi unitari relativi ai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti "Conto Energia") nonché dall'effetto positivo dei maggiori prezzi di mercato dell'energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2021, pari a 11 milioni, è sostanzialmente in linea all'anno precedente (12 milioni) ed è relativo per 13 milioni ai ricavi sopra commentati e per 2 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2021 è risultato complessivamente pari al 85% (87% nel primo trimestre 2020).

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2021 (**0,5 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico.

IDROELETTRICO

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

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2020	(milioni di Euro)	1°trimestre	
		2021	2020
118	Ricavi adjusted	63	33
81	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	54	24
(57)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(11)	(14)
24	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	43	9
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	1
69%	Ebitda Margin %⁽²⁾	85%	73%
1.097	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	667	324

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

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

Nel primo trimestre 2021 i **ricavi**, pari a 63 milioni, sono prevalentemente relativi alle vendite di energia elettrica (in particolare sul mercato spot) per 36 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") iscritti per 27 milioni a fronte della maggiore produzione incentivata e maturata verso il GSE.

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

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2021 è risultato pari a 54 milioni (24 milioni nel primo trimestre 2020), in incremento principalmente per effetto della straordinaria idraulicità riscontrata nel periodo rispetto alla scarsa produzione nel 2020 e dal maggior valore dell'incentivo.

Le **produzioni** complessive di ERG Hydro nel primo trimestre 2021 pari a 667 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia sui mercati e da incentivi nel periodo ed altre componenti minori, pari a circa 95 Euro/MWh, in diminuzione rispetto ai 102 Euro/MWh del primo trimestre 2020.

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 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2021 è risultato complessivamente pari al 85%, in aumento rispetto al 73% del primo trimestre 2020.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 59% (rispetto al 28% del primo trimestre 2020) è caratterizzato dalla straordinaria idraulicità riscontrata, a livelli fortemente superiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 536, 533 e 131 metri s.l.m., rispetto ai valori 533, 529 e 137 metri s.l.m. al 31 dicembre 2020. Complessivamente l'energia invasata risulta in significativo aumento a seguito dei fenomeni stagionali ed al netto degli utilizzi del periodo.

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

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2021 (**1 milione**) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo impianti mini idro, mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **Aggiornamento sovracaroni BIM**

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

Tale valore è stato elevato per gli anni 2020-21 a 31,13 Euro/kW.

- **Aggiornamento canone demaniale Regione Umbria**

Ad inizio 2021 la Regione Umbria ha pubblicato l'aggiornamento del valore del canone demaniale dovuto per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 32,63 Euro/kW.

- **Aggiornamento canone demaniale Regione Lazio**

Il 9 marzo 2021 la Regione Lazio ha pubblicato i canoni demaniali dovuti per le concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico, determinato adeguando il canone 2020 al tasso di inflazione programmato dello 0,5%; il canone 2021 è quindi pari a 31,88 Euro/kW.

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

L'ARERA, con Delibera 324/2020 ha stabilito un sistema premiale per l'adeguamento dei nuovi nuclei di ripartenza, individuati da Terna, inseriti nel piano di ripristino del sistema elettrico (PdRR). Gli adempimenti riguardano l'installazione di un apparato e l'attivazione della capacità di black start - laddove non già presenti - nonché la disponibilità di sistemi di alimentazione di riserva. Rispetto a questi interventi, la delibera (i) fissa al 18/12/2022 la data ultima per adeguare gli impianti e (ii) prevede un meccanismo premiale a favore dei titolari degli impianti correlato alla tempestività di adeguamento.

Con successiva Delibera 44/2021 l'ARERA ha introdotto un analogo meccanismo per l'installazione dei dispositivi Power System Stabilizer, a compensazione degli oneri sostenuti per l'adeguamento degli impianti al PdRR. La delibera fissa al 30/06/2022 la data ultima di intervento e prevede un meccanismo premiale per interventi di natura software/hardware commisurato alla tempestività di adeguamento.

TERMOELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale a ciclo combinato CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI		1° trimestre	
Anno	(milioni di Euro)	2021	2020
2020			
381	Ricavi della gestione caratteristica adjusted⁽¹⁾	83	91
67	Margine operativo lordo adjusted⁽²⁾	6	15
(30)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽²⁾	(7)	(7)
37	Risultato operativo netto adjusted⁽²⁾	(2)	8
18	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	5
18%	Ebitda Margin %⁽³⁾	7%	17%
2.441	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	525	626

(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 15 milioni (13 milioni nel 2020).

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

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

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

Nel corso **del primo trimestre 2021** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 525 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (626 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO₂, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 285 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 336 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Il margine operativo lordo adjusted del **primo trimestre 2021** è risultato pari a 6 milioni (15 milioni nel primo trimestre 2020), con risultati in decremento a seguito del termine a fine 2020 del periodo di cogeneratività ad alto rendimento sul Modulo 2 dell'impianto CCGT e del peggior scenario, in parte mitigati dall'effetto positivo delle coperture e da maggiori introiti derivanti dai servizi di dispacciamento (MSD). Si rammenta che il primo trimestre del 2020 aveva beneficiato di rimborsi assicurativi per 4,7 milioni.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2021 (**5 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

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

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Il 15 dicembre 2020 l'ARERA, con Delibera 548/2020 ha approvato e integrato il Regolamento Operativo, predisposto dal GSE ai sensi della Delibera 96/2020, concernente le modalità tramite le quali i produttori che prelevano gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica, potranno presentare richiesta di restituzione delle quote delle componenti tariffarie RE

ed REt destinata alla copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE (elemento REtee, quota parte della componente tariffaria RE e RET a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE). Il Regolamento è stato pubblicato dal GSE il 23 febbraio 2021. Il diritto alla restituzione dell'elemento REtee decorrerà dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui sarà presentata l'istanza al GSE (in ogni caso non prima del 1° luglio 2021).

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI

INCENTIVI SETTORE EOLICO

Italia

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

Germania

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

Francia

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

Bulgaria

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

Polonia

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

Romania

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

INCENTIVI SETTORE SOLARE**Italia**

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

Germania

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

La maggior parte degli impianti idroelettrici del Gruppo ERG sono incentivati tramite tariffa FIP per la durata di 15 anni a seguito di intervento di rifacimento parziale idroelettrico. Ulteriori impianti di tipo mini-idroelettrico sono incentivati tramite tariffa fissa omnicomprensiva assegnata ad accesso diretto (secondo il D.M. 23 giugno 2016) o a seguito di positiva partecipazione alla selezione tramite registri ai sensi del D.M. 4 luglio 2019.

INCENTIVI SETTORE 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.

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16 al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo.

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

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

(milioni di Euro)		1° trimestre		Δ
		2021	2020	
Ricavi	1	280	277	3
Altri proventi	2	1	7	(6)
RICAVI TOTALI		281	284	(2)
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(66)	(71)	5
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(39)	(41)	2
Costi del lavoro		(17)	(16)	(1)
MARGINE OPERATIVO LORDO		161	156	4
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(68)	(75)	7
Risultato operativo netto		93	82	12
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(8)	(13)	6
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	(0)
Risultato prima delle imposte		85	68	17
Imposte sul reddito	7	(21)	(15)	(6)
Risultato d'esercizio		65	53	12
Risultato di azionisti terzi		0	0	0
Risultato netto di Gruppo		65	53	12

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

I ricavi del primo trimestre 2021 sono pari a 280 milioni in aumento rispetto ai 277 milioni del primo trimestre 2020.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-18 milioni) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni sul portafoglio estero rispetto a quelle particolarmente elevate del primo trimestre 2020, in parte compensate dall'aumento della produzione in Italia, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo GRIN (complessivamente 121 milioni verso 140 milioni);
- il lieve decremento (-1 milione) del **settore Solare** con produzioni lievemente inferiori in parte compensate da uno scenario prezzi migliore rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno precedente (13 milioni verso 14 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte incremento rispetto al corrispondente periodo del 2020 (+30 milioni) per effetto della straordinaria idraulicità riscontrata nel periodo e del maggior valore dell'incentivo (63 milioni verso 33 milioni);
- il decremento (-8 milioni) del **settore Termoelettrico** (83 milioni verso 91 milioni), a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT.

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

2 - Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio. Si ricorda che nel primo trimestre 2020 la voce includeva il rimborso assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT. Non si segnalano componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*).

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

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

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

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

Ai fini dei valori *adjusted* gli oneri per locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) sono classificati nella presente voce del Conto Economico riclassificato.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

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

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

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** del primo trimestre 2021 sono stati pari a 8 milioni, in significativa diminuzione rispetto al primo trimestre 2020 (13 milioni), grazie agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di liability management effettuate a seguito dell'emissione di due Green Bond e al contestuale programma di "Voluntary Prepayment" avvenute nel secondo semestre 2020.

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

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

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

- oneri (-1,1 milioni) relativi al rimborso dei residui 25 milioni della passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel 2017;
- oneri finanziari (-0,8 milioni), legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-0,9 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito *adjusted* del primo trimestre 2021 sono pari a 21 milioni, in aumento rispetto ai 15 milioni del primo trimestre 2020 principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (22% nel primo trimestre 2020).

SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance. Di seguito sono indicati i valori adjusted al 31 marzo 2021, che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 100 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 97 milioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

31/03/2020	(milioni di Euro)		31/03/2021	31/12/2020
3.400	Capitale immobilizzato	1	3.227	3.262
174	Capitale circolante operativo netto	2	135	152
(5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5)	(5)
206	Altre attività	3	234	213
(519)	Altre passività	4	(442)	(412)
3.255	Capitale investito netto		3.148	3.209
1.828	Patrimonio netto di Gruppo		1.823	1.760
11	Patrimonio netto di terzi	5	10	10
1.415	Indebitamento finanziario netto Adjusted	6	1.316	1.439
3.255	Mezzi propri e debiti finanziari		3.148	3.209

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2020	1.050	2.159	52	3.262
Investimenti	0	33	-	33
Variazioni area di consolidamento	-	-	-	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(0)	3	(4)	(1)
Ammortamenti	(17)	(51)	-	(67)
Capitale immobilizzato al 31/03/2021	1.034	2.145	48	3.227

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 marzo 2021 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 98 milioni.

2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici ed altri debiti commerciali. Si segnala che a partire dal Bilancio 2020, alla voce Rimanenze sono iscritti i valori

relativi agli acquisti di CO₂ eccedenti i fabbisogni di periodo, precedentemente iscritti nelle Altre attività. Pertanto, anche i valori del primo trimestre 2020 sono stati coerentemente riesposti.

3 - Altre attività

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

4 - Altre passività

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

5 - Patrimonio Netto di terzi

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

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 100 milioni.

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2020	(milioni di Euro)	31/03/2021	31/12/2020
2.046	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.994	2.015
(630)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(679)	(575)
1.415	Totale	1.316	1.439

Financial Strategy e Sustainable Finance

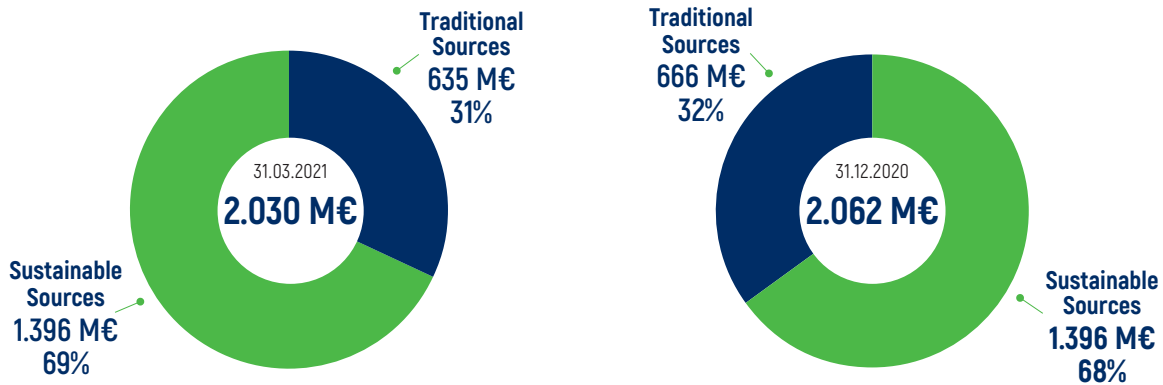
La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

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

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

Le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.396 milioni di Euro al 31 marzo 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.030 milioni di valore nominale (1.396 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.062 milioni di valore nominale) comprendono:

- Green Bonds, per complessivi Euro 1.100 milioni destinati al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG ed al finanziamento di nuovi progetti eolici e solari;
- Contratti di finanziamento “Environmental, Social e Governance Linked” senior unsecured a medio lungo termine (“ESG Loans”), per complessivi Euro 200 milioni, che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO₂;
- Project Green and Sustainability Linked Loan, per complessivi Euro 96 milioni, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei “Sustainability Linked Loan Principles” emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.



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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2020	(milioni di Euro)	31/03/2021	31/12/2020
674	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	507	506
(8)	Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
667	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.127	1.139
1.333	Totale	1.634	1.645
831	Totale Project Financing	409	417
(118)	Quota corrente Project Financing	(49)	(48)
713	Project Financing a medio-lungo termine	360	369
0	Crediti finanziari a lungo termine	0	0
2.046	TOTALE	1.994	2.015

• I **“Debiti verso banche a medio-lungo termine”** al 31 marzo 2021 sono pari a 507 milioni di Euro (506 milioni al 31 dicembre 2020) e si riferiscono a:

- due *corporate loan* bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) e UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (100 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del *corporate acquisition loan* sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
- due *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con BNL (100 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2018, e con Credit Agricole (100 milioni), sottoscritto nel primo semestre 2019, con l'obiettivo di supportare l'ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche;
- un *corporate loan* con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo semestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori 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 1.127 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 31 milioni (43 milioni al 31 dicembre 2020);
- passività derivante dal collocamento di due prestiti obbligazionari rispettivamente di importo pari a 496¹¹ milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso) e 594¹¹ milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso), emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN);

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

- passività correlata a componente differita del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (3 milioni).
- I debiti per **“Totale Project Financing”** (409 milioni al 31 marzo 2021) sono relativi a:
 - finanziamenti per 113 milioni di Euro relativi alla società acquisita da Soles Montalto nel corso del 2019;
 - finanziamenti per 296 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

A seguito dell'effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 31 marzo 2021 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

31/03/2020	(milioni di Euro)	31/03/2021	31/12/2020
0	Finanziamenti bancari a breve termine	26	71
8	Quota corrente finanziamenti bancari	0	0
12	Altri debiti finanziari a breve termine	33	32
20	Passività finanziarie a breve termine	60	103
(571)	Disponibilità liquide	(643)	(603)
(25)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(70)	(71)
(595)	Attività finanziarie a breve termine	(713)	(674)
118	Project Financing a breve termine	49	48
(173)	Disponibilità liquide	(74)	(52)
(55)	Project Financing	(25)	(4)
(630)	Totale	(679)	(575)

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

Gli altri debiti finanziari correnti comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (14 milioni) e la passività correlata a componente differita del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, (7 milioni).

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

Flussi finanziari

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

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

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2021	2020
481	Margine operativo lordo adjusted	161	156
(41)	Variazione capitale circolante	3	(30)
440	Cash Flow Operativo	163	126
(111)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(33)	(17)
(44)	Acquisizioni di aziende (business combination)	-	(44)
(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(0)
(0)	Disinvestimenti e altre variazioni	3	(0)
(156)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(30)	(62)
(47)	Proventi (oneri) finanziari	(8)	(13)
(24)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(1)	-
0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
(71)	Cash Flow da gestione finanziaria	(9)	(13)
(25)	Cash Flow da gestione Fiscale	(1)	-
(115)	Distribuzione dividendi	-	-
(35)	Altri movimenti di patrimonio netto	1	10
(150)	Cash Flow da Patrimonio Netto	1	10
-	Variazione area di consolidamento	-	-
1.476	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.439	1.476
(37)	Variazione netta	(123)	(61)
1.439	Indebitamento finanziario netto finale	1.316	1.415

Il **Cash Flow operativo** del **primo trimestre 2021** è positivo per 163 milioni, in aumento di 37 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2020 principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo trimestre 2021** è legato agli investimenti del periodo (33 milioni). Si ricorda che nel primo trimestre 2020 era anche 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).

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

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.316 milioni**, in diminuzione (123 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente il positivo flusso di cassa del periodo (156 milioni¹²), in parte compensato dagli investimenti del periodo (33 milioni).

12 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

Non si segnalano poste correlate all'emergenza sanitaria Covid-19 nel primo trimestre 2021; nello stesso periodo dell'esercizio precedente era stata isolata come *special items* l'elargizione liberale deliberata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro.

IFRS 16

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

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

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel primo trimestre 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 2 milioni;
- l'incremento (circa 100 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 97 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (1 milione) e maggiori oneri finanziari (1 milione) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

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

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2020	(milioni di Euro)		1° Trimestre	
			2021	2020
468,4		Margine operativo lordo	163,1	156,5
		Esclusione Special Items:		
		Corporate		
2,5		- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	0,4
(1,1)		- Riclassifica IFRS 16	2	(0,3)
2,0		- Storno erogazione liberale Covid-19	3	2,0
1,1		- Storno accantonamento fondo Business dismessi	4	-
		Termoelettrico		
(1,2)		- Riclassifica IFRS 16	2	(0,3)
		Idroelettrico		
(0,2)		- Riclassifica IFRS 16	2	(0,0)
15,8		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	5	0,0
		Solare		
(0,4)		- Riclassifica IFRS 16	2	(0,1)
0,2		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	5	0,0
		Eolico		
(7,4)		- Riclassifica IFRS 16	2	(1,7)
1,1		- Storno accantonamento fondo Enti Locali	5	-
480,8		Margine operativo lordo adjusted	160,8	156,3

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2020	(milioni di Euro)		1° Trimestre	
			2021	2020
(313,3)		Ammortamenti e svalutazioni	(69,1)	(76,8)
		Esclusione Special Items:		
6,5		- Riclassifica IFRS 16	2	1,4
9,3		- Storno svalutazione impianti Germany	6	-
(297,5)		Ammortamenti adjusted	(67,6)	(74,8)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2020	(milioni di Euro)		1° Trimestre	
			2021	2020
107,9		Risultato netto di Gruppo	63,5	52,4
		Esclusione Special Items:		
0,0		Riclassifica IFRS 16	2	0,2
1,8		Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19	3	1,5
30,4		Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	7	-
2,4		Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	0,4
(0,6)		Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio	8	-
(57,0)		Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare e rivalutazione impianti Hydro	9	-
1,0		Esclusione oneri correlati a Business dismessi	4	(0,0)
13,8		Esclusione oneri correlati ad accantonamenti Fondi verso Enti Locali	5	-
6,6		Esclusione oneri correlati svalutazione impianti Germany	6	-
(0,5)		Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	10	(1,1)
105,8		Risultato netto di Gruppo adjusted	65,0	53,4

- 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 deliberata nel primo trimestre del 2020.
- 4 Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- 5 Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche (pari a 17 milioni nel 2020).
- 6 Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
- 7 Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al collocamento del secondo Green Bond avvenuto nel 2020.
- 8 Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
- 9 Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
- 10 Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo trimestre 2021 di oneri finanziari netti per circa 1 milione. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

CONTO ECONOMICO 1° TRIMESTRE 2021

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	280,4	-	-	-	280,4
Altri proventi	1,0	-	-	-	1,0
Ricavi totali	281,5	-	-	-	281,5
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(65,6)	-	-	-	(65,6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(36,2)	(2,4)	-	-	(38,6)
Costi del lavoro	(16,5)	-	-	-	(16,5)
Margine operativo lordo	163,1	(2,4)	-	-	160,8
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(69,1)	1,4	-	-	(67,6)
Risultato operativo	94,1	(0,9)	-	-	93,1
Proventi (oneri) finanziari netti	(10,6)	0,9	0,8	1,1	(7,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	-	-	-	0,0
Risultato prima delle imposte	83,5	0,0	0,8	1,1	85,4
Imposte sul reddito	(20,1)	-	(0,2)	(0,3)	(20,6)
Risultato netto di periodo	63,4	0,0	0,6	0,9	64,8
Risultato di azionisti terzi	0,1	-	-	-	0,1
Risultato netto di competenza del Gruppo	63,5	0,0	0,6	0,9	65,0

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 MARZO 2021

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.033,6	-	1.033,6
Immobilizzazioni materiali	2.243,2	(98,4)	2.144,8
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	48,5	-	48,5
Capitale immobilizzato	3.325,3	(98,4)	3.226,9
Rimanenze	46,0	-	46,0
Crediti commerciali	171,6	-	171,6
Debiti commerciali	(82,7)	-	(82,7)
Debiti verso erario per accise	(0,3)	-	(0,3)
Capitale circolante operativo netto	134,6	-	134,6
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,5)	-	(5,5)
Altre attività	232,8	1,2	234,0
Altre passività	(441,8)	-	(441,8)
Capitale investito netto	3.245,3	(97,2)	3.148,1
Patrimonio netto Gruppo	1.820,5	2,3	1.822,8
Patrimonio netto di terzi	9,5	-	9,5
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.085,0	(90,7)	1.994,3
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(669,7)	(8,9)	(678,5)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.245,3	(97,2)	3.148,1

Per quanto riguarda la riconduzione dai valori Reported ai valori Adjusted dei periodi comparativi si rimanda ai rispettivi Resoconti e Relazioni.

(milioni di Euro)	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Fondi per benefici ai dipendenti	Altre attività	Altre passività	REPORTED		Rettifica IFRS 16	ADJUSTED	
							CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto		CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Autorizzazioni e Concessioni	797,4	797,4					797,4			797,4	
Altre attività immateriali	12,8	12,8					12,8			12,8	
Avviamento	223,4	223,4					223,4			223,4	
Immobili, impianti e macchinari	2.144,8	2.144,8					2.144,8			2.144,8	
Attività per diritto di utilizzo	98,4	98,4					98,4	(98,4)		-	
Partecipazioni	12,2	12,2					12,2			12,2	
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-										-
Altre attività finanziarie non correnti	36,3	36,3					36,3			36,3	
Attività per imposte differite	55,3				55,3		55,3			55,3	
Altre attività non correnti	46,9				46,9		46,9			46,9	
Attività non correnti	3.427,6										
Rimanenze	46,0		46,0				46,0			46,0	
Crediti commerciali	171,6		171,6				171,6			171,6	
Altri crediti e attività correnti	85,8				85,8		85,8	1,2		87,1	
Attività per imposte correnti	24,0				24,0		24,0			24,0	
Attività finanziarie valutate al Fair Value	71,0				20,7		20,7	50,2		20,7	50,2
Attività finanziarie correnti	20,0							20,0			20,0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	717,0							717,0			717,0
Attività correnti	1.135,4										
TOTALE ATTIVITÀ	4.563,0										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.820,5								2,3		
Partecipazioni di terzi	9,5										
Patrimonio Netto	1.830,0										
Benefici ai dipendenti	5,5			(5,5)			(5,5)			(5,5)	
Passività per imposte differite	119,6					(119,6)	(119,6)			(119,6)	
Fondo Business Dismessi	73,6					(73,6)	(73,6)			(73,6)	
Fondo oneri smantellamento	48,5					(48,5)	(48,5)			(48,5)	
Altri fondi non correnti	15,5					(15,5)	(15,5)			(15,5)	
Passività finanziarie valutate al Fair Value	30,6							30,6			30,6
Passività finanziarie non correnti	1.963,7							1.963,7			1.963,7
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	90,7							90,7	(90,7)		-
Altre passività non correnti	35,9					(35,9)	(35,9)			(35,9)	
Passività non correnti	2.383,6										
Altri fondi correnti	57,8					(57,8)	(57,8)			(57,8)	
Debiti commerciali	82,7		(82,7)				(82,7)			(82,7)	
Passività finanziarie valutate al Fair Value	17,6					(17,6)	(17,6)			(17,6)	
Passività finanziarie correnti	108,8							108,8			108,8
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	8,9							8,9	(8,9)		-
Altre passività correnti	38,3		(0,3)			(38,0)	(38,3)			(38,3)	
Passività per imposte correnti	35,4					(35,4)	(35,4)			(35,4)	
Passività correnti	349,4										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.563,0										
Stato Patrimoniale riclassificato	3.325,3	134,6	(5,5)	232,8	(441,8)	3.245,3	1.415,3			3.148,1	1.315,8

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
14 aprile 2021	Eolico	ERG ha ottenuto le Autorizzazioni Uniche nell'ambito del progetto Repowering per i quattro parchi eolici di Mineo, Militello, Vizzini e Monreale/Partinico, siti nella regione Sicilia.	
21 aprile 2021	Corporate	<p>ERG entra a far parte dello "S&P Global Clean Energy Index", l'indice di borsa di Standard & Poor's che racchiude 82 aziende a livello internazionale protagoniste nella produzione di energia green e con elevati standard ESG.</p> <p>L'inclusione da parte di S&P nell'indice Global Clean Energy - con un peso di 0,34% - rappresenta un ulteriore importante riconoscimento dell'impegno continuo di ERG nello sviluppo di un portafoglio RES coerente con la lotta al climate change, e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile che considera le tematiche ESG come elemento essenziale della catena del valore.</p>	Comunicato Stampa del 21.04.2021
27 aprile 2021	Eolico - Solare	ERG e Renergetica società operante nello sviluppo di progetti da fonti rinnovabili sul mercato internazionale e quotata sul mercato AIM Italia gestito da Borsa Italiana, hanno firmato un accordo di co-sviluppo nel mercato spagnolo su progetti Greenfield nel settore fotovoltaico ed eolico, per un totale di circa 100 MW all'anno. Renergetica inoltre supporterà ERG nell'acquisizione di progetti Ready to Build e in Operations.	Comunicato Stampa del 27.04.2021
10 maggio 2021	Eolico	ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e., dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. L'avvio della costruzione del parco è previsto entro il primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione.	Comunicato Stampa del 10.05.2021

ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ERG S.P.A DEL 26 APRILE 2021

In data 26 aprile 2021 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2020 e ha deliberato il pagamento di Euro 0,75 per azione, ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, ha confermato Edoardo Garrone alla Presidenza e ha approvato il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2021-2023).

Il Consiglio di Amministrazione riunitosi alla stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e ha nominato Paolo Luigi Merli nuovo Amministratore Delegato il quale ha conseguentemente rassegnato le proprie dimissioni sia dalla carica di Direttore Generale, precedentemente ricoperta con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO", che da quella di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre preso atto della nuova macrostruttura organizzativa, profondamente rinnovata sia per effetto degli ultimi ingressi nel Gruppo, sia per l'avvicendamento al vertice che ha fatto venire meno la figura del Direttore Generale.

La nuova macrostruttura prevede, in particolare, la nomina di Michele Pedemonte, già direttore finanziario, a Chief Financial Officer e, considerata la valenza e la centralità che i temi della Sostenibilità hanno assunto nella definizione e nel perseguimento della Strategia Aziendale, include a diretto riporto dell'Amministratore Delegato una nuova Direzione "ESG, IR & Communication", con a capo Emanuela Delucchi.

Il Consiglio di Amministrazione ha quindi nominato Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili Michele Pedemonte, nella sua qualità di Chief Financial Officer, il quale sarà chiamato a svolgere il predetto incarico a partire dal corrente esercizio, con riferimento alle informazioni e ai documenti contabili e finanziari relativi all'esercizio 2021.

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Presidente, ha confermato nella carica di Segretario Giovanni Marco Scollo chiamato a supportare l'attività del Presidente medesimo e fornire assistenza e consulenza al Consiglio di Amministrazione su ogni aspetto rilevante per il corretto funzionamento del sistema di governo societario.

Il Presidente, il Vice Presidente esecutivo ed il Consiglio di Amministrazione, a nome di tutti gli Azionisti, hanno espresso a Luca Bettonte, Amministratore Delegato nel corso degli ultimi nove anni e confermato come Consigliere e membro del Comitato Strategico, un profondo ringraziamento per gli straordinari risultati raggiunti, che hanno permesso ad ERG di svilupparsi ed affermarsi come Primario Player Europeo nelle rinnovabili attraverso una radicale trasformazione industriale.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Eolico

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia per il quale sono state ottenute 3 autorizzazioni uniche. Il Margine operativo lordo per l'Italia è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito di maggiori volumi di maggiori prezzi di vendita attesi. Il risultato all'estero è previsto in riduzione rispetto a quello del 2020 per effetto di condizioni anemologiche registrate meno favorevoli rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020 e per l'uscita dal sistema incentivante di circa 76 MW in Francia, seppur in parte compensato dal maggior contributo atteso dei parchi in EST Europa e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

Il Margine operativo lordo complessivo è atteso in lieve 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 2021 un Margine Operativo Lordo in linea rispetto al 2020.

Idroelettrico

Tenendo conto dell'elevata idraulicità registrata nei primi mesi dell'anno, si prevedono volumi stimati superiori alla media statistica decennale e a quelli molto depressi del 2020 grazie anche all'elevata disponibilità idrica attualmente accumulata negli invasi; detta previsione di maggiore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati dell'energia. Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita attesi in crescita anche grazie ad un maggior valore dell'incentivo.

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) e dei maggiori prezzi di GAS e CO₂ osservati nel primo trimestre che non hanno trovato totale compensazione nei prezzi dell'energia elettrica. La fermata dell'impianto a ciclo combinato, programmata nel corso

dell'anno, sarà dedicata agli investimenti finalizzati al rinnovamento dell'impianto che permetterà di beneficiare della produzione di titoli di efficienza energetica a partire dal 2022.

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

Per l'esercizio 2021 rivediamo quindi al rialzo la guidance del margine operativo lordo consolidato, stimando un risultato complessivo nell'intervallo compreso tra 490 e 510 milioni di Euro rispetto al range precedente di 480-500 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020) grazie ad una previsione di maggiori volumi di produzione in particolare nell'Hydro ed ai migliori prezzi di vendita attesi. Tali effetti vengono in parte compensati nel Wind Estero con condizioni anemologiche registrate meno favorevoli.

Gli investimenti per il 2021, sono rivisti nel range compreso tra 285 e 325 milioni di Euro in rialzo rispetto all'indicazione precedente di 235-275 milioni di Euro (156 milioni nel 2020) a seguito della recente acquisizione di un progetto Ready to Build in Svezia. Trattasi di un progetto eolico con Enterprise Value pari a 99 milioni di Euro, con COD prevista entro la fine del 2022 per una capacità installata pari a 62 MW.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, è atteso nel range tra 1,39 e 1,49 miliardi di Euro in rialzo rispetto all'intervallo precedente di 1,35-1,45 (1,44 nel 2020).

Genova, 13 maggio 2021

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



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

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

Genova, 13 maggio 2021

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Michele Pedemonte



ERG S.p.A.

Torre WTC

via De Marini, 1

16149 Genova

Tel 01024011

Fax 0102401859

www.erg.eu

Sede Legale:

via De Marini, 1

16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese

di Genova/Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

www.erg.eu

