

a



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2021

Terzo Trimestre 2021

- **MOL consolidato adjusted¹: 119 milioni di euro, 99 milioni nel Terzo trimestre 2020**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted: 30 milioni di euro, 9 milioni nel Terzo trimestre 2020**

Primi nove mesi del 2021

- **MOL consolidato adjusted: 400 milioni di euro, 362 milioni nei primi 9 mesi 2020**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted: 130 milioni di euro, 79 milioni nei primi 9 mesi 2020**
- Performance finanziaria solida vs scenario volatile: in un contesto di mercato estremamente volatile, caratterizzato da un aumento senza precedenti dei prezzi delle commodities, il Gruppo ha registrato nel terzo trimestre una crescita marcata del MOL (+20%) e del risultato netto di Gruppo (+65%) rispetto allo stesso periodo del 2020.
- Verso un modello di business pure "Wind&Solar": agli inizi di agosto ERG ha raggiunto un accordo con Enel per la cessione del nucleo idroelettrico per 1 miliardo di euro, il cui closing è atteso nei primi giorni del 2022. Un importante passo verso la trasformazione di ERG in un "pure player" eolico e solare.
- Crescita portafoglio RES in Europa: in ottobre ERG ha raggiunto un accordo, perfezionato successivamente, per l'acquisto di 15 parchi eolici e solari - per una potenza complessiva installata di 152,4 MW ed un enterprise value di 202 milioni di euro - in Francia ed in Germania, geografie nelle quali il Gruppo sta consolidando la propria presenza, potenziando la struttura locale e sviluppando importanti sinergie industriali. I relativi effetti economico-finanziari saranno consolidati dal 4Q 2021.
- Focus su Repowering e sviluppo organico: ERG si è aggiudicata una tariffa per 20 anni nell'ambito della sesta asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici con riferimento a 143 MW di nuova capacità da Repowering in Italia. Inoltre, ha ottenuto l'autorizzazione unica per un ulteriore progetto di Repowering ed un green field in Italia per una capacità totale pari a 100MW, che hanno partecipato alla settima asta che si è chiusa lo scorso 30 ottobre 2021. Proseguono in linea con gli obiettivi le costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW, in Polonia per 60 MW, in Francia per 27 MW e Svezia per 62 MW.
- Avanzamento modello infrastrutturale "quasi regolato": firmato in ottobre un PPA quinquennale con Engie per il ritiro di energia rinnovabile prodotta da cinque parchi eolici di ERG situati in Francia.
- Emissione terzo green bond: grazie al successo del terzo green bond da 500 milioni di euro recentemente collocato, il primo con scadenza a 10 anni, ERG è uno fra i primi "green" issuers italiani. Ad oggi le fonti di finanziamento ESG sono pari all'86% del totale del debito del Gruppo.
- Guidance 2021: rivista al rialzo la previsione per il margine operativo lordo, che è ora compresa in un intervallo tra 520 e 550 milioni di euro (in precedenza 505-525 milioni), gli investimenti tra 640 e 690 milioni (in precedenza 450-500 milioni), e l'indebitamento finanziario netto tra i 1.900 e i 2.000 milioni di euro (in precedenza 1550-1650 milioni).

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

Genova, 12 novembre 2021 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2021.

Risultati finanziari consolidati *adjusted*:

III Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Nove mesi		
2021	2020	Var %		2021	2020	Var. %
119	99	20%	MOL	400	362	10%
50	25	100%	Risultato operativo netto	196	139	42%
30	9	236%	Risultato netto di Gruppo	130	79	65%

	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.829	1.439	389
Leverage²	53%	45%	

Paolo Merli Amministratore Delegato di ERG ha commentato: *“Trimestre decisamente positivo. I risultati operativi beneficiano di maggiori produzioni da idroelettrico, eolico e solare, grazie anche al contributo della maggiore capacità installata. Più marcata la crescita dell’utile, con oneri finanziari e ammortamenti in forte calo grazie ai programmi di Liability Management, lato debito, e di Life Time Extension, lato portafoglio assets.*

Lo scenario prezzi senza precedenti, legato a gas e CO2, di cui abbiamo beneficiato solo parzialmente per effetto delle coperture, conferma l’urgenza della transizione energetica.

Nel periodo ERG ha accelerato il proprio percorso di trasformazione a operatore puro Wind & Solar, con la firma, da un lato, dell’accordo per la vendita degli asset idroelettrici e, dall’altro, con importanti investimenti per consolidare la presenza all’estero. E’ altresì in fase avanzata il processo competitivo per la cessione dell’impianto CCGT, che completerà la trasformazione.

Rivediamo al rialzo le guidance di margine operativo lordo, investimenti e indebitamento netto rispettivamente negli intervalli 520-550, 640-690 e 1.900-2.000 milioni di euro”.

Variazione perimetro di business

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

Si ricorda che alla fine del primo semestre 2021 il Gruppo ha acquisito il 100% del capitale di Omniwatt, società di diritto francese titolare di un portafoglio composto da cinque parchi eolici e due parchi fotovoltaici, riflettendo nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021 solo gli effetti patrimoniali del consolidamento dei nuovi asset.

Il terzo trimestre invece riflette anche il pieno contributo a conto economico dei risultati degli asset acquisiti.

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

Il closing è previsto all’inizio del 2022.

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

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo “Indicatori alternativi di performance”.

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

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

Terzo trimestre 2021

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

Il **marginale operativo lordo adjusted³**, al netto degli special item, si attesta a 119 milioni, in aumento di 19 milioni rispetto ai 99 milioni registrati nel terzo trimestre 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+15 milioni)**: margine operativo lordo pari a 57 milioni, in sensibile aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (42 milioni) principalmente per effetto del maggior risultato in Italia, pari a 40 milioni (28 milioni nel 2020), grazie alle produzioni in aumento rispetto ai valori del terzo trimestre 2020 (384 GWh nel 2021 rispetto ai 355 GWh del 2020), al miglior scenario di mercato ed al maggior valore dell'incentivo GRIN. Il margine operativo all'estero, pari a 16 milioni, è in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (14 milioni) per effetto del miglior scenario di mercato di mercato e di un effetto perimetro di 2 milioni derivante dal consolidamento di cinque parchi eolici in Francia.
- **Solare (+1 milione)**: il margine operativo lordo, pari a 24 milioni, risulta sostanzialmente in linea al terzo trimestre 2020 (23 milioni) con volumi lievemente inferiori in Italia (72 GWh nel terzo trimestre 2021 rispetto ai 76 GWh del terzo trimestre 2020) in gran parte compensati dai prezzi di mercato in rialzo rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2020. Effetto perimetro di 1 milione (9 GWh) derivante dal consolidamento di due parchi fotovoltaici in Francia.
- **Idroelettrico (+16 milioni)**: margine operativo lordo di 34 milioni (18 milioni nel terzo trimestre 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto al terzo trimestre 2020 (325 GWh nel terzo trimestre 2021 rispetto ai 225 GWh del terzo trimestre 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.
- **Termoelettrico (-13 milioni)**: il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 8 milioni (21 milioni nel terzo trimestre 2020) risente sia del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento che di uno scenario particolarmente sfavorevole per il significativo e repentino aumento dei prezzi di gas e CO₂, solo in parte mitigato dalle operazioni di copertura. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1, avviata a inizio settembre, finalizzata al revamping dello stesso che permetterà, tra l'altro, di beneficiare dei certificati bianchi per i successivi 10 anni dal riavvio del modulo.

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

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 50 milioni (25 milioni nel terzo trimestre 2020) dopo ammortamenti per 69 milioni, in decremento rispetto al terzo trimestre 2020 (74 milioni) principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 30 milioni in aumento rispetto al terzo trimestre 2020 (9 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (7 milioni) sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al terzo trimestre 2020 (13 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso del secondo semestre del 2020 e nei primi 9 mesi del 2021.

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

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

L'indebitamento finanziario netto adjusted risulta pari a 1.829 milioni, in aumento (137 milioni) rispetto al 30 giugno 2021 (1.692 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (56 milioni) principalmente legati ai parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (168 milioni), solo in parte compensati dal positivo flusso di cassa (94 milioni⁴).

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

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2021 a circa 111 milioni.

Primi nove mesi 2021

Nei primi nove mesi del 2021 i **ricavi adjusted** sono pari a 789 milioni, in sensibile aumento di 69 milioni rispetto all'analogo periodo del 2020 (721 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni dell'idroelettrico, del sensibile incremento dei prezzi di cessione dell'energia e del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 109,4 €/MWh). Questi effetti sono stati solo in parte compensati dalla riduzione della produzione dell'eolico all'estero e dal termine del primo decennio ad alta cogeneratività dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo adjusted⁵**, al netto degli special item, si attesta a 400 milioni, in aumento di 38 milioni rispetto ai 362 milioni registrati nei primi nove mesi del 2020. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+5 milioni):** margine operativo lordo pari a 214 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2020 (208 milioni) per effetto del miglior risultato Italia pari a 145 milioni (125 nei primi nove mesi del 2020) prevalentemente dovuto al miglior scenario di mercato e al maggior valore dell'incentivo GRIN. Tale risultato in parte compensato dal minor margine estero, pari a 68 milioni (83 milioni nei primi nove mesi del 2020), che ha risentito di scarsa condizione anemologica rispetto ai valori particolarmente elevati del 2020 (1.242 GWh nel 2021 rispetto ai 1.466 GWh del 2020), in un contesto generale di sostenuta ripresa dello scenario di mercato, a cui si aggiunge un effetto perimetro di 2 milioni derivante dal consolidamento di cinque parchi eolici in Francia.
- **Solare:** il margine operativo lordo, pari a 57 milioni, risulta sostanzialmente in linea ai primi nove mesi del 2020 (57 milioni) anche grazie al contributo di 1 milione derivante dell'ingresso di due parchi solari in Francia a partire dal 30 giugno 2021.
- **Idroelettrico (+60 milioni):** margine operativo lordo di 117 milioni (58 milioni nei primi nove mesi 2020), in forte aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato beneficia di produzioni notevolmente superiori rispetto ai primi nove mesi 2020 (1.323 GWh nei primi nove mesi 2021 rispetto ai 778 GWh dell'analogo periodo del 2020) grazie all'elevata disponibilità di risorsa, in particolare se confrontata al 2020, ampiamente sotto i livelli medi storici.
- **Termoelettrico (-28 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 23 milioni, è inferiore rispetto ai 51 milioni dei primi nove mesi del 2020 principalmente a seguito del termine del periodo di cogeneratività ad alto rendimento su entrambi i moduli dell'impianto CCGT per circa 17 milioni, in parte compensati da maggiori margini derivanti dai servizi di dispacciamento. L'effetto scenario, con la contrazione dei margini di generazione dovuto prevalentemente al significativo aumento dei prezzi di gas e CO₂, è stato mitigato solo in parte dalle operazioni di copertura. I risultati risentono anche della fermata generale del Modulo 1 avviata ad inizio settembre. Si ricorda inoltre che i primi nove mesi 2020 avevano beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

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

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

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

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 196 milioni (139 milioni nei primi nove mesi del 2020) dopo ammortamenti per 204 milioni, in sensibile decremento rispetto al comparativo del 2020 (224 milioni) principalmente a seguito della rivisitazione della vita utile di alcuni asset relativi agli impianti idroelettrici ed eolici.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 130 milioni, inclusivo di circa 2 milioni spettanti alle minorities, in sensibile aumento rispetto al risultato dei primi nove mesi del 2020 (79 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari. Gli oneri finanziari netti (23 milioni) sono risultati inferiori rispetto all'analogo periodo del 2020 (38 milioni) per il ridursi del costo del debito lordo grazie al pieno contributo delle operazioni di *liability management* avvenute nel corso del 2020 e primo semestre 2021.

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

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.829 milioni**, in aumento (389 milioni) rispetto al 31 dicembre 2020 (1.439 milioni). La variazione riflette principalmente l'impatto delle recenti acquisizioni in Francia e in Svezia (188 milioni), gli investimenti del periodo (179 milioni) principalmente legati allo sviluppo dei parchi eolici nel Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading, la distribuzione di dividendi (113 milioni), il pagamento delle imposte (25 milioni), l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del fair value degli strumenti di copertura futures su commodities (254 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa (354 milioni⁶) ed altre poste positive (15 milioni).

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

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2021 a circa 111 milioni.

Investimenti

III Trimestre		Milioni di Euro	Nove mesi	
2021	2020		2021	2020
48	19	Eolico	325	90
0	1	Solare	24	2
6	1	Termoelettrico	13	13
1	2	Idroelettrico	4	4
0	0	Coporate	1	1
56	23	Totale Investimenti	367	110

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

Nei primi nove mesi del 2021 gli **investimenti** sono stati pari a **367 milioni** (110 milioni nei primi nove mesi 2020)

⁶ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

e si riferiscono principalmente all'acquisizione, avvenuta nel mese di giugno, di parchi eolici e solari in Francia (per 147 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia (41 milioni). Nel corso del periodo sono stati effettuati **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** per circa 179 milioni di cui l'89% nel settore Eolico (70% nell'analogo periodo del 2020), principalmente correlati al proseguimento delle costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 250 MW, Polonia per 60 MW, Francia 27 MW e Svezia per 62 MW, e all'avvio delle attività di Repowering sui parchi di Partinico-Monreale, Mineo- Militello e Vizzini per 143 MW di nuova capacità eolica; il 7% si riferisce al settore Termoelettrico (20% nei primi nove mesi del 2020) a seguito degli investimenti di ammodernamento ed efficientamento del ciclo combinato, che garantiranno la qualifica di CAR ("Cogeneratività Alto Rendimento") per il modulo 1 del CCGT per altri dieci anni, il 2% al settore Idroelettrico (6% nei primi nove mesi del 2020), l'1% al settore Solare (3% nei primi nove mesi del 2020) e l'1% alla Corporate (2% nei primi nove mesi del 2020), principalmente riguardanti l'area ICT e progetti minori di mantenimento e sviluppo.

Eolico: (325 milioni) di cui 48 milioni nel terzo trimestre si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (58 MW) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Svezia ed alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici in UK (100 milioni), Polonia (35 milioni) e Francia (5 milioni), all'avvio delle attività di Repowering sugli impianti di Partinico-Monreale e Mineo-Militello e Vizzini (4 milioni) e al completamento delle attività di Reblading sull'impianto di Lacedonia-Monteverde (6 milioni) oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Relativamente ai parchi eolici in costruzione, i due progetti in UK (nel Nord Irlanda), Evishagaran per 47 MW e Craiggore per 24 MW di cui è prevista la COD a fine 2021, presentano un avanzamento delle attività pari a circa il 90%, in linea con le previsioni, il progetto in Francia Valle dell'Aa Ext. per 7 MW presenta un avanzamento superiore al 50% anch'esso con COD prevista a fine 2021. Per i restanti parchi eolici in costruzione in UK (Scozia), Polonia e Francia le cui COD sono previste nel corso del 2022, sono confermate le timeline di costruzione.

Solare: (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: (4 milioni) si riferiscono principalmente a commesse di sviluppo impianti mini-idro, di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Termoelettrico: (13 milioni) si riferiscono principalmente al progetto di revamping della turbina a vapore, del generatore elettrico e degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 della centrale CCGT, orientati ad una maggiore efficienza dell'impianto che permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal primo parallelo dei nuovi componenti, atteso entro la fine del 2021, per i successivi dieci anni.

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

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

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

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

tabella⁷ seguente:

2021	3° trimestre			Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Nove mesi			
	2020	Δ	Δ%		2021	2020	Δ	Δ%
702	674	27	4%	Produzione eolica	2.696	2.883	-186	-6%
384	355	30	8%	di cui Italia	1.454	1.416	37	3%
318	320	-2	-1%	di cui Estero	1.242	1.466	-224	-15%
81	76	5	7%	Produzione solare	195	196	0	0%
72	76	-4	-5%	di cui Italia	186	196	-9	-5%
9	0	9	n.a	di cui Estero	9	0	9	n.a
325	225	100	44%	Produzione idroelettrica	1.323	778	545	70%
459	694	-235	-34%	Produzione termoelettrica	1.509	1.824	-315	-17%
1.567	1.669	-102	-6%	Produzioni complessive impianti ERG	5.724	5.681	43	1%

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

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

Eolico: la produzione di energia elettrica da fonte eolica, pari a 702 GWh, in aumento del 4% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (674 GWh), per effetto di condizioni anemologiche più favorevoli in Italia (+8%) rispetto a quelle depresse dell'analogo periodo del 2020, con volumi all'Estero sostanzialmente in linea. L'aumento delle produzioni in Italia (+30 GWh) è legato a condizioni anemologiche migliori a quelle registrate nel 2020 in tutte le regioni ad eccezione del Molise (-15%), con Puglia e Campania che hanno registrato volumi fortemente superiori.

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

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

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro nel **terzo trimestre 2021** pari a 325 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia sui mercati e da incentivi nel periodo ed altre componenti minori, pari a circa 135 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 120 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2020.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica al netto delle coperture sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 459 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (694 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO₂, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le *risk policy* di Gruppo.

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

⁷ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

Primi nove mesi del 2021

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

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

Per quel che riguarda l'estero, la riduzione delle produzioni di 224 GWh per effetto della bassa ventosità riscontrata rispetto all'analogo periodo del 2020 è riconducibile a tutti i paesi e risulta più spiccata in Francia (-91 GWh), nonostante il consolidamento di cinque parchi a partire dal 30 giugno 2021 (+25 GWh), Germania (-65 GWh) e Polonia (-37 GWh).

Solare: le produzioni sono risultate pari a circa 195 GWh, in linea ai primi nove mesi del 2020, con il relativo load factor pari al 20% sostanzialmente in linea al 2020. Il load factor è stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli periodi.

Idroelettrico: le produzioni complessive di ERG Hydro pari a 1.323 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia sui mercati e da incentivi nel periodo ed altre componenti minori, pari a circa 112 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 111 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2020.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica al netto delle coperture sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario superiore a quello del 2020 di 99,0 Euro/MWh e pari a circa 109,4 Euro/MWh.

Termoelettrico: la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.509 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (1.824 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dal significativo aumento del prezzo di gas e CO₂, parzialmente compensati dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e dal maggior ricorso al mercato dei servizi di dispacciamento.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 751 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 809 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2020.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre

Il 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.

(Comunicato del 21 luglio 2021).

Il 2 agosto 2021 ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha completato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. Il corrispettivo in termini di enterprise value, calcolato alla data del 31.12.2021, è pari a €1.0bn.

Il portafoglio di asset di proprietà di ERG Hydro S.r.l. consta di un sistema integrato di produzione di energia idroelettrica che si estende fra Umbria, Lazio e Marche. Si compone di 19 impianti idroelettrici, 7 impianti minihydro, 7 dighe, 4 bacini (corrispondenti a Salto, Turano, Corbara e Piediluco) e una stazione di pompaggio, per una potenza efficiente di 527 MW. La produzione media annua si attesta a circa 1,5 TWh. Il funzionamento del complesso idroelettrico è garantito da 114 persone, incluse nel perimetro, tra tecnici altamente specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate. Per queste risorse,

grazie ad una proficua collaborazione con le componenti sindacali e la seria disponibilità del compratore, la società ha raggiunto un accordo innovativo per il settore elettrico che garantisce importanti tutele per i lavoratori ERG facenti parte della società oggetto di cessione.

Il closing è previsto all'inizio del 2022.
(Comunicato Stampa del 02/08/2021).

Il **5 agosto 2021** ISS ESG ha promosso ERG al rating A- (precedente B+), posizionando il Gruppo al primo posto del ranking mondiale nel settore "Electric Utilities" che comprende 125 aziende a livello internazionale. ISS attribuisce al Gruppo ERG il miglior punteggio, sulla base dell'ottima performance nelle aree ambientali, sociali e di governance Science Based Target initiative (SBTi) ha approvato e certificato i target di riduzione delle emissioni riflessi nel Piano Industriale 2021_2025.

(Comunicato Stampa del 05/08/2021).

Il **5 agosto 2021** e l'**8 settembre 2021** ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un terzo prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 10 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 3 miliardi.

L'emissione ha forma di Green Bond e si prevede di destinarne circa il 40% al rifinanziamento di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo ERG e il restante 60% circa al finanziamento di nuovi progetti da fonte eolica e solare nei Paesi Europei in cui ERG opera.

L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari ad oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose e differenti aree geografiche; significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, riconoscono una cedola lorda annua al tasso fisso dello 0,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,752% del valore nominale.

(Comunicato Stampa del 05/08/2021 e del 08/09/2021).

Il **6 agosto 2021** ERG ha concluso, attraverso la propria partecipata Erg Power Generation S.p.A, un accordo con ISAB (Gruppo Lukoil) per la modifica ed estensione al 2032 del vigente contratto di fornitura dell'intero fabbisogno energetico della raffineria ISAB di Priolo Gargallo, il cui termine era previsto al 31 marzo 2025. L'impianto CCGT di ERG fornirà su base annua un quantitativo di circa 150 GWh di energia elettrica e circa un milione di tonnellate di vapore a ISAB, principale consumatore del sito di Priolo.

(Comunicato Stampa del 06/08/2021).

Il **28 settembre 2021** ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 143 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della sesta asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici. Si tratta, in particolare, di tre progetti di repowering, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, tutti ubicati in Sicilia, per i quali ERG, lo scorso 14 aprile, aveva ottenuto le Autorizzazioni Uniche. I progetti di ERG sono stati aggiudicati al minimo sconto del 2%.

L'entrata in esercizio dei nuovi parchi, la cui costruzione è in fase di avvio e la cui produzione stimata a regime è di circa 330 GWh annui, pari a circa 166 kt di emissione di CO2 evitata ogni anno, è prevista tra la fine del 2022 ed il terzo trimestre del 2023.

L'investimento complessivo nei tre progetti ammonta a circa 150 milioni di euro.

(Comunicato Stampa del 28/09/2021).

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Il **1° ottobre 2021** e il **28 ottobre 2021** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS ed ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto con NAEV Austria Beteiligungs GmbH e NAEV Austria GmbH & Co. OG due accordi per l'acquisizione del 100% del capitale di 15 società proprietarie di un portafoglio rinnovabile in operation di 152,4 MW in Francia ed in Germania. Il portafoglio impianti è composto da sette parchi fotovoltaici e tre parchi eolici in Francia, per un totale di potenza installata rispettivamente di 56,7 e 40,6 MW, e da cinque parchi eolici in Germania, per un totale di 55,1 MW.

(Comunicato Stampa del 01/10/2021 e 28/10/2021).

Il **1° ottobre 2021** ERG, tramite le sue controllate in Francia ha sottoscritto un accordo con ENGIE SA, leader mondiale dell'energia e dei servizi, per un Power Purchase Agreement (PPA) quinquennale per il ritiro di energia rinnovabile prodotta da cinque parchi eolici di ERG situati in Francia.

I cinque impianti, che hanno una capacità complessiva installata di 55 MW e una produzione annua di energia di oltre 100 GWh, usciranno dallo schema di incentivi FIT (Feed in Tariff) alla fine del 2021.

La fornitura avverrà in modalità "pay-as-produced" con una remunerazione a prezzo fisso su tutta l'energia prodotta.

(Comunicato Stampa del 01/10/2021)

Il **14 ottobre 2021** ERG ed Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) hanno siglato un accordo di collaborazione pluriennale finalizzato ad accelerare il processo di digitalizzazione nel settore delle energie rinnovabili.

(Comunicato Stampa del 14/10/2021)

Il **19 ottobre 2021** ERG entra nel nuovo MIB ESG Index di Borsa Italiana, il primo indice ESG dedicato alle 40 più importanti emittenti italiane quotate che si distinguono per le migliori pratiche nell'ambito della sostenibilità.

(Comunicato Stampa del 19/10/2021)

Evoluzione prevedibile della gestione

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

Eolico

Il Margine operativo lordo per l'Italia è previsto in crescita rispetto al 2020 a seguito di maggiori volumi e dei maggiori prezzi di vendita attesi. Il risultato all'estero invece è previsto in linea rispetto a quello del 2020 per effetto di condizioni anemologiche meno favorevoli registrate nei primi nove mesi rispetto a quelle particolarmente elevate del 2020. Tali effetti saranno in parte compensati dal consolidamento a partire dal secondo semestre dei parchi acquisiti in Francia (58 MW) e dal perimetro derivante dalla nuova acquisizione di tre parchi eolici in Francia (41 MW) e di cinque parchi in Germania (55 MW) che saranno consolidati nel quarto trimestre, oltre al maggior contributo atteso dai parchi in Est Europa e in Germania per effetto del miglior scenario e dall'entrata in esercizio a fine periodo dei primi parchi attualmente in costruzione nel Regno Unito.

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

Solare

ERG nel 2021 mette in atto la propria strategia di sviluppo internazionale con l'acquisizione di due parchi solari in Francia per complessivi 22 MW, i cui effetti economici sono stati consolidati a partire dal 1 luglio dell'esercizio in corso, e dall'acquisizione di ulteriori sette parchi fotovoltaici in Francia per complessivi 57 MW che saranno consolidati nel corso del quarto trimestre. Gli impianti italiani continueranno a beneficiare di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi, capitalizzando le competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti.

Si stima per l'intero esercizio 2021 un Margine Operativo Lordo in lieve aumento rispetto al 2020.

Idroelettrico

Si prevedono volumi stimati superiori alla media storica, in particolare rispetto a quelli depressi del 2020, grazie all'elevata disponibilità idrica e all'utilizzo degli invasi. Il risultato beneficerà inoltre di prezzi di vendita in significativa crescita oltre ad un maggior valore dell'incentivo rispetto ai valori dello scorso anno.

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

Termoelettrico

Il risultato 2021 risentirà del venire meno dei ricavi da certificati bianchi per la fine del primo periodo di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento), di margini di generazione in contrazione per effetto del repentino e significativo incremento dei prezzi di gas e CO2 solo in parte compensati dall'apprezzamento dell'energia elettrica nonché della fermata straordinaria dell'impianto finalizzata al rinnovamento del sistema vapore che permetterà di beneficiare della produzione di titoli di efficienza energetica a partire dal 2022. Tali effetti saranno solo in parte compensati dai maggiori introiti derivanti dalla performance sui mercati dei servizi di dispacciamento.

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

Alla luce degli effetti di cui sopra, si rivede al rialzo la guidance del margine operativo lordo consolidato per l'esercizio 2021 nell'intervallo 520- 550 milioni di Euro rispetto al precedente 505- 525 milioni di Euro (481 milioni di Euro nel 2020); tali stime sono state effettuate in un contesto straordinario di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica.

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

L'indebitamento finanziario netto a fine 2021, riflettendo le variazioni citate sul margine operativo lordo e sugli investimenti, è

atteso nel range tra 1,90 e 2,00 miliardi di Euro in rialzo rispetto all'intervallo precedente di 1,55 e 1,65 (1,44 nel 2020); si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette l'incremento del fair value negativo dei future commodities legato alle operazioni di copertura dello scenario prezzi, in coerenza con le politiche di rischio del Gruppo.

Ulteriori informazioni

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 nel Resoconto Intermedio 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 terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2021 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 14:30 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 12 novembre 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). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2021 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "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 ESG, IR & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu

Anna Cavallarín Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3393985139 – 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".

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

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

Sintesi dei risultati

3°trimestre		(milioni di Euro)		9 mesi	
2021	2020	Principali dati economici		2021	2020
264	223	Ricavi adjusted ⁽¹⁾		789	721
119	99	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾		400	362
50	25	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾		196	139
10	(5)	Risultato netto		103	69
9	(5)	di cui Risultato netto di Gruppo		101	67
30	9	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾		130	79
Principali dati finanziari					
3.424	3.156	Capitale investito netto adjusted ⁽²⁾		3.424	3.156
1.595	1.735	Patrimonio netto adjusted		1.595	1.735
1.829	1.421	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾		1.829	1.421
269	643	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾		269	643
53%	45%	Leva finanziaria adjusted		53%	45%
45%	45%	Ebitda Margin %		51%	50%
Dati operativi					
2.025	1.967	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	<i>MW</i>	2.025	1.967
702	674	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	2.696	2.883
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	<i>MW</i>	480	480
459	694	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.509	1.824
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	<i>MW</i>	527	527
325	225	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.323	778
163	141	Capacità installata impianti solari a fine periodo	<i>MW</i>	163	141
81	76	Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	195	196
3.103	3.427	Vendite totali di energia elettrica	<i>milioni di KWh</i>	10.606	11.034
56	23	Investimenti ⁽⁴⁾	<i>milioni di Euro</i>	367	110
807	773	Dipendenti a fine periodo	<i>Unità</i>	807	773
Ricavi netti unitari ⁽⁵⁾					
140	122	Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	128	120
118	95	Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	102	97
89	88	Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	89	89
94	89	Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	86	76
121	66	Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	88	62
121	58	Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	91	54
n.a.	n.a.	Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.	n.a.
346	321	Solare Italia	<i>Euro/MWh</i>	334	315
82	n.a.	Solare Francia	<i>Euro/MWh</i>	82	n.a.
135	120	Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	112	111
35	40	Termoelettrico ⁽⁶⁾	<i>Euro/MWh</i>	31	34

⁽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 settembre 2021 a circa 111 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 109 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 nei primi nove mesi 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). Nei primi nove mesi 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

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

⁽¹⁾ Include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business. Relativamente ai ricavi, la quota parte per rivendita di energia elettrica acquistata dal mercato è stata pari circa 70 milioni (35 milioni nel 2020).

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

Conto Economico Adjusted

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

I risultati economici Adjusted comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati degli assets idroelettrici in corso di cessione, includendo tra l'altro il pieno contributo degli ammortamenti dei primi nove mesi del 2021.

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

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

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

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 è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato adjusted, che al 30 settembre 2021 non include:

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

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

Flussi Finanziari

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

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 adjusted⁸** 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 adjusted⁷** 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 adjusted⁷** 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 adjusted⁷** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted⁷** 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 adjusted⁷** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("*right of use*");
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- l'**indebitamento finanziario netto adjusted⁷** 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

⁸ I risultati adjusted non riflettono inoltre gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 5 agli asset idroelettrici in corso di cessione

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 nei primi nove mesi del 2021; si ricorda che nel corso del 2020 era stata isolata come *special item* l'elargizione liberale deliberata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro.

IFRS 16

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

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

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nei primi nove mesi del 2021:

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

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità 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.

Asset Rotation ERG Hydro

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Idroelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle valutazioni di mercato, ha deciso quindi, a partire dalla seconda decade di luglio, di avviare un programma per la potenziale dismissione degli impianti Idroelettrici, affidando al proprio management l'avvio delle trattative e dei relativi approfondimenti per la potenziale cessione dei citati asset.

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

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

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

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

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

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

Si precisa infine che l'informativa IFRS 5 qui indicata è da considerarsi indicativa e non esaustiva.

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

Asset Rotation ERG Power

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione che, alla data del 30 settembre 2021 (Reporting Date del presente documento) risultava ancora in corso di definizione.

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

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

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

3°trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		9 mesi	
2021	2020			2021	2020
(82,3)	(61,8)	Ammortamenti attività continue		(198,0)	(185,8)
(11,0)	(14,4)	Contributo attività destinate ad essere cedute		(32,8)	(43,2)
(93,2)	(76,2)	Ammortamenti e svalutazioni		(230,8)	(229,0)
Esclusione Special Items:					
1,6	1,8	- Riclassifica IFRS 16	2	4,5	5,2
22,7	-	- Storno svalutazione Repowering Wind Italy	5	22,7	-
(68,9)	(74,4)	Ammortamenti adjusted		(203,6)	(223,8)

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

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



Press release

The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the Interim Financial Report at 30 September 2021

Third quarter 2021

- **Adjusted consolidated EBITDA⁹: EUR 119 million, EUR 99 million in the third quarter of 2020.**
- **Adjusted Group net profit (loss): EUR 30 million, EUR 9 million in the third quarter of 2020**

First nine months of 2021

- **Adjusted consolidated EBITDA: EUR 400 million, EUR 362 million in the first 9 months of 2020.**
- **Adjusted Group net profit (loss): EUR 130 million, EUR 79 million in the first nine months of 2020.**
- Solid financial performance vs volatile scenario: in an extremely volatile market, characterised by an unprecedented increase in commodities' prices, the Group recorded excellent results, with marked growth in EBITDA (+20%) and in the Group's net profit (loss) (+65%) compared to the same period of 2020.
- Towards a pure "Wind & Solar" business model: at the beginning of August, ERG reached an agreement with Enel for the sale of the hydroelectric asset for EUR 1 billion, whose closing will take place in the very first days of 2022. An important step towards the transformation of ERG into a "Wind & Solar" pure player.
- Growth of the RES portfolio in Europe: in October ERG has reached an agreement, lately perfected, for the acquisition of 15 wind farms and solar plants – for a total installed capacity of 152.4 MW and an enterprise value of EUR 202 million – in France and Germany, geographical segments in which the Group is consolidating its presence, strengthening the local structure, and developing important industrial synergies. The related economic and financial effects will be consolidated from 4Q 2021.
- Focus on Repowering and organic development: ERG was awarded 143 MW of new capacity from Repowering in Italy with a 20-year tariff as part of the sixth auction called by GSE (Gestore dei Servizi Elettrici). It also obtained full authorisation for a project from Repowering and a green field in Italy for a total capacity of 100 MW as part of the seventh auction concluded on last 30 October 2021. Construction of wind farms continues in the UK for approximately 250 MW, in Poland for 60 MW, in France for 27 MW and in Sweden for 62 MW, in line with targets.
- Progress on "quasi-regulated" infrastructure model: a five-year PPA was signed in October with Engie for the withdrawal of renewable energy generated by five ERG wind farms located in France.
- Issue of the third green bond: thanks to the success of the recently placed third green bond of EUR 500 million, the first with a maturity of 10 years, ERG is now one of the leading Italian "green" issuers. As of today, ESG financing sources are equal to 86% of the total debt of the Group.
- 2021 guidance: for the third time in a row, forecasts have been revised upwards for EBITDA, which is now in a range between EUR 520 and EUR 550 million (previously 505-525 million), for capital

⁹ To enhance the understandability of the business segments' performance, the operating results are shown excluding special items; these results are indicated with the "adjusted" definition.
For the definition of indicators and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section in this document.

expenditure, which is now between EUR 640 and EUR 690 million (previously 450-550 million), and for net financial indebtedness, which is now between EUR 1,900 and EUR 2,000 million (previously 1550-1650 million).

Genoa, 12 November 2021 – The Board of Directors of ERG S.p.A., which met yesterday, approved the Interim Financial Report at 30 September 2021.

Adjusted consolidated financial results:

3rd Quarter			Performance highlights (million Euro)	9 months		
2021	2020	Var %		2021	2020	Var. %
119	99	20%	EBITDA	400	362	10%
50	25	100%	EBIT	196	139	42%
30	9	236%	Group net result	130	79	65%

	30/09/2021	31/12/2020	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,829	1,439	389
Leverage ¹⁰	53%	45%	

Paolo Merli, Chief Executive Officer of ERG, commented: *“The third quarter was definitely positive. Financial results benefited from major productions of hydroelectric, wind and solar sector, and also from the contribution of an increased installed capacity. More marked growth of the net profit with lower financial charges and depreciation resulting from the Liability Management and Life Time Extension programmes regarding debt and asset portfolio respectively.*

The unprecedented price scenario, linked to gas and CO2, from which we benefited only partially due to hedging, confirms the urgency of the energy transition.

During the period, ERG has accelerated its transformation towards a “Wind & Solar” pure player model thanks to the agreement for the sale of the hydroelectric asset and major investments to consolidate its presence abroad. The competitive process for the sale of the CCGT plant is also at an advanced stage, which will complete the transformation.

We revise the guidance upwards for EBITDA, capital expenditure and net financial indebtedness between EUR 520-550, 640-690 and 1,900 and EUR 2,000 million respectively”.

¹⁰ Ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital.

Change in business scope

During the third quarter of 2021, there were no changes in the business scope.

It should be noted that at the end of the first six months of 2021, the Group acquired 100% of the share capital of Omniwatt, a French company that owns a portfolio of five wind and two photovoltaic farms, reflecting in the Interim Financial Report at 30 June 2021 only the equity effects of the consolidation of the new assets.

The third quarter also reflects the full contribution to the income statement of the results of the assets acquired.

Lastly it should be noted that, as described in more detail in the events that occurred during the quarter, on 2 August 2021 ERG completed an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire capital of ERG Hydro S.r.l.

The closing of the transaction is expected at the beginning of 2022.

To enhance understandability of the Group's performance, the adjusted results of the ordinary operations commented on in this document include also the results of assets being sold.

For the reconciliation of these amounts, reference is made to the "Alternative Performance Indicators" section.

For the changes occurred after the end of the third quarter 2021 reference should be made to the "Significant events after the end of the period" section.

Third quarter 2021

In the third quarter of 2021, **adjusted revenue** totalled EUR 264 million, an increase of EUR 41 million compared to the third quarter of 2020 (EUR 223 million), mainly due to greater hydroelectric output, the increased wind speeds in Italy and the significant increase in energy sale prices associated with the greater unit value of the incentive in Italy (from 99.0 to 109.4 EUR/MWh) and the contribution of the greater installed capacity in France (+80 MW). These effects were partly offset by the end of the first decade of high cogeneration of the CCGT plant.

Adjusted EBITDA¹¹, net of special items, amounted to EUR 119 million, up by EUR 19 million compared with the EUR 99 million recorded in the third quarter of 2020. The change is a result of the following factors:

- **Wind (EUR +15 million):** EBITDA of EUR 57 million, a significant increase compared to the same period of 2020 (EUR 42 million) mainly due to the higher result in Italy of EUR 40 million (EUR 28 million in 2020), thanks to the increased output compared to the values of the third quarter of 2020 (384 GWh in 2021 compared to 355 GWh in 2020), the improved market scenario and the higher value of the GRIN incentive. The operating margin abroad, amounting to EUR 16 million, was up compared to the same period of 2020 (EUR 14 million) due to the better market scenario and a scope effect of EUR 2 million deriving from the consolidation of five wind farms in France.
- **Solar (EUR +1 million):** EBITDA, amounting to EUR 24 million, was essentially in line with the third quarter of 2020 (EUR 23 million), with slightly lower volumes in Italy (72 GWh in the third quarter of 2021 compared to 76 GWh in the third quarter of 2020), largely offset by the increased market prices with respect to the same period of 2020. Scope effect of EUR 1 million (9 GWh) deriving from the consolidation of two photovoltaic farms in France.
- **Hydroelectric (EUR +16 million):** EBITDA of EUR 34 million (EUR 18 million in the third quarter of 2020), up considerably compared with the same period of the previous year. The result benefits from notably higher output than the third quarter of 2020 (325 GWh in the third quarter of 2021 compared to 225 GWh in the third quarter of 2020), thanks to the high resource availability, in particular when compared to 2020, which was well below the average historical levels.
- **Thermoelectric (EUR -13 million):** thermoelectric EBITDA, amounting to EUR 8 million (EUR 21 million in the third quarter of 2020), was affected both by the end of the high-yield cogeneration period and by a particularly unfavourable scenario due to the significant and sudden increase in gas and CO2 prices, only in part mitigated by hedging transactions. The results were also affected by the general shutdown of Module 1, at the beginning of September, aimed at revamping it, which will make it possible, among other

¹¹ The adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to approximately EUR 3 million, as well as other special items and the IFRS 5 reclassification.

things, to benefit from white certificates for another 10 years from the restart of the module.

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 50 million (EUR 25 million in the third quarter of 2020), after depreciation and amortisation of EUR 69 million, was down compared to the third quarter of 2020 (EUR 74 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 30 million, an increase compared to the third quarter of 2020 (EUR 9 million), in consideration of the aforementioned better operating results and lower financial expense. Net financial expense (EUR 7 million) was significantly lower than the third quarter of 2020 (EUR 13 million) due to the reduction in the cost of gross debt thanks to the full contribution of liability management transactions that took place in the second half of 2020 and the first nine months of 2021.

Profit attributable to owners of the parent was EUR 9 million, an increase compared to the negative EUR 5 million in the third quarter of 2020 due to the same reasons outlined above. The result also includes the effects of the write-down of the wind assets subject to repowering and the costs related to the liability management transactions carried out in the third quarter.

The **adjusted net financial indebtedness** totalled EUR 1,829 million, up (EUR 137 million) compared to 30 June 2021 (EUR 1,692 million). The change reflects mainly the capital expenditure in the period (EUR 56 million) primarily connected with the wind farms in the United Kingdom, Poland, France and Sweden, as well as the developments of Repowering and Reblading projects, the impact on liquidity of daily settlement of the fair value change in commodity future hedging instruments (EUR 168 million), only partly offset by the positive cash flow (EUR 94 million¹²).

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 277 million (EUR 108 million at 30 June 2021).

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 111 million at 30 September 2021.

First nine months 2021

In the first nine months of 2021, **adjusted revenue** totalled EUR 789 million, a significant increase of EUR 69 million compared to the same period of 2020 (EUR 721 million), mainly due to greater hydroelectric generation and the significant 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 only partly offset by the reduction in wind generation abroad and the end of the first decade of high cogeneration of the CCGT plant.

Adjusted EBITDA¹³, net of special items, amounted to EUR 400 million, up by EUR 38 million compared with the EUR 362 million recorded in the first nine months of 2020. The change is a result of the following factors:

- **Wind (EUR +5 million):** EBITDA of EUR 214 million, up compared to the same period of 2020 (EUR 208 million) as a result of the improved result in Italy of EUR 145 million (EUR 125 in the first nine months of 2020) primarily due to the better market scenario and the higher value of the GRIN incentive. This result was partly offset by the lower margin abroad, amounting to EUR 68 million (EUR 83 million in the first nine months of 2020), which was affected by the poor wind conditions compared to the particularly high values of 2020 (1,242 GWh in 2021 compared to 1,466 GWh in 2020), in a general context of sustained recovery of the market scenario, to which is added a scope effect of EUR 2 million deriving from the consolidation of five wind farms in France.
- **Solar:** EBITDA, equal to EUR 57 million, is substantially in line with the first nine months of 2020 (EUR 57 million) thanks also to the contribution of EUR 1 million deriving from the two new solar farms in France starting

¹² Includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial expense.

¹³ The adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to approximately EUR 7 million, as well as other special items and the IFRS 5 reclassification.

from 30 June 2021.

- **Hydroelectric (EUR +60 million):** EBITDA of EUR 117 million (EUR 58 million in the first nine months of 2020), up considerably compared with the same period of the previous year. The result benefits from notably higher outputs than the first nine months of 2020 (1,323 GWh in the first nine months of 2021 compared to 778 GWh in the same period of 2020), thanks to the high resource availability, particularly when compared to 2020, which was well below the average historical levels.
- **Thermoelectric (EUR -28 million):** thermoelectric EBITDA, amounting to EUR 23 million, was below the EUR 51 million in the first nine months 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 17 million, partly offset by higher margins deriving from dispatching services. The scenario effect, with the reduction in generation margins due mainly to the significant increase in gas and CO2 prices, was only partly mitigated by hedging transactions. The results were also affected by the general shutdown of Module 1 from the beginning of September. The first nine months 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 amounted to EUR 196 million (EUR 139 million in the first nine months of 2020), after depreciation and amortisation of EUR 204 million, down significantly compared to the same period of 2020 (EUR 224 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 130 million, including approximately EUR 2 million attributable to minority interests, up significantly compared to the first nine months of 2020 (EUR 79 million), in view of the above-mentioned improved operating results and lower financial expense. Net financial expense (EUR 23 million) was lower than the same period of 2020 (EUR 38 million) due to the reduction in the cost of gross debt thanks to the full contribution of liability management transactions that took place during 2020 and in the first half of 2021.

Profit attributable to owners of the parent was EUR 101 million, an increase compared to EUR 67 million in the first nine months of 2020 due to the same reasons outlined above. The result includes also the effects of the write-down of the wind assets subject to repowering and the costs related to the liability management transactions carried out in 2021.

The adjusted **net financial indebtedness** totalled **EUR 1,829 million**, up (EUR 389 million) compared to 31 December 2020 (EUR 1,439 million). The change reflects mainly the impact of the recent acquisitions in France and Sweden (EUR 188 million), the capital expenditure in the period (EUR 179 million) connected mainly with the development of 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 254 million), partly offset by the positive cash flow (EUR 354 million¹⁴) and other positive items (EUR 15 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 277 million (EUR 108 million at 30 June 2021).

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 111 million at 30 September 2021.

¹⁴ Includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial expense.

Capital expenditure

3rd Quarter		EUR million	Nine months	
2021	2020		2021	2020
48	19	Wind	325	90
0	1	Solar	24	2
6	1	Thermoelectric	13	13
1	2	Hydroelectric	4	4
0	0	Corporate	1	1
56	23	Total capital expenditure	367	110

During the third quarter of 2021, **investments** in property, plant and equipment and intangible assets were made equal to **EUR 56 million** (EUR 23 million in the third quarter of 2020), of which 86% in the Wind sector (82% in the third quarter of 2020), due to the continuation of the construction of the wind farms in the UK for roughly 250 MW, Poland for 60 MW, France for 27 MW and Sweden for 62 MW, and to the start of Repowering activities on the Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini wind farms for 143 MW of new wind capacity; 11% refers to the Thermoelectric sector (5% in the third quarter of 2020) as a result of capital expenditure to modernise and boost the efficiency of the combined cycle, 2% refers to the Hydroelectric sector (8% in the third quarter of 2020), 0.5% to the Solar sector (3% in the third quarter of 2020) and 1% to the Corporate sector (2% in the third quarter of 2020), mostly for ICT and minor maintenance and development projects.

In the first nine months of 2021, **capital expenditure** totalled **EUR 367 million** (EUR 110 million in the first nine months of 2020), and refer primarily to the acquisition in June 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 period under review, **investments in property, plant and equipment and intangible assets** were made in the amount of approximately EUR 179 million, of which 89% in the Wind sector (70% in the same period of 2020), mainly in relation to the continuation of the construction of the wind farms in the UK for roughly 250 MW, Poland for 60 MW, France for 27 MW and Sweden for 62 MW, and to the start of Repowering activities on the Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini wind farms for 143 MW of new wind capacity; 7% refers to the Thermoelectric sector (20% in the first nine months 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) qualification for Module 1 of the CCGT for an additional ten years, 2% refers to the Hydroelectric sector (6% in the first nine months of 2020), 1% to the Solar sector (3% in the first nine months of 2020) and 1% to the Corporate sector (2% in the first nine months of 2020), mostly for ICT and minor maintenance and development projects.

Wind: (EUR 325 million), of which EUR 48 million in the third quarter refers primarily to the acquisition of wind farms in France (58 MW) 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 100 million), Poland (EUR 35 million) and France (EUR 5 million), the start of Repowering activities on the Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini plants (EUR 4 million) and the completion of Reblading activities on the Lacedonia-Monteverde plant (EUR 6 million), in addition to the usual maintenance targeted at further boosting plant efficiency.

With regard to the wind farms under construction, the two projects in the UK (in Northern Ireland), Evishagaran for 47 MW and Craiggore for 24 MW, whose COD is expected at the end of 2021, show approximately 90% progress, in line with forecasts, the project in France Valle dell'Aa Ext. for 7 MW shows progress of more than 50% also with COD expected at the end of 2021. For the remaining wind farms under construction in the UK (Scotland), Poland and France, whose CODs are expected in 2022, the construction timelines are confirmed.

Solar: (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: (EUR 4 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: (EUR 13 million) relates mainly to the project to revamp the steam turbine, the electric generator and 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

plants 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 **third quarter of 2021**, total sales of electricity amounted to 3.1 TWh (3.4 TWh in the third quarter of 2020), versus a total output from the Group plants of approximately 1.6 TWh (1.7 TWh in the same period of 2020), of which roughly 0.3 TWh abroad and 1.2 TWh in Italy. The latter figure corresponds to approximately 1.5% of electric power demand in Italy (1.7% in the first nine months of 2020).

During the **first nine months of 2021**, total sales of electricity amounted to 10.6 TWh (11.0 TWh in the first nine months of 2020), versus a total output from the Group plants of approximately 5.7 TWh (5.7 TWh in the same period of 2020), of which roughly 1.3 TWh abroad and 4.5 TWh in Italy. The latter figure corresponds to approximately 1.9% of electric power demand in Italy (1.9% in the first nine months of 2020).

The breakdown of sale volumes and electricity output, by type of source, is shown in the following table¹⁵:

2021	3rd quarter			Electricity Output (GWh)	Nine months			
	2020	Δ	Δ%		2021	2020	Δ	Δ%
702	674	27	4%	Wind power output	2.696	2.883	-186	-6%
384	355	30	8%	- Italy	1.454	1.416	37	3%
318	320	-2	-1%	- Overseas	1.242	1.466	-224	-15%
81	76	5	7%	Solar power output	195	196	0	0%
72	76	-4	-5%	- Italy	186	196	-9	-5%
9	0	9	n.a	- Overseas	9	0	9	n.a
325	225	100	44%	Hydroelectric power output	1.323	778	545	70%
459	694	-235	-34%	Thermoelectric power output	1.509	1.824	-315	-17%
1.567	1.669	-102	-6%	ERG plants total output	5.724	5.681	43	1%

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).

As regards output, in the **third quarter of 2021** the following is noted in particular:

Wind: the electricity output from wind power amounted to 702 GWh, up 4% compared to the corresponding period of 2020 (674 GWh), due to more favourable wind conditions in Italy (+8%) compared to the low wind speeds in the same period of 2020, with volumes Abroad largely in line.

The increase in output in Italy (+30 GWh) is related to better wind conditions than those recorded in 2020 in all regions with the exception of Molise (-15%), with Puglia and Campania recording notably better volumes.

With regard to abroad, the output of 318 GWh was substantially in line with the same period of the previous year, with lower output linked to the worse wind conditions, substantially offset by the scope effect relating to the consolidation of five wind farms in France starting from 30 June 2021 (+25 GWh).

Solar: output amounted to approximately 81 GWh, up compared to the third quarter of 2020, mainly due to new wind farms in France for 22 MW. The average load factor was 22%, down slightly compared to 2020.

¹⁵ Electric power sources refer to the output of the Group's plants and to the purchases made on wholesale markets; uses include sales made through physical bilateral agreements and on the spot and forward markets.

Hydroelectric: the total output of ERG Hydro in the **third quarter of 2021**, equal to 325 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 135 EUR/MWh, up compared to 120 EUR/MWh in the same period 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 electric power generation was 459 GWh, down on the same period of 2020 (694 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.

The net supply of steam to captive customers of the Priolo Gargallo petrochemical site totalled 230 thousand tonnes, up with respect to 209 thousand tonnes in the same period of 2020.

First nine months of 2021

Wind: the electricity output from wind power amounted to 2,696 GWh, down 6% compared to the corresponding period of 2020 (2,883 GWh), due to less favourable wind conditions abroad (-15%) compared to the particularly high wind levels in the same period of 2020, only partly offset by the increased volumes in Italy (+3%).

The increase in output in Italy (+37 GWh) is related to better wind conditions than those recorded in 2020, with Sicily recording notably better volumes (+16%), partly offset by the reductions in Calabria (-9%).

The reduction of 224 GWh in output abroad due to the low wind speeds recorded with respect to the same period of 2020 is attributable to all countries and is more pronounced in France (-91 GWh), despite the consolidation of five wind farms as of 30 June 2021 (+25 GWh), Germany (-65 GWh) and Poland (-37 GWh).

Solar: output amounted to approximately 195 GWh, in line with the first nine months of 2020, and the related load factor was 20%, 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 periods.

Hydroelectric: ERG Hydro's output, equal to 1,323 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 112 EUR/MWh, up slightly compared to 111 EUR/MWh in the same period 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 1,509 GWh, down on the same period of 2020 (1,824 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.

The net supply of steam to captive customers of the Priolo Gargallo petrochemical site totalled 751 thousand tonnes, down with respect to 809 thousand tonnes in the same period of 2020.

Significant events during the quarter

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.

(Press release of 21 July 2021).

On 2 August 2021, ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., completed an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Hydro S.r.l. The consideration in terms of enterprise value, calculated at 31 December 2021, amounts to EUR 1.0 billion.

The portfolio of assets owned by ERG Hydro S.r.l. consists of an integrated system for the generation of hydroelectric energy that extends across Umbria, Lazio and Marche. It consists of 19 hydroelectric plants, 7 mini-hydro plants, 7 dams, 4 water basins (corresponding to Salto, Turano, Corbara and Piediluco) and a pumping station,

with a capacity of 527 MW. Average annual generation is around 1.5 TWh. The operation of the hydroelectric complex is ensured by 114 people, included within the scope, including technicians highly specialised in the operational management of the plants, energy management specialists and dedicated staff. Thanks to a successful collaboration with the trade unions and the serious willingness of the buyer, the company has reached an innovative agreement for the electricity sector that guarantees important protections for the ERG employees who are part of the company being sold.

The closing of the deal is expected at the beginning of 2022.

(Press release of 02/08/2021).

On **5 August 2021**, ISS ESG upgraded ERG to A- rating (formerly B+), placing the Group in first place in the world ranking in the “Electric Utilities” sector, which includes 125 international companies. ISS assigns the best score to the ERG Group, based on its excellent performance in the environmental, social and governance areas. The Science Based Target initiative (SBTi) approved and certified the emission reduction targets reflected in the 2021-2025 Business Plan.

(Press release of 05/08/2021).

On **5 August 2021** and **8 September 2021**, ERG S.p.A. completed the placement of a third bond of EUR 500,000,000 with a maturity of 10 years at a fixed rate, issued as part of the EUR 3 billion Euro Medium Term Notes (EMTN) Programme.

The issue was in the form of a Green Bond, with approximately 40% intended to be used to refinance wind and solar projects that have recently entered the ERG Group's portfolio and the remaining ca. 60% to finance new wind and solar projects in other European countries in which ERG operates.

The issue was very successful, being over six times oversubscribed, receiving applications from top standing investors and representatives from many different geographical areas, with significant participation of green and sustainable investors.

The notes, which have a minimum unit value of EUR 100,000, pay an annual gross coupon at a fixed rate of 0.875% and were placed at an issuing price of 99.752% of their nominal amount.

(Press releases of 05/08/2021 and 08/09/2021).

On **6 August 2021**, through its investee Erg Power Generation S.p.A., ERG concluded an agreement with ISAB (Lukoil Group) for the amendment and extension to 2032 of the current contract for the supply of the entire energy requirements of the ISAB refinery in Priolo Gargallo, for which the term had been envisaged at 31 March 2025. ERG's CCGT plant will supply approximately 150 GWh of electricity and approximately one million tonnes of steam to ISAB, the main consumer of the Priolo site, on an annual basis.

(Press release of 06/08/2021).

On **28 September 2021**, ERG was awarded a tariff for 20 years on 143 MW of new wind capacity as part of the sixth auction called by GSE (Gestore dei Servizi Elettrici). This refers, specifically, to three repowering projects, Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini, all located in Sicily, for which ERG obtained the Single Authorisations on 14 April 2021. ERG's projects were awarded at a minimum discount of 2%.

The entry into operation of the new wind farms, the construction of which is in the start-up phase and the generation of which is estimated to be approximately 330 GWh per year, equal to approximately 166 kt of CO₂ emissions avoided each year, is expected between the end of 2022 and the third quarter of 2023.

The total capital expenditure in the three projects amounts to approximately EUR 150 million.

(Press release of 28/09/2021).

Significant events after the reporting date

On **1 October 2021** and **28 October 2021**, ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS and ERG Windpark Beteiligungs GmbH, signed with NAEV Austria Beteiligungs GmbH and NAEV Austria GmbH & Co. OG two agreements for the acquisition of the entire share capital of 15 companies owning a 152.4 MW renewable portfolio in operation in France and Germany. The plant portfolio consists of seven photovoltaic installations and three wind farms in France, for a total installed capacity of 56.7 MW and 40.6 MW, respectively, and five wind farms in Germany, for a total of 55.1 MW.

(Press releases of 01/10/2021 and 28/10/2021).

On **1 October 2021**, through its subsidiaries in France, ERG signed an agreement with ENGIE SA, world leader in energy and services, for a five-year Power Purchase Agreement (PPA) for the withdrawal of renewable energy produced by five ERG wind farms located in France.

The five plants, which have a total installed capacity of 55 MW and an annual energy output of over 100 GWh, will exit the FIT (Feed-in Tariff) incentive scheme at the end of 2021.

Energy will be supplied in "pay as produced" mode, with remuneration at a fixed price on all energy produced. (Press release of 01/10/2021)

On **14 October 2021**, ERG and the Italian Institute of Technology (Istituto Italiano di Tecnologia, IIT) signed a multi-year collaboration agreement aimed at accelerating the digitalisation process in the renewable energy sector.

(Press release of 14/10/2021)

On **19 October 2021**, ERG entered the new MIB ESG Index of Borsa Italiana, the first ESG index dedicated to the 40 leading listed Italian issuers that stand out for their best practices in sustainability.

(Press release of 19/10/2021)

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 be in line with that of 2020, due to less favourable wind conditions registered in the first nine months with respect to the particularly high wind speeds of 2020. These effects will be partially offset by the consolidation, starting from the second half-year, of the wind farms acquired in France (58 MW) and by the scope deriving from the new acquisition of three wind farms in France (41 MW) and five wind farms in Germany (55 MW), which will be consolidated in the fourth quarter, in addition to the greater contribution expected from the wind farms in Eastern Europe and Germany due to the better scenario 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 significantly higher than 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, and the acquisition of seven additional photovoltaic plants in France for a total of 57 MW, which will be consolidated in the fourth quarter. 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 low volumes in 2020, thanks to the high availability of water and the use of reservoirs. The result will also benefit from very high sales prices as well as 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, 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 520-550 million compared to the previous figure of EUR 505-525 million (EUR 481 million in 2020); these estimates were made in an extraordinary context of electricity price volatility.

Capital expenditure for 2021 was revised upwards in the range of between EUR 640 million and EUR 690 million compared to the previous indication of between EUR 450 million and EUR 500 million (EUR 156 million in 2020), mainly as a result of the recent acquisition of wind and solar plants of 152 MW already put in operation in France and Germany.

Net financial indebtedness at the end of 2021, reflecting the above-mentioned changes in EBITDA and capital expenditure, is expected to be in the range of between EUR 1.90 billion and EUR 2.00 billion, marking an increase compared to the previous range of between EUR 1.55 billion and EUR 1.65 billion (EUR 1.44 billion in 2020). It should also be noted that the indebtedness at the end of the period reflects the increase in negative fair value of commodity futures linked to the hedging of the price scenario, in line with the Group's risk policies.

Additional information

With reference to the estimates and forecasts, it should be noted that the actual results may differ significantly from those presented due to a number of factors, including: future price trends, the operating performances of plants, wind conditions, water availability, irradiation, the impact of energy industry and environmental regulations, the impact of the COVID-19 pandemic and other changes in business conditions and competitors' actions.

The format of the Financial Statements corresponds with that of the statements indicated in the Interim Financial 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, Article 154-bis of the Consolidated Finance Act, that the accounting information this press release contains matches the documentary records, books and accounting entries.

The results of the third quarter and the first nine months of 2021 will be explained to analysts and investors today at 2:30 pm (CET) during a conference call with relevant webcasting that can be followed by connecting to the Company's website (www.erg.eu); their 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 12 November 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 September 2021 is available to the public 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 ESG, IR & Communication Officer – Tel. + 39 010 2401806 – E-mail: edelucchi@erg.eu

Anna Cavallarini Head of External Communication – Tel. + 39 010 2401804 Mobile + 39 3393985139 acavallarini@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**".*

*The results, which include significant special income statement components of an exceptional nature (special items) are also defined as "**Reported results**". A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section.*

Performance highlights

3rd quarter		(EUR million)		9 months	
2021	2020	Key economic data		2021	2020
264	223	Revenues Adjusted ⁽¹⁾		789	721
119	99	EBITDA adjusted ⁽¹⁾		400	362
50	25	EBIT adjusted ⁽¹⁾		196	139
10	(5)	Net Profit		103	69
9	(5)	of which profit attributable to owners of the parent		101	67
30	9	Adjusted Net profit attributable to owners of the parent ⁽¹⁾		130	79
Key financial data					
3,424	3,156	Net adjusted invested capital ⁽²⁾		3,424	3,156
1,595	1,735	Shareholders' Equity Adjusted		1,595	1,735
1,829	1,421	Total net financial indebtedness ⁽²⁾		1,829	1,421
269	643	of which non-recourse Project Financing ⁽³⁾		269	643
53%	45%	Financial leverage adjusted		53%	45%
45%	45%	EBITDA Margin %		51%	50%
Operating data					
2,025	1,967	Installed capacity of wind farms at the end of the period	<i>MW</i>	2,025	1,967
702	674	Electric power generation from wind farms	<i>KWh million</i>	2,696	2,883
480	480	Installed capacity of thermoelectric plants	<i>MW</i>	480	480
459	694	Electric power generation from thermoelectric plants	<i>KWh million</i>	1,509	1,824
527	527	Installed capacity of hydroelectric plants at the end of the period	<i>MW</i>	527	527
325	225	Electric power generation from hydroelectric plants	<i>KWh million</i>	1,323	778
163	141	Installed capacity of solar plants at the end of the period	<i>MW</i>	163	141
81	76	Electric power generation from solar plants	<i>KWh million</i>	195	196
3,103	3,427	Total sales of electric power	<i>KWh million</i>	10,606	11,034
56	23	Capital expenditure ⁽⁴⁾	<i>EUR million</i>	367	110
807	773	Employees at period end	<i>Units</i>	807	773
Net unit revenues ⁽⁵⁾					
140	122	Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	128	120
118	95	Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	102	97
89	88	Wind France	<i>Euro/MWh</i>	89	89
94	89	Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	86	76
121	66	Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	88	62
121	58	Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	91	54
n.a.	n.a.	Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.	n.a.
346	321	Solar Italy	<i>Euro/MWh</i>	334	315
82	n.a.	Solar France	<i>Euro/MWh</i>	82	n.a.
135	120	Hydroelectric	<i>Euro/MWh</i>	112	111
35	40	Thermoelectric ⁽⁶⁾	<i>Euro/MWh</i>	31	34

⁽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 111 million from net financial indebtedness and approximately EUR 109 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 nine months 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 nine months 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

3rd quarter			(EUR million)	9 months		
2021	2020	Δ	Adjusted revenues	2021	2020	Δ
94	71	23	Wind power	309	296	13
26	24	1	Solar	64	62	1
43	27	16	Hydroelectric power	147	86	62
101	100	0	Thermoelectric power ⁽¹⁾	269	277	(8)
9	9	0	Corporate	27	26	2
(9)	(9)	(0)	Intra-segment revenues	(27)	(26)	(2)
264	223	41	Total adjusted revenues	789	721	69
Adjusted EBITDA						
57	42	15	Wind power	214	208	5
24	23	1	Solar	57	57	(0)
34	18	16	Hydroelectric power	117	58	60
8	21	(13)	Thermoelectric power ⁽¹⁾	23	51	(28)
(3)	(4)	1	Corporate	(11)	(12)	1
119	99	19	Adjusted EBITDA	400	362	38
Amortisation, depreciation and write-downs						
(40)	(42)	2	Wind power	(116)	(125)	10
(10)	(10)	0	Solar	(31)	(31)	0
(11)	(14)	3	Hydroelectric power	(33)	(43)	10
(8)	(7)	(0)	Thermoelectric power	(22)	(22)	(0)
(1)	(1)	(0)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(69)	(74)	5	Amortisation and depreciation adjusted	(204)	(224)	20
Adjusted EBIT						
17	0	17	Wind power	98	83	15
13	13	1	Solar	27	26	0
23	3	20	Hydroelectric power	85	15	70
(0)	13	(13)	Thermoelectric power ⁽¹⁾	0	29	(28)
(4)	(4)	1	Corporate	(13)	(14)	1
50	25	25	Adjusted EBIT	196	139	58
Investments ⁽²⁾						
48	19	28	Wind power	325	90	235
0	1	(1)	Solar	24	2	22
1	2	(0)	Hydroelectric power	4	4	0
6	1	5	Thermoelectric power	13	13	(0)
0	0	0	Corporate	1	1	(0)
56	23	32	Total investments	367	110	257

⁽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 70 million (EUR 35 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 operating performance, as already stated in the Introduction, this section contains the adjusted operating results, presented to exclude the impacts relating to the adoption of IFRS 9 and of special items, and with the reclassification for IFRS 16. The adjusted operating results also include in ordinary operations the results of the hydroelectric assets being sold, including among other things the full contribution of amortisation and depreciation for the first nine months of 2021.

Lastly, this document reflects the economic impacts of the consolidation as from 1 July 2021 of the French wind companies acquired in June 2021.

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.

3rd quarter			(EUR million)	9 months		
2021	2020	Δ	Adjusted Income Statement	2021	2020	Δ
264	223	41	Revenue	789	721	69
3	1	1	Other revenue	6	12	(6)
266	224	42	TOTAL REVENUE	795	733	63
(89)	(71)	(18)	Costs for purchase and changes in inventory	(223)	(202)	(21)
(43)	(39)	(4)	Costs for services and other operating costs	(123)	(121)	(2)
(16)	(15)	(1)	Personnel Expense	(50)	(48)	(2)
119	99	19	EBITDA	400	362	38
(69)	(74)	5	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(204)	(224)	20
50	25	25	EBIT	196	139	58
(7)	(13)	5	Net financial income (expenses)	(23)	(38)	15
0	0	(0)	Net income (loss) from equity investments	0	0	(0)
42	12	30	Profit before taxes	173	101	73
(11)	(3)	(8)	Income taxes	(42)	(20)	(22)
31	10	21	Profit for the period	131	81	51
(1)	(1)	(0)	Minority interests	(2)	(2)	0
30	9	21	Group's net profit (loss)	130	79	51

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 reclassified Statement of Financial Position is shown below and it does not include at 30 September 2021:

- the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 111 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 109 million
- the impact related to the application of IFRS 5 on the hydroelectric scope.

30/09/2021	Adjusted Statement of Financial Position	30/09/2021	30/06/2021	31/12/2020
	(EUR million)			
3,298	Non current assets	3,404	3,437	3,262
123	Net working capital	126	101	152
(5)	Provisions for employee benefits	(5)	(5)	(5)
220	Other assets	446	333	213
(479)	Other liabilities	(547)	(466)	(412)
3,156	Net invested capital	3,424	3,400	3,209
1,724	Group Shareholders' Equity	1,585	1,699	1,760
11	Non-controlling interests	10	9	10
1,421	Net financial indebtedness	1,829	1,692	1,439
3,156	Equity and financial debt	3,424	3,400	3,209
45%	Financial Leverage	53%	50%	45%

Cash Flow

3rd quarter		(EUR million)	9 months	
2021	2020		2021	2020
		Cash Flow		
119	99	Adjusted EBITDA	400	362
(17)	26	Change in net working capital	(23)	(22)
102	125	Cash Flow from operations	377	340
(56)	(23)	Investments in property, plant and equipment and intangible assets	(179)	(66)
-	-	Company acquisitions (business combinations)	(188)	(44)
(0)	-	Capital expenditure in financial non-current assets	(0)	(0)
(4)	(1)	Divestments and other changes	3	0
(60)	(25)	Cash Flow from investments/divestments	(364)	(110)
(7)	(13)	Financial income (expense)	(23)	(38)
(11)	(11)	Closure of loans	(13)	(11)
0	0	Net gains (losses) on equity investment	0	0
(19)	(23)	Cash Flow from financial management	(36)	(49)
-	-	Cash Flow from tax management	(25)	(14)
-	-	Distribution of dividends	(113)	(114)
(161)	4	Other changes in equity	(229)	1
(161)	4	Cash Flow from Shareholders'equity	(342)	(113)
-	-	Change in the consolidation scope	-	-
1,692	1,503	Opening net financial indebtedness	1,439	1,476
137	(82)	<i>Change in the period</i>	389	(55)
1,829	1,421	Closing net financial indebtedness	1,829	1,421

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 revenue¹⁶** 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 EBITDA⁷** 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 EBIT⁷** 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 rate⁷** 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 capital⁷** 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 indebtedness⁷** 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.

¹⁶ Adjusted results also do not include effects of the application of IFRS 5 on hydroelectric assets held for sale

- **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

In the first nine months of 2021, no items related to the COVID-19 emergency were recorded; note that, in 2020, the charitable donation of EUR 2 million approved by the Group was isolated as a special item.

IFRS 16

The Group, as lessee, has recognised new liabilities for leases and higher 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 assets 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 in the first nine months of 2021 has therefore led to:

- an improvement in gross operating margin (EBITDA) in respect of the lease payments that fall within the scope of IFRS 16, of approximately EUR 7 million;
- an increase (approximately EUR 111 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 109 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation expense (EUR 5 million) and greater financial expense (EUR 3 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 depreciation of the right-of-use assets during the period and the financial expense on the IFRS 16 liability 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.

ERG Hydro Asset Rotation

In the first half of 2021, the ERG Group implemented an evaluation process relating to the opportunity for a potential asset rotation of the hydroelectric plants to aid in further accelerating the growth and development of its business model.

Following the close of the first half of 2021, the bids were received in early July 2021 from the interested operators.

The Group, having read the market assessments, therefore decided, starting from 20 July, to launch a program for the potential disposal of the hydroelectric plants, entrusting its management with the start of negotiations and the related analyses for the potential disposal of the aforementioned assets.

On 2 August 2021, ERG concluded this programme by signing an agreement with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire share capital of ERG Hydro S.r.l. The consideration in terms of enterprise value, calculated at 31 December 2021, amounts to EUR 1.0 billion.

The operation scope involves the assets portfolio owned by ERG Hydro S.r.l., which consists of an integrated system for the generation of hydroelectric energy that extends across Umbria, Lazio and Marche. It consists of 19 hydroelectric plants, 7 mini-hydro plants, 7 dams, 4 water basins (corresponding to Salto, Turano, Corbara and Piediluco) and a pumping station, for an effective capacity of 527 MW. The operation of the hydroelectric complex is ensured by 114 people, included within the scope, including technicians highly specialised in the operational management of the plants, energy management specialists and dedicated staff.

The closing of the transaction is expected at the beginning of 2022.

In consideration of the above, for the purposes of the application of the IFRS 5 provisions, the Net Assets and the results relating to the hydroelectric scope described above were recorded under assets/liabilities held for sale in the reported financial statements at 30 September 2021.

For clearer disclosure, the results of the ordinary operations of the assets being sold are shown and commented on in the adjusted values of this document.

Furthermore, it should be noted that in application of IFRS 5, the depreciation of hydroelectric assets was calculated up to the IFRS 5 classification date (beginning of July 2021); for the purposes of the adjusted results, the full contribution of depreciation in the first nine months of 2021 was instead taken into consideration.

Lastly, it should be noted that the IFRS 5 disclosure indicated herein is to be considered indicative and not exhaustive.

The Management reserves the right to apply this Standard in full in the Annual Financial Report of the 2021 Financial Statements.

ERG Power Asset Rotation

In the first half of 2021, the ERG Group implemented an evaluation process relating to the opportunity for a potential asset rotation of the thermoelectric plants to aid in further accelerating the growth and development of its business model.

Following the close of the first half of 2021, the bids were received in early July 2021 from the interested operators.

The Group, having read the market valuations, continued the valuation process that, at 30 September 2021 (Reporting Date of this document), was still being finalised.

In consideration of the above, in this document, the Net Assets under Assets held for sale were not recorded in the reported financial statements as the conditions set forth in paragraph 12 of IFRS 5 were not met.

Reconciliation with adjusted operating results

3rd quarter		EBITDA (Euro million)	Note	9 months	
2021	2020			2021	2020
85.3	84.0	EBITDA from continuing operations		282.5	308.7
33.8	17.6	<i>Contribution of Assets Held for Sale</i>		117.4	57.9
119.1	101.7	EBITDA		399.9	366.5
		Special items exclusion			
		<i>Corporate</i>			
2.2	0.4	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations	1	4.9	1.8
(0.3)	(0.3)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.8)	(0.8)
-	-	- Reversal of COVID-19 donation	3	-	2.0
-	-	- Reversal CEO termination indemnity	4	2.8	-
		<i>Thermoelectric</i>			
(0.2)	(0.3)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.8)	(0.9)
		<i>Hydroelectric</i>			
(0.0)	(0.0)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.1)	(0.1)
		<i>Solar</i>			
(0.1)	(0.2)	- IFRS 16 reclassification	2	(0.3)	(0.4)
		<i>Wind</i>			
(2.0)	(2.0)	- IFRS 16 reclassification	2	(5.4)	(5.8)
118.6	99.3	Adjusted EBITDA		400.1	362.3
3rd quarter		Amortisation, depreciation and impairment losses (Euro million)		9 months	
2021	2020			2021	2020
(82.3)	(61.8)	Amortisation and depreciation expense for continuing operations		(198.0)	(185.8)
(11.0)	(14.4)	<i>Contribution of Assets Held for Sale</i>		(32.8)	(43.2)
(93.2)	(76.2)	Amortisation and depreciation and impairment losses		(230.8)	(229.0)
		Special items exclusion			
1.6	1.8	- IFRS 16 reclassification	2	4.5	5.2
22.7	-	- Reversal write-down of plants in Germany	5	22.7	-
(68.9)	(74.4)	Adjusted depreciation and amortisation		(203.6)	(223.8)
3rd quarter		Profit attributable to owners of the parent (Euro million)		9 months	
2021	2020			2021	2020
8.7	(5.5)	Profit attributable to owners of the parent		101.0	66.9
		Special items exclusion			
(7.8)	-	Exclusion of IFRS 5 impact on D&A ERG Hydro	6	(7.8)	-
(0.0)	(0.0)	IFRS 16 reclassification	2	(0.0)	(0.0)
-	-	Exclusion of the impact of the COVID-19 donation	3	-	1.5
10.1	13.6	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	7	11.3	13.6
2.1	0.4	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	1	4.8	1.8
-	-	Exclusion CEO termination indemnity	4	2.1	-
-	-	Exclusion of IRAP 2019 balance - Decreto Rilancio	8	-	(0.6)
-	-	Exclusion of deferred taxes on goodwill exemption Solar and alignment Hydro plants	9	-	(3.1)
0.1	(0.2)	Exclusion of expenses related to disposed Businesses	10	0.1	(0.2)
16.4	-	Exclusion of write-down Repowering Italy	5	16.4	-
0.6	0.7	Exclusion impact gains/losses on IFRS 9	11	1.8	(1.2)
30.2	9.0	Adjusted profit attributable to the owners of the parent		129.7	78.7

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. Termination indemnity related to the end of office and succession of the Chief Executive Officer, which took place on 26 April 2021.
16. Reversal of the write-down of the net residual value of the property, plant and equipment and intangible assets of wind farms in the Italian portfolio, following the authorisation of three Repowering projects obtained during the year.
17. Exclusion of the amortisation adjustment of ERG Hydro, in application of IFRS 5 following the classification as Assets held for sale.
18. Financial expense related to the early closure of Corporate loans and project financing as part of Liability Management transactions.
19. Reversal of the IRAP benefit deriving from the Italian "Rilancio" Decree, which introduced the cancellation of the payment of the IRAP balance for the 2019 tax period.
20. 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.
21. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group
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 nine months 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.