



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021

MOL consolidato adjusted¹: 281 milioni di Euro, 263 milioni nel primo semestre 2020

Risultato netto di Gruppo adjusted: 100 milioni di Euro, 70 milioni nel primo semestre 2020

- **Risultati:** risultati semestrali migliori di sempre per ERG, in crescita grazie principalmente all'elevata disponibilità idroelettrica e ad uno scenario prezzi positivo che ha mitigato la minore ventosità all'estero rispetto ai valori particolarmente elevati registrati lo scorso anno e un termoelettrico in calo per il termine del primo decennio di certificati bianchi. Decisamente in crescita l'utile netto grazie anche ai minori oneri finanziari, legati alle operazioni di liability management, e ai minori ammortamenti, per una rimodulazione degli stessi anche per effetto dei programmi di Life Time Extension.
- **Sviluppi Recenti:** prosegue il percorso del Gruppo in linea con gli obiettivi strategici del Piano Industriale con il consolidamento della presenza di ERG in Francia attraverso l'acquisizione di 80MW di asset in esercizio, di cui 22MW nel solare, che rappresentano il primo passo nel mercato fotovoltaico francese. La potenza installata oltralpe raggiunge circa 500 MW. Prosegue anche lo sviluppo nel repowering, con la partecipazione all'asta dei primi 3 progetti per una potenza totale di 143 MW. Anche le costruzioni avanzano a buon ritmo, confermando l'attesa di installare 77 MW in UK e Francia entro la fine del 2021.
- **PPA:** siglati i primi 2 PPA nel Regno Unito per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda, la cui COD è attesa entro la fine del 2021. Un ulteriore importante passo verso un modello di tipo infrastrutturale attraverso la securitizzazione dei ricavi come previsto dal Piano Industriale. Si tratta del più grande PPA su impianti wind "merchant" mai firmato sul mercato Irlandese.
- **Diversity & Inclusion:** approvata e pubblicata oggi la D&I policy per una ERG sempre più inclusiva.
- **Lead independent director:** il Consigliere indipendente Mara Anna Rita Caverni, Presidente del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità, è stata nominata *Lead independent director*.
- **EMTN (Euro Medium Term Notes):** Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes – EMTN Programme) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 3.000 milioni. Il Consiglio di Amministrazione ha contestualmente autorizzato, a valere sull'EMTN Programme, l'emissione di prestiti obbligazionari, che potranno anche qualificarsi come "green bond", sino ad un massimo di 500 milioni di euro, da eseguirsi entro un anno dal perfezionamento del rinnovo dell'EMTN Programme.
- **Rotazione del capitale:** E' stato avviato il programma per la potenziale dismissione degli impianti idro e termoelettrico, affidando al management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset, cessione che, sulla base delle informazioni allo stato disponibili, si ritiene ragionevole possa essere completata nel corso del primo semestre 2022.
- **Guidance 2021:** si rivede al rialzo la guidance del margine operativo lordo consolidato per l'esercizio 2021 nell'intervallo 505-525 milioni di euro rispetto al precedente 490-510 milioni di euro. Gli investimenti per il 2021 sono rivisti nel range compreso tra 450 e 500 milioni di euro in rialzo rispetto all'indicazione precedente di 285 e 325 milioni di euro, principalmente a seguito della recente acquisizione di parchi eolici e solari già operativi

¹Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente Comunicato "Indicatori Alternativi di Performance"

in Francia per 80 MW oltreché un'accelerazione negli investimenti organici. Alla luce di ciò, anche la guidance per il debito è rivista al rialzo nel range 1550-1650 milioni (vs. un precedente intervallo di 1390-1490).

Genova, 30 luglio 2021 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato oggi la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021. I dati del secondo trimestre, non sottoposti ad approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e non soggetti a revisione contabile, sono da intendersi pro-forma e vengono esposti per completezza e continuità di informazione.

Risultati finanziari consolidati *adjusted*

Il Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	I Semestre		
2021	2020	%		2021	2020	Var. %
121	107	13%	MOL	281	263	7%
54	32	67%	Risultato operativo netto	147	114	29%
35	16	112%	Risultato netto di Gruppo	100	70	43%

	30/06/2021	31/12/2020	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.692	1.439	252
Leverage ²	50%	45%	

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG ha commentato: *“Grande soddisfazione sia per i risultati record che per la messa a terra nel periodo di importanti investimenti di sviluppo, in coerenza ed in anticipo rispetto al Piano Industriale. Ai risultati operativi hanno contribuito in particolare l’ottima performance dell’idroelettrico e gli scenari prezzi positivi. La forte crescita dell’utile ha inoltre beneficiato dell’ulteriore riduzione del costo del debito e di minori ammortamenti per l’allungamento della vita utile degli assets, anche a seguito di programmi specifici di Life Time Extension. Prosegue il nostro percorso di sviluppo sia attraverso M&A, con il consolidamento di 80MW in Francia, che attraverso l’avanzamento nelle costruzioni e nello sviluppo della pipeline, con la partecipazione all’ultima asta in Italia di tre nostri progetti di Repowering per complessivi 143MW. Rivediamo al rialzo per l’anno le guidance di EBITDA, ora atteso fra i 505 e i 525 milioni di euro, delle Capex, tra 450 e 500 milioni di euro e, in conseguenza, del debito nel range 1550-1650 milioni”.*

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

Emergenza COVID-19

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

La principale misura organizzativa assunta, come raccomandato anche dalle Autorità competenti, è il lavoro agile (smart working), esteso a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta (100% del personale con funzioni "impiegatizie"), con la sola esclusione del personale dedicato all'esercizio e alla manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità operativa e gestionale in sicurezza degli asset aziendali.

Nel corso del primo semestre 2021 la prestazione lavorativa è continuata in modalità Smart Working, cinque giorni su cinque. A partire dal mese di luglio, sino a nuova informativa, tale modalità è stata confermata per due giorni lavorativi alla settimana.

Tale possibilità, come in precedenza, è estesa ai dipendenti di tutte le sedi italiane del Gruppo laddove questa modalità di lavoro sia compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate e assicuri la massima attenzione nel garantire la piena continuità delle attività aziendali.

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

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

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 50 nuovi ingressi nel Gruppo nel corso del 2020 ed ulteriori 39 ingressi nel corso del primo semestre 2021 al fine di supportare il percorso di crescita della società. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate anche destinando apposite risorse finanziarie da parte delle società del Gruppo e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

Variazione perimetro di business

- **Eolico - Svezia**

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e. attivo nello sviluppo, costruzione e gestione di impianti di energia da fonti rinnovabili, dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. Il progetto prevede l'installazione di 10 turbine Siemens Gamesa da 6.2 MW di ultimissima generazione la cui produzione annua stimata è di circa 210 GWh, pari a quasi 3400 ore equivalenti e a circa 140 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione. BayWa r.e supporterà ERG durante tutta la fase di costruzione fino alla messa in esercizio dell'impianto.

- **Eolico, Solare – Francia**

In data **24 giugno 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato

l'accordo con FPCI Capenergie 3, il fondo gestito dal private equity investor parigino Omnes Capital, per l'acquisizione del 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici per un totale di 58 MW e due parchi fotovoltaici per un totale di 22 MW.

L'entrata media in esercizio del portafoglio è il 2017, gli impianti beneficiano di un regime tariffario incentivato con scadenza media nel 2034. La produzione totale stimata annua è di 174 GWh, pari a oltre 2400 ore equivalenti per gli asset eolici e oltre 1200 ore equivalenti per quelli fotovoltaici e corrispondenti a 95 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno.

Il valore dell'operazione in termini di equity value è di 45 milioni di euro. L'Ebitda medio atteso è di circa 11 milioni di euro e la posizione finanziaria netta a fine 2020 di 101 milioni di euro.

In considerazione del fatto che le società sono state acquisite alla fine del semestre, la presente Relazione riflette solo gli effetti patrimoniali del consolidamento dei nuovi asset, non essendo significativo il contributo a conto economico.

Se le società fossero state consolidate retroattivamente dal 1° gennaio 2021 le società acquisite avrebbero contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 7,5 milioni di Euro, ed un Margine Operativo Lordo adjusted pari a 5 milioni di Euro.

Secondo trimestre 2021

Risultati finanziari consolidati

Nel secondo trimestre 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 245 milioni, in aumento di 25 milioni rispetto al secondo trimestre 2020 (221 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico e dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia e del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh). Questi effetti sono stati in parte compensati dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 121 milioni, in aumento di 14 milioni rispetto ai 107 milioni registrati nel secondo trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+6 milioni):** margine operativo lordo pari a 63 milioni, in aumento rispetto al 2020 (57 milioni) per effetto principalmente del miglior risultato in Italia, pari a 44 milioni ed in aumento rispetto ai 40 milioni dell'analogo periodo del 2020, che ha risentito principalmente dei migliori prezzi di cessione dell'energia oltre al maggior valore dell'incentivo GRIN. A questi effetti si aggiungono i migliori risultati all'Estero, pari a 19 milioni ed in aumento rispetto ai 17 milioni del secondo trimestre 2020, per effetto dello scenario prezzi superiore in Est Europa e per le maggiori produzioni in Francia.
- **Solare:** il margine operativo lordo, pari a 22 milioni, risulta in linea al secondo trimestre 2020 (22 milioni) con volumi lievemente inferiori (74 GWh nel secondo trimestre 2021 rispetto ai 76 GWh del secondo trimestre 2020) più che compensato dallo scenario prezzi di mercato in rialzo rispetto a quello dell'analogo periodo del 2020.
- **Idroelettrico (+13 milioni):** margine operativo lordo di 30 milioni (16 milioni nel secondo trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni notevolmente superiori (331 GWh nel secondo trimestre 2021 rispetto ai 229 GWh del secondo trimestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa nel centro Italia, che si confronta con un 2020 ampiamente sotto ai livelli medi storici. 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.
- **Termoelettrico (-5 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 9 milioni, è inferiore rispetto ai 15 milioni del secondo 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 in parte mitigato dai maggiori introiti derivanti dai servizi di dispacciamento (MSD) rispetto all'analogo periodo del 2020, in un contesto di scenario caratterizzato dal significativo aumento dei prezzi di gas e CO2. Si rammenta, inoltre, che il secondo trimestre del 2020 aveva beneficiato di conguagli di vapore dai clienti di sito (+5 milioni).

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 54 milioni (32 milioni nel secondo trimestre 2020) dopo

ammortamenti per 67 milioni in sensibile decremento rispetto al secondo 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 35 milioni, in aumento rispetto al risultato di 16 milioni del secondo trimestre 2020, in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al secondo trimestre 2020 per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle significative operazioni di liability management avvenute nel corso del secondo semestre del 2020.

Primo semestre 2021

Risultati finanziari consolidati

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

Il **marginale operativo lordo adjusted³**, al netto degli special item, si attesta a 281 milioni, in aumento di 18 milioni rispetto ai 263 milioni registrati nel primo semestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-9 milioni):** margine operativo lordo pari a 157 milioni, in diminuzione rispetto al 2020 (166 milioni) per effetto del minor risultato estero, pari a 52 milioni (70 milioni nell'analogo periodo del 2020) che ha risentito di scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del primo semestre 2020 (925 GWh nel 2021 rispetto ai 1.146 GWh del 2020), in un contesto generale di ripresa dello scenario di mercato. Tali effetti sono solo in parte compensati dal miglior risultato in Italia, pari a 105 milioni (97 milioni del primo semestre 2020) prevalentemente per effetto del miglior scenario di mercato e del maggior valore dell'incentivo GRIN.
- **Solare (-1 milione):** il margine operativo lordo, pari a 34 milioni, risulta sostanzialmente in linea al primo semestre 2020 (35 milioni) con volumi lievemente inferiori (115 GWh nel primo semestre 2021 rispetto ai 120 GWh del primo semestre 2020) in gran parte compensati dai migliori prezzi di mercato in rialzo rispetto a quello dell'analogo periodo del 2020.
- **Idroelettrico (+43 milioni):** margine operativo lordo di 84 milioni (40 milioni nel primo semestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto al primo semestre 2020 (998 GWh nel primo semestre 2021 rispetto ai 553 GWh del primo semestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto ai livelli medi storici. Le importanti precipitazioni nella parte finale del 2020 e nei primi mesi dell'anno 2021 hanno determinato livelli degli invasi superiori rispetto alla media storica.
- **Termoelettrico (-15 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 15 milioni, è inferiore rispetto ai 30 milioni del primo semestre 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 12 milioni, in parte compensati da maggiori margini derivanti dai servizi di dispacciamento. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione a seguito del significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato dalle operazioni di copertura. Si ricorda inoltre che il primo semestre 2020 aveva beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

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

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 147 milioni (114 milioni nel primo semestre 2020) dopo ammortamenti per 135 milioni, in decremento rispetto al primo semestre 2020 (149 milioni) principalmente a

³ il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni.

seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni *asset* relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

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

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

L'**indebitamento finanziario netto *adjusted*** risulta pari a **1.692 milioni**, in aumento (252 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia e in Svezia (188 milioni), gli investimenti del periodo (123 milioni) principalmente legati ai parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia, nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi (113 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (86 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (258 milioni⁴) ed altre positive (23 Milioni). Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 108 milioni.

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2021 a circa 113 milioni.

Investimenti

Il Trimestre		Milioni di Euro	I Semestre	
2021	2020		2021	2020
250	17	Eolico	277	71
23	0	Solare	24	1
2	6	Termoelettrico	7	12
2	1	Idroelettrico	3	2
0	0	Corporate	1	1
278	25	Totale Investimenti	311	86

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

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

Relativamente ai parchi eolici in costruzione in UK, i due progetti nel Nord Irlanda, Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW di cui è prevista la COD a fine 2021, presentano un avanzamento delle attività superiore

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

al 75%, in linea con le previsioni, mentre per i restanti parchi eolici in UK (Scozia) e Polonia, le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

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

- **Idroelettrico:** Gli investimenti del primo semestre 2021 (**3 milioni**) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo impianti mini-idro, di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

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

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

Dati operativi

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

Nel corso del **secondo trimestre 2021**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,3 TWh (3,4 TWh nell'analogo periodo del 2020), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,8 TWh (1,7 TWh nell'analogo periodo del 2020), di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel secondo trimestre 2020).

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

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

Nel **secondo trimestre 2021** la fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 236 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 264 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020. Nel **primo semestre 2021** sono state effettuate vendite di vapore per 521 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 600 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo 2020.

2021	2° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	1° semestre			
	2020	Δ	Δ%	2021		2020	Δ	Δ%	
839	842	-3	0%	Produzione eolica	1.994	2.208	-214	-10%	
454	464	-10	-2%	di cui Italia	1.070	1.062	8	1%	
385	378	7	2%	di cui Estero	925	1.146	-222	-19%	
74	76	-2	-3%	Produzione solare	115	120	-6	-5%	
331	229	102	44%	Produzione idroelettrica	998	553	445	81%	
525	504	20	4%	Produzione termoelettrica	1.050	1.131	-81	-7%	
1.768	1.651	117	7%	Produzioni complessive impianti ERG	4.157	4.012	145	4%	

Per quanto riguarda le produzioni, nel **secondo trimestre 2021** si segnala in particolare:

Eolico: la **produzione eolica** è stata pari a 839 GWh, in leggera riduzione rispetto al secondo trimestre 2020 (842 GWh), a seguito della riduzione del 2% in Italia (da 464 GWh a 454 GWh) e di una produzione in aumento di circa il 2% all'Estero (da 378 GWh a 385 GWh).

La riduzione delle produzioni in Italia (-10 GWh) è legata a condizioni anemologiche lievemente inferiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2020 con volumi sostanzialmente in linea in tutte le regioni ad eccezione della Campania dove la riduzione risulta più marcata. Relativamente all'Estero, l'incremento netto di 7 GWh è attribuibile ai maggiori volumi in Francia e Germania (rispettivamente +11 GWh e +3 GWh) ed alla lieve riduzione delle produzioni nell'Europa dell'Est (-7 GWh).

Solare: la produzione solare è stata pari a 74 GWh, in lieve riduzione (-2 GWh) rispetto al medesimo periodo 2020; il load factor complessivo è stato pari al 24% (25% nel secondo trimestre 2020).

Idroelettrico: la produzione idroelettrica, che risente della buona idraulicità riscontrata nel periodo, è stata complessivamente di 331 GWh (229 GWh nello stesso periodo del 2020).

Termoelettrico: la produzione termoelettrica è stata pari a 525 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2020 (504 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento dei prezzi del gas e della CO2 che si confronta con un 2020 caratterizzato in particolare dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia.

Nel **primo semestre del 2021** si segnala:

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

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

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

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

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

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica al netto delle

coperture sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

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

Principali fatti avvenuti nel corso del semestre

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

In data **28 gennaio 2021** 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.

In data **14 aprile 2021** 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, per una potenza complessiva di 143 MW.

In data **21 aprile 2021** ERG entra a far parte, con un peso di 0,34%, dello "S&P Global Clean Energy Index", l'indice di borsa di Standard & Poor's che racchiude 82 aziende a livello internazionale protagoniste nella produzione di energia green e con elevati standard ESG. L'inclusione da parte di S&P nell'indice Global Clean Energy.

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 Vicepresidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e ha nominato Paolo Luigi Merli nuovo Amministratore Delegato.

In data **27 aprile 2021** ERG e Renergetica società operante nello sviluppo di progetti da fonti rinnovabili sul mercato internazionale e quotata sul mercato AIM Italia gestito da Borsa Italiana, hanno firmato un accordo di co-sviluppo nel mercato spagnolo su progetti Greenfield nel settore fotovoltaico ed eolico, con un obiettivo a regime di sviluppare circa 100 MW all'anno. Renergetica, in una prima fase, supporterà ERG nell'acquisizione di progetti Ready to Build e in Operations.

In data **10 maggio 2021** ERG, tramite la propria holding svedese, ha perfezionato l'acquisizione dal Gruppo BayWa r.e., dei permessi per la costruzione di un parco eolico della potenza di 62 MW situato nel Sud della Svezia. L'avvio della costruzione del parco è avvenuto nel primo semestre di quest'anno e l'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2022. L'investimento complessivo ammonta a 99 milioni di euro comprensivo sia dei permessi a costruire che dei costi di realizzazione.

In data **14 maggio 2021** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation, e TIM, Gruppo leader in Italia e Brasile nel settore ICT, attraverso la propria controllata Telenergia, hanno sottoscritto un corporate PPA (Power Purchase Agreement) di durata decennale per la fornitura di 3,4 Terawattora (TWh) di energia green per il periodo 2022- 2031.

L'accordo, il più grande mai siglato tra due aziende italiane, prevede la fornitura a TIM di energia 100% 'green'

direttamente dal portafoglio di ERG proveniente da impianti eolici. La fornitura avverrà, per una parte, in modalità 'baseload' e, per una parte, 'pay as produced' dagli impianti eolici oggetto di interventi di 'reblading' di Lacedonia Monteverde (Av) ed Avigliano (Pz) a partire dal 2023, e con la possibilità di aumentarne il volume includendo altri progetti di potenziamento previsti da ERG sulla sua flotta eolica.

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

In data **21 Luglio 2021**, ERG, attraverso le proprie controllate Evishagaran Wind Farm Limited e Craiggore Energy Limited ha sottoscritto con ElectroRoute Energy Supply Ltd, azienda leader nel commercio e nei servizi energetici, un accordo di lungo termine per due Power Purchase Agreement (PPA) per la fornitura dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti eolici onshore di Evishagaran e Craiggore in Nord Irlanda.

I due impianti, con una capacità installata totale di 70 MW e una produzione stimata annua di oltre 250 GWh, attualmente in fase avanzata di costruzione, entreranno in esercizio entro la fine del 2021. La fornitura avverrà in modalità 'pay as produced' con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta. ElectroRoute garantirà inoltre il servizio di "Route to Market" per consentire l'immissione dell'energia sulla rete elettrica del Paese.

In data **30 luglio 2021**, Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes – EMTN Programme) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 3.000 milioni.

Il Consiglio di Amministrazione ha contestualmente autorizzato, a valere sull'EMTN Programme, l'emissione di prestiti obbligazionari, che potranno anche qualificarsi come "green bond", sino ad un massimo di 500 milioni di euro, da eseguirsi entro un anno dal perfezionamento del rinnovo dell'EMTN Programme.

Ulteriori informazioni

Delibera rinnovo EMTN Programme e autorizzazione all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari per un massimo di 500 milioni di euro.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes – EMTN Programme) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 3.000 milioni.

Il prospetto base del programma EMTN verrà sottoposto alla Commission de Surveillance du Secteur Financier del Lussemburgo (CSSF) ai fini della sua approvazione, in ottemperanza al regolamento (EU) 2017/1129 ("Prospectus Regulation"). L'EMTN Programme, della durata di un anno e rinnovabile a scadenza, prevede la possibilità di emettere uno o più prestiti obbligazionari non convertibili che saranno quotati alla Borsa del Lussemburgo, da collocarsi presso investitori istituzionali operanti in Europa. Il rinnovo e l'incremento dell'EMTN Programme consentiranno ad ERG di continuare a beneficiare della flessibilità offerta da questo strumento in caso di future emissioni di obbligazioni.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha contestualmente autorizzato, a valere sull'EMTN Programme e subordinatamente all'aggiornamento dello stesso, l'emissione di prestiti obbligazionari, che potranno anche qualificarsi come "green bond", con un taglio minimo pari a 100.000 Euro e un controvalore complessivo nominale fino a un massimo di 500 milioni di Euro, da eseguirsi entro un anno dal perfezionamento del rinnovo dell'EMTN Programme.

Le presenti informazioni non costituiscono né formano parte di un'offerta al pubblico di prodotti finanziari né una sollecitazione di offerte per l'acquisto di prodotti finanziari in Italia ai sensi del D.Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58. La documentazione relativa all'offerta non è stata/non verrà sottoposta all'approvazione della CONSOB. La presente comunicazione potrebbe essere contraria alla legge applicabile in alcune giurisdizioni e non costituisce un'offerta di vendita di prodotti finanziari negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia e Giappone e qualsiasi altra giurisdizione in cui tale offerta o vendita sono proibiti e non potrà essere pubblicata o distribuita, direttamente o indirettamente, in tali giurisdizioni. I prodotti finanziari menzionati non sono stati e non saranno registrati ai sensi del Securities Act degli Stati Uniti d'America del 1933, come successivamente modificato; tali prodotti non

potranno essere offerti o venduti negli Stati Uniti d'America in mancanza di registrazione o di un'esenzione dall'applicazione degli obblighi di registrazione.

Valutazione di indipendenza

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., ha confermato la propria valutazione positiva in merito all'indipendenza dei Consiglieri Emanuela Bonadiman, Mara Anna Rita Caverni, Elena Grifoni Winters, Federica Lolli, Elisabetta Oliveri e Mario Paterlini anche alla luce dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi ai sensi di quanto previsto dall'art. 2, raccomandazione 7, secondo paragrafo, del Codice di Corporate Governance.

Il Collegio Sindacale ha dato atto della corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. per valutare l'indipendenza dei propri membri.

Nomina del Lead independent director

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., pur non ricorrendo le condizioni previste dall'art. 3, raccomandazione 13, del Codice di Corporate Governance, al quale la Società aderisce, ha nominato, ai sensi dell'art. 3, raccomandazione 14, del Codice di Corporate Governance, *lead independent director* il Consigliere indipendente Mara Anna Rita Caverni, Presidente del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

Solare: ERG nel 2021 mette in atto la propria strategia di sviluppo internazionale con l'acquisizione di due parchi solari in Francia per complessivi 22 MW, i cui effetti economici saranno consolidati a partire dal 1 luglio dell'esercizio in corso. Gli impianti italiani continueranno a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi, capitalizzando le competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti. Si stima per l'intero esercizio 2021 un Margine Operativo Lordo in lieve aumento rispetto al 2020.

Idroelettrico: Si prevedono volumi stimati superiori alla media storica, in particolare rispetto a quelli depressi del 2020, grazie all'elevata disponibilità idrica in parte ancora accumulata negli invasi; Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita molto alti oltre ad un maggior valore dell'incentivo. Il Margine Operativo Lordo è pertanto atteso in forte aumento rispetto ai valori del 2020.

Termoelettrico: Il risultato 2021 risentirà del venire meno dei ricavi da certificati bianchi per la fine del primo periodo di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento), di margini di generazione in contrazione con i maggiori prezzi di gas e CO2 solo in parte compensati dai prezzi dell'energia elettrica nonché della fermata straordinaria dell'impianto, programmata nella seconda parte dell'anno, finalizzata al rinnovamento del sistema vapore che permetterà di beneficiare della produzione di titoli di efficienza energetica a partire dal 2022. Tali effetti saranno solo in parte compensati dai maggiori introiti derivanti dalla performance sui mercati dei servizi di dispacciamento. Si prevede un Margine Operativo Lordo in decisa contrazione rispetto al 2020.

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

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

In riferimento alle stime e alle previsioni si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a 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 e altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

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

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

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 16:00 nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 30 luglio 2021, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com). La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2020, comprensiva della Relazione della Società di Revisione, verrà messa a disposizione del pubblico nei termini previsti dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Emanuela Delucchi Chief IR, ESG, Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu - ir@erg.eu

Anna Cavallarín Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3393985139 e-mail: acavallarín@erg.eu

Matteo Bagnara Head of Investor Relations - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu www.erg.eu - @ergnow

Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo

Indicatori Alternativi di Performance.

Sintesi dei risultati

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre		2° trimestre	
		2021	2020	2021	2020
2020	Principali dati economici				
974	Ricavi adjusted ⁽¹⁾	526	498	245	221
481	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	281	263	121	107
183	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	147	114	54	32
110	Risultato netto	93	74	30	22
108	di cui Risultato netto di Gruppo	92	72	29	20
106	Risultato netto di Gruppo adjusted⁽¹⁾	100	70	35	16
	Principali dati finanziari				
3.209	Capitale investito netto adjusted⁽²⁾	3.400	3.236	3.400	3.236
1.770	Patrimonio netto adjusted	1.708	1.733	1.708	1.733
1.439	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.692	1.503	1.692	1.503
417	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	494	783	494	783
45%	Leva finanziaria adjusted	50%	46%	50%	46%
49%	Ebitda Margin %	54%	53%	49%	48%
	Dati operativi				
1.967	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	2.025	1.967	2.025	1.967
	<i>MW</i>				
3.911	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	1.994	2.208	839	842
	<i>milioni di KWh</i>				
480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480	480	480
	<i>MW</i>				
2.441	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.050	1.131	525	504
	<i>milioni di KWh</i>				
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527	527	527
	<i>MW</i>				
1.097	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	998	553	331	229
	<i>milioni di KWh</i>				
141	Capacità installata impianti solari a fine periodo	163	141	163	141
	<i>MW</i>				
228	Produzione di energia elettrica da impianti solari	115	120	74	76
	<i>milioni di KWh</i>				
14.897	Vendite totali di energia elettrica	7.504	7.607	3.281	3.361
	<i>milioni di KWh</i>				
156	Investimenti ⁽⁴⁾	311	86	278	25
	<i>milioni di Euro</i>				
784	Dipendenti a fine periodo	804	765	804	765
	<i>Unità</i>				
	Ricavi netti unitari⁽⁵⁾				
119	Eolico Italia	123	119	129	117
	<i>Euro/MWh</i>				
96	Eolico Germania	97	97	102	96
	<i>Euro/MWh</i>				
89	Eolico Francia	89	90	88	89
	<i>Euro/MWh</i>				
78	Eolico Polonia	84	72	84	72
	<i>Euro/MWh</i>				
66	Eolico Bulgaria	78	61	79	51
	<i>Euro/MWh</i>				
56	Eolico Romania	81	52	86	42
	<i>Euro/MWh</i>				
n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	<i>Euro/MWh</i>				
315	Solare Italia	326	311	328	311
	<i>Euro/MWh</i>				
109	Idroelettrico	104	107	122	115
	<i>Euro/MWh</i>				
35	Termoelettrico ⁽⁶⁾	29	30	33	33
	<i>Euro/MWh</i>				

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

⁽²⁾ L'indebitamento finanziario netto *adjusted* e il Capitale Investito Netto *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2021 a circa 113 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 110 milioni sul capitale investito netto.

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

- ⁽⁴⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 188 milioni effettuati nel primo semestre 2021 per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici e solari in Francia (per 147 milioni), e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni). Nel primo semestre 2020 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition sono stati pari a 44 milioni, per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia (per 42 milioni), e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni)
- ⁽⁵⁾ I ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusivi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento
- ⁽⁶⁾ Relativamente al termoelettrico si intende il margine di contribuzione al netto dei costi variabili associati (tra cui i principali CO₂, gas).

Sintesi dei risultati per settore

Anno 2020	(milioni di Euro) Ricavi <i>adjusted</i>	1° semestre			2° trimestre		
		2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
402	Eolico	215	225	(10)	94	85	9
73	Solare	38	38	(0)	24	24	0
118	Idroelettrico	104	59	46	41	26	15
381	Termoelettrico ⁽¹⁾	168	176	(8)	86	85	0
36	Corporate	18	17	1	10	8	1
(36)	Ricavi infrasettori	(18)	(17)	(1)	(10)	(8)	(1)
974	Totale ricavi <i>adjusted</i>	526	498	28	245	221	25
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>							
282	Eolico	157	166	(9)	63	57	6
66	Solare	34	35	(1)	22	22	(0)
81	Idroelettrico	84	40	43	30	16	13
67	Termoelettrico ⁽¹⁾	15	30	(15)	9	15	(5)
(15)	Corporate	(8)	(8)	0	(4)	(4)	0
481	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	281	263	18	121	107	14
Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>							
(165)	Eolico	(76)	(84)	8	(38)	(41)	4
(42)	Solare	(20)	(21)	0	(10)	(10)	0
(57)	Idroelettrico	(22)	(29)	7	(11)	(14)	3
(30)	Termoelettrico	(15)	(15)	(0)	(7)	(7)	(0)
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)	(1)	(1)	0
(298)	Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>	(135)	(149)	15	(67)	(75)	8
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>							
118	Eolico	81	83	(2)	25	16	10
23	Solare	13	14	(1)	12	12	0
24	Idroelettrico	62	11	50	19	2	17
37	Termoelettrico ⁽¹⁾	0	15	(15)	2	7	(6)
(19)	Corporate	(9)	(10)	0	(5)	(5)	1
183	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	147	114	33	54	32	22
Investimenti ⁽²⁾							
127	Eolico	277	71	206	250	17	233
2	Solare	24	1	23	23	0	23
6	Idroelettrico	3	2	1	2	1	1
18	Termoelettrico	7	12	(5)	2	6	(4)
2	Corporate	1	1	(0)	0	0	0
156	Totale investimenti	311	86	225	278	25	253

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

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

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".

<i>(milioni di Euro)</i>	1° semestre			2° trimestre		
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
Conto Economico adjusted						
Ricavi	526	498	28	245	221	25
Altri proventi	3	11	(7)	2	4	(2)
RICAVI TOTALI	529	508	20	247	225	23
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(133)	(131)	(2)	(68)	(61)	(7)
Costi per servizi e altri costi operativi	(80)	(82)	2	(41)	(41)	(1)
Costi del lavoro	(34)	(33)	(1)	(18)	(17)	(1)
MARGINE OPERATIVO LORDO	281	263	18	121	107	14
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135)	(149)	15	(67)	(75)	8
Risultato operativo netto	147	114	33	54	32	22
Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	(25)	10	(8)	(12)	4
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	(0)	0	0	(0)
Risultato prima delle imposte	131	88	43	46	20	26
Imposte sul reddito	(31)	(17)	(14)	(10)	(2)	(8)
Risultato d'esercizio	100	71	29	35	18	18
Risultato di azionisti terzi	(1)	(1)	1	(1)	(1)	1
Risultato netto di Gruppo	100	70	30	35	16	18

Stato Patrimoniale Adjusted

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

Di seguito sono indicati i valori *adjusted* al 30 giugno 2021, che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 113 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 100 milioni.

30/06/2020	Stato Patrimoniale riclassificato adjusted	30/06/2021	31/12/2020
	<i>(milioni di Euro)</i>		
3.350	Capitale immobilizzato	3.437	3.262
150	Capitale circolante operativo netto	101	152
(5)	Fondi per benefici ai dipendenti	(5)	(5)
242	Altre attività	333	213
(501)	Altre passività	(466)	(412)
3.236	Capitale investito netto	3.400	3.209
1.722	Patrimonio netto di Gruppo	1.699	1.760
11	Patrimonio netto di terzi	9	10
1.503	Indebitamento finanziario netto	1.692	1.439
3.236	Mezzi propri e debiti finanziari	3.400	3.209

Flussi Finanziari

(milioni di Euro)

Flussi Finanziari	1° semestre		2° trimestre	
	2021	2020	2021	2020
Margine operativo lordo adjusted	281	263	121	107
Variazione capitale circolante	(6)	(48)	(9)	(18)
Cash Flow Operativo	275	215	112	89
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(123)	(42)	(90)	(25)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(188)	(44)	(188)	-
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(0)	-	-
Disinvestimenti e altre variazioni	7	1	4	1
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(304)	(85)	(274)	(23)
Proventi (oneri) finanziari	(16)	(25)	(8)	(12)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(2)	-	(0)	-
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0	0	0
Cash Flow da gestione finanziaria	(17)	(25)	(8)	(12)
Cash Flow da gestione Fiscale	(25)	(14)	(23)	(14)
Distribuzione dividendi	(113)	(114)	(113)	(114)
Altri movimenti di patrimonio netto	(68)	(4)	(69)	(14)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(181)	(118)	(182)	(127)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.439	1.476	1.316	1.415
<i>Variazione netta</i>	<i>252</i>	<i>26</i>	<i>376</i>	<i>87</i>
Indebitamento finanziario netto finale	1.692	1.503	1.692	1.503

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("*right of use*");
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- l'**indebitamento finanziario netto adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- la **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.

- gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

Emergenza Covid-19

Non si segnalano poste correlate all'emergenza sanitaria Covid-19 nel primo semestre 2021; si ricorda che nel primo semestre 2020 era stata isolata come *special 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 semestre 2021:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni;
- l'incremento (circa 113 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 110 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (3 milioni) e maggiori oneri finanziari (2 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità del business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico adjusted, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo adjusted a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione 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

Anno 2020	MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	1° semestre		2° trimestre	
			2021	2020	2021	2020
468,4	Margine operativo lordo		280,8	264,9	117,7	108,4
	Esclusione Special Items:					
	Corporate					
2,5	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	2,7	1,4	2,7	1,0
(1,1)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0,5)	(0,5)	(0,3)	(0,3)
2,0	- Storno erogazione liberale Covid-19	3	-	2,0	-	-
-	- Storno indennità di cessazione carica CEO	4	2,8	-	2,8	-
1,1	- Storno accantonamento fondo Business dismessi	5	-	-	-	-
	Termoelettrico					
(1,2)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0,5)	(0,6)	(0,3)	(0,3)
	Idroelettrico					
(0,2)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0,1)	(0,1)	(0,0)	(0,0)
15,8	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	-	-	-	-
	Solare					
(0,4)	- Riclassifica IFRS 16	2	(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,1)
0,2	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	-	-	-	-
	Eolico					
(7,4)	- Riclassifica IFRS 16	2	(3,4)	(3,8)	(1,7)	(2,0)
1,1	- Storno accantonamento fondo Enti Locali	6	-	-	-	-
480,8	Margine operativo lordo adjusted		281,5	263,0	120,7	106,7
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)					
(313,3)	Ammortamenti e svalutazioni		(137,6)	(152,8)	(68,5)	(76,0)
	Esclusione Special Items:					
6,5	- Riclassifica IFRS 16	2	2,9	3,4	1,4	1,4
9,3	- Storno svalutazione impianti Germany	7	-	-	-	-
(297,5)	Ammortamenti adjusted		(134,7)	(149,4)	(67,1)	(74,6)
	RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)					
107,9	Risultato netto di Gruppo		92,4	72,4	28,9	20,0
	Esclusione Special Items:					
0,0	Riclassifica IFRS 16	2	(0,0)	0,0	(0,0)	(0,2)
1,8	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19	3	-	1,5	-	-
30,4	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	8	1,2	-	0,3	-
2,4	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	2,7	1,4	2,7	1,0
-	Esclusione indennità di cessazione carica CEO	4	2,1	-	2,1	-
(0,6)	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio	9	-	(0,6)	-	(0,6)
(57,0)	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solar e rivalutazione impianti Hydro	10	-	(3,1)	-	(3,1)
1,0	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	4	-	-	-	-
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	11	1,2	(1,9)	0,6	(0,8)
105,8	Risultato netto di Gruppo adjusted		99,5	69,7	34,6	16,3

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2021 relative a parchi eolici e solari operativi in Francia, all'acquisizione di un progetto per lo sviluppo di un parco eolico in Svezia, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
3. Erogazione liberale deliberata nel primo semestre del 2020.
4. Indennità di cessazione carica in conseguenza all'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
5. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
6. Accantonamenti su fondi rischi verso controparti istituzionali a fronte di oneri legati a canoni da riconoscere ad Enti Locali in materia di concessioni pubbliche (pari a 17 milioni nel 2020).
7. Svalutazione di alcuni parchi eolici in Germania a seguito della procedura di Impairment Test a Bilancio 2020.
8. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate e di Project Financing nell'ambito di attività di Liability Management.
9. Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
10. Esclusione dell'effetto positivo correlato al rilascio della tassazione differita sulla rivalutazione degli impianti idroelettrici e all'affrancamento dei plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
11. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo semestre 2021 di oneri finanziari netti per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico *adjusted* gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.



Press release

The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the interim financial report at 30 June 2021

Adjusted consolidated EBITDA⁵: EUR 281 million, EUR 263 million in the first half of 2020

Adjusted Group net profit (loss): EUR 100 million, EUR 70 million in the first half of 2020

- **Results:** best half-year results ever for ERG which shows a growth mainly thanks to the high availability of hydroelectricity and a positive pricing scenario that mitigated the lower windiness abroad compared with the particularly high values recorded last year, as well as the thermoelectricity down due to the end of the first decade of white certificates. Marked increase in net profit, thanks also to lower financial charges related to liability management operations and lower amortisation/depreciation due to changes made to amortisation also because of Life Time Extension programmes.
- **Recent Developments:** the Group's progress continues to be in line with the strategic objectives of the Business Plan and with the consolidation of ERG's presence in France through the acquisition of 80MW of operating assets, 22MW of which in the solar segment, which represent the first step into the French photovoltaic market. The installed capacity across the Alps is around 500 MW. The development in repowering also continues, with the participation in the auction of the first three projects for a total capacity of 143 MW. Construction is also progressing at a good pace, confirming the expectation of installing 77 MW in the UK and France by the end of 2021.
- **PPA:** the first two PPAs were signed in the UK for the supply of renewable energy from the Evishagaran and Craiggore onshore wind farms in Northern Ireland, with COD expected by the end of 2021. A further important step towards an infrastructure-type model by securitising revenues as set forth in the Business Plan. This is the largest PPA on wind merchant plants ever signed in the Irish market.
- **Diversity & Inclusion:** D&I policy for an increasingly inclusive ERG approved and published today.
- **Lead independent director:** the Independent Member Mara Anna Rita Caverni, Chairman of the Risk Control and Sustainability Committee, was appointed as *Lead Independent Director*.
- **EMTN (Euro Medium Term Notes):** The Board of Directors has resolved to renew the issuing programme completed the renewal of the programme for non-convertible medium/long-term bond issues (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) up to the overall maximum amount of EUR 3,000 million. At the same time, the Board of Directors authorised, in compliance with the EMTN Programme, the issuance of bonds, which may also qualify as "green bonds", up to a maximum of EUR 500 million, to be carried out within one year from the completion of the renewal of the EMTN Programme.
- **Capital turnover:** The programme was launched for the potential disposal of the hydro and thermoelectric plants, entrusting management with the initiation of negotiations and the relevant in-depth analyses for the potential disposal of the aforementioned assets. Based on the information currently available, it is reasonably believed that this disposal may be completed within the first half of 2022.
- **Guidance 2021:** the guidance of the consolidated EBITDA for 2021 was revised upwards in the range of EUR 505-525 million compared to the previous figure of EUR 490-510 million. Capital expenditure for 2021 was revised upwards in the range of between EUR 450 million and EUR 500 million compared to the previous indication of between EUR 285 million and EUR 325 million, mainly as a result of the recent acquisition of

⁵In order to facilitate an understanding of the business segment's performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "adjusted". For the definition of indicators and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the section "Alternative Performance Indicators" of this press release.

wind and solar plants of 80 MW already put in operation in France, as well as an acceleration in organic investments. In light of this, the debt guidance is also revised upwards in the range of 1550-1650 million (vs. a previous range of 1390-1490).

Genoa, 30 July 2021 – Today the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the interim financial report at 30 June 2021. The figures of the second quarter, not submitted to approval by the Board of Directors and not subject to audit, are to be considered pro-forma and are provided for the sake of completeness and continuity of information.

Adjusted consolidated financial results

2nd quarter			Key economic data (Million Euro)	1st half-year		
2021	2020	%		2021	2020	% change
121	107	13%	EBITDA	281	263	7%
54	32	67%	Operating profit (loss)	147	114	29%
35	16	112%	Profit attributable to owners of the parent	100	70	43%

	30/06/2021	31/12/2020	Change
Net financial indebtedness	1,692	1,439	252
Leverage⁶	50%	45%	

Paolo Merli, ERG's Chief Executive Officer, commented: "We are extremely satisfied both with the record results and with the execution, during the period, of major development investments in line with and ahead of the Business Plan. The excellent performance of hydroelectricity and the positive price scenarios contributed in the particular to the operating results. The strong profit growth also benefited from a further reduction in the cost of debt and lower depreciation and amortisation due to the extension of the useful life of assets, also as a result of specific Life Time Extension programmes. Our development path continues both through M&A, with the consolidation of 80MW in France, and through the advancement in construction and pipeline development, with the participation in the last auction in Italy of three of our Repowering projects for a total of 143MW.

We are revising our EBITDA guidance upwards for the year, which is now expected to be between EUR 505 and 525 million, our Capex guidance between EUR 450 and 500 million and, consequently, our debt guidance in the range of EUR 1550-1650 million".

⁶ Ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital

COVID-19 emergency

2021 saw a continuation of the international public-health COVID-19 emergency: in said context, ERG continued to implement all the necessary measures to ensure both the health of its employees and the operational continuity of its assets in safe conditions.

The main measure used by the organisation, as also recommended by the competent Authorities, was remote working, which was extended to all the Group's offices across Italy and abroad, involving over 70% of the corporate workforce, corresponding to all "white collar" staff, and excluding only personnel responsible for plant operation and maintenance in order to safeguard operational and management continuity and ensure the safety of company assets.

In the first half of 2021, staff continued to operate in remote working mode five days a week. Starting from July, until new information is released, this method was confirmed for two working days per week.

This option, as stated previously, has been extended to all the Group's Italian offices where the remote working option is compatible with the effective performance of the duties assigned, ensuring that the utmost attention is given to guaranteeing full business continuity.

ERG continues to manage the staff employed across its production sites very carefully, through the adoption of appropriate organisational safety measures (aimed at ensuring social distancing and the reconfiguration of operational and logistical activities) and prevention and protection measures (training and information, personal protective equipment, personal hygiene measures and cleaning/sanitisation of workplaces), in observance of the anti-COVID protocol in work environments, the guidelines of the competent authorities, and in agreement with trade union organisations. The corporate documents that regulate the actions taken are provided to all personnel in an appropriate section of the company intranet and periodically updated.

As part of the broader framework of the national vaccination campaign in progress and in an attempt to make a proactive contribution to it, ERG has launched a vaccine information campaign, to ensure people can participate in a fully informed manner. The initiative was entrusted to the Internal Managers of the Prevention and Protection Services and to the company doctors in the various offices.

No staff reductions have been planned or carried out during this period. Moreover, the company has not had to make use of so-called 'social shock absorbers' nor has it had to implement the forced reduction of working hours. By contrast, the Group welcomed 50 new hires in 2020 and a further 39 in the first half of 2021, in order to support the company's growth process. Engagement and partnership activities with the areas in which ERG is present have continued and financial resources have been allocated by group companies and employees themselves to meet the most urgent needs of healthcare facilities.

Change in business scope

- **Wind – Sweden**

On **10 May 2021** ERG, through its Swedish holding, completed the acquisition from the BayWa r.e. Group, active in the development, construction and management of renewable energy plants, of the permits for the construction of a wind farm with a capacity of 62 MW in southern Sweden. The project involves the installation of 10 latest generation Siemens Gamesa turbines of 6.2 MW, whose estimated annual production is roughly 210 GWh, equal to almost 3,400 equivalent hours and roughly 140 kt of avoided CO2 emissions every year. Construction started on the wind farm in the first half of this year and is expected to enter into operation by the end of 2022. The total capital expenditure amounts to EUR 99 million, including both construction permits and construction costs. BayWa r.e will support ERG through the entire phase of construction, until commissioning of the plant.

- **Wind, Solar – France**

On **24 June 2021** ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, signed an agreement with FPCI Capenergie 3, the fund managed by the Parisian private equity investor Omnes Capital, for the acquisition of 100% of the share capital of Omniwatt, a French company that owns a portfolio composed of 5 wind farms, for a total of 58 MW and two solar plants for a total of 22 MW.

The average entry into operation of the portfolio is 2017; the plants benefit from an incentive tariff regime with average expiry in 2034. Total annual estimated production is 174 GWh, equal to more than 2,400 equivalent hours for wind assets and over 1,200 equivalent hours for photovoltaic assets, and corresponding

to 95 kt of avoided CO2 emissions every year.

The value of the transaction in terms of equity value is EUR 45 million. Average expected EBITDA is roughly EUR 11 million and the net financial indebtedness at the end of 2020 is EUR 101 million.

In consideration of the fact that the companies were acquired at the end of the half-year, this Report reflects only the equity effects of the consolidation of the new assets, given that the contribution to the income statement was not significant.

If the companies had been consolidated retroactively from 1 January 2021, the acquired companies would have contributed revenue of EUR 7.5 million to the Group's income statement, and an adjusted gross operating profit of EUR 5 million.

Second quarter 2021

Consolidated financial results

In the second quarter of 2021, **adjusted revenue** totalled EUR 245 million, an increase of EUR 25 million compared to the second quarter of 2020 (EUR 221 million), mainly due to greater hydroelectric production, the increase in energy sale prices and in the unit value of the incentive in Italy (from 99.0 to 109.4 EUR/MWh). These effects were partly offset by the end of the first decade of high cogeneration of the CCGT plant.

Adjusted EBITDA, net of special items, amounted to EUR 121 million, up by EUR 14 million compared with the EUR 107 million recorded in the second quarter of 2020. The change is a result of the following factors:

- **Wind (EUR +6 million):** EBITDA equal to EUR 63 million, up compared to 2020 (EUR 57 million) mainly due to the better result in Italy, which came to EUR 44 million and up compared to the same period of 2020 (EUR 40 million), which was mostly affected by the better energy sale prices and the higher value of the GRIN incentive. Added to these effects are the better results abroad, totalling EUR 19 million, showing an increase compared to the second quarter of 2020 (EUR 17 million), due to the greater price scenario in Eastern Europe and the larger productions in France.
- **Solar:** EBITDA, amounting to EUR 22 million, is essentially in line with the second quarter of 2020 (EUR 22 million), with slightly lower volumes (74 GWh in the second quarter of 2021 compared to 76 GWh in the second quarter of 2020), largely offset by the increased market prices with respect to the same period in 2020.
- **Hydroelectric (EUR +13 million):** EBITDA of EUR 30 million (EUR 16 million in the second quarter of 2020), up considerably compared with the same period of the previous year. The result derives from notably higher production (331 GWh in the second quarter of 2021 compared to 229 GWh in the second quarter of 2020), thanks to the high resource availability in central Italy, in contrast to 2020, which was well below the average historical levels. The effect of the higher value of the GRIN incentive contributed to the positive result. The large amount of rainfall during the period led to higher reservoir levels than the historical average.
- **Thermoelectric (EUR -5 million):** thermoelectric EBITDA, amounting to EUR 9 million, is below the EUR 15 million in the second quarter of 2020, mainly as a result of the end of the high yield cogeneration period on both modules of the CCGT plant for approximately EUR 6 million, partly mitigated by the greater proceeds coming from the dispatching services (MSD) compared to the same period of 2020, in a scenario context marked by the significant increase in gas and CO2 prices. It should also be noted that the second quarter of 2020 benefitted from steam adjustments from site customers (EUR +5 million).

It should be noted that the overall gross operating margin was impacted by the hedging policies implemented in line with the Group's risk policies.

Adjusted EBIT amounted to EUR 54 million (EUR 32 million in the second quarter of 2020), after depreciation and amortisation of EUR 67 million, appreciably down compared to the second quarter of 2020 (EUR 75 million), mainly as a result of the review of the useful life of some assets relating to hydroelectric and wind plants.

Adjusted profit attributable to the owners of the parent was EUR 35 million, an increase compared to the result of the second quarter of 2020 (EUR 16 million), in consideration of the better operating results and lower financial charges, already commented on. Net financial expense was significantly lower than the second quarter of 2020 due to the reduction in the cost of gross debt thanks to the full contribution of significant liability management operations initiated in the second half of 2020.

First half of 2021

Consolidated financial results

In the first half of 2021, **adjusted revenue** totalled EUR 526 million, an increase of EUR 28 million compared to the first half of 2020 (EUR 498 million), mainly due to greater hydroelectric production, the increase in energy sale prices and in the unit value of the incentive in Italy (from 99.0 to 109.4 EUR/MWh). These effects were partly offset by the reduction in wind production abroad and the end of the first decade of high cogeneration of the CCGT plant.

Adjusted EBITDA⁷, net of special items, amounted to EUR 281 million, up by EUR 18 million compared with the EUR 263 million recorded in the first half of 2020. The change is a result of the following factors:

- **Wind (EUR -9 million):** EBITDA of EUR 157 million, down compared with 2020 (EUR 166 million) due to the poorer results abroad, amounting to EUR 52 million (EUR 70 million in the same period of 2020), affected by the low wind speeds compared to the particularly high values in the first half of 2020 (925 GWh in 2021 compared to 1,146 GWh in 2020), in a general context of recovery of the market scenario. These effects were only partially offset by the better result in Italy, amounting to EUR 105 million (EUR 97 million in the first half of 2020), primarily due to the better market scenario and the higher value of the GRIN incentive.
- **Solar (EUR -1 million):** EBITDA, amounting to EUR 34 million, is essentially in line with the first half of 2020 (EUR 35 million), with slightly lower volumes (115 GWh in the first half of 2021 compared to 120 GWh in the first half of 2020), largely offset by the increased market prices with respect to the same period in 2020.
- **Hydroelectric (EUR +43 million):** EBITDA of EUR 84 million (EUR 40 million in the first half of 2020), up considerably compared with the same period of the previous year. The result benefits from notably higher outputs than the first half of 2020 (998 GWh in the first half of 2021 compared to 553 GWh in the first half of 2020), thanks to the high resource availability, in particular when compared to 2020, which was well below the average historical levels. The large amount of rainfall at the end of 2020 and in the first few months of 2021 led to higher reservoir levels than the historical average.
- **Thermoelectric (EUR -15 million):** thermoelectric EBITDA, amounting to EUR 15 million, is below the EUR 30 million in the first half of 2020, mainly as a result of the end of the high yield cogeneration period on both modules of the CCGT plant for approximately EUR 12 million, partly offset by higher margins deriving from dispatching services. The scenario effect with contracted generation margins following the significant increase in gas and CO2 prices was mitigated by the hedging transactions. The first half of 2020 had benefited from insurance reimbursements and adjustments relating to site contracts.

It should be noted that the overall gross operating profit (loss) is impacted by the electricity price hedging policies implemented in line with the Group's risk policies.

Adjusted EBIT amounting to EUR 147 million (EUR 114 million in the first half of 2020), after depreciation and amortisation of EUR 135 million, was down compared to the first half of 2020 (EUR 149 million), mainly as a result of the review of the useful life of some assets relating to hydroelectric and wind plants.

Adjusted profit attributable to the owners of the parent was EUR 100 million, an increase compared to the first half of 2020 (EUR 70 million), in consideration of the better operating results and lower financial charges, already commented on. Net financial expense (EUR 16 million) was significantly lower than the first half of 2020 (EUR 25 million) due to the reduction in the cost of gross debt thanks to the full contribution of liability management transactions initiated in the second half of 2020.

Profit attributable to owners of the parent was EUR 92 million, an increase compared to EUR 72 million in the first half of 2020 due to the same reasons outlined above.

The adjusted net financial indebtedness totalled EUR 1,692 million, up (EUR 252 million) compared to 31

⁷ Adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to approximately EUR 5 million.

December 2020 (EUR 1,439 million). The change reflects mainly the impact of the recent acquisitions in France and in Sweden (EUR 188 million), the capital expenditure in the period (EUR 123 million) mainly connected with the wind farms in the United Kingdom, Poland, France and Sweden, as well as the developments of Repowering and Reblading projects, the distribution of dividends (EUR 113 million), the payment of taxes (EUR 25 million), the impact on liquidity of daily settlement of the fair value change in commodity future hedging instruments (EUR 86 million), partly offset by the positive cash flow (EUR 258 million⁸) and other positive items (EUR 23 million). It should also be noted that the indebtedness at the end of the period reflects the negative fair value of commodity futures of roughly EUR 108 million.

Adjusted net financial indebtedness is presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16, therefore excluding the discounting of future lease payments of approximately EUR 113 million at 30 June 2021.

Capital expenditure

2nd quarter		EUR million	1st half-year	
2021	2020		2021	2020
250	17	Wind	277	71
23	0	Solar	24	1
2	6	Thermoelectric	7	12
2	1	Hydroelectric	3	2
0	0	Corporate	1	1
278	25	Total capital expenditure	311	86

In the first half of 2021, **capital expenditure** totalled **EUR 311 million** (EUR 86 million in the first half of 2020), and refer primarily to the recent acquisition of wind farms and solar plants in France (for EUR 147 million), and a project for the construction of a wind farm in Sweden (EUR 41 million). During the half-year, **investments were made in property, plant and equipment and intangible assets**, of which 91% in the Wind sector (63% in the first half of 2020), mainly related to the continuation of construction of the wind farms in the UK for roughly 250 MW, Poland for 60 MW and Sweden for 62 MW; 6% refers to the Thermoelectric sector (28% in the first half of 2020) as a result of capital expenditure to modernise and boost the efficiency of the combined cycle, which will guarantee the CAR (High Yield Cogeneration) to ensure the high cogeneration plant qualification for module 1 of the CCGT for an additional ten years, 2% refers to the Hydroelectric sector (6% in the first half of 2020), 1% to the Solar sector (2% in the first half of 2020) and 1% to the Corporate sector (2% in the first half of 2020), mostly for ICT and minor maintenance and development projects.

- **Wind:** Capital expenditure (**EUR 277 million**) refers primarily to the acquisition of wind farms in France (58MW) and a project for the construction of a wind farm in Sweden and to the development and construction of new wind farms in the UK (EUR 72 million), Poland (EUR 25 million) and France (EUR 4 million), the continuation of activities in preparation for Repowering and Reblading (EUR 6 million) on some Italian wind farms, in addition to the usual maintenance targeted at further boosting plant efficiency.

In relation to the wind farms under construction in the UK, the two projects in Northern Ireland, Evishagaran (47 MW) and Craiggore (24 MW), whose CODs are expected at the end of 2021, are more than 75% complete, in line with the forecasts, while for the remaining wind farms in the UK (Scotland) and Poland, whose CODs are expected in 2022, the construction timelines are confirmed.

- **Solar:** Capital expenditure in the first half of 2021 (**EUR 24 million**) refers mainly to the acquisition of photovoltaic plants in France (22 MW) and contracts aimed at further improving the efficiency of plants.

- **Hydroelectric:** Capital expenditure in the first half of 2021 (**EUR 3 million**) relates mainly to mini hydro plant development contracts, maintenance contracts and planned projects in the fields of seismic improvement of infrastructures, Health, Safety and the Environment.

- **Thermoelectric:** Capital expenditure in the first half of 2021 (**EUR 7 million**) relates mainly to the project to

⁸ Includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial expense.

revamp the steam generation plants of module 1 of the CCGT plant, geared towards greater plant efficiency, which will make it possible to renew the right to accrual of energy efficiency certificates from the parallel connection of new components, expected by the end of 2021, for a further ten years.

The targeted investment initiatives aimed at preserving the operating efficiency, flexibility and reliability of the facilities continued. Progress was also made on the planned Health, Safety and Environment projects.

Operating data

The ERG Group's electric power sales, made in Italy through the ERG Power Generation S.p.A.'s Energy Management & Sales Operating Unit, refer to the electric power generated by its wind, thermoelectric, hydroelectric and solar plants, as well as purchases on organised markets and through physical bilateral agreements.

During the **second quarter of 2021**, total sales of electricity amounted to 3.3 TWh (3.4 TWh in the same period of 2020), in the presence of an overall output for the Group plants of approximately 1.8 TWh (1.7 TWh in the same period of 2020), of which roughly 0.4 TWh abroad and 1.4 TWh in Italy. The latter figure corresponds to approximately 1.8% of electric power demand in Italy (1.9% in the second quarter of 2020).

During the **first half of 2021**, total sales of electricity amounted to 7.5 TWh (7.6 TWh in the first half of 2020), versus a total output from the Group plants of approximately 4.2 TWh (4.0 TWh in the same period of 2020), of which roughly 0.9 TWh abroad and 3.2 TWh in Italy. The latter figure corresponds to around 2.1% of electricity demand in Italy (2.0% in the first half of 2020).

Wholesale sales of energy include sales on the IPEX electricity stock exchange, both on the "day before market" (MGP) and on the "intraday market" (MI), as well as the "dispatching services market" (MSD), in addition to sales to the main operators of the sector on the "over the counter" (OTC) platform. The latter are carried out by the Energy Management & Sales Operating Unit, with a view to developing the forward contracting activities and also hedging output, in line with Group risk policies, also through the use of the Power Purchase Agreements (PPAs).

In the **second quarter of 2021**, the net supply of steam to captive customers of the Priolo Gargallo petrochemical site totalled 236 thousand tonnes, down with respect to 264 thousand tonnes in the same period of 2020. In the **first half of 2021**, steam sales amounted to 521 thousand tonnes, a decrease compared to the 600 thousand tonnes in the same period of 2020.

2021	2nd quarter			Electricity Output (GWh)	1st semester			
	2020	Δ	Δ%		2021	2020	Δ	Δ%
839	842	-3	0%	Wind power output	1.994	2.208	-214	-10%
454	464	-10	-2%	- Italy	1.070	1.062	8	1%
385	378	7	2%	- Overseas	925	1.146	-222	-19%
74	76	-2	-3%	Solar power output	115	120	-6	-5%
331	229	102	44%	Hydroelectric power output	998	553	445	81%
525	504	20	4%	Thermoelectric power output	1.050	1.131	-81	-7%
1.768	1.651	117	7%	ERG plants total output	4.157	4.012	145	4%

As regards production, in the **second quarter of 2021** the following is particularly pointed out:

Wind: wind production totalled 839 GWh, slightly down compared to the second quarter of 2020 (842 GWh), following the 2% reduction in Italy (from 464 GWh to 454 GWh) and increased production abroad by about 2% (from 378 GWh to 385 GWh).

The reduction in productions in Italy (-10 GWh) is linked to wind conditions slightly lower than those recorded in the same period of 2020, with volumes basically in line in all regions except for Campania, where the reduction is sharper. As regards abroad, the net increase of 7 GWh is attributable to the higher volumes in France and Germany (+11 GWh and +3 GWh, respectively) and to the slight reduction in Eastern European productions (-7 GWh).

Solar: solar production amounted to 74 GWh, slightly down (-2 GWh) compared to the same period of 2020; the total load factor was 24% (25% in the second quarter of 2020).

Hydroelectric: hydroelectric production, which was affected by the good water resources recorded in the period, totalled 331 GWh (229 GWh in the same period of 2020).

Thermoelectric: thermoelectric production totalled 525 GWh, up compared to the same period of 2020 (504 GWh) versus a market context with generation margins heavily penalised by the significant increase in gas and CO₂ prices as compared to 2020, which was particularly distinguished by the significant decrease in market prices in Sicily.

In the **first half of 2021:**

Wind: the **electricity output** from wind power amounted to 1,994 GWh, down 10% compared to the corresponding period of 2020 (2,208 GWh), due to less favourable wind conditions abroad (-19%) compared to the high wind levels in the same period of 2020, only partly offset by the slight recovery in wind levels in Italy (+1%).

The increase in production in Italy (+8 GWh) is related to better wind conditions to those recorded in 2020, with production essentially consistent in all regions, with the exception of Sicily, which recorded notably better volumes (+18%), partially offset by the reductions in Calabria (-14%).

The reduction of 222 GWh in production abroad due to the low wind speeds recorded with respect to the same period of 2020 is attributable to all countries and more pronounced in France (-98 GWh), Germany (-66 GWh) and Poland (-36 GWh).

Solar: output amounted to approximately 115 GWh, down slightly compared with the first half of 2020, and the related load factor was 19%, essentially in line with 2020. The load factor is estimated by taking account of the actual entry into operation of the plants in the individual financial years.

Hydroelectric: total productions of ERG Hydro in the first half of 2021, equal to 998 GWh, benefited from a net unit revenue, considering the energy sale value on the markets and incentives in the period and other minor components, amounting to approximately 104 EUR/MWh, down compared to 107 EUR/MWh in the first half of 2020.

The average sale prices reflect both the electricity sales price net of hedges and the feed-in premium (former green certificate), recognised on a portion of approximately 40% of output with a higher unit value than that of 2020 of 99.0 EUR/MWh and equal to approximately 109.4 EUR/MWh.

Thermoelectric: ERG Power's net electricity power generation was 1,050 GWh, down on the same period of 2020 (1,131 GWh) due to a market environment with generation margins strongly affected by the significant increase in the price of gas and CO₂, partially offset by the clean spark spread hedging policies implemented in line with the Group's risk policies and the greater use of the dispatching services market.

Main events during the half-year

On **28 January 2021** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., signed a framework agreement with ENERCON GmbH to supply wind turbines with a potential capacity of approximately 190 MW, which are earmarked for repowering projects in Italy and a greenfield project in the United Kingdom. In addition to the supply, the agreement, which has a potential value of EUR 120 million, includes the transport, installation, commissioning and maintenance foreseen in the first phase of life of the wind turbines.

On **28 January 2021** Exercise of the redemption option for all outstanding bonds issued on 19 July 2017, for a

total nominal amount of EUR 25,000,000.

On **14 April 2021** ERG obtained the Single Authorisations as part of the Repowering project for the four wind farms of Mineo - Militello - Vizzini and Monreale/Partinico, located in the Sicily region, for a total capacity of 143 MW.

On **21 April 2021** ERG joined, with a weight of 0.34%, the “S&P Global Clean Energy Index”, the stock market index of Standard & Poor’s, which incorporates 82 companies at international level that are key players in the production of green energy with high ESG standards. S&P’s inclusion in the Global Clean Energy Index.

On **26 April 2021** The Shareholders' Meeting of ERG S.p.A. approved the 2020 separate financial statements and resolved the payment of EUR 0.75 per share, appointed the new Board of Directors, confirmed Edoardo Garrone as the Chairman and approved the long-term incentive plan (2021-2023 LTI System)

The Board of Directors, in its meeting on the same date, confirmed Alessandro Garrone as executive Deputy Chairman, Giovanni Mondini as Deputy Chairman and appointed Paolo Luigi Merli as the new Chief Executive Officer.

On **27 April 2021** ERG and Renergetica, a company that develops renewable energy source projects on the international market and listed on the AIM Italia market managed by Borsa Italiana, signed a co-development agreement in the Spanish market for greenfield projects in the photovoltaic and wind power sectors, with an objective of roughly 100 MW per year, when at operating at full capacity. In an initial phase, Renergetica will also support ERG in the acquisition of Ready to Build and in Operations projects.

On **10 May 2021** ERG, through its Swedish holding, completed the acquisition from the BayWa r.e. Group, of the construction permits for a wind farm with a capacity of 62 MW in southern Sweden. Construction started at first half of this year, and it will enter into operation by the end of 2022. The total capital expenditure amounts to EUR 99 million, including both construction permits and construction costs.

On **14 May 2021** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation, and TIM, leading Group in Italy and Brazil in the ICT sector, through its subsidiary Telenergia, signed a 10-year corporate PPA (Power Purchase Agreement) for the supply of 3.4 Terawatt-hours (TWh) of green energy for the 2022-2031 period.

The agreement, the biggest ever signed between the two Italian companies, involves the supply to TIM of 100% “green” energy directly from the ERG portfolio derived from wind plants. The scope of supply will partly be in “baseload” mode and partly in “pay as produced” mode by the wind plants subject to “reblading”, Lacedonia Monteverde (Av) and Avigliano (Pz) from 2023, with the possibility of increasing their volume by including other repowering projects planned by ERG on its wind farms.

On **24 June 2021** ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France, signed an agreement with FPCI Capenergie 3, the fund managed by the Parisian private equity investor Omnes Capital, for the acquisition of 100% of the share capital of Omniwatt, a French company that owns a portfolio composed of 5 wind farms, for a total of 58 MW and two solar plants for a total of 22 MW.

Significant events after the reporting date

On **21 July 2021**, ERG, through its subsidiaries Evishagaran Wind Farm Limited and Craiggore Energy Limited, signed a long-term agreement with ElectroRoute Energy Supply Ltd, a leading company in trade and energy services, for two Power Purchase Agreements (PPAs) for the supply of renewable energy produced by the onshore wind farms of Evishagaran and Craiggore in Northern Ireland.

The two plants, with a total installed capacity of 70 MW and an estimated annual output of more than 250 GWh, currently at an advanced phase of construction, will enter operation by the end of 2021. Energy will be supplied in “pay as produced” mode, with remuneration at a fixed price on all energy produced. ElectroRoute will also guarantee the “Route to Market” service to allow the injection of energy to the country’s electricity grid.

On **30 July 2021**, the Board of Directors of ERG S.p.A. has resolved to renew the issuing programme completed the renewal of the programme for non-convertible medium/long-term bond issues (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) up to the overall maximum amount of EUR 3,000 million.

At the same time, the Board of Directors authorised, in compliance with the EMTN Programme, the issuance of bonds, which may also qualify as “green bonds”, up to a maximum of EUR 500 million, to be carried out within one year from the completion of the renewal of the EMTN Programme.

Additional information

Resolution to renew the EMTN Programme and authorisation to issuing one or more bonds for a maximum of EUR 500 million.

The Board of Directors of ERG S.p.A. has resolved to renew the issuing programme completed the renewal of the programme for non-convertible medium/long-term bond issues (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) up to the overall maximum amount of EUR 3,000 million.

The base prospectus for the EMTN programme will be submitted to the Luxembourg Commission de Surveillance du Secteur Financier (CSSF) for its approval in accordance with Regulation (EU) 2017/1129 ("Prospectus Regulation").

The EMTN programme, with a duration of one year, renewable on expiry, provides for the possibility of issuing one or more non-convertible bonds that will be listed on the Luxembourg Stock Exchange, to be placed with institutional investors operating in Europe. The renewal and extension of the EMTN programme will allow ERG to continue to benefit from the flexibility offered by this instrument in the event of future bond issues.

At the same time, the Board of Directors has authorised, in compliance with the EMTN Programme, the issuance of bonds, which may also qualify as "green bonds", with a minimum denomination of Euro 100,000 and a total nominal value of up to a maximum of Euro 500 million, to be carried out within one year from the completion of the renewal of the EMTN Programme.

This information does not constitute or form part of an offer to the public of financial products or a solicitation of offers to purchase financial products in Italy pursuant to Legislative Decree No. 58 of 24 February 1998. The offer documentation has not been/will not be submitted to CONSOB for approval. This communication may be contrary to the applicable law in some jurisdictions and does not constitute an offer to sell financial products in the United States of America, Canada, Australia and Japan and any other jurisdiction where such offer or sale is prohibited and may not be published or distributed, directly or indirectly, in such jurisdictions. The financial products mentioned have not been and will not be registered under the United States Securities Act of 1933, as amended, and such products may not be offered or sold in the United States of America in the absence of registration or exemption from the application of the registration requirements.

Assessment of independence

The Board of Directors of ERG S.p.A., confirmed its positive assessment about the independence of the Directors Emanuela Bonadiman, Mara Anna Rita Caverni, Elena Grifoni Winters, Federica Lolli, Elisabetta Oliveri and Mario Paterlini, also in light of the "quantitative" and "qualitative" criteria defined in the Regulations for the operations of the Board of Directors, the Risk and Sustainability Committee and the Nominations and Remuneration Committee in accordance with Article 2, recommendation 7, second paragraph, of the Corporate Governance Code.

The Board of Statutory Auditors has acknowledged the correct application of the criteria and verification procedures adopted by the Board of Directors of ERG S.p.A. to assess the independence of its members.

Appointment of the Lead Independent Director

Although the conditions set forth in Article 3, recommendation 13, of the Corporate Governance Code adopted by the Company, are not met, the Board of Directors of ERG S.p.A., pursuant to Article 3, recommendation 14, of the Corporate Governance Code, has appointed as *lead independent director* the independent director Mara Anna Rita Caverni, Chairman of the Risk Control and Sustainability Committee.

Business outlook

The expected outlook for the main operating and performance indicators in 2021 is as follows.

Wind: EBITDA for Italy is expected to grow compared to 2020, as a result of greater volumes and higher expected sales prices. By contrast, the result abroad is forecast to drop compared to that of 2020, due to less favourable wind conditions registered in the first half with respect to the particularly high wind speeds of 2020, in addition to the exit from the incentive system of roughly 76 MW in France. These effects will be partially offset by the consolidation, from the second half-year, of the wind farms acquired in France (58 MW), the greater expected contribution from those in eastern Europe and the entry into operation, at the end of the period, of the first wind

farms currently under construction in the United Kingdom. The total EBITDA is expected to be higher compared with the previous year.

Solar: In 2021, ERG implements its international development strategy with the acquisition of two solar plants in France for a total of 22 MW, whose economic effects will be consolidated starting from 1 July of the current year. The Italian plants will continue to benefit from some synergies deriving from the optimisation of the Energy Management portfolio, and from the in-sourcing of some activities previously carried out by third parties, capitalising its own industrial skills in the operational consolidation of the managed assets. The EBITDA for the entire year 2021 is forecast to increase slightly over 2020.

Hydroelectric: Estimated volumes are expected to be higher than the historical average, in particular with respect to the reduced volumes of 2020, thanks to the high availability of water resources, partly still stored in reservoirs; the result will also benefit from very high sales prices plus a higher incentive value. Therefore, EBITDA is expected to increase sharply compared to the values recorded in 2020.

Thermoelectric: The 2021 result will be impacted by the loss of revenue from white certificates owing to the end of the first CAR (High Yield Cogeneration) period, decreased generation margins with higher gas and CO2 prices, only partially offset by electricity prices, as well as the extraordinary shutdown of the plant, planned in the second part of the year, targeted at the upgrading of the steam system, which will enable the company to benefit from the production of energy efficiency certificates from 2022. These effects will be only partially offset by the higher revenue from the performance on the dispatching services markets. EBITDA is expected to contract relative to 2020.

In light of the above affects, the guidance of the consolidated EBITDA for 2021 was revised upwards in the range of EUR 505-525 million compared to the previous figure of EUR 490-510 million (EUR 481 million in 2020). Capital expenditure for 2021 was revised upwards in the range of between EUR 450 million and EUR 500 million compared to the previous indication of between EUR 285 million and EUR 325 million (EUR 156 million in 2020), mainly as a result of the recent acquisition of wind and solar plants of 80 MW already put in operation in France.

Net financial indebtedness at the end of 2021, reflecting the above-mentioned changes in EBITDA and capital expenditure, is expected to amount in the range of between EUR 1.55 billion and EUR 1.65 billion, marking an increase compared to the previous range of between EUR 1.39 billion and EUR 1.49 billion (EUR 1.44 billion in 2020).

Please note that with reference to the estimates and forecasts the results might differ even significantly compared to those announced in connection with several factors, including: the future evolution of prices, the operational performance of the plants, the wind, water resource and sunshine conditions, the impact of the regulations of the energy sector, and as regards the environment, the impact of the Covid-19 Pandemic and other changes in the business conditions and in the steps taken by the competition.

The format of the Financial Statements corresponds with that of the statements indicated in the interim Directors' report. Specific explanatory notes illustrate the adjusted result measurements.

The Manager responsible for preparing the Company's financial reports, Michele Pedemonte, declares, pursuant to paragraph 2, Art. 154-bis of the Consolidated Finance Act, that the accounting information contained in this press release matches the documentary evidence, books and records.

The results of the second quarter and of the first half-year will be explained to analysts and investors today at 4:00 PM (CEST) during a conference call with relevant webcasting that can be followed by connecting to the Company's website (www.erg.eu); its presentation will be made available on the same website in the "Investor Relations/Presentations" section at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued on 30 July 2021, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the "Media/Press Releases" section at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage (www.emarketstorage.com). The Interim Financial Report at 30 June 2020, including the Independent Auditors' Report, will be made available to the public within the deadlines provided for by legislation in force at the offices of the Company in Genoa, via De Marini 1, on the Company's website (www.erg.eu) in the "Investor Relations/Financial Statements and Reports"

section, at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contacts:

Emanuela Delucchi Chief IR, ESG, Communication Officer– tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu - ir@erg.eu

Anna Cavallarín Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 mobile + 39 3393985139 e-mail: acavallarín@erg.eu

Matteo Bagnara Head of Investor Relations - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu
www.erg.eu - @ergnow

Financial Statements and Alternative Performance Indicators

Alternative Performance Indicators (APIs) and adjusted results

Some of the APIs used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IFRS adopted by the Group.

These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

*Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are also shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "**Adjusted results**".*

A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section.

Performance highlights

Year 2020	(EUR million) Key economic data	1st semester		2nd quarter	
		2021	2020	2021	2020
974	Revenues Adjusted ⁽¹⁾	526	498	245	221
481	EBITDA adjusted ⁽¹⁾	281	263	121	107
183	EBIT adjusted ⁽¹⁾	147	114	54	32
110	Net Profit	93	74	30	22
108	of which profit attributable to owners of the parent	92	72	29	20
106	Adjusted Net profit attributable to owners of the parent ⁽¹⁾	100	70	35	16
Key financial data					
3,209	Net adjusted invested capital ⁽²⁾	3,400	3,236	3,400	3,236
1,770	Shareholders' Equity Adjusted	1,708	1,733	1,708	1,733
1,439	Total net financial indebtedness ⁽²⁾	1,692	1,503	1,692	1,503
417	of which non-recourse Project Financing ⁽³⁾	494	783	494	783
45%	Financial leverage adjusted	50%	46%	50%	46%
49%	EBITDA Margin %	54%	53%	49%	48%
Operating data					
1,967	Installed capacity of wind farms at the end of the period	<i>MW</i>	2,025	1,967	2,025
3,911	Electric power generation from wind farms	<i>KWh million</i>	1,994	2,208	839
480	Installed capacity of thermoelectric plants	<i>MW</i>	480	480	480
2,441	Electric power generation from thermoelectric plants	<i>KWh million</i>	1,050	1,131	525
527	Installed capacity of hydroelectric plants at the end of the period	<i>MW</i>	527	527	527
1,097	Electric power generation from hydroelectric plants	<i>KWh million</i>	998	553	331
141	Installed capacity of solar plants at the end of the period	<i>MW</i>	163	141	163
228	Electric power generation from solar plants	<i>KWh million</i>	115	120	74
14,897	Total sales of electric power	<i>KWh million</i>	7,504	7,607	3,281
156	Capital expenditure ⁽⁴⁾	<i>EUR million</i>	311	86	278
784	Employees at period end	<i>Units</i>	804	765	804
Net unit revenues ⁽⁵⁾					
119	Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	123	119	129
96	Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	97	97	102
89	Wind France	<i>Euro/MWh</i>	89	90	88
78	Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	84	72	84
66	Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	78	61	79
56	Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	81	52	86
n.a.	Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.	n.a.	n.a.
315	Solar Italy	<i>Euro/MWh</i>	326	311	328
109	Hydroelectric	<i>Euro/MWh</i>	104	107	122
35	Thermoelectric ⁽⁶⁾	<i>Euro/MWh</i>	29	30	33

⁽⁷⁾ Does not include special items and related applicable theoretical taxes.

⁽⁸⁾ Adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16 therefore excluding the recognition of assets and the discounting of future lease payments of approximately EUR 113 million from net financial indebtedness and approximately EUR 110 million from net invested capital.

⁽⁹⁾ Including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates.

⁽¹⁰⁾ In property, plant and equipment and intangible assets. They also include M&A investments of EUR 188 million made in the first half of 2021 for the acquisition of companies owning wind and solar farms in France (EUR 147 million) and a project for the construction of a wind farm in Sweden (EUR 41 million). In the first half of 2020 investments through Merger & Acquisition transactions amounted EUR 44 million for the acquisition of wind farms in France (EUR 42 million) and a project for the construction of a wind farm in Poland (EUR 2 million).

⁽¹¹⁾ Net unit revenue is expressed in EUR/MWh and is calculated by dividing the technology output by the revenue achieved on energy markets, inclusive of the impact of hedges, of any incentives due and the relative variable costs associated with generation/sale including, for example, the cost of fuel and imbalance costs.

⁽¹²⁾ With regard to thermoelectric, the contribution margin is meant net of the associated variable costs (CO₂, gas).

Performance by sector

Year 2020	(EUR million) Adjusted revenues	1st semester			2nd quarter		
		2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
402	Wind power	215	225	(10)	94	85	9
73	Solar	38	38	(0)	24	24	0
118	Hydroelectric power	104	59	46	41	26	15
381	Thermoelectric power ⁽¹⁾	168	176	(8)	86	85	0
36	Corporate	18	17	1	10	8	1
(36)	Intra-segment revenues	(18)	(17)	(1)	(10)	(8)	(1)
974	Total adjusted revenues	526	498	28	245	221	25
Adjusted EBITDA							
282	Wind power	157	166	(9)	63	57	6
66	Solar	34	35	(1)	22	22	(0)
81	Hydroelectric power	84	40	43	30	16	13
67	Thermoelectric power ⁽¹⁾	15	30	(15)	9	15	(5)
(15)	Corporate	(8)	(8)	0	(4)	(4)	0
481	Adjusted EBITDA	281	263	18	121	107	14
Amortisation, depreciation and write-downs							
(165)	Wind power	(76)	(84)	8	(38)	(41)	4
(42)	Solar	(20)	(21)	0	(10)	(10)	0
(57)	Hydroelectric power	(22)	(29)	7	(11)	(14)	3
(30)	Thermoelectric power	(15)	(15)	(0)	(7)	(7)	(0)
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)	(1)	(1)	0
(298)	Amortisation and depreciation adjusted	(135)	(149)	15	(67)	(75)	8
Adjusted EBIT							
118	Wind power	81	83	(2)	25	16	10
23	Solar	13	14	(1)	12	12	0
24	Hydroelectric power	62	11	50	19	2	17
37	Thermoelectric power ⁽¹⁾	0	15	(15)	2	7	(6)
(19)	Corporate	(9)	(10)	0	(5)	(5)	1
183	Adjusted EBIT	147	114	33	54	32	22
Investments ⁽²⁾							
127	Wind power	277	71	206	250	17	233
2	Solar	24	1	23	23	0	23
6	Hydroelectric power	3	2	1	2	1	1
18	Thermoelectric power	7	12	(5)	2	6	(4)
2	Corporate	1	1	(0)	0	0	0
156	Total investments	311	86	225	278	25	253

⁽³⁾ Includes the residual contribution from minor portfolios managed by Energy Management not attributable to individual business units. With regard to revenues, the share for the resale of electricity purchased from the market was approximately EUR 30 million (EUR 26 million in 2020).

⁽⁴⁾ Includes investments in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments.

Adjusted Income Statement

To enhance understandability of the Group's performance, the operating results are shown in this section excluding impacts relating to the adoption of IFRS 9 and of special items, and with the reclassification for IFRS 16. For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the Alternative Performance Indicators section below.

(EUR million)	1st semester			2nd quarter		
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
Adjusted Income Statement						
Revenue	526	498	28	245	221	25
Other revenue	3	11	(7)	2	4	(2)
TOTAL REVENUE	529	508	20	247	225	23
Costs for purchase and changes in inventory	(133)	(131)	(2)	(68)	(61)	(7)
Costs for services and other operating costs	(80)	(82)	2	(41)	(41)	(1)
Personnel Expense	(34)	(33)	(1)	(18)	(17)	(1)
EBITDA	281	263	18	121	107	14
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(135)	(149)	15	(67)	(75)	8
EBIT	147	114	33	54	32	22
Net financial income (expenses)	(16)	(25)	10	(8)	(12)	4
Net income (loss) from equity investments	0	0	(0)	0	0	(0)
Profit before taxes	131	88	43	46	20	26
Income taxes	(31)	(17)	(14)	(10)	(2)	(8)
Profit for the period	100	71	29	35	18	18
Minority interests	(1)	(1)	1	(1)	(1)	1
Group's net profit (loss)	100	70	30	35	16	18

Adjusted Statement of Financial Position

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, used in the preparation of the annual financial report, highlighting the **uses** of resources in non-current assets and in working capital and the related funding **sources**. For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section below.

The *adjusted* values at 30 June 2021 do not include the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 113 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 110 million.

30/06/2020	Stato Patrimoniale riclassificato adjusted	30/06/2021	31/12/2020
	(milioni di Euro)		
3,350	Capitale immobilizzato	3,437	3,262
150	Capitale circolante operativo netto	101	152
(5)	Fondi per benefici ai dipendenti	(5)	(5)
242	Altre attività	333	213
(501)	Altre passività	(466)	(412)
3,236	Capitale investito netto	3,400	3,209
1,722	Patrimonio netto di Gruppo	1,699	1,760
11	Patrimonio netto di terzi	9	10
1,503	Indebitamento finanziario netto	1,692	1,439
3,236	Mezzi propri e debiti finanziari	3,400	3,209

Cash Flow

(milioni di Euro)

Cash Flow	1st semester		2nd quarter	
	2021	2020	2021	2020
Adjusted EBITDA	281	263	121	107
Change in net working capital	(6)	(48)	(9)	(18)
Cash Flow from operations	275	215	112	89
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	(123)	(42)	(90)	(25)
Company acquisitions (business combinations)	(188)	(44)	(188)	-
Capital expenditure in financial non-current assets	-	(0)	-	-
Divestments and other changes	7	1	4	1
Cash Flow from investments/divestments	(304)	(85)	(274)	(23)
Financial income (expense)	(16)	(25)	(8)	(12)
Closure of loans	(2)	-	(0)	-
Net gains (losses) on equity investment	0	0	0	0
Cash Flow from financial management	(17)	(25)	(8)	(12)
Cash Flow from tax management	(25)	(14)	(23)	(14)
Distribution of dividends	(113)	(114)	(113)	(114)
Other changes in equity	(68)	(4)	(69)	(14)
Cash Flow from Shareholders'equity	(181)	(118)	(182)	(127)
Change in the consolidation scope	-	-	-	-
Opening net financial indebtedness	1,439	1,476	1,316	1,415
<i>Change in the period</i>	<i>252</i>	<i>26</i>	<i>376</i>	<i>87</i>
Closing net financial indebtedness	1,692	1,503	1,692	1,503

ALTERNATIVE PERFORMANCE INDICATORS

Definitions

On 3 December 2015 CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators (APIs) in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 – 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility.

Some of the APIs used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group.

These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results".

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable standards, the method used by the Group to determine these indicators may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Definitions of the APIs used by the Group and a reconciliation with the items of the Financial Statements templates adopted are as follows:

- **Adjusted revenue** is revenue, as indicated in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items);
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment" to the net operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements;
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **Adjusted EBIT** is the net operating profit, explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment;
- The **Adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax;
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special income statement components of an extraordinary nature (special items), and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application, net of the related tax effects;
- **Investments** are the sum of investments in property, plant and equipment and intangible assets;
- **Net operating working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital** is the sum of Non-current assets, Net operating working capital, Liabilities related to Post-employment benefits, Other assets and Other liabilities;
- **Adjusted net invested capital** is Net invested capital, as defined above, with the exclusion of the impact relative to the application of IFRS 16 mainly linked to the increase in right-of-use assets;
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with CONSOB communication no. 15519/2006, also including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments.
- **Adjusted net financial indebtedness** is the net financial indebtedness, as defined above, net of the liability linked to the discounting of future lease payments, following the application of IFRS 16.
- **Financial leverage** is calculated by comparing the adjusted net financial indebtedness (including Project Financing) to the adjusted net invested capital.
- **Special items** include significant special income components of an extraordinary nature. These include:

- income and expenses connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do not frequently re-occur over the normal course of business;
- income and expenses related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
- capital gains and losses linked to the disposal of assets;
- significant impairment losses recognised on assets following impairment tests;
- income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.

COVID-19 emergency

There are no items related to the COVID-19 emergency in the first half 2021; in the same period of the previous year the donation made by the Group, equal to EUR 2 million, was isolated as a special item

IFRS 16

In application of IFRS 16, the Group, as lessee, has recognised a liability for leases and right-of-use assets related mainly to the Wind business and to the relative use of land, warehouses, buildings, equipment, substations and machine inventory.

The application of the standard has changed the presentation in the income statement of costs for operating leases: these costs are now recognised as amortisation of the right-of-use asset and as financial expense correlated to the liability linked to the discounting of future lease payments.

Previously, the Group recognised costs for operating leases on a straight-line basis over the lease term, essentially when the relative lease payments were made.

The application of IFRS 16 has therefore led to:

- an improvement in gross operating profit (EBITDA) in respect of the lease payments that fall within the scope of IFRS 16, of approximately EUR 5 million;
- an increase (approximately EUR 113 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 110 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation (EUR 3 million) and greater financial expense (EUR 2 million) linked to the application of the above-mentioned method.

Based on the above, and given the typical nature of the item, in order to best present the business profitability, it has been deemed opportune to recognise, in the adjusted Income Statement, the amortisation of the right-of-use assets during the period and the financial expense on the IFRS 16 payable within the adjusted EBITDA, by way of a reasonable estimate of the lease costs in accordance with the financial expression (periodic instalment) of the same. Similarly, the adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the liability linked to the discounting of future lease payments. For the reconciliation of the above-mentioned amounts, reference is made to the “Alternative Performance Indicators” section.

Reconciliation with adjusted operating results

Year	EBITDA		1st semester		2nd quarter	
2020	(Euro million)	Note	2021	2020	2021	2020
468.4	EBITDA		280.8	264.9	117.7	108.4
	Special items exclusion					
	Corporate					
2.5	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations	1	2.7	1.4	2.7	1.0
(1.1)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.5)	(0.5)	(0.3)	(0.3)
2.0	- Reversal of COVID-19 donation	3	-	2.0	-	-
-	- Reversal CEO termination indemnity	4	2.8	-	2.8	-
1.1	- Reversal for release of provision for disposed businesses	5	-	-	-	-
	Thermoelectric					
(1.2)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.5)	(0.6)	(0.3)	(0.3)
	Hydroelectric					
(0.2)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)
15.8	- Reversal of allocation to provision for Local Entities	6	-	-	-	-
	Solar					
(0.4)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)
0.2	- Reversal of allocation to provision for Local Entities	6	-	-	-	-
	Wind					
(7.4)	- IFRS 16 reclassification	2	(3.4)	(3.8)	(1.7)	(2.0)
1.1	- Reversal of allocation to provision for Local Entities	6	-	-	-	-
480.8	Adjusted EBITDA		281.5	263.0	120.7	106.7
Year	Amortisation, depreciation and impairment losses		1st semester		2nd quarter	
2020	(Euro million)		2021	2020	2021	2020
(313.3)	Amortisation and depreciation and impairment losses		(137.6)	(152.8)	(68.5)	(76.0)
	Special items exclusion					
6.5	- IFRS 16 reclassification	2	2.9	3.4	1.4	1.4
9.3	- Reversal write-down of plants in Germany	7	-	-	-	-
(297.5)	Adjusted depreciation and amortisation		(134.7)	(149.4)	(67.1)	(74.6)
Year	Profit attributable to owners of the parent		1st semester		2nd quarter	
2020	(Euro million)		2021	2020	2021	2020
107.9	Profit attributable to owners of the parent		92.4	72.4	28.9	20.0
	Special items exclusion					
0.0	IFRS 16 reclassification	2	(0.0)	0.0	(0.0)	(0.2)
1.8	Exclusion of the impact of the COVID-19 donation	3	-	1.5	-	-
30.4	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	8	1.2	-	0.3	-
2.4	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	1	2.7	1.4	2.7	1.0
-	Exclusion CEO termination indemnity	4	2.1	-	2.1	-
(0.6)	Exclusion of IRAP 2019 balance - Decreto Rilancio	9	-	(0.6)	-	(0.6)
(57.0)	Exclusion of deferred taxes on goodwill exemption Solar and alignment Hydro plants	10	-	(3.1)	-	(3.1)
1.0	Exclusion of expenses related to disposed Businesses	4	-	-	-	-
13.8	Exclusion of expenses related to allocations to Local Entities provisions	5	-	-	-	-
6.6	Exclusion of write-down of plants in Germany	6	-	-	-	-
(0.5)	Exclusion impact gains/losses on IFRS 9	11	1.2	(1.9)	0.6	(0.8)
105.8	Adjusted profit attributable to the owners of the parent		99.5	69.7	34.6	16.3

12. Accessory charges relating to other non-recurring transactions and the acquisitions in 2021 relating to operational wind farms and solar installations in France, the acquisition of a project for the development of a wind farm in Sweden, as well as the unsuccessful acquisitions.
13. Reclassification for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous paragraph.
14. Donation approved in the first half of 2020.
15. The termination indemnity as a result of the succession of the Chief Executive Officer, which took place on 26 April 2021.
16. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group.
17. Allocations to provisions for risks vis-à-vis institutional counterparties in respect of charges related to fees to be paid to Local Entities for public concessions (equal to EUR 17 million in 2020).
18. Impairment losses recognised on some wind farms in Germany following the Impairment Test procedure in the 2020 Financial Statements.
19. Financial expense related to the early closure of Corporate loans and project financing as part of liability management transactions.
20. Reversal of the IRAP benefit deriving from the Italian "Rilancio" Decree Law, which introduced the cancellation of the payment of the IRAP balance for the 2019 tax period.
21. Exclusion of the positive effect related to the release of deferred taxation on the revaluation of hydroelectric plants and the substitute tax on capital gains related to the Andromeda (Solar) Business Combination in 2019.
22. The Group renegotiated a number of loans during the period. IFRS 9 does not allow for the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability: this resulted in net gains of approximately EUR 2 million being accounted for in the first half of 2021. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial expense related to the debt service payment, deferring the recognition of benefits of the renegotiation over the remaining term of the liability and not recognising them all in one immediate entry at the time of the amendment. The adjustment commented herein relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing transactions of previous years.