



Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

San Donato Milanese
29 ottobre 2021

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2021

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

2Q 2021				3Q			Nove mesi		
				2021	2020	var %	2021	2020	var %
68,83	Brent dated		\$/barile	73,47	43,00	71	67,73	40,82	66
1.206	Cambio medio EUR/USD			1.179	1.169	1	1.196	1.125	6
264	Prezzo spot del Gas Italia al PSV		€/mgl mc	491	91	..	319	95	..
1	Spread PSV vs. TTF			(9)	10	..	(2)	15	..
(0,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM)		\$/barile	(0,4)	0,7	..	(0,4)	2,2	..
1.597	Produzione di idrocarburi		mgd di boe/g	1.688	1.701	(1)	1.663	1.740	(4)
2.045	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		€ milioni	2.492	537	364	5.858	1.410	315
1.841	<i>E&P</i>			2.444	515	..	5.663	745	..
24	<i>Global Gas & LNG Portfolio (GGP)</i>			50	64	(22)	44	427	(90)
190	<i>R&M e Chimica</i>			186	21	..	256	110	..
108	<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>			64	57	12	374	333	12
929	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}			1.431	(153)	..	2.630	(808)	..
0,24	<i>per azione - diluito (€)</i>			0,40	(0,04)		0,72	(0,23)	
247	Utile (perdita) netto ^(b)			1.203	(503)		2.306	(7.838)	
0,06	<i>per azione - diluito (€)</i>			0,33	(0,14)		0,63	(2,19)	
2.797	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)			3.339	1.774	88	8.096	5.144	57
2.717	Flusso di cassa netto da attività operativa			2.933	1.456	101	7.026	3.834	83
1.519	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)			1.136	899	26	4.042	3.761	7
10.040	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			11.309	14.525	(22)	11.309	14.525	(22)
15.323	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16			16.622	19.853	(16)	16.622	19.853	(16)
40.580	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			40.280	36.533	10	40.280	36.533	10
0,25	Leverage ante lease liability ex IFRS 16			0,28	0,40		0,28	0,40	
0,38	Leverage post lease liability ex IFRS 16			0,41	0,54		0,41	0,54	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 20.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Escluse acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha approvato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2021 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Gli ottimi risultati di questo trimestre confermano il continuo trend di crescita delle nostre performance economico finanziarie. La produzione upstream è in recupero rispetto alle precedenti manutenzioni ed è cresciuta del 6%, a 1,69 milioni di barili di olio equivalente al giorno ed in linea con la guidance. Eni si conferma leader nella esplorazione e nel modello di valorizzazione e sviluppo delle scoperte: in Costa d'Avorio, attraverso il ritrovamento di Baleine, punteremo per la prima volta ad uno sviluppo accelerato concepito sin dall'avvio a zero emissioni operative nette per la fornitura di gas al mercato domestico. Nel business del gas e GNL abbiamo ottimizzato il portafoglio e portato avanti importanti negoziati con un considerevole beneficio atteso sui risultati dell'anno. Grazie alle performance di tutti i nostri business, nel terzo trimestre abbiamo generato €2,5 mld di Ebit adj. e un utile netto adj. di €1,4 mld, valori ai massimi degli ultimi anni. Inoltre, nei primi nove mesi dell'anno la forte generazione di cassa e l'attenta gestione dei costi rende disponibili oltre €4 mld di free cash flow, più che sufficienti a coprire l'intero dividendo e buyback 2021. In un contesto di Gruppo sempre più solido stiamo accelerando il piano di transizione: la quotazione della società che include Retail e Rinnovabili ci consentirà la valorizzazione di un modello di business unico, essenziale per la decarbonizzazione dei consumi della clientela retail; inoltre, continuiamo ad investire per concretizzare il progetto di CCS in UK ad HyNet che è in gara per ricevere fondi da parte del governo inglese. La nostra opzionalità di lungo termine si è inoltre ampliata con il successo del test sulla fusione magnetica che potrebbe aprire in prospettiva ad una evoluzione tecnologica dirompente sulla generazione elettrica. In conclusione, Eni conferma il proprio impegno nella disciplina finanziaria per ridurre la cash neutrality, nel rapido sviluppo delle tecnologie per velocizzare i piani di decarbonizzazione, nonché nella spinta a estrarre valore dal portafoglio e creare nuovi driver di crescita tramite dedicati veicoli societari con valenza strategica."

Highlight

STRATEGIA DI DECARBONIZZAZIONE

- Avviato l'iter di offerta pubblica iniziale e quotazione azionaria del business che integra le attività retail gas&power, la produzione di energia da rinnovabili e la rete di punti di ricarica per veicoli elettrici (conventionalmente denominato "Eni R&R") con l'obiettivo di completare l'operazione entro il 2022 (ulteriori approfondimenti sull'iniziativa, incluso il nome della nuova società, durante il capital markets day programmato per il 22 novembre prossimo). L'operazione ha l'obiettivo di massimizzare la valorizzazione e visibilità del modello unico integrato e fa parte del più ampio impegno di Eni di creare valore attraverso la transizione energetica e raggiungere le zero emissioni nette.
- Raggiunto da CFS¹, di cui Eni è il maggiore azionista, un traguardo fondamentale nella ricerca sulla fusione a confinamento magnetico, che promette di essere un game changer nel campo delle tecnologie di decarbonizzazione, essendo in grado potenzialmente di rendere disponibili grandi quantità di energia prodotta in modo sicuro, pulito, virtualmente inesauribile e senza alcuna emissione di gas serra.
- Firmati accordi con enti governativi e società petrolifere di stato della Repubblica del Congo, Angola, Kenya e Benin per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alla bioraffinazione Eni.
- Lanciato il primo Energy Compact di Eni, un impegno pubblico riconosciuto dalle Nazioni Unite per accelerare il progresso verso l'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile "SDG" n. 7 "Energia accessibile e pulita" e i target dell'Accordo di Parigi, confermando la volontà della Società di mantenere un ruolo di leadership sugli obiettivi climatici globali, in linea con l'impegno strategico dell'azienda di raggiungere la completa neutralità carbonica entro il 2050.
- Eni inclusa tra le prime dieci società nel nuovo indice MIB ESG di Euronext e confermata leader nei principali ratings ESG e indici specializzati (MSCI, Sustainalytics, V.E, FTSE4Good Developed Index), ottenendo il Prime Status dal rating ISS ESG. Risultati di eccellenza anche negli indici con focus clima (Climate Action 100+ Net Zero Benchmark, Carbon Tracker, Transition Pathway Initiative).

RISULTATI 3Q E NOVE MESI 2021

- Crescita macroeconomica, normalizzazione delle scorte globali, disciplina dell'OPEC+ e finanziaria delle oil companies, nonché l'indisponibilità causata dall'uragano Ida nel Golfo del Messico spingono il prezzo del greggio nel terzo trimestre con il riferimento Brent a 73,5 \$/barile, +7% vs. 2Q 2021.
- Quotazioni del gas naturale in Europa ai massimi storici: media 3Q² a circa 500 €/mgl mc per i principali benchmark TTF (hub continentali nordeuropei) e PSV (mercato spot Italia) con incrementi rispettivamente del +500% e del +400% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (quotazioni quasi raddoppiate vs 2Q 2021) dovuti ad un mercato sempre più corto a causa della minore offerta globale, livelli di stoccaggio inferiori alle medie storiche al picco della stagione d'iniezione e forte domanda per la ripresa economica. In controtendenza, il differenziale tra PSV e TTF ha continuato a declinare scendendo in territorio negativo, per la prima volta nella storia, a -9 €/mgl mc nel 3Q 2021, da +1 €/mgl mc nel 2Q 2021 e +10 €/mgl mc nel corrispondente trimestre 2020.
- Margini dei prodotti chimici in via di normalizzazione rispetto ai valori record dello scorso trimestre, in particolare lo spread polietilene a circa 450 €/tonn in media nel 3Q si è quasi dimezzato vs 2Q 2021; ancora sostenuti gli spread di elastomeri e stirenici anche se in flessione rispetto al trimestre precedente.
- Scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo ancora depresso con valori del benchmark SERM ai minimi storici (-0,4 \$/bbl in media nel trimestre, in linea con il trimestre precedente) per il forte incremento del costo del greggio, la contestuale debolezza dei distillati medi e le elevate quotazioni del gas.

¹ Commonwealth Fusion Systems, società spin-out del Massachusetts Institute of Technology (MIT).
² 2Q/3Q: abbreviazione per secondo/terzo trimestre.

- **EBIT adjusted di Gruppo:** €2,49 mld nel 3Q 2021, +22% vs. 2Q 2021 (€5,86 mld nei nove mesi 2021 con un incremento di €4,4 mld vs nove mesi 2020, +315%). Il risultato di Gruppo di 3Q 2021 è stato trainato dalla performance positiva di tutti i settori:
 - **E&P:** EBIT di €2,44 mld in aumento del 33% vs. 2Q 2021 (+375% vs. stesso periodo del 2020) per effetto del rafforzamento dello scenario prezzi e dell'aumento del 6% della produzione a 1,69 mln boe/g. Nei nove mesi 2021 EBIT di €5,66 mld (+660% vs. nove mesi 2020) principalmente per la capacità di catturare la ripresa dei prezzi degli idrocarburi;
 - **EGL, Power & Renewables:** EBIT a €64 mln in calo vs. 2Q 2021 per la stagionalità; in crescita del 12% vs. stesso periodo 2020. Nei nove mesi 2021 EBIT di €374 mln, +12% vs. nove mesi 2020;
 - **R&M:** EBIT positivo di €161 mln rispetto alla perdita di €12 mln del 2Q 2021 (+€87 mln rispetto al 3Q 2020) grazie alla crescita delle lavorazioni e dei volumi erogati sulla rete per effetto della ripresa dei consumi, trainati anche dalla stagionalità. Nei nove mesi la performance risente della straordinaria debolezza dello scenario di raffinazione e dei maggiori oneri per la CO₂ con un EBIT in calo di €304 mln rispetto ai nove mesi 2020;
 - **Chimica:** EBIT di €25 mln, in calo di €177 mln rispetto al 2Q 2021 (+€78 mln vs. stesso periodo 2020) per effetto dei margini in via di normalizzazione e del posticipo del programma di manutenzioni per cogliere lo scenario eccezionale del 2Q 2021. Nei nove mesi 2021 EBIT di €266 mln vs perdita di €184 mln nei nove mesi 2020 con un turnaround dovuto alla ripresa post-pandemica, all'indisponibilità temporanea di prodotti sul mercato e alla maggiore disponibilità degli impianti;
 - **GGP:** EBIT di €50 mln, più del doppio del 2Q 2021. La positiva performance è dovuta alla cattura dell'impennata dei prezzi spot, che ha consentito di ottimizzare il portafoglio più che compensando gli effetti degli spread negativi PSV vs. TTF. Il confronto con i corrispondenti periodi del 2020 (-22% vs 3Q 2020; nei nove mesi EBIT di €44 mln vs oltre €400 mln nel 2020) risente oltreché dello scenario spread, di effetti positivi una tantum ottenuti nel 2020 in relazione a ottimizzazioni di portafoglio e rinegoziazioni contrattuali.
 - **Utile netto adjusted:** €1,43 mld nel 3Q 2021 con un incremento del 54% vs. 2Q 2021 dovuto alla capacità di catturare lo scenario e alla crescita della produzione.
- Il confronto con i corrispondenti reporting period 2020 caratterizzati dalla crisi del COVID evidenzia recuperi di ampie proporzioni: +€1,6 mld e +€3,4 mld rispettivamente vs 3Q e nove mesi 2020 per effetto della migliore performance operativa, dei migliori risultati delle partecipazioni all'equity e della normalizzazione del tax rate (50% nei nove mesi 2021) per il sensibile recupero dello scenario upstream e per la previsione di maggiori redditi futuri delle attività green in Italia.
- **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo):** €3,3 mld nel 3Q 2021 a fronte di capex netti pari a €1,1 mld. Nei nove mesi 2021 realizzato un flusso di cassa di €8,1 mld che ha finanziato capex netti di €4 mld, con un free cash flow di oltre €4 mld.
 - **Portafoglio:** esborsi netti di circa €2,2 mld nei nove mesi 2021, che includono il debito acquisito, interamente dedicati all'accelerazione della crescita delle rinnovabili e dei business low carbon.
 - **Indebitamento finanziario netto** (ante IFRS 16) pari a €11,3 mld, -€0,3 mld vs. 31 dicembre 2020. Leverage in riduzione a 0,28 vs. 0,31 a fine 2020.
 - Pagato a settembre l'**acconto dividendo 2021** di €0,43 per azione, pari al 50% del dividendo 2021, con un esborso di €1,5 mld.
 - **Buy-back:** avviato a fine agosto il programma di riacquisto di azioni da €400 mln; al 22 ottobre acquistate 17,63 mln di azioni per un ammontare di €197 mln.

Outlook 2021

- Cash flow operativo ante working capital in crescita a circa €12 mld assumendo 70 \$/barile di Brent e margine di raffinazione SERM leggermente negativo.
- Produzione di idrocarburi 2021 confermata a quasi 1,7 mln di boe/giorno. Produzione nel quarto trimestre attesa a 1,76 mln di boe/giorno.
- Scoperte esplorative nell'anno riviste al rialzo a 700 mln di boe (da circa 500 mln di boe) in particolare grazie alla scoperta in Costa d'Avorio.
- Previsti a fine anno 1,2 GW di capacità rinnovabile installata (2 GW includendo la capacità rinnovabile in costruzione), molto superiore al target di inizio anno.
- GGP: risultati previsti eccedere €500 mln di EBIT adjusted e €300 mln di free cash flow grazie alla continua ottimizzazione del nostro portafoglio in uno scenario di mercato favorevole e all'atteso contributo una tantum connesso alla finalizzazione di rinegoziazioni contrattuali che ci consentono l'allineamento alle condizioni di mercato attuali e future. Questa guidance potrebbe eventualmente essere oggetto di revisione al rialzo in presenza di sostenute condizioni di volatilità e carenza d'offerta nel mercato.
- Eni gas e luce & Renewables: nel 2021 EBIT adjusted confermato a €350 mln; EBITDA adjusted pro-forma confermato a €600 mln.
- Downstream: EBIT adjusted pro-forma a circa €200 mln per deterioramento dei margini dovuto all'aumento dei costi feedstock e utilities. Questa guidance potrebbe essere oggetto di revisione al ribasso in base alle attuali condizioni di mercato.
- Spending organico per investimenti confermato a circa €6 mld, di cui circa €4,5 mld nell'E&P.
- Leverage 2021 atteso a circa 0,28.

Business overview

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi del trimestre di 1,69 milioni di boe/g**, +1,2% rispetto allo stesso trimestre del 2020 a parità di prezzo e +6% vs 2Q 2021. Nel periodo progressivo 1,66 milioni di boe/g (-4%).

Crescita sostenuta dal ramp-up delle produzioni gas dei giant Zohr in Egitto e Merakes in Indonesia avviato in aprile.

Nel periodo progressivo la performance è stata condizionata dalla maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e UK, dalla minore attività in Nigeria e dal declino dei campi maturi.

Contributo da avvii/crescite di 64 mila boe/giorno (in media nei nove mesi), in particolare Merakes in Indonesia, Berkine in Algeria, il progetto gas Mahani nell'Emirato di Sharjah (EAU), nonché i "tie-in" delle scoperte satelliti Cuica e Cabaca North nel Blocco 15/06 nell'offshore angolano.

Prosegue con successo la campagna di esplorazione "ILX" ("infrastruture Led Exploration") con rapido time-to-market nel **Blocco 15/06 in Angola** (Eni operatore 36,84%) con l'avvio a settembre di Cabaca North che fa seguito a quello di Cuica a luglio, con l'obiettivo di incrementare e sostenere il plateau produttivo della FPSO "Armada Olombendo" che opera i giacimenti dell'area.

- **L'attività esplorativa** bilanciata tra iniziative near field/ILX e selezionate iniziative di frontiera ha individuato finora oltre **600 milioni di boe di nuove risorse**.

Nel trimestre i principali risultati sono stati:

- **scoperta a olio nell'offshore del Messico** nel prospetto esplorativo **Sayulita** nel Blocco 10 operato (Eni 65%) che fa seguito a quella di Saasken nel 2020; individuati 150-200 milioni di barili di olio in posto che aumentano le prospettive di commercialità dell'area;

- **scoperta a olio nell'offshore del Ghana** nel prospect **Eban** nel blocco CTP 4 operato (Eni 42,5%), in prossimità dell'hub produttivo Sankofa;
- **scoperta nell'offshore della Costa d'Avorio** nel prospetto **Baleine** nel blocco CI-101 operato (Eni 90%), che ha identificato un accumulo stimato tra 1,5 e 2 miliardi di barili di olio in posto e tra 1,8 e 2,4 triliuni di piedi cubi (TCF) di gas associato.
- Nei nove mesi il **portafoglio esplorativo** è stato rinnovato con circa 13.000 chilometri quadrati di nuovi permessi in Angola, Emirati Arabi Uniti, Vietnam, Regno Unito, Norvegia e Costa d'Avorio.
- Nell'ambito del **Protocollo d'Intesa per l'area di Gela**, avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea, che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024.
- **Razionalizzazione del portafoglio:**
 - **Angola:** proseguono le attività con BP per dare esecuzione all'accordo di merging dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, realizzando una joint venture secondo il modello Vår Energi.
- **Iniziative di decarbonizzazione:**
 - Nel quadro della strategia di transizione energetica:
 - o firmato un accordo in Egitto con le società di Stato dell'energia e del gas per valutazioni della fattibilità economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti esausti di gas naturale;
 - o firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con Mubadala Petroleum volto a identificare opportunità di cooperazione in progetti su scala globale nel campo dell'idrogeno e della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂;
 - o firmati MOU con i governi/autorità competenti della Repubblica del Congo, dell'Angola, del Kenya e del Benin per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alla bioraffinazione Eni.
 - Nell'ambito del progetto HyNet North West per la realizzazione di un hub per la cattura/stoccaggio della CO₂ nel Regno Unito, firmato un accordo quadro con il partner Progressive Energy Limited per accelerare il progetto che vedrà Eni sviluppare e gestire il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso i giacimenti semiesauriti della baia di Liverpool. Nel mese di ottobre, il progetto è stato inserito tra quelli di CCUS in Track 1 nella gara "Cluster Sequencing for Carbon Capture Usage and Storage Deployment: Phase 1" indetta dal Governo britannico, con possibile avvio entro il 2025.
 - Protocollo d'Intesa nel Regno Unito con Uniper per la valutazione di iniziative di decarbonizzazione nel Galles con possibile valorizzazione come hub di stoccaggio della CO₂ dei giacimenti depletati Eni nella Baia di Liverpool.

Global Gas & LNG Portfolio

- Firmato un accordo con **CPC Corporation**, utility taiwanese, per la fornitura di un carico di GNL certificato carbon neutral secondo standard riconosciuti a livello internazionale proveniente dall'impianto di liquefazione di Bontang in Indonesia alimentato con il gas del giacimento Eni di Jangkrik.

Refining & Marketing e Chimica

- Nel trimestre l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel è stata ridotta di circa 50 punti percentuali rispetto al trimestre 2020 (-29 punti percentuali nei nove mesi) grazie all'**avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit**, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.

- Accordo con **Aeroporti di Roma** per promuovere iniziative di decarbonizzazione del settore aereo e accelerare il processo di transizione ecologica degli aeroporti con l'introduzione di combustibili sostenibili per l'aviazione (SAF - Sustainable Aviation Fuel) e per la movimentazione a terra (HVO - Hydrotreated Vegetable Oil).
- Nel mese di ottobre è stata avviata la produzione di carburanti sostenibili alternativi per l'aviazione (**Sustainable Aviation Fuel - SAF**) con l'obiettivo di contribuire alla decarbonizzazione del trasporto aereo nel breve-medio termine. I SAF Eni sono prodotti esclusivamente da scarti e residui, in linea con la decisione strategica di non utilizzare olio di palma dal 2023.
- Firmato con **Chevron Lummus Global** un accordo di cooperazione e licenza che copre le rispettive tecnologie proprietarie di conversione dei residui della raffinazione con l'obiettivo di commercializzare su scala globale un'ampia gamma di processi di hydrocracking, inclusa la conversione completa dei residui più pesanti della produzione petrolifera in prodotti più leggeri e più pregiati.
- **Accordo con BASF** relativo a una nuova **tecnologia per la produzione di bio-propanolo** da glicerina ottenuta dalla produzione del biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Esters), destinato all'utilizzo come componente bio nella formulazione di carburanti.
- Nell'ambito della **strategia Eni di crescita della mobilità sostenibile**, è stato firmato un accordo per offrire presso le stazioni di servizio Eni il servizio di sostituzione delle batterie (battery swapping) delle city car del produttore automobilistico **XEV**. L'accordo prevede che dal 2022 le city car XEV YOYO a zero emissioni entreranno a far parte della flotta Enjoy. Il nuovo veicolo è stato presentato ufficialmente ad ottobre al Rom-E, festival dedicato a eco-sostenibilità, nuove fonti di energia e smart mobility.
- Accordo con il **Comune di Taranto** e il gruppo **Kyma** per lo sviluppo di iniziative di ottimizzazione della gestione dei rifiuti con l'applicazione di tecnologie Eni e di soluzioni integrate per la mobilità sostenibile, quali l'utilizzo di biocarburanti e di biometano per la flotta Kyma e l'installazione di colonnine per la ricarica elettrica dei mezzi del trasporto pubblico.
- **Versalis acquisisce la tecnologia e gli impianti di Ecoplastic**, società specializzata nella filiera del recupero, riciclo e trasformazione dei polimeri stirenici, con l'obiettivo di accelerare gli sviluppi del riciclo meccanico avanzato e di ampliare la gamma di polimeri da riciclo Versalis Revive®. Si tratta del primo step del progetto di trasformazione del sito di Porto Marghera, che prevede per il prossimo anno l'installazione degli impianti acquisiti per la produzione di polimeri stirenici ottenuti totalmente da materia prima da riciclo. La capacità complessiva di questa prima fase sarà di circa 20 mila tonnellate/anno.
- **Finalizzata l'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis** esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties di Versalis, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity.

Eni gas e luce, Power & Renewables

- **Crescita del portafoglio clienti retail/business** a 9,97 milioni di punti di fornitura in aumento di circa 270 mila pdf rispetto a fine 2020 (+3%) grazie alla crescita in Grecia e all'acquisizione della società Aldro Energía attiva nel mercato retail in Spagna e Portogallo.
- Forte accelerazione nel build-up della capacità di generazione da fonti rinnovabili grazie a mirate acquisizioni "tuck-in" in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni:
 - In **Italia** perfezionata l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.
 - In **Spagna** perfezionata in ottobre l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW.

- Finalizzata in ottobre l'acquisizione di **Dhamma Energy Group**, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in **Francia/Spagna**, con una pipeline di progetti in vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW.
- Al 30 settembre 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 834 MW, quasi triplicata rispetto al 31 dicembre 2020 (307 MW). A fine anno con il perfezionamento dei deal annunciati si prevede una capacità rinnovabile installata/in costruzione pari a 2 GW, in forte aumento rispetto alla precedente previsione di circa 1 GW, mentre il solo dato di capacità installata passa da una stima iniziale di 0,7 GW a 1,2 GW a fine 2021.
- Vågrønn, joint venture tra Eni e HitecVision, ha firmato un accordo di collaborazione con Equinor per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord. Inoltre, ha costituito un'alleanza insieme ad Agder Energi con GIG, uno dei più grandi sviluppatori di infrastrutture rinnovabili al mondo, per la partecipazione congiunta all'asta competitiva indetta dalle autorità norvegesi per lo sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Sørlyte Nordsjø II, che prevede fino a 3 GW di nuova capacità.
- Accordo con **Red Rock Power**, azienda scozzese attiva nello sviluppo di progetti eolici offshore, per presentare un'offerta congiunta ad una gara competitiva per l'assegnazione di capacità di generazione eolica in Scozia, nonché per ulteriori progetti futuri. L'iniziativa si avverrà della collaborazione di Transmission Investment, attiva nel settore della trasmissione di energia elettrica in UK.
- Firmato un accordo per l'acquisizione del 100% della società **Be Power SpA**, che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano di colonnine di ricarica per auto elettriche con oltre 5 mila punti. L'operazione sarà perfezionata al ricevimento delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.
- Eni gas e luce, tramite Evolvere, ha acquisito il 100% di **PV Family**, una start-up innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande community digitale di prosumer (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti.
- Accordo con **Hyundai** per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia con l'obiettivo di ampliare la gamma delle soluzioni per la ricarica delle auto elettriche e per incentivare l'efficienza energetica.

Performance ESG

- Firmato un accordo di partnership triennale con l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili - **IRENA** per promuovere le energie rinnovabili e accelerare la transizione energetica nei paesi esportatori di fonti fossili. Il principale obiettivo è favorire l'integrazione del continente Africano nella catena del valore dei biocarburanti, tramite iniziative di capacity building istituzionale, agribusiness e di sviluppo industriale destinate alla produzione di biofuel avanzati, favorendo la decarbonizzazione del settore dei trasporti e contribuendo all'aumento delle opportunità di sviluppo.
- Eni è stata confermata quale partecipante al **Global Compact LEAD** per il suo costante impegno nel Global Compact delle Nazioni Unite e il sostegno ai Dieci Principi per il business responsabile.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

2Q 2021	Produzioni		3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
779	Petrolio	mgl di barili/g	805	817	(1)	799	854	(6)
123	Gas naturale	mln di metri cubi/g	133	133		130	133	(2)
1.597	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.688	1.701	(1)	1.663	1.740	(4)
Prezzi medi di realizzo								
63,76	Petrolio	\$/barile	68,44	39,64	73	63,21	35,55	78
175	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	245	122	102	194	131	48
45,94	Idrocarburi	\$/boe	52,94	29,06	82	46,61	28,03	66

- Nel terzo trimestre 2021 la **produzione di idrocarburi** pari a 1,69 milioni di boe/giorno (1,66 milioni di boe/giorno nei nove mesi) è aumentata dell'1,2% a parità di prezzo rispetto al terzo trimestre 2020; più sostenuuta la performance sequenziale con una crescita del 6% vs il secondo trimestre 2021. L'incremento è dovuto alla robusta performance in Egitto e Indonesia grazie ai ramp-up dei flagship project rispettivamente di Zohr e Merakes in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL e grazie anche al riavvio del terminale di liquefazione di Damietta, nonché per il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di cap (in particolare in Kazakhstan e Angola). Nel confronto vs il terzo trimestre 2020, tali incrementi hanno più che compensato le minori produzioni dovute ai prolungati interventi manutentivi in Norvegia, Italia e Regno Unito, alla minore attività in Nigeria e al declino di giacimenti maturi, mentre nei nove mesi i fattori negativi citati hanno avuto un peso maggiore comportando un declino di circa il 4% (a parità di prezzo).
- La **produzione di petrolio** è stata di 805 mila barili/giorno, -1% rispetto al trimestre 2020 (799 mila barili/giorno nei nove mesi, -6% rispetto al periodo di confronto). La riduzione dovuta a maggiori manutenzioni, all'effetto prezzo, alla riduzione in Nigeria, al declino di giacimenti maturi nonché l'indisponibilità causata dall'uragano Ida nel Golfo del Messico è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Egitto.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 133 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, in linea rispetto al corrispondente periodo del 2020 (130 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi, -2%). Il ramp-up delle produzioni di Zohr (Egitto) e Merakes (Indonesia) sostenuto dalla forte domanda a livello globale è stato compensato dai declini naturali e la minore attività in Nigeria.

Risultati

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
2.269	Utile (perdita) operativo	2.335	514	..	6.000	(1.164)	..
(428)	Esclusione special items	109	1		(337)	1.909	
1.841	Utile (perdita) operativo adjusted	2.444	515	375	5.663	745	660
(97)	Proventi (oneri) finanziari netti	(73)	(102)		(266)	(271)	
129	Proventi (oneri) su partecipazioni	209	58		428	101	
81	di cui: - Vår Energi	121	37		264	45	
(831)	Imposte sul reddito	(1.067)	(402)		(2.540)	(1.079)	
1.042	Utile (perdita) netto adjusted	1.513	69	..	3.285	(504)	..
I risultati includono:							
91	Costi di ricerca esplorativa:	100	26	..	232	462	(50)
63	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	42	43		144	143	
28	- radiazione di pozzi di insuccesso	58	(17)		88	319	
950	Investimenti tecnici	951	673	41	2.757	2.691	2

- Nel terzo trimestre 2021 la ripresa del settore **Exploration & Production** si è rafforzata con **l'utile operativo adjusted** di €2.444 milioni che segna un incremento sequenziale del 33% vs. il secondo trimestre 2021 (mentre il confronto con lo stesso trimestre 2020 impattato dalla pandemia segna incrementi a tre cifre +375%), sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico con il prezzo

del petrolio per il marker di riferimento Brent aumentato del 7% (+71% vs. stesso periodo 2020), mentre la crisi dell'offerta gas spinge il prezzo a incrementi di proporzioni molto ampie con +86% nel confronto sequenziale e +439% nel confronto anno vs. anno. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 7% e del 40% rispettivamente per i liquidi e il gas rispetto al secondo trimestre 2021 e del 73% e del 102% rispetto al terzo trimestre 2020. Inoltre, le produzioni sono aumentate di circa il 6% sequenzialmente. Il risultato è stato impattato da maggiori write-off di pozzi esplorativi d'insuccesso.

Nei nove mesi 2021 l'utile operativo adjusted di €5.663 milioni aumenta di oltre €4,9 miliardi rispetto a quello conseguito nel 2020 (+660%) grazie all'incremento dei prezzi di realizzo (+78% e +48% rispettivamente per liquidi e gas), nonché minori spese esplorative per pozzi d'insuccesso, parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

- Nel terzo trimestre 2021 il settore ha riportato l'**utile netto adjusted** di €1.513 milioni rispetto all'utile di €69 milioni nel corrispondente periodo del 2020, con un incremento di €1,4 miliardi (+€3,8 miliardi nei nove mesi) dovuto alla ripresa dell'utile operativo e al miglioramento dei risultati di Vår Energi (+€84 milioni e +€219 milioni nel trimestre e nei nove mesi, rispettivamente). L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti (riduzione incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità), nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 14.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

2Q 2021		€/mgl di metri cubi	3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
264	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	491	91	439	319	95	235
262	TTF		500	81	..	321	80	..
1	Spread PSV vs. TTF		(9)	10	..	(2)	15	..
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
9,07	Italia		8,90	10,55	(16)	26,63	28,65	(7)
6,31	Resto d'Europa		6,59	4,27	54	20,49	14,74	39
0,65	di cui: Importatori in Italia		0,71	0,79	(10)	2,16	2,73	(21)
5,66	Mercati europei		5,88	3,48	69	18,33	12,01	53
1,57	Resto del Mondo		1,65	1,16	42	4,45	3,03	47
16,95	Totale vendite gas (*)		17,14	15,98	7	51,57	46,42	11
3,00	di cui: vendite di GNL		2,90	2,10	38	8,10	6,60	23

(*) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2021 le **vendite di gas naturale** di 17,14 miliardi di metri cubi sono aumentate del 7% rispetto allo stesso periodo 2020 a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati esteri (Turchia e Francia) grazie alla ripresa economica e alla crescita dei volumi di GNL commercializzati per effetto del riavvio del terminale di Damietta. Nei nove mesi le vendite sono pari a 51,57 miliardi di metri cubi con un incremento dell'11% confermando gli stessi driver del trimestre.

Risultati

2Q 2021	€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
(311)	Utile (perdita) operativo	(1.725)	(205)	..	(1.965)	(42)	..
335	Esclusione special item	1.775	269		2.009	469	
24	Utile (perdita) operativo adjusted	50	64	(22)	44	427	(90)
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti	(7)			(11)		
1	Proventi (oneri) su partecipazioni		2		(2)	(11)	
(17)	Imposte sul reddito	(18)	(3)		(29)	(126)	
7	Utile (perdita) netto adjusted	25	63	(60)	2	290	..
15	Investimenti tecnici	1	1		16	8	100

- Nel terzo trimestre 2021 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato l'**utile operativo adjusted** di €50 milioni, pari a più del doppio del secondo trimestre 2021. La positiva performance è dovuta alla cattura dell'impennata dei prezzi spot, che ha consentito di ottimizzare il portafoglio più che

compensando gli effetti degli spread negativi PSV vs. TTF e alla crescita dei volumi di GNL grazie alla maggiore disponibilità di volumi in Egitto con il riavvio di Damietta e in Indonesia. Il confronto con i corrispondenti periodi 2020 (-22% vs terzo trimestre 2020, mentre nei nove mesi 2021 l'utile operativo adjusted di €44 milioni si confronta con oltre €400 milioni) è stato penalizzato oltre che dallo scenario degli spread anche dalla circostanza che nel 2020 il risultato aveva beneficiato in maniera significativa di ottimizzazioni di portafoglio gas e altri proventi una tantum.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 14.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

2Q 2021			3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
(0,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,4)	0,7	..	(0,4)	2,2	..
4,00	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,53	3,68	23	12,38	10,89	14
2,75	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,77	2,43	14	8,07	6,59	22
6,75	Totale lavorazioni		7,30	6,11	19	20,45	17,48	17
75	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	83	69		76	68	
145	Lavorazioni bio	mg/ton	163	151	8	472	527	(10)
57	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	63	53		62	62	
Marketing								
1,79	Vendite rete Europa	mln ton	2,07	2,02	2	5,33	4,98	7
1,27	Vendite rete Italia		1,45	1,41	3	3,76	3,42	10
0,52	Vendite rete resto d'Europa		0,62	0,61	2	1,57	1,56	1
22,6	Quota mercato rete Italia	%	22,3	23,0		22,4	23,4	
2,00	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,29	2,21	4	6,01	6,04	..
1,46	Vendite extrarete Italia		1,70	1,58	8	4,45	4,25	5
0,54	Vendite extrarete resto d'Europa		0,59	0,63	(6)	1,56	1,79	(13)
Chimica								
1,14	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,03	1,10	(7)	3,35	3,01	11
65	Tasso utilizzo impianti	%	60	66		66	61	

- Nel terzo trimestre 2021 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha continuato la fase di declino che dura da circa un anno con la media del periodo rimasta su valori negativi a -0,4 \$/barile, in linea con i trimestri precedenti ed in netto calo rispetto a +0,7 \$/barile del periodo di confronto. Il trend già debole ha registrato un'ulteriore accelerazione ribassista dalla fine di settembre con valori negativi senza precedenti a causa delle elevate quotazioni del gas che incidono sia sul costo delle lavorazioni che sulle utility di raffineria, in aggiunta ai fattori preesistenti di ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta dal production management dell'OPEC+ e di debolezza di alcuni mercati di sbocco che hanno depresso gli spread dei prodotti in particolare il jet fuel e il gasolio a causa dell'eccesso d'offerta. In positivo, si segnala l'allargamento dei differenziali dei greggi sour vs. il benchmark light Brent (-2,4 \$/barile Ural vs. Brent rispetto a +0,4 \$/barile registrati nel trimestre 2020).
- Nel trimestre le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,53 milioni di tonnellate, sono aumentate del 23% rispetto al trimestre 2020 (+14% nei nove mesi) a seguito del minore impatto COVID-19 rispetto al periodo di confronto caratterizzato dal parziale lockdown dell'economia, in parte compensato da uno scenario sfavorevole. Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate, grazie al contributo di ADNOC che nel 2020 scontava l'effetto della fermata.
- Nel trimestre volumi di **lavorazione bio** pari a 163 mila tonnellate hanno registrato un incremento del 8% rispetto al periodo di confronto grazie ai maggiori volumi processati presso la bioraffineria di Gela. Nei nove mesi le lavorazioni sono pari a 472 mila tonnellate in diminuzione del 10% rispetto al periodo di confronto, in un contesto di scenario straordinariamente depresso.
- Nel trimestre le **vendite rete in Italia** pari a 1,45 milioni di tonnellate sono aumentate del 3% rispetto al periodo di confronto per effetto della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. Il confronto su base progressiva (3,76 milioni di tonnellate, +10%) riflette le misure di lockdown adottate nel 2020 durante il picco pandemico. La quota di mercato del terzo trimestre 2021 si è attestata al 22,3% (23% nel terzo trimestre 2020).
- Nel trimestre le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,70 milioni di tonnellate sono aumentate dell'8% rispetto al trimestre 2020 (4,45 milioni di tonnellate nei nove mesi; +5% rispetto al periodo di confronto)

per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel a seguito della parziale ripresa del trasporto aereo.

- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre pari a 1,03 milioni di tonnellate sono diminuite del 7% rispetto al periodo di confronto, per le minori disponibilità a causa di fermate programmate, in particolare nel segmento stirenici (-14%) ed intermedi (-8%). L'aumento registrato nei nove mesi (3,35 milioni di tonnellate, +11%) è dovuto alla crescita macroeconomica e al rimbalzo della domanda in settori trainanti quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni durevoli. Inoltre, il settore ha potuto catturare volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti ottenuta anche riformulando il programma delle fermate poliennali, sfruttando il rimbalzo della domanda e il minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente) anche per effetto di shortage temporanei di prodotto.
- I **margini dei prodotti chimici** hanno beneficiato di un recupero nei prodotti a valle della catena sostenuti dalla crescita macroeconomica, che ha attenuato la pressione competitiva, e da fattori contingenti dovuti a una temporanea riduzione di offerta nella parte centrale dell'anno. Gli spread delle quotazioni del polietilene vs materia prima, dopo aver registrato valori record nel secondo trimestre, sono tornati nel terzo trimestre a valori più contenuti (circa €450 per tonnellata, -40% vs. secondo trimestre 2021) ma comunque ampiamente remunerativi rispetto al periodo di confronto; sempre sostenuti i margini di elastomeri e stirenici grazie alla maggiore richiesta di mercato. Il margine del cracker ha registrato nei nove mesi una riduzione a seguito dell'aumento delle quotazioni della materia prima (Virgin Nafta).

Risultati

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
(424) Utile (perdita) operativo		399	(22)	..	284	(2.324)	..
(350) Esclusione (utile) perdita di magazzino		(302)	30		(1.134)	1.400	
964 Esclusione special item		89	13		1.106	1.034	
190 Utile (perdita) operativo adjusted		186	21	..	256	110	..
(12) - <i>Refining & Marketing</i>		161	74	..	(10)	294	..
202 - <i>Chimica</i>		25	(53)	..	266	(184)	..
2 Proventi (oneri) finanziari netti		(9)	1		(19)	(6)	
(2) Proventi (oneri) su partecipazioni		19	(61)		(14)	(90)	
(14) di cui: ADNOC R>		4	(77)		(45)	(109)	
(35) Imposte sul reddito		(54)	(18)		(57)	(55)	
155 Utile (perdita) netto adjusted		142	(57)	..	166	(41)	..
208 Investimenti tecnici		162	138	17	497	515	(3)

- Nel trimestre il business **Refining & Marketing** ha riportato l'**utile operativo adjusted** di €161 milioni, più che raddoppiato rispetto al trimestre di confronto e in netto recupero rispetto alla perdita di €12 milioni registrata nel secondo trimestre 2021 per effetto dei maggiori volumi lavorati dalle raffinerie (+19%), di ottimizzazione degli assetti impiantistici e delle vendite di carburanti sulla rete grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone. Tali leve gestionali hanno consentito di più che compensare la negatività dello scenario di raffinazione oil e bio, nonché l'aumento dei costi commerciali a sostegno delle campagne promozionali e di maggiori incentivi ai gestori. Nel periodo progressivo la rilevante flessione dei margini di raffinazione e i maggiori oneri per CO₂ hanno comportato la perdita di €10 milioni solo attenuata dalla ripresa dei volumi, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €294 milioni nei nove mesi del 2020 sostenuto da margini di raffinazione positivi.
- Nel confronto con il 2020 il business della **Chimica** gestito dalla Versalis evidenzia una performance molto positiva (+€78 milioni vs. terzo trimestre 2020 e +€450 milioni vs. nove mesi 2020) per effetto della ripresa economica globale che ha sostenuto la domanda e i margini delle commodity plastiche allentando la pressione competitiva, della maggiore disponibilità degli impianti nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'import da paesi extra-EU creando una carenza di prodotti nell'area, aprendo opportunità di mercato. Inoltre, i business della chimica verde hanno registrato una crescita promettente. Il confronto del terzo trimestre 2021 con il secondo trimestre 2021 evidenzia una certa normalizzazione dei margini, in particolare per il polietilene che aveva beneficiato di straordinarie condizioni di mercato, determinando una contrazione conseguente dell'utile operativo adjusted di circa il 90% su cui ha inciso anche il programma di manutenzioni poliennali che sono state posticipate dal secondo trimestre al terzo.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 14.

Eni gas e luce, Power & Renewables

Produzioni e vendite

2Q 2021			3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
EGL & Renewables								
1,08	Vendite retail gas	mld di metri cubi	0,63	0,67	(6)	5,23	5,18	1
3,86	Vendite retail energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,22	3,06	38	11,77	9,08	30
9,95	Clienti retail/business (PDF)	mln pdf	9,97	9,67	3	9,97	9,67	3
141	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	249	108	131	507	252	101
331	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	834	276	202	834	276	202
71	di cui: - fotovoltaico	%	48	80		48	80	
26	- eolico		51	17		51	17	
3	- potenza installata di storage		1	3		1	3	
Power								
6,55	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	7,82	6,65	18	20,79	18,75	11
5,08	Produzione termoelettrica		5,81	5,43	7	16,01	15,77	2

- Nel terzo trimestre 2021 le **vendite di gas nel mercato retail** sono state di 0,63 miliardi di metri cubi, in riduzione del 6% rispetto allo stesso periodo 2020. Nei nove mesi 2021 le vendite sono pari a 5,23 miliardi di metri cubi con un incremento dell'1% per effetto del minore impatto del COVID-19 e dell'acquisizione di Aldro Energía.
- Le **vendite di energia elettrica ai clienti finali retail** pari a 4,22 TWh nel terzo trimestre sono aumentate del 38%, beneficiando della citata acquisizione Aldro Energía nonché dello sviluppo delle attività in Italia e all'estero (11,77 TWh nei nove mesi 2021, +30%).
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 249 GWh nel trimestre, più che raddoppiata rispetto al periodo di confronto (507 GWh nei nove mesi 2021; raddoppiata rispetto al periodo di confronto), principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia e negli Stati Uniti.
- Al 30 settembre 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 834 MW.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del trimestre sono state di 7,82 TWh, in aumento del 18% rispetto al periodo di confronto (20,79 TWh nei nove mesi, +11% rispetto ai nove mesi 2020) a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

Risultati

2Q 2021	()	€ milioni)	3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
598	Utile (perdita) operativo		2.059	43	..	2.887	256	..
(490)	Esclusione special item		(1.995)	14		(2.513)	77	
108	Utile (perdita) operativo adjusted		64	57	12	374	333	12
71	- Eni gas e luce & Renewables		30	35	(14)	277	208	33
37	- Power		34	22	55	97	125	(22)
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti					(1)	(1)	
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(3)	(3)			4	
(34)	Imposte sul reddito		(11)	(15)		(100)	(102)	
70	Utile (perdita) netto adjusted		50	39	28	273	234	17
76	Investimenti tecnici		98	63	56	258	204	26

- Nel terzo trimestre 2021 il business **Eni gas e luce & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €30 milioni, sostanzialmente in linea al terzo trimestre 2020. Nei nove mesi l'utile è pari a €277 milioni con un incremento del 33% grazie al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, alle azioni commerciali Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.
- Il business **power** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €34 milioni in aumento del 55% rispetto al trimestre 2020 per maggiori margini da servizio di dispacciamento e minori costi operativi. Nei nove mesi l'utile operativo adjusted di €97 milioni ha riportato una riduzione del 22% dovuta principalmente a condizioni di mercato meno favorevoli e minori one off.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 14.

Risultati di Gruppo

2Q 2021	Ricavi della gestione caratteristica Utile (perdita) operativo (351) Eliminazione (utile) perdita di magazzino 401 Esclusione special item ^(a)	2021 € milioni)	3Q			Nove mesi		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
16.294	Ricavi della gestione caratteristica	19.021	10.326	84	49.809	32.356	54	
1.995	Utile (perdita) operativo	2.793	220	..	6.650	(3.555)	..	
(351)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(300)	(7)		(1.115)	1.387		
401	Esclusione special item ^(a)	(1)	324		323	3.578		
2.045	Utile (perdita) operativo adjusted	2.492	537	..	5.858	1.410	..	
Dettaglio per settore di attività								
1.841	<i>Exploration & Production</i>	2.444	515	375	5.663	745	660	
24	<i>GGP</i>	50	64	(22)	44	427	(90)	
190	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	186	21	..	256	110	..	
108	<i>EGL, Power & Renewables</i>	64	57	12	374	333	12	
(111)	<i>Corporate e altre attività</i>	(109)	(84)	(30)	(366)	(423)	13	
(7)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(143)	(36)		(113)	218		
247	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.203	(503)	..	2.306	(7.838)	..	
(252)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(212)	(5)		(793)	986		
934	Esclusione special item ^(a)	440	355		1.117	6.044		
929	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.431	(153)	..	2.630	(808)	..	

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "Analisi degli special item".

Risultati adjusted

- Nel terzo trimestre 2021 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.492 milioni con una crescita sequenziale del 22% vs secondo trimestre 2021 (+€447 milioni) dovuta al rafforzamento dello scenario energetico, in particolare per il balzo dei prezzi del gas, che ha trainato unitamente a maggiori produzioni la performance di E&P (+€603 milioni vs secondo trimestre, +33%), nonché alla ripresa dei settori penalizzati in corso d'anno dallo scenario mid/downstream negativo con R&M che torna in utile (€161 milioni vs la perdita di €12 milioni nel secondo trimestre) e GGP che ha più che raddoppiato il risultato (pari a €50 milioni, +€26 milioni vs secondo trimestre 2021). Solida la performance di EGL, Power & Renewables (€64 milioni) e della Chimica anche se quest'ultima in via di normalizzazione dopo gli straordinari margini realizzati nel secondo trimestre. Il confronto rispetto ai comparative period 2020 trimestre/nove mesi evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti con incrementi di oltre il 300% dovuti all'eccezionale recupero dello scenario energetico passato da condizioni di oversupply nel 2020 a causa della pandemia a una situazione di normalizzazione per il petrolio e di carenza d'offerta per il gas determinando prezzi in forte ascesa (media Brent a tutto il 2021 pari a 68 \$/barile, circa +70%; media prezzo spot del gas al PSV Italia +224 €/mgl mc, +235%). Nel complesso la maggiore performance del Gruppo di +€2 miliardi nel trimestre (+€4,4 miliardi nei nove mesi) è dovuta alla ripresa dello scenario energetico.
- Il Gruppo ha riportato a livelli pre-COVID l'**utile netto adjusted**, conseguendo nel trimestre €1.431 milioni rispetto alla perdita di €153 milioni del corrispondente periodo del 2020 per effetto della crescita dell'utile operativo e dei maggiori risultati delle principali partecipazioni (in particolare Vår Energi +€84 milioni e ADNOC R> +€81 milioni). Nei nove mesi l'utile netto adjusted è di €2.630 milioni rispetto alla perdita di €808 milioni dello stesso periodo 2020, beneficiando anche del miglioramento del tax rate.
- Analisi tax rate consolidato:** il tax rate consolidato dei nove mesi 2021 pari al 50% è tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità, quali Libia, Egitto, Algeria e EAU) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020 comportando tax rate particolarmente elevati. Inoltre, le migliori prospettive reddituali delle attività green in Italia, in particolare EGL&Renewables, hanno consentito di valorizzare parte delle perdite fiscali del periodo.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €323 milioni nei nove mesi (saldo nullo nel terzo trimestre 2021) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** nel terzo trimestre sono stati registrati oneri special di circa €110 milioni legati ad accantonamenti per settlement di contenziosi commerciali. Nei nove mesi il saldo special item comprende proventi netti di €337 milioni rappresentati da riprese di valore nette di €373 milioni relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Turkmenistan, Libia, Algeria, Nigeria, Timor Leste e Stati Uniti che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi, da plusvalenze di €75 milioni riferite alla cessione di un asset marginale in Nigeria e da sopravvenienze attive per recupero crediti per underlifting in relazione a un settlement con una controparte di Stato. I principali oneri sono relativi ad accantonamenti a fondo rischi e al write-off di costi esplorativi per abbandono progetti dovuto a variabili legate al complesso contesto geopolitico ed ambientale;
- **GGP:** oneri netti di €2.009 milioni (€1.775 milioni nel terzo trimestre) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (€2.135 milioni nei nove mesi e €1.920 milioni nel terzo trimestre) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas. Le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €154 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. Tali componenti sono state in parte compensate dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €307 milioni nei nove mesi);
- **R&M e Chimica:** nel terzo trimestre sono stati registrati oneri (€89 milioni) relativi principalmente al write off degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi. Nei nove mesi il saldo special item (oneri di €1.106 milioni) è riferito principalmente a svalutazioni di impianti per circa €900 milioni relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di joint operation in Italia e in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Altri oneri hanno riguardato il write off degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (circa €140 milioni), oneri ambientali (€79 milioni), nonché oneri per derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€31 milioni);
- **EGL, Power & Renewables:** proventi netti di €2.513 milioni nei nove mesi (€1.995 milioni nel terzo trimestre) rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale nel mese di settembre.

Gli special item delle partecipate valutate all'equity includono principalmente alcune svalutazioni di CGU fatte dal JV Vår Energi in relazione principalmente a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo nonché all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC R>.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi			
		2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.	
252 Utile (perdita) netto		1.208	(501)	1.709	2.320	(7.833)	10.153	
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>								
2.810	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.828	1.860	(32)	6.101	10.165	(4.064)	
(6)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(4)	(2)	(2)	(92)	(6)	(86)	
1.088	- dividendi, interessi e imposte	1.675	658	1.017	3.810	2.624	1.186	
(606)	Variazione del capitale di esercizio	(757)	(74)	(683)	(2.554)	614	(3.168)	
204	Dividendi incassati da partecipate	185	85	100	539	413	126	
(839)	Imposte pagate	(993)	(352)	(641)	(2.495)	(1.424)	(1.071)	
(186)	Interessi (pagati) incassati	(209)	(218)	9	(603)	(719)	116	
2.717 Flusso di cassa netto da attività operativa		2.933	1.456	1.477	7.026	3.834	3.192	
(1.250)	Investimenti tecnici	(1.200)	(889)	(311)	(3.589)	(3.457)	(132)	
(351)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(553)	(95)	(458)	(1.424)	(359)	(1.065)	
68	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	18	1	17	255	13	242	
70	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(220)	(339)	119	(145)	(723)	578	
1.254 Free cash flow		978	134	844	2.123	(692)	2.815	
(634)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(469)	507	(976)	(1.654)	970	(2.624)	
(265)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.028)	372	(1.400)	(1.389)	3.279	(4.668)	
(226)	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)	(214)	(16)	(675)	(676)	1	
(844)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.617)	(423)	(1.194)	(2.461)	(1.960)	(501)	
1.985	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue				1.975	1.975		
(14)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	17	(24)	41	39	(36)	75	
1.256 VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTEI		(2.349)	352	(2.701)	(2.042)	885	(2.927)	
2.797 Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.339	1.774	1.565	8.096	5.144	2.952	
2Q 2021	(€ milioni)	3Q	2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
1.254 Free cash flow		978	134	844	2.123	(692)	2.815	
(226)	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)	(214)	(16)	(675)	(676)	1	
(71)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(254)		(254)	(495)	(67)	(428)	
101	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(146)	307	(453)	(208)	347	(555)	
(844)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.617)	(423)	(1.194)	(2.461)	(1.960)	(501)	
1.985	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue				1.975	1.975		
2.199 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		(1.269)	(196)	(1.073)	259	(3.048)	3.307	
226	Rimborsi lease liability	230	214	16	675	676	(1)	
(241)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(260)	100	(360)	(970)	(356)	(614)	
(15)	Variazione passività per beni in leasing	(30)	314	(344)	(295)	320	(615)	
2.184 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		(1.299)	118	(1.417)	(36)	(2.728)	2.692	

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi è stato di €7.026 milioni con un incremento di €3,2 miliardi, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream. La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €1,8 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period con un incremento di circa €0,4 miliardi rispetto all'ammontare ceduto nel quarto trimestre 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €8.096 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption.

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

	Nove mesi 2021				
	Reported	Stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
(€ milioni)					
Flusso di cassa ante variazione circolante	9.580	(1.115)	(432)	63	8.096
Variazione circolante	(2.554)	1.115	432	(63)	(1.070)
CFFO	7.026				7.026

	Nove mesi 2020				
	Reported	Stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
(€ milioni)					
Flusso di cassa ante variazione circolante	3.220	1.387	389	148	5.144
Variazione circolante	614	(1.387)	(389)	(148)	(1.310)
CFFO	3.834				3.834

Su base adjusted, l'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €1 miliardo è dovuto alla variazione del valore del magazzino gas del settore GGP, all'utilizzo degli acconti ricevuti dalle società di stato egiziane per il finanziamento del progetto Zohr compensati con le fatture per le forniture di gas e all'utilizzo netto dei fondi.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €5 miliardi e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank A/B nel Mare del Nord, del 100% della società Aldro Energía nel business retail gas, del business della produzione di bio-gas in Italia (acquisizione del gruppo Fri-El Biogas Holding), nonché di un portafoglio di società attive nella generazione eolica in Italia. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati a suo tempo dai partner egiziani (circa €500 milioni) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €4 miliardi, in aumento di circa il 7% vs. lo stesso periodo 2020, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

La variazione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa -€0,3 miliardi di riduzione è principalmente dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2 miliardi lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla gestione di circa €2,1 miliardi, che hanno coperto il pagamento dei dividendi di circa €2,4 miliardi (saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di circa €0,8 miliardi e acconto 2021 di €0,43 per azione con un esborso di €1,5 miliardi), il pagamento delle rate di leasing di €0,7 miliardi e il consolidamento del debito delle società acquisite di €0,5 miliardi.

Stato patrimoniale riclassificato

	(€ milioni)	30 Sett. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	55.124	53.943	1.181	
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.817	4.643	174	
Attività immateriali	3.724	2.936	788	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.021	995	26	
Partecipazioni	7.390	7.706	(316)	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.097	1.037	60	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.362)	(1.361)	(1)	
	71.811	69.899	1.912	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	5.648	3.893	1.755	
Crediti commerciali	10.505	7.087	3.418	
Debiti commerciali	(11.815)	(8.679)	(3.136)	
Attività (passività) tributarie nette	(3.940)	(2.198)	(1.742)	
Fondi per rischi e oneri	(12.934)	(13.438)	504	
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.334)	(1.328)	(6)	
	(13.870)	(14.663)	793	
Fondi per benefici ai dipendenti				
	(1.193)	(1.201)	8	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		154	44	110
CAPITALE INVESTITO NETTO		56.902	54.079	2.823
Patrimonio netto degli azionisti Eni	40.192	37.415	2.777	
Interessenze di terzi	88	78	10	
Patrimonio netto	40.280	37.493	2.787	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.309	11.568	(259)	
Passività per beni leasing	5.313	5.018	295	
- di cui working interest Eni	3.676	3.366	310	
- di cui working interest follower	1.637	1.652	(15)	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.622	16.586	36	
COPERTURE	56.902	54.079	2.823	
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,28	0,31	(0,03)	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,41	0,44	(0,03)	
Gearing	0,29	0,31	(0,01)	

- Al 30 settembre 2021 il **capitale immobilizzato** di €71,8 miliardi è aumentato di €1,9 miliardi rispetto al 31 dicembre 2020 a seguito degli investimenti/acquisizioni del periodo e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti e svalutazioni (al 30 settembre 2021, cambio puntuale EUR/USD 1,158, rispetto al cambio di 1,227 al 31 dicembre 2020, -6%).
- Il **capitale di esercizio netto** (-€13,9 miliardi) aumenta di €0,8 miliardi a seguito dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity, dell'aumento del saldo netto dei movimenti nei crediti/debiti commerciali (circa +€0,3 miliardi) e dell'utilizzo dei fondi di €0,5 miliardi, parzialmente compensati dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1,7 miliardi).
- Il **patrimonio netto** (€40,3 miliardi) è aumentato di circa €2,8 miliardi per effetto dell'utile di periodo (€2,32 miliardi), delle due emissioni ibride di circa €2 miliardi effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (circa +€2 miliardi), in parte compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€0,8 miliardi) e

dell'acconto 2021 di €1,5 miliardi, nonché dalla variazione negativa di circa -€1 miliardo della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

- L'**indebitamento finanziario netto**³ ante lease liability al 30 settembre 2021 è pari a €11,31 miliardi in riduzione di €0,3 miliardi rispetto al 2020.
- Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,28 al 30 settembre 2021, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2020 (0,31).

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 2021 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2021 e ai relativi comparativa period (terzo trimestre e nove mesi 2020). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2021 e al 31 dicembre 2020. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2021 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2020 alla quale si rinvia.

* * *

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Francesco Esposito, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Outlook", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030
Numeri verde azionisti (dall'Italia): 800940924
Numeri verde azionisti (dall'estero): +80011223456
Centralino: +39.0659821
ufficio.stamp@eni.com
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.
Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588
Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e nove mesi 2021 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivi:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrétion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.335	(1.725)	399	2.059	(130)	(145)	2.793
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(302)			2	(300)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	10		14				24
svalutazioni (riprese di valore) nette	3		69		4		76
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset			(4)				(4)
accantonamenti a fondo rischi	65				9		74
oneri per incentivazione all'esodo	4	2	5		8		19
derivati su commodity		1.920	(1) (2.082)				(163)
differenze e derivati su cambi	5	98	(6) (3)				94
altro	22	(245)	12	90			(121)
Special item dell'utile (perdita) operativo	109	1.775	89 (1.995)	21			(1)
Utile (perdita) operativo adjusted	2.444	50	186	64	(109)	(143)	2.492
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(73)	(7)	(9)		(142)		(231)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	209		19	(3)	(71)		154
Imposte sul reddito ^(a)	(1.067)	(18)	(54)	(11)	130	41	(979)
<i>Tax rate (%)</i>							40,5
Utile (perdita) netto adjusted	1.513	25	142	50	(192)	(102)	1.436
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.431
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.203
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(212)
Esclusione special item							440
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.431

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III Trimestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	514	(205)	(22)	43	(111)	1	220
Esclusione (utile) perdita di magazzino			30			(37)	(7)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			13				13
svalutazioni (riprese di valore) nette	(24)		14	(1)	7		(4)
plusvalenze nette su cessione di asset			(2)				(2)
accantonamenti a fondo rischi	22				4		26
oneri per incentivazione all'esodo	7	1	4	26	15		53
derivati su commodity		318	(27)	(14)			277
differenze e derivati su cambi	7	(93)	(1)	3			(84)
altro	(11)	43	12		1		45
Special item dell'utile (perdita) operativo	1	269	13	14	27		324
Utile (perdita) operativo adjusted	515	64	21	57	(84)	(36)	537
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(102)		1		(88)		(189)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	58	2	(61)	(3)	(23)		(27)
Imposte sul reddito ^(a)	(402)	(3)	(18)	(15)	(44)	10	(472)
<i>Tax rate (%)</i>							..
Utile (perdita) netto adjusted	69	63	(57)	39	(239)	(26)	(151)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(153)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(503)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(5)
Esclusione special item							355
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(153)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	6.000	(1.965)	284	2.887	(424)	(132)	6.650
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.134)			19	(1.115)	
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		79		5		103
svalutazioni (riprese di valore) nette	(373)		1.039		12		678
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	22						22
plusvalenze nette su cessione di asset	(75)		(17)	(1)	1		(92)
accantonamenti a fondo rischi	97		(4)		8		101
oneri per incentivazione all'esodo	19	2	23	1	30		75
derivati su commodity		2.135	31	(2.598)			(432)
differenze e derivati su cambi	6	154	(8)	(5)			147
altro	(52)	(282)	(37)	90	2		(279)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(337)	2.009	1.106	(2.513)	58		323
Utile (perdita) operativo adjusted	5.663	44	256	374	(366)	(113)	5.858
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(266)	(11)	(19)	(1)	(405)		(702)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	428	(2)	(14)		(283)		129
Imposte sul reddito ^(a)	(2.540)	(29)	(57)	(100)	53	32	(2.641)
<i>Tax rate (%)</i>							50,0
Utile (perdita) netto adjusted	3.285	2	166	273	(1.001)	(81)	2.644
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							14
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.630
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.306
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(793)
Esclusione special item							1.117
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.630

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(1.164)	(42)	(2.324)	256	(512)	231	(3.555)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.400			(13)	1.387
Esclusione special item:							
oneri ambientali	1		74				75
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.657		1.070	5	13		2.745
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(5)		(2)		(6)
accantonamenti a fondo rischi	107				6		113
oneri per incentivazione all'esodo	17	2	9	27	36		91
derivati su commodity		469	(125)	45			389
differenze e derivati su cambi	7	(100)	(15)				(108)
altro	119	98	26		36		279
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.909	469	1.034	77	89		3.578
Utile (perdita) operativo adjusted	745	427	110	333	(423)	218	1.410
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(271)		(6)	(1)	(439)		(717)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	101	(11)	(90)	4	(69)		(65)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.079)	(126)	(55)	(102)	(14)	(55)	(1.431)
<i>Tax rate (%)</i>							227,9
Utile (perdita) netto adjusted	(504)	290	(41)	234	(945)	163	(803)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(808)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(7.838)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							986
Esclusione special item							6.044
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(808)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.269	(311)	(424)	598	(131)	(6)	1.995
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(1)	(351)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	9		41		5		55
svalutazioni (riprese di valore) nette	(382)		946		5		569
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	22						22
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(7)		1		(5)
accantonamenti a fondo rischi	32		(4)		(1)		27
oneri per incentivazione all'esodo	8		8		9		25
derivati su commodity	369	10	(490)				(111)
differenze e derivati su cambi	(5)	(27)	7				(25)
altro	(113)	(7)	(37)		1		(156)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(428)	335	964	(490)	20		401
Utile (perdita) operativo adjusted	1.841	24	190	108	(111)	(7)	2.045
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(97)	(1)	2	(1)	(124)		(221)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	129	1	(2)	(3)	(175)		(50)
Imposte sul reddito ^(a)	(831)	(17)	(35)	(34)	76	1	(840)
<i>Tax rate (%)</i>							47,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.042	7	155	70	(334)	(6)	934
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							929
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							247
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(252)
Esclusione special item							934
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							929

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

2Q 2021	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2021	2020	2021	2020
55	Oneri ambientali	24	13	103	75
569	Svalutazioni (riprese di valore) nette	76	(4)	678	2.745
22	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			22	
(5)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	(2)	(92)	(6)
27	Accantonamenti a fondo rischi	74	26	101	113
25	Oneri per incentivazione all'esodo	19	53	75	91
(111)	Derivati su commodity	(163)	277	(432)	389
(25)	Differenze e derivati su cambi	94	(84)	147	(108)
(156)	Altro	(121)	45	(279)	279
401	Special item dell'utile (perdita) operativo	(1)	324	323	3.578
79	Oneri (proventi) finanziari	(90)	86	(88)	84
<i>di cui:</i>					
25	- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	(94)	84	(147)	108
449	Oneri (proventi) su partecipazioni	50	(85)	452	1.256
<i>di cui:</i>					
449	- <i>svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>	50	(57)	452	837
5	Imposte sul reddito	481	30	430	1.126
934	Totale special item dell'utile (perdita) netto	440	355	1.117	6.044

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
4.690	Exploration & Production	5.548	3.344	66	14.469	10.095	43
3.028	Global Gas & LNG Portfolio	4.687	1.233	280	10.630	4.853	119
9.697	Refining & Marketing e Chimica	10.364	6.635	56	27.948	18.783	49
2.012	EGL, Power & Renewables	2.394	1.467	63	7.136	5.414	32
426	Corporate e altre attività	405	365	11	1.217	1.113	9
(3.559)	Elisioni di consolidamento	(4.377)	(2.718)		(11.591)	(7.902)	
16.294		19.021	10.326	84	49.809	32.356	54

Costi operativi

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
11.857	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.808	7.531	83	35.925	24.717	45
(67)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	99	3	..	166	214	(22)
702	Costo lavoro	626	677	(8)	2.119	2.219	(5)
25	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	19	53		75	91	
12.492		14.533	8.211	77	38.210	27.150	41

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

2Q 2021	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
1.361	Exploration & Production	1.510	1.529	(1)	4.313	4.866	(11)
39	Global Gas & LNG Portfolio	43	31	39	117	94	24
128	Refining & Marketing e Chimica	118	135	(13)	384	433	(11)
64	EGL, Power & Renewables	79	54	46	201	156	29
38	Corporate e altre attività	37	36	3	110	109	1
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(24)	(24)	
1.622	Ammortamenti	1.779	1.777		5.101	5.634	(9)
569	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	76	(4)	..	678	2.745	(75)
2.191	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.855	1.773	5	5.779	8.379	(31)
24	Radiazioni	70	(36)	..	99	311	(68)
2.215		1.925	1.737	11	5.878	8.690	(32)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Nove mesi 2021						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(124)	(2)	63		(361)	(424)
Dividendi	87		33			120
Altri proventi (oneri) netti	(3)	(13)			(3)	(19)
	(37)	(5)	83		(364)	(323)

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

30 Giu. 2021	(€ milioni)	30 Sett. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
26.677	Debiti finanziari e obbligazionari	26.111	26.686	(575)
5.587	- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.742	4.791	(49)
21.090	- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.369	21.895	(526)
(9.713)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.364)	(9.413)	2.049
(6.407)	Titoli held for trading	(6.464)	(5.502)	(962)
(517)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(974)	(203)	(771)
10.040	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.309	11.568	(259)
5.283	Passività per beni in leasing	5.313	5.018	295
3.635	- di cui working interest Eni	3.676	3.366	310
1.648	- di cui working interest follower	1.637	1.652	(15)
15.323	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.622	16.586	36
40.580	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	40.280	37.493	2.787
0,25	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,28	0,31	(0,03)
0,38	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,41	0,44	(0,03)

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di Misura pro-competenza di joint operator	Quota di lease liabilities di Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.622	1.637	14.985
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	40.280		40.280
Leverage pro-forma	0,41		0,37

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2021	31 Dic. 2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.364	9.413
Attività finanziarie destinate al trading	6.464	5.502
Altre attività finanziarie	1.032	254
Crediti commerciali e altri crediti	14.652	10.926
Rimanenze	5.648	3.893
Attività per imposte sul reddito	156	184
Altre attività	19.588	2.686
	54.904	32.858
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	55.124	53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.817	4.643
Attività immateriali	3.724	2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.021	995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.369	6.749
Altre partecipazioni	1.021	957
Altre attività finanziarie	1.085	1.008
Attività per imposte anticipate	5.235	4.109
Attività per imposte sul reddito	155	153
Altre attività	1.174	1.253
	79.725	76.746
Attività destinate alla vendita	268	44
TOTALE ATTIVITÀ	134.897	109.648
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.276	2.882
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.466	1.909
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	943	849
Debiti commerciali e altri debiti	16.014	12.936
Passività per imposte sul reddito	422	243
Altre passività	22.611	4.872
	44.732	23.691
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.369	21.895
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.370	4.169
Fondi per rischi e oneri	12.934	13.438
Fondi per benefici ai dipendenti	1.193	1.201
Passività per imposte differite	7.126	5.524
Passività per imposte sul reddito	359	360
Altre passività	2.420	1.877
	49.771	48.464
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	114	
TOTALE PASSIVITÀ	94.617	72.155
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	22.888	34.043
Riserve per differenze cambio da conversione	5.878	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	5.808	4.688
Azioni proprie	(693)	(581)
Utile (perdita) netto	2.306	(8.635)
Totale patrimonio netto di Eni	40.192	37.415
Interessenze di terzi	88	78
TOTALE PATRIMONIO NETTO	40.280	37.493
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	134.897	109.648

CONTO ECONOMICO

	2Q 2021	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
			2021	2020	2021	2020
16.294	Ricavi della gestione caratteristica		19.021	10.326	49.809	32.356
346	Altri ricavi e proventi		233	194	884	654
16.640	Totale ricavi		19.254	10.520	50.693	33.010
(11.857)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(13.808)	(7.531)	(35.925)	(24.717)
67	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		(99)	(3)	(166)	(214)
(702)	Costo lavoro		(626)	(677)	(2.119)	(2.219)
62	Altri proventi (oneri) operativi		(3)	(352)	45	(725)
(1.622)	Ammortamenti		(1.779)	(1.777)	(5.101)	(5.634)
(569)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing		(76)	4	(678)	(2.745)
(24)	Radiazioni		(70)	36	(99)	(311)
1.995	UTILE (PERDITA) OPERATIVO		2.793	220	6.650	(3.555)
592	Proventi finanziari		857	1.023	2.688	3.176
(956)	Oneri finanziari		(943)	(1.505)	(3.048)	(4.101)
11	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		2	25	21	18
53	Strumenti finanziari derivati		(57)	182	(275)	106
(300)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(141)	(275)	(614)	(801)
(519)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		53	26	(424)	(1.378)
20	Altri proventi (oneri) su partecipazioni		51	32	101	57
(499)	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		104	58	(323)	(1.321)
1.196	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.756	3	5.713	(5.677)
(944)	Imposte sul reddito		(1.548)	(504)	(3.393)	(2.156)
252	Utile (perdita) netto		1.208	(501)	2.320	(7.833)
	di competenza:					
247	- azionisti Eni		1.203	(503)	2.306	(7.838)
5	- interessenze di terzi		5	2	14	5
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)					
0,06	- semplice		0,33	(0,14)	0,63	(2,19)
0,06	- diluito		0,33	(0,14)	0,63	(2,19)
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.572,5	- semplice		3.570,1	3.572,5	3.571,7	3.572,5
3.577,9	- diluito		3.575,4	3.575,4	3.577,0	3.575,4

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
	2021	2020	2021	2020
Utile (perdita) netto del periodo	1.208	(501)	2.320	(7.833)
Componenti non riclassificabili a conto economico	(1)		17	8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			2	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(1)		15	8
Componenti riclassificabili a conto economico	136	(1.363)	986	(1.569)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	946	(1.642)	1.983	(1.806)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1.115)	394	(1.336)	271
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(24)		(54)	46
Effetto fiscale	329	(115)	393	(80)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	135	(1.363)	1.003	(1.561)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.343	(1.864)	3.323	(9.394)
di competenza:				
- azionisti Eni	1.338	(1.866)	3.309	(9.399)
- interessenze di terzi	5	2	14	5

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
	2021	2020	2021	2020
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020			47.900	
Totale utile (perdita) complessivo		(9.394)		
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni		(1.965)		
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate		(3)		
Altre variazioni		(5)		
Totale variazioni			(11.367)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2020			36.533	
di competenza:				
- azionisti Eni		36.460		
- interessenze di terzi		73		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021			37.493	
Totale utile (perdita) complessivo		3.323		
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni		(2.390)		
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate		(5)		
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue		2.000		
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(10)		
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue		(15)		
Acquisto di azioni proprie		(112)		
Altre variazioni		(4)		
Totale variazioni			2.787	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2021			40.280	
di competenza:				
- azionisti Eni		40.192		
- interessenze di terzi		88		

RENDICONTO FINANZIARIO

2Q 2021	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2021	2020	2021	2020
252	Utile (perdita) netto	1.208	(501)	2.320	(7.833)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
1.622	Ammortamenti	1.779	1.777	5.101	5.634
569	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	76	(4)	678	2.745
24	Radiazioni	70	(36)	99	311
519	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(53)	(26)	424	1.378
(6)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(4)	(2)	(92)	(6)
(39)	Dividendi	(54)	(32)	(120)	(104)
(17)	Interessi attivi	(19)	(24)	(57)	(96)
200	Interessi passivi	200	210	594	668
944	Imposte sul reddito	1.548	504	3.393	2.156
87	Altre variazioni	(9)	171	(185)	93
(606)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(757)	(74)	(2.554)	614
(286)	- <i>rimanenze</i>	(733)	17	(1.623)	1.078
(228)	- <i>crediti commerciali</i>	(1.039)	(523)	(2.955)	1.493
503	- <i>debiti commerciali</i>	1.655	(86)	2.671	(2.691)
(165)	- <i>fondi per rischi e oneri</i>	(13)	(77)	(255)	(476)
(430)	- <i>altre attività e passività</i>	(627)	595	(392)	1.210
(11)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(35)	(22)	(16)	4
204	Dividendi incassati	185	85	539	413
3	Interessi incassati	5	(1)	20	32
(189)	Interessi pagati	(214)	(217)	(623)	(751)
(839)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(993)	(352)	(2.495)	(1.424)
2.717	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.933	1.456	7.026	3.834
(1.552)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.002)	(1.345)	(5.256)	(4.647)
(1.183)	- <i>attività materiali</i>	(1.133)	(839)	(3.409)	(3.308)
(2)	- <i>diritto di utilizzo prepagato beni in leasing</i>			(2)	
(65)	- <i>attività immateriali</i>	(67)	(50)	(178)	(149)
(331)	- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	(425)		(756)	(109)
(20)	- <i>partecipazioni</i>	(128)	(95)	(668)	(250)
(42)	- <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	(109)	(29)	(178)	(129)
91	- <i>variazione debiti relativi all'attività di investimento</i>	(140)	(332)	(65)	(702)
89	Flusso di cassa dei disinvestimenti	47	23	353	121
88	- <i>attività materiali</i>	15	1	191	7
1	- <i>attività immateriali</i>			1	
(5)	- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</i>			76	
(35)	- <i>imposte pagate sulle dismissioni</i>			(35)	
19	- <i>partecipazioni</i>	3		22	6
21	- <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	32	22	111	99
	- <i>variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>	(3)		(13)	9
(634)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(469)	507	(1.654)	970
(2.097)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.424)	(815)	(6.557)	(3.556)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

2Q 2021	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2021	2020	2021	2020
1.112	Assunzione di debiti finanziari non correnti	18	840	1.351	5.132
(1.464)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(66)	(505)	(1.978)	(2.621)
(226)	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)	(214)	(675)	(676)
87	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(980)	37	(762)	768
(839)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.511)	(423)	(2.350)	(1.957)
(5)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(5)	(3)
	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(4)		(4)	
	Acquisto di azioni proprie	(102)		(102)	
1.985	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue			1.985	
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue			(10)	
650	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.875)	(265)	(2.550)	643
(14)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	17	(24)	39	(36)
1.256	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(2.349)	352	(2.042)	885
8.464	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	9.720	6.527	9.413	5.994
9.720	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)	7.371	6.879	7.371	6.879

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2021 e al 30 settembre 2021 comprendono €7 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

2Q 2021	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2021	2020	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
101	Attività correnti	38		139	15
368	Attività non correnti	766		1.134	182
(51)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(213)		(264)	(64)
(66)	Passività correnti e non correnti	(125)		(191)	(11)
352	Effetto netto degli investimenti	466	818	122	
(1)	Interessenze di terzi			(1)	(10)
351	Totale prezzo di acquisto	466	817	112	
<i>a dedurre:</i>					
(20)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(41)		(61)	(3)
331	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	425	756	109	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
2	Rami d'azienda ceduti			2	
(7)	Attività non correnti cedute			233	
<i>a dedurre:</i>					
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati					
	Attività correnti			371	
	Attività non correnti			394	
	Indebitamento finanziario netto			(128)	
	Passività correnti e non correnti			(436)	
Totale acquisizioni					
(5)	Totale disinvestimenti netti			201	
<i>a dedurre:</i>					
	Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			34	
(5)	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			42	
				76	

Investimenti tecnici

2Q 2021	(\$ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
950	Exploration & Production ^(a)	951	673	41	2.757	2.691	2
	di cui: - <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>		51	..	13	51	(75)
126	- <i>ricerca esplorativa</i>	146	27	..	306	274	12
793	- <i>sviluppo di idrocarburi</i>	791	583	36	2.385	2.323	3
15	Global Gas & LNG Portfolio	1	1		16	8	..
208	Refining & Marketing e Chimica	162	138	17	497	515	(3)
139	- <i>Refining & Marketing</i>	122	100	22	356	374	(5)
69	- <i>Chimica</i>	40	38	5	141	141	
76	EGL, Power & Renewables	98	63	56	258	204	26
69	- <i>EGL & Renewables</i>	85	51	67	220	170	29
7	- <i>Power</i>	13	12	8	38	34	12
20	Corporate e altre attività	21	17	24	115	49	..
(1)	Elisioni di consolidamento	(1)	(3)		(4)	(10)	
1.268	Investimenti tecnici ^(a)	1.232	889	39	3.639	3.457	5

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nei nove mesi 2021.

Nei nove mesi 2021 gli investimenti tecnici di €3.639 milioni (€3.457 milioni nei nove mesi 2020) evidenziano un incremento del 5% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.385 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Angola, Stati Uniti, Messico ed Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€289 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€67 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail e all'attività rinnovabili (€220 milioni).

Exploration & Production

2Q 2021	3Q 2021	2020	Nove mesi	
			2021	2020
1.597	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.688	1.701
65	Italia		82	105
172	Resto d'Europa		213	224
247	Africa Settentrionale		266	253
371	Egitto		364	290
293	Africa Sub-Sahariana		316	369
147	Kazakhstan		119	144
169	Resto dell'Asia		201	172
116	America		111	127
17	Australia e Oceania		16	17
137	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	141	143
			417	431

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

2Q 2021	3Q 2021	2020	Nove mesi	
			2021	2020
779	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	805	817
23	Italia		36	47
114	Resto d'Europa		127	133
125	Africa Settentrionale		128	107
96	Egitto		82	64
188	Africa Sub-Sahariana		209	217
100	Kazakhstan		89	101
75	Resto dell'Asia		82	90
58	America		52	58
	Australia e Oceania			

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

2Q 2021	3Q 2021	2020	Nove mesi	
			2021	2020
123	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	133	133
6	Italia		7	9
9	Resto d'Europa		13	14
19	Africa Settentrionale		21	22
41	Egitto		42	34
16	Africa Sub-Sahariana		16	23
7	Kazakhstan		5	6
14	Resto dell'Asia		18	12
9	America		9	10
2	Australia e Oceania		2	3

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (122 e 130 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2021 e 2020, rispettivamente, 115 e 123 mila boe/giorno nel nove mesi 2021 e 2020, rispettivamente e 108 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2021).