



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

Roma
18 febbraio 2022

Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2021

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

3Q 2021			4Q			Esercizio		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
73,47	Brent dated	\$/barile	79,73	44,23	80	70,73	41,67	70
1,179	Cambio medio EUR/USD		1,144	1,193	(4)	1,183	1,142	4
491	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	987	156	533	487	112	335
(9)	Spread PSV vs. TTF		12	1	..	1	12	(92)
(0,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(2,2)	0,2	..	(0,9)	1,7	..
1.688	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.737	1.713	1	1.682	1.733	(3)
2.492	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	3.809	488	681	9.667	1.898	409
2.444	E&P		3.640	802	354	9.303	1.547	501
50	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		536	(101)	631	580	326	78
186	R&M e Chimica		(105)	(104)	..	151	6	..
64	Plenitude & Power		97	132	(27)	471	465	1
1.431	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		2.110	50	..	4.740	(758)	..
0,40	per azione - diluito (€)		0,58	0,01		1,30	(0,21)	
1.203	Utile (perdita) netto ^(b)		3.822	(797)		6.128	(8.635)	
0,33	per azione - diluito (€)		1,06	(0,22)		1,69	(2,42)	
3.339	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		4.617	1.582	192	12.713	6.726	89
2.933	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.825	988	490	12.851	4.822	167
1.136	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		1.775	1.209	47	5.817	4.970	17
11.309	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	(22)	8.987	11.568	(22)
16.622	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		14.324	16.586	(14)	14.324	16.586	(14)
40.280	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.823	37.493	20	44.823	37.493	20
0,28	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,31		0,20	0,31	
0,41	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	0,44		0,32	0,44	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 21.

(b) Non include alcuna stima sul risultato della partecipazione Saipem per il 4Q2021.

(c) Esclude 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 dell'esercizio e del quarto trimestre 2021 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Nel corso del 2021 abbiamo raggiunto risultati eccellenti e accelerato la nostra strategia di trasformazione che fa leva sull'integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con i nostri stakeholders. La rigorosa disciplina finanziaria e la riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica ci hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica del 2021. L'Upstream continua da un lato a fornirci le risorse per alimentare la nostra strategia di decarbonizzazione, mentre i business legati alla transizione, come quelli raccolti nella nuova società Plenitude, offrono dall'altro lato il loro importante contributo. In questo modo abbiamo consolidato un EBIT di €9,7 mld e un utile netto adjusted di €4,7 mld, il più alto dal 2012, quando il Brent superò \$110/barile. La forte generazione di cassa, che ha beneficiato anche della selettività nelle scelte di spesa, ha reso disponibili €7,6 mld di free cash flow organico, in grado di accelerare la crescita dei business green e di coprire dividendi e buy-back già ritornati a livelli pre-pandemia, e ridurre il rapporto d'indebitamento al 20%, rispetto al 31% dello scorso anno. Continua inoltre la trasformazione del portafoglio per estrarre valore dai nostri business, ottimizzare il costo del capitale e massimizzare la crescita. La quotazione di Plenitude, che integra rinnovabili, clienti e e-mobility, ci consentirà di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni scope 3 dei nostri clienti domestici. Anche il portafoglio upstream rimane una importante leva di creazione di valore per la transizione energetica, come dimostra il successo della quotazione di Vår Energi presso la borsa norvegese, la più grande IPO di una società O&G da oltre un decennio, e la prossima creazione insieme a BP di un veicolo strategico in Angola che combinerà le operazioni dei due partner. Infine, stiamo ampliando le leve necessarie per abbattere le emissioni dei nostri impianti e dei nostri clienti industriali attraverso il progetto HyNet per la cattura e stoccaggio della CO₂ in UK, i progetti di agro-hub per la fornitura di biofeedstock delle nostre bioraffinerie, e il test di successo della fusione magnetica condotto da CFS di cui siamo i principali azionisti. In sintesi, il 2021 è stato un anno di conferma della efficacia della strategia che abbiamo lanciato fin dall'inizio della pandemia, e che ci ha permesso in pochi mesi di riportare la struttura patrimoniale a livelli pre-crisi e, nel contempo, di rafforzare il nostro piano di transizione.”

Highlight

ECCELLENTI RISULTATI NEL 2021, PASSI FONDAMENTALI NELLA VALORIZZAZIONE DEL PORTAFOGLIO E NEI PROGETTI DI DECARBONIZZAZIONE

Risultati operativi ed economico-finanziari

- La disciplina finanziaria e la riduzione dei costi implementate in risposta alla crisi del COVID-19 hanno consentito a Eni di cogliere l'upside della forte ripresa economica del 2021 con un EBIT adjusted FY di €9,7 mld (con un incremento di €7,8 mld vs. 2020, +400%).
- Utile netto adjusted di €4,7 mld, il più alto dal 2012, per effetto della performance operativa, dei migliori risultati delle partecipazioni all'equity e per il sensibile recupero dello scenario upstream.
- Nell'esercizio 2021 realizzato un flusso di cassa di €12,7 mld che ha finanziato capex netti di €5,8 mld. Free cash flow organico di €7,6 mld.
- La generazione di cassa organica è in grado di coprire il pagamento dei dividendi e il buy-back (in totale €2,8 mld), la manovra di portafoglio a sostegno dei business della transizione (€2,1 mld) e permette di ridurre il debito netto a €9 mld e il rapporto di leva a 0,20 vs. 0,31 a fine 2020.
- E&P: EBIT adjusted a €9,3 mld, +500% vs esercizio 2020, mantenendo una forte disciplina di investimento ed un livello produttivo di 1,7 milioni boe/g.
- EBITDA adjusted Plenitude: €0,6 mld in crescita del 25%; portafoglio clienti retail superiore a 10 milioni.
- Capacità installata da fonti rinnovabili più che triplicata nel 2021 e pari a circa 1,2 GW (oltre 2 GW inclusi gli asset in costruzione) sostanzialmente riferita a Plenitude.
- In esplorazione conseguiti eccellenti risultati sulla attività near field e in bacini maturi, con oltre 700 mln boe di nuove risorse. Si segnala in particolare l'accumulo di Baleine in Costa d'Avorio, che sarà sviluppata in modalità fast-track con avvio della produzione nel primo semestre 2023, e sarà il primo sviluppo in Africa a zero emissioni nette (Scope 1 e 2).

Portafoglio

- Avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra i business delle rinnovabili, della vendita retail di energia e dei punti di ricarica per veicoli elettrici con l'obiettivo di decarbonizzare il portafoglio clienti Eni.
- Collocata presso il mercato norvegese una quota di circa il 12,7% di Vår Energi (inclusa la quota dell'opzione greenshoe), nell'ambito della più grande IPO del settore O&G europeo da oltre una decade.
- In Angola avanza la costituzione con BP di una nuova business combination a controllo congiunto che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel paese.

Iniziative per la decarbonizzazione

- Nell'ambito delle iniziative relative al trasporto e stoccaggio della CO₂, il progetto HyNet nella baia di Liverpool, a guida Eni, è stato inserito dalle autorità britanniche tra le iniziative prioritarie per l'accesso ai fondi pubblici nell'ambito del piano di decarbonizzazione del Paese.
- In Africa in collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo e Costa d'Avorio stiamo facendo passo avanti nei progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bio-raffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale.
- Commonwealth Fusion System, la venture di cui siamo sponsor che conduce attività di ricerca e sviluppo sulla fusione magnetica, ha ottenuto un importante breakthrough nella sperimentazione dei superconduttori per il contenimento del plasma di fusione. Completato il funding della successiva fase che ha l'obiettivo di produrre energia da fusione in un impianto dimostrativo entro il 2025.
- Emesso il primo sustainability-linked bond del settore O&G per un valore da €1 miliardo con un rendimento parametrato al conseguimento di obiettivi di decarbonizzazione (riduzione intensità emissiva E&P e target di capacità installata da rinnovabili).
- Annunciato il primo Energy Compact, commitment pubblico volontario riconosciuto dall'ONU per accelerare il progresso verso il conseguimento dello "SDG" n. 7 "Energia accessibile e pulita".
- Significativi avanzamenti Eni nei ranking ESG grazie ai progressi nella decarbonizzazione con l'inclusione

tra le prime dieci società del nuovo indice MIB ESG di Euronext, la conferma di posizioni leader nei principali ratings ESG e indici specializzati (Gender-Equality Index (GEI) di Bloomberg, MSCI, Sustainalytics, V.E, FTSE4Good Developed Index), e il Prime Status dal rating ISS ESG. Risultati di eccellenza sono stati conseguiti anche negli indici con focus clima (Climate Action 100+ Net Zero Benchmark, Carbon Tracker, Transition Pathway Initiative) e nella conferma della leadership nel CDP Climate Change e nei questionari Water Security.

Scenario 4Q 2021

- Il 4Q 2021 ha registrato una volatilità senza precedenti nel mercato dell'energia.
- L'accelerazione della ripresa macroeconomica globale sostenuta dal riavvio delle attività traina la domanda di petrolio, gas naturale ed energia elettrica in modo sincrono in tutte le geografie.
- I timori legati ai possibili impatti sull'attività economica della nuova variante "Omicron" del COVID-19 hanno avuto breve durata: il prezzo del petrolio dopo una correzione di circa il 15% a fine novembre ha ripreso la traiettoria rialzista sostenuto dai robusti fondamentali e dal costante assorbimento delle scorte; media 4Q '21 a 80 \$/bbl (+9% vs 3Q '21; quasi raddoppiato vs corrispondente periodo 2020). Nel mese di gennaio 2022 il prezzo del Brent ha segnato i massimi dal 2014.
- Mercato europeo del gas caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia: prezzo spot all'hub continentale "TTF" che ha raggiunto a dicembre 180 €/MWh per poi ripiegare sulla media del 4Q '21 di circa 92 €/MWh (+95% vs 3Q '21; +529% vs 4Q '20); valori allineati per il prezzo spot Italia "PSV".
- Condizioni analoghe sono state registrate nel mercato wholesale dell'energia elettrica con il prezzo "PUN" Italia al valore medio di 243 €/MWh nel 4Q '21 (+380%) e un picco di 440 €/MWh.
- Margini di raffinazione: ulteriore peggioramento nel 4Q '21 a -2,2 \$/bbl (più che quintuplicato vs. 3Q '21) a causa dell'aumento del costo del metano.
- Costo delle emission allowance di 4Q '21 pari a 68 €/ton, +8% vs 3Q '21, più che raddoppiato vs 4Q '20.
- Margini di prodotti chimici: il margine del cracker nel 4Q '21 è pari a 311 €/ton in riduzione dell'11% rispetto al 3Q '21 e del 5% rispetto al 4Q '20, nell'anno la riduzione si attesta all'11%; ancora sostenuti gli spread di elastomeri, stirenici e polietilene.

Highlight finanziari 4Q 2021

- **EBIT adjusted di Gruppo:** €3,8 mld nel quarto trimestre 2021, +53% vs. 3Q 2021. Il risultato di Gruppo del quarto trimestre 2021 è stato trainato dalla performance positiva di tutti i settori:
 - **E&P:** EBIT di €3,64 mld in aumento del 49% vs. 3Q 2021 (+354% vs. stesso periodo del 2020) per effetto del rafforzamento dello scenario prezzi e dell'aumento del 3% della produzione a 1,74 mln boe/g.
 - **G&P:** ottima performance nel quarto trimestre con un EBIT di €536 mln, +€486 mln rispetto al 3Q 2021, che ha fatto leva sulle ottimizzazioni di portafoglio e le rinegoziazioni contrattuali.
 - **Plenitude & Power:** EBIT a €97 mln in aumento del 52% vs. 3Q 2021 per la stagionalità.
 - **R&M:** EBIT negativo di €36 mln rispetto all'utile di €161 mln del 3Q 2021. Rispetto al quarto trimestre 2020 il business ha registrato un miglioramento di €23 mln per effetto dei maggiori volumi venduti dai business commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi.
 - **Chimica:** perdita di €69 mln, in peggioramento di €94 mln rispetto al 3Q 2021 per effetto dei margini in via di normalizzazione e del posticipo del programma di manutenzioni per cogliere lo scenario eccezionale del 2Q 2021.
- **Utile netto adjusted:** €2,1 mld nel quarto trimestre 2021 con un incremento del 47% vs. 3Q 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-19 evidenzia recuperi di ampie proporzioni: +€2,1 mld e +€5,5 mld rispettivamente vs. quarto trimestre ed esercizio 2020.

- **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo):** €4,6 mld nel quarto trimestre 2021 a fronte di capex netti pari a €1,8 mld.
- **Portafoglio:** esborsi netti di circa €2,9 mld nel 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 €9 mld, -€2,6 mld vs. 31 dicembre 2020. Leverage in riduzione a 0,20 vs 0,31 a fine 2020.
- **Buy-back:** concluso a dicembre il programma di riacquisto di azioni proprie 2021 da €400 mln, avviato nell'agosto 2021; nell'ambito del programma sono state acquistate complessivamente 34,11 mln di azioni.
- **Confermata proposta dividendo 2021** già annunciata al mercato di €0,86 per azione, di cui €0,43 versati in sede di acconto a settembre 2021.

Outlook 2022

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio e lungo termine saranno illustrati nella Strategy Presentation prevista per il 18 marzo. Il contenuto del Capital Markets Day sarà diffuso con un comunicato stampa emesso nella stessa giornata, disponibile sul sito web di Eni (eni.com), e secondo le altre modalità previste dai listing standard.

Business overview

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi** del quarto trimestre di 1,74 milioni di boe/g, +2,7% rispetto allo stesso trimestre del 2020 a parità di prezzo e +3,2% vs 3Q 2021. Nell'anno 1,7 milioni di boe/g a parità di prezzo, in linea con la guidance.

Crescita sostenuta per effetto del ramp-up delle produzioni gas dei giant Zohr in Egitto e Merakes in Indonesia, quest'ultimo avviato in aprile.

Su base annua, la performance è stata condizionata dalla maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e Regno Unito, dalla minore attività in Nigeria e dal declino dei campi maturi.

Contributo da avvii/crescite di 70 mila boe/giorno (in media nell'esercizio), 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.

- L'**attività esplorativa** bilanciata tra iniziative near field/ILX e selezionate iniziative di frontiera ha individuato oltre **700 milioni di boe di nuove risorse**.
 - La principale scoperta dell'anno è stata **Baleine** nel blocco CI-101 operato, offshore **Costa d'Avorio**, che ha identificato un accumulo stimato di circa 2 miliardi di barili di olio in posto e 2,4 triloni di piedi cubi (TCF) di gas associato.
 - Le scoperte near-field dell'anno sono state conseguite in Angola, Norvegia, Regno Unito, Messico, Ghana, Indonesia ed Egitto.
- Nell'esercizio 2021 il **portafoglio esplorativo** è stato rinnovato con circa 15.800 chilometri quadrati di nuovi permessi in Angola, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Norvegia, Regno Unito e Vietnam.
- Nel febbraio 2022, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 nel **Blocco 2** (Eni 70%, operatore), offshore **Abu Dhabi**. Le operazioni di perforazione sono in corso; previsto il completamento nel secondo trimestre del 2022.
- Definito con le autorità della Costa d'Avorio il piano di sviluppo della scoperta di **Baleine** in modalità fast-track e per fasi con avvio in early production nel primo semestre 2023 e successivo ramp-up. Il progetto sarà il primo sviluppo a net-zero emission (Scope 1 e 2) del continente africano.
- Aggiudicate cinque licenze esplorative in **Egitto**, quattro delle quali in qualità di operatore, nell'offshore e onshore egiziano, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni: Mediterraneo Orientale, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie totale di circa 8.410 chilometri quadrati.
- Eni attraverso **Vår Energi**, come risultato del processo di gara definito "2021 Awards in Predefined Areas" (APA) gestito dal Ministero norvegese del Petrolio ed Energia, si è aggiudicata 10 nuove licenze esplorative in Norvegia di cui 5 come operatore, distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese (NCS).
- **Valorizzazione del portafoglio:**
 - **Angola:** proseguono le attività con BP per dare esecuzione alla business combination dei rispettivi portafogli upstream nel Paese.
 - Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di **Vår Energi**, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa locale in linea con la strategia Eni di realizzarne il pieno valore dei propri asset e di liberare risorse addizionali per finanziare la crescita dei business della transizione. Il closing è avvenuto il 16 febbraio con il collocamento di un interest di circa il 12,7%, inclusa la quota dell'opzione greenshoe.
- **Iniziative di decarbonizzazione:**
 - Firmato con le autorità della Costa d'Avorio un Memorandum of Understanding (MoU) che, in analogia

al modello applicato in altri paesi del continente africano (Repubblica del Congo, Angola e Kenya), punta a decarbonizzare il mix energetico promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare. L'MoU copre anche la valorizzazione di scarti naturali e di Used Cooking Oil (UCO) e i progetti nelle rinnovabili e di sviluppo locale.

- Ampliata in Algeria la partnership strategica con Sonatrach con un accordo di rilancio della produzione nel bacino del Berkine in prossimità degli asset produttivi Menzel Ledjemet Est (MLE) e Central Area Field Complex (CAFC), già operati dalla JV Eni-Sonatrach e lo studio di iniziative nell'ambito della decarbonizzazione, nei campi delle energie rinnovabili, dell'idrogeno, della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂, e della bio-raffinazione.
- Raggiunta da Solenova, joint-venture tra Eni e Sonangol, la Decisione Finale di Investimento (FID) e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) della prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe in Angola, il cui avvio è previsto nel quarto trimestre del 2022. L'impianto avrà una capacità totale di 50 MW e la sua realizzazione avverrà in fasi, la prima delle quali prevederà il raggiungimento della capacità di 25 MW.
- Finalizzato l'accordo con il Gruppo Bonifiche Ferraresi per la costituzione di una joint venture paritetica per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come feedstock nelle bioraffinerie Eni. Nell'ambito di tale accordo Eni ha acquisito una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi e nella stessa BF SpA.

Global Gas & LNG Portfolio

- Revisione dei termini contrattuali in essere per la fornitura di gas a lungo termine, considerando l'evoluzione attuale e futura del mercato.
- Firmato un accordo per la cessione a **Snam** del 49,9% delle partecipazioni possedute da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una joint venture della quale sarà ceduto a Snam il 49,9% per il corrispettivo di circa €385 mln (Eni manterrà la quota residua del 50,1%).

Refining & Marketing e Chimica

- Nel quarto trimestre l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel è stata ridotta di circa 43 punti percentuali rispetto allo stesso trimestre 2020 (-34 punti percentuali nell'esercizio) 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. Confermato l'obiettivo di totale eliminazione dell'olio di palma dal 2023 nei processi di raffinazione.
- Accordo con **SEA**, società di gestione degli aeroporti di Milano Malpensa e Milano Linate, 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). L'accordo è in linea con il percorso già intrapreso con Aeroporti di Roma, che nel gennaio 2022 ha dato il via alle prime forniture di biocarburante idrogenato HVO puro, prodotto nella bioraffineria Eni di Porto Marghera, per alimentare i mezzi stradali per la movimentazione dei passeggeri a ridotta mobilità in ambito aeroportuale.
- Firmata lettera d'intenti con **Air Liquide** per lo sviluppo della mobilità a idrogeno in Italia, in particolare uno studio di fattibilità e sostenibilità per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno low-carbon e rinnovabile a supporto del mercato dei veicoli a celle a combustibile per la mobilità pesante e leggera.
- 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% nel 2020. La società 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. Nel mese di gennaio la società ha ottenuto la certificazione

ISCC Plus per le produzioni di compound e di prodotti da materie prime sostenibili.

- Versalis ha concesso in licenza a **Supreme Petrochem Ltd**, leader nel mercato indiano del polistirene compatto ed espandibile, la tecnologia a massa continua per la realizzazione di un impianto nello Stato di Maharashtra (India). Si tratta di una tecnologia che permette di produrre polimeri stirenici a ridotto impatto ambientale, grazie alle bassissime emissioni e ai ridotti consumi energetici.
- Accordo tra Versalis e **BTS Biogas**, società italiana attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti di produzione di biogas, per lo sviluppo e la commercializzazione di una tecnologia innovativa per la produzione di biogas e biometano da biomasse residue lignocellulosiche. Tale tecnologia farà leva sull'integrazione della tecnologia proprietaria Versalis per il pre-trattamento termomeccanico delle biomasse, con la tecnologia di BTS Biogas per la produzione di biogas e biometano per via fermentativa.
- Firmato un accordo tra **Matrica**, joint-venture Versalis/Novamont, e **Lanxess** leader nel settore delle specialità chimiche per la produzione di biocidi da materie prime rinnovabili. Da gennaio 2022 è stata avviata la fornitura di materie prime da fonti rinnovabili dell'impianto di Porto Torres ottenute da oli vegetali che Lanxess utilizzerà per produrre additivi industriali con azione biocida destinata al settore dei beni di consumo.

Plenitude & Power

- **Crescita del portafoglio clienti retail/business** a 10 milioni di punti di fornitura in aumento di oltre 300 mila punti di fornitura rispetto a fine 2020 (+4%) grazie alla crescita in Grecia e all'acquisizione della società Aldro Energia 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 **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 di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW.
 - Acquisita nel gennaio 2022 la società greca **Solar Konzept Greece** "SKGR" titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in **Grecia** e una pipeline di progetti di circa 800 MW, che consentiranno l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese.
- Al 31 dicembre 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1,14 GW, più che triplicata rispetto al 31 dicembre 2020 (0,33 GW). A fine 2021, con il perfezionamento dei deal annunciati, la capacità da fonti rinnovabili installata e in costruzione è pari a oltre 2 GW.
- Accordo con Equinor e SSE Renewables per l'acquisizione di una quota del 20% del progetto **Dogger Bank C** da 1,2 GW, terzo cluster del più grande parco eolico offshore al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione nel Mare del Nord britannico. La produzione sarà avviata per fasi tra il 2023 e il 2025. Il closing dell'operazione è avvenuto a inizio febbraio 2022.
- Firmato un accordo di collaborazione con **Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)**, nell'ambito della gara per l'assegnazione di concessioni marine, per lo sviluppo di impianti eolici offshore in Polonia e per la successiva partecipazione ai meccanismi di incentivazione (contract-for-difference) che saranno offerti in asta tra il 2025 e 2027.
- Raggiunto il closing dell'acquisizione del 100% di **Be Power**, società che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano di colonnine di ricarica per auto elettriche con oltre 6 mila punti.
- Firmati accordi con **Enel X** e **Be Charge** al fine di attivare l'interoperabilità tra le reti consentendo l'accesso alla più ampia rete di ricarica sul territorio nazionale di circa 20 mila punti di ricarica elettrica.

Attività ESG

- Avviato il programma “**Basket Bond - Energia Sostenibile**”, in collaborazione con ELITE, società del Gruppo Borsa Italiana/Euronext e illimity Bank per accelerare la crescita e lo sviluppo della supply chain. Tale strumento di finanza innovativa è rivolto a tutte le imprese della filiera integrata dell'energia, con un focus particolare sulle PMI e dedicato agli obiettivi di sviluppo sostenibile.
- Rinnovato l'Accordo Quadro con il **CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche)** per la durata di tre anni più due opzionali. L'accordo prevede lo sviluppo di progetti e di iniziative relative alla transizione energetica tramite l'individuazione di tecnologie chiave per lo sviluppo delle risorse, la decarbonizzazione, il risparmio energetico, l'economia circolare e la sostenibilità nei processi legati allo sviluppo locale delle comunità.
- Eni è stata inclusa per la prima volta nel **Gender-Equality Index (GEI)** di Bloomberg, ottenendo un punteggio totale superiore alla media delle imprese valutate a livello mondiale, a livello nazionale e rispetto ai propri peers, in particolare nell'ambito delle politiche contro le molestie sessuali, parità di salario e retributiva, e cultura inclusiva. A tal proposito, Eni ha firmato nel 2021 gli United Nations Women Empowerment Principles (WEP), un insieme di principi stabiliti congiuntamente da UN Global Compact e UN Women per sostenere la parità di genere e l'empowerment femminile.
- Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione di Eni è stata avviata una collaborazione con **Holcim**, volta allo sviluppo di una tecnologia innovativa per l'utilizzo della CO₂, attraverso la carbonatazione di minerali a base di silicati di magnesio e la produzione di un materiale in cui la CO₂ è fissata in modo stabile e permanente. Tale output è previsto poter essere impiegato nella formulazione di cementi.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production¹

Produzione e prezzi

3Q		4Q			Esercizio			
2021		2021	2020	var %	2021	2020	var %	
Produzioni								
805	Petrolio	mgl di barili/g	852	809	5	813	843	(4)
133	Gas naturale	mln di metri cubi/g	133	136	(2)	131	134	(2)
1.688	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.737	1.713	1	1.682	1.733	(3)
Prezzi medi di realizzo								
68,44	Petrolio	\$/barile	75,71	41,57	82	66,62	37,06	80
245	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	352	139	154	235	133	77
52,94	Idrocarburi	\$/boe	64,99	31,55	106	51,49	28,92	78

- Nel quarto trimestre 2021 la **produzione di idrocarburi** pari a 1,74 milioni di boe/giorno (1,68 milioni di boe/giorno nell'anno) è aumentata del 2,7% a parità di prezzo rispetto al quarto trimestre 2020; la performance sequenziale registra una crescita del 3,2% vs il terzo trimestre 2021. L'incremento rispetto al quarto trimestre 2020 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 negli Emirati Arabi Uniti e in Kazakhstan). Il confronto vs il terzo trimestre 2021 beneficia del rientro dalle manutenzioni in Norvegia, Italia e Regno Unito, allentamento tagli OPEC+ e maggior entitlement in Kazakhstan. Nell'anno i fattori negativi citati (manutenzioni, Nigeria e declini) hanno avuto un peso maggiore comportando un declino del 2,2% (a parità di prezzo).
- La **produzione di petrolio** è stata di 852 mila barili/giorno, +5% rispetto al quarto trimestre 2020 (813 mila barili/giorno nell'anno, -4% rispetto al periodo di confronto). La crescita produttiva registrata in Egitto e il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni sono state in parte compensate dall'effetto prezzo, dalla riduzione in Nigeria e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 133 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre (131 milioni di metri cubi/giorno nell'anno), -2% rispetto al corrispondente periodo del 2020. Il declino dei giacimenti maturi e la minore attività in Nigeria sono stati in parte compensati dal ramp-up delle produzioni di Zohr (Egitto) e Merakes (Indonesia) sostenuto dalla forte domanda a livello globale.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2020	6.905
Promozioni	337
Produzione	(614)
Riserve certe al 31 dicembre 2021	6.628
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 55

- Nel 2021 le promozioni nette di riserve certe sono state di 337 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo all sources del 55%. Tra le revisioni, l'effetto prezzo positivo di 196 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 41 \$/barile nel 2020 a 69 \$/barile nel 2021.
- La vita residua delle riserve è di 10,8 anni.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2021.

¹ Include la stima dei risultati di Vår Energi per il quarto trimestre 2021.

Risultati

3Q 2021	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
2.335	Utile (perdita) operativo	3.895	554	..	9.895	(610)	..
109	Esclusione special items	(255)	248		(592)	2.157	
2.444	Utile (perdita) operativo adjusted	3.640	802	354	9.303	1.547	501
(73)	Proventi (oneri) finanziari netti	(47)	(45)		(313)	(316)	
209	Proventi (oneri) su partecipazioni	273	161		701	262	
(1.067)	Imposte sul reddito	(1.586)	(290)		(4.126)	(1.369)	
1.513	Utile (perdita) netto adjusted	2.280	628	..	5.565	124	..
	I risultati includono:						
100	Costi di ricerca esplorativa:	326	48	..	558	510	9
42	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	50	53		194	196	
58	- radiazione di pozzi di insuccesso	276	(5)		364	314	
951	Investimenti tecnici	1.183	781	51	3.940	3.472	13

- Nel quarto trimestre la ripresa del settore **Exploration & Production** si è rafforzata con l'**utile operativo adjusted** di €3.640 milioni che segna un incremento sequenziale del 49% vs. il terzo trimestre 2021 (mentre il confronto con lo stesso trimestre 2020 impattato dalla pandemia segna incrementi a tre cifre +354%), sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico con il prezzo del petrolio per il marker di riferimento Brent aumentato del 9% (+80% vs. stesso periodo 2020), mentre la crisi dell'offerta gas spinge il prezzo spot a incrementi di proporzioni molto ampie con +100% nel confronto sequenziale e +533% nel confronto anno vs. anno. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati dell'11% e del 43% rispettivamente per i liquidi e il gas rispetto al terzo trimestre 2021 e dell'82% e del 154% rispetto al trimestre 2020. Inoltre, le produzioni sono aumentate del 3,2% sequenzialmente.

Nell'esercizio 2021 l'utile operativo adjusted di €9.303 milioni aumenta di €7,8 miliardi rispetto a quello conseguito nel 2020 (+501%) grazie all'incremento dei prezzi di realizzo (+80% e +77% rispettivamente per liquidi e gas) parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

- Nel quarto trimestre il settore ha riportato l'**utile netto adjusted** di €2.280 milioni rispetto all'utile di €628 milioni nel corrispondente periodo del 2020, con un incremento di circa €1,7 miliardi (di €5,4 miliardi nell'esercizio) dovuto essenzialmente alla ripresa dell'utile operativo. Nell'anno, 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 con riduzione dell'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. 16.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

3Q 2021			4Q			Esercizio		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
491	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	987	156	533	487	112	335
500	TTF		975	155	529	486	100	386
(9)	Spread PSV vs. TTF		12	1	..	1	12	(92)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
8,90	Italia		10,25	8,65	18	36,88	37,30	(1)
6,59	Resto d'Europa		7,52	8,26	(9)	28,01	23,00	22
0,71	di cui: Importatori in Italia		0,73	0,94	(22)	2,89	3,67	(21)
5,88	Mercati europei		6,79	7,32	(7)	25,12	19,33	30
1,65	Resto del Mondo		1,11	1,66	(33)	5,56	4,69	19
17,14	Totale vendite gas (*)		18,88	18,57	2	70,45	64,99	8
2,90	di cui: vendite di GNL		2,80	2,90	(3)	10,90	9,50	15

(*) Include vendite intercompany.

- Nel quarto trimestre le **vendite di gas naturale** di 18,88 miliardi di metri cubi sono in lieve aumento (+2%) rispetto allo stesso periodo 2020 a seguito dei maggiori volumi commercializzati in Italia parzialmente compensate da minori vendite in Belgio e Turchia. Nell'esercizio 2021 le vendite sono pari a 70,45 miliardi di metri cubi con un incremento dell'8% anche grazie ai maggiori volumi commercializzati di GNL.

Risultati

3Q 2021		(€ milioni)	4Q			Esercizio		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
(1.725)	Utile (perdita) operativo		2.864	(290)	..	899	(332)	..
1.775	Esclusione special item		(2.328)	189		(319)	658	
50	Utile (perdita) operativo adjusted		536	(101)	631	580	326	78
(7)	Proventi (oneri) finanziari netti		(6)			(17)		
	Proventi (oneri) su partecipazioni		2	(4)			(15)	
(18)	Imposte sul reddito		(365)	26		(394)	(100)	
25	Utile (perdita) netto adjusted		167	(79)	311	169	211	..
1	Investimenti tecnici		3	3		19	11	73

- Nel quarto trimestre il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato l'**utile operativo adjusted** di €536 milioni, in robusta crescita rispetto al quarto trimestre 2020 (+€637 milioni). La positiva performance è dovuta alle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e di rinegoiazione dei contratti che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia gas sia GNL. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e ad alcune dispute commerciali ancora in corso. Nell'esercizio 2021 l'utile operativo adjusted di €580 milioni è in aumento del 78% rispetto al periodo di confronto per effetto degli stessi driver del trimestre, dei maggiori volumi di gas venduti nei mercati europei e delle maggiori vendite di GNL.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 16.

Refining & Marketing e Chimica

3Q 2021			4Q			Esercizio		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
(0,4)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(2,2)	0,2	..	(0,9)	1,7	..
4,53	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,13	3,93	5	16,51	14,82	11
2,77	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,83	2,48	14	10,88	9,07	20
7,30	Totale lavorazioni		6,96	6,41	9	27,39	23,89	15
83	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	76	74		76	69	
163	Lavorazioni bio	mgt ton	198	183	8	665	710	(6)
63	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	77	64		65	63	
Marketing								
2,07	Vendite rete Europa	mln ton	1,90	1,63	17	7,23	6,61	9
1,45	Vendite rete Italia		1,36	1,14	19	5,12	4,56	12
0,62	Vendite rete resto d'Europa		0,54	0,49	10	2,11	2,05	3
22,3	Quota mercato rete Italia	%	22,4	22,8		22,3	23,2	
2,29	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,20	2,11	4	8,21	8,15	1
1,70	Vendite extrarete Italia		1,57	1,50	5	6,02	5,75	5
0,59	Vendite extrarete resto d'Europa		0,63	0,61	3	2,19	2,40	(9)
Chimica								
1,03	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,11	1,33	(17)	4,45	4,34	3
60	Tasso utilizzo impianti	%	67	75		66	65	

Produzioni e vendite

- Nel quarto trimestre il **margin 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 scesa su valori negativi record a -2,2 \$/barile (positivo a +0,2 \$/barile nel periodo di confronto), i peggiori degli ultimi dieci anni. Il trend già debole in corso d'anno ha registrato un'ulteriore accelerazione ribassistica nel trimestre, particolarmente accentuata nell'ultimo mese, a causa delle eccezionali quotazioni del gas che incidono sia sul costo delle lavorazioni sia 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 (-1,5 \$/barile Ural vs. Brent rispetto a +0,2 \$/barile registrati nel quarto trimestre 2020).
- Nel quarto trimestre le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,13 milioni di tonnellate, sono aumentate del 5% rispetto al quarto trimestre 2020 (+11% nei dodici 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 in ripresa rispetto all'anno precedente.
- Nel quarto trimestre volumi di **lavorazione bio** pari a 198 mila tonnellate sono aumentate dell'8% rispetto al periodo di confronto, grazie ai maggiori volumi processati presso la bioraffineria di Venezia. Nell'esercizio le lavorazioni sono pari a 665 mila tonnellate in diminuzione del 6% rispetto al periodo di confronto, in un contesto di scenario particolarmente depresso.
- Nel quarto trimestre le **vendite rete in Italia** pari a 1,36 milioni di tonnellate sono aumentate del 19% rispetto al periodo di confronto, in particolare sulla rete di proprietà, per effetto della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. Il confronto su base progressiva (5,12 milioni di tonnellate, +12%) riflette le misure di lockdown adottate nel 2020 durante il picco pandemico. La quota di mercato del quarto trimestre 2021 si è attestata al 22,4% (22,8% nel quarto trimestre 2020).
- Nel quarto trimestre le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,57 milioni di tonnellate sono aumentate del 5% rispetto al quarto trimestre 2020 (6,02 milioni di tonnellate nell'esercizio; +5% rispetto al periodo di confronto) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, raddoppiati rispetto al trimestre 2020, a seguito della parziale ripresa del trasporto aereo.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel quarto trimestre pari a 1,11 milioni di tonnellate sono diminuite del 17% rispetto al periodo di confronto, per le minori disponibilità a causa di fermate programmate, in particolare nel segmento intermedi (-19%) e polietilene (-14%). L'aumento registrato nei dodici mesi (+0,11 milioni di tonnellate, pari a +3%) è dovuto alla crescita macroeconomica e al rimbalzo della domanda in settori trainanti quali il packaging e il settore dei beni durevoli ed una ripresa

del settore automotive. Inoltre, il settore ha potuto catturare volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti ottenuta anche riprogrammando le fermate poliennali, sfruttando il rimbalzo della domanda e al minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente) anche per effetto di shortage temporanei di prodotto.

- I **marginii 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 nel primo semestre. Gli spread delle quotazioni del polietilene vs materia prima, dopo aver registrato valori record nel terzo trimestre, sono tornati, nel trimestre preso in esame, a valori più contenuti (circa €398 per tonnellata, -13% vs. 3Q 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 dodici mesi una riduzione a seguito dell'aumento delle quotazioni della materia prima (Virgin Nafta) e del costo delle utilities.

Risultati

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
399	Utile (perdita) operativo	(173)	(139)	..	111	(2.463)	..
(302)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(321)	(110)		(1.455)	1.290	
89	Esclusione special item	389	145		1.495	1.179	
186	Utile (perdita) operativo adjusted	(105)	(104)	(1)	151	6	..
161	- Refining & Marketing	(36)	(59)	..	(46)	235	..
25	- Chimica	(69)	(45)	..	197	(229)	..
(9)	Proventi (oneri) finanziari netti	(13)	(1)		(32)	(7)	
19	Proventi (oneri) su partecipazioni	10	(71)		(4)	(161)	
(14)	di cui: ADNOC R>	(31)	(58)		(76)	(167)	
(54)	Imposte sul reddito	(2)	(29)		(59)	(84)	
142	Utile (perdita) netto adjusted	(110)	(205)	..	56	(246)	..
162	Investimenti tecnici	231	256	(10)	728	771	(6)

- Nel quarto trimestre il business **Refining & Marketing** ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €36 milioni, in miglioramento di €23 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto dell'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai business commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone. Tali leve hanno consentito di più che compensare la negatività dello scenario di raffinazione oil e bio. Nel periodo progressivo l'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e i maggiori oneri per CO₂ hanno comportato una perdita operativa adjusted di €46 milioni, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €235 milioni nei dodici mesi del 2020, caratterizzati da margini di raffinazione debolmente positivi.
- Nel quarto trimestre il business della **Chimica** gestito dalla Versalis ha riportato una perdita di €69 milioni, in peggioramento di €24 milioni rispetto al periodo di confronto 2020, a seguito delle minori produzioni dovute al posticipo delle manutenzioni per cogliere le eccezionali opportunità di mercato della prima fase dell'anno. Nell'esercizio 2021 l'utile operativo adjusted di €197 milioni rappresenta un netto miglioramento rispetto al periodo di confronto (perdita di €229 milioni) 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.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 16.

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

3Q		4Q			Esercizio			
2021		2021	2020	var %	2021	2020	var %	
Plenitude								
0,63	Vendite retail gas	mld di metri cubi	2,62	2,50	5	7,85	7,68	2
4,22	Vendite retail energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,72	3,41	38	16,49	12,49	32
9,97	Clienti retail/business (PDF)	mIn pdf	10,04	9,70	4	10,04	9,70	4
249	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	467	88	431	974	340	186
862	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	1.137	335	239	1.137	335	239
48	di cui: - fotovoltaico	%	48	79		48	79	
51	- eolico		51	19		51	19	
1	- potenza installata di storage		1	2		1	2	
Power								
7,82	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	7,75	6,58	18	28,54	25,33	13
5,81	Produzione termoelettrica		6,35	5,18	23	22,36	20,95	7

- Nel quarto trimestre le **vendite di gas nel mercato retail** sono state di 2,62 miliardi di metri cubi, in crescita del 5% rispetto allo stesso periodo 2020 grazie alle maggiori vendite residenziali nel mercato domestico. Nell'esercizio 2021 le vendite sono pari a 7,85 miliardi di metri cubi con un incremento del 2% per effetto del minore impatto del COVID-19 e dell'acquisizione di Aldro Energia.
- Le **vendite di energia elettrica ai clienti finali retail** pari a 4,72 TWh nel quarto trimestre sono aumentate del 38%, beneficiando della citata acquisizione Aldro Energia nonché dello sviluppo delle attività in Italia e all'estero (16,49 TWh nell'esercizio 2021, +32%).
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 467 GWh nel quarto trimestre, più che quintuplicata rispetto al periodo di confronto (974 GWh nell'esercizio; quasi triplicata rispetto al periodo di confronto), principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti.
- Al 31 dicembre 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1.137 MW, +802 MW rispetto al 2020.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del quarto trimestre sono state di 7,75 TWh, in aumento del 18% rispetto al periodo di confronto (28,54 TWh nei dodici mesi, +13% rispetto all'esercizio 2020) a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

Risultati

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
2.059	Utile (perdita) operativo	(527)	404	..	2.360	660	..
(1.995)	Esclusione special item	624	(272)		(1.889)	(195)	
64	Utile (perdita) operativo adjusted	97	132	(27)	471	465	1
30	- Plenitude	86	96	(10)	363	304	19
34	- Power	11	36	(69)	108	161	(33)
	Proventi (oneri) finanziari netti	(1)			(2)	(1)	
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(3)	2		(3)	6	
(11)	Imposte sul reddito	(44)	(39)		(144)	(141)	
50	Utile (perdita) netto adjusted	49	95	(48)	322	329	(2)
98	Investimenti tecnici	185	89	108	443	293	51

- Nel quarto trimestre 2021, **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €86 milioni, in contrazione rispetto al periodo di confronto del 2020. Nell'esercizio 2021, l'utile è pari a €363 milioni con un incremento del 19% grazie al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, alle azioni commerciali in Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energia in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.
- Nel quarto trimestre il business **power** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €11 milioni più che dimezzato rispetto al corrispondente trimestre 2020. Nell'esercizio, l'utile operativo adjusted di €108 milioni ha riportato una riduzione del 33% rispetto al 2020 dovuta principalmente a minori one off.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 16.

Risultati di Gruppo

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
19.021	Ricavi della gestione caratteristica	26.761	11.631	130	76.570	43.987	74
2.793	Utile (perdita) operativo	5.591	280	..	12.241	(3.275)	..
(300)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(376)	(69)		(1.491)	1.318	
(1)	Esclusione special item ^(a)	(1.406)	277		(1.083)	3.855	
2.492	Utile (perdita) operativo adjusted	3.809	488	..	9.667	1.898	..
	Dettaglio per settore di attività						
2.444	Exploration & Production	3.640	802	354	9.303	1.547	501
50	GGP	536	(101)	631	580	326	78
186	Refining & Marketing e Chimica	(105)	(104)	..	151	6	..
64	Plenitude & Power	97	132	(27)	471	465	1
(109)	Corporate e altre attività	(228)	(84)	(171)	(594)	(507)	(17)
(143)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(131)	(157)		(244)	61	
1.203	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	3.822	(797)	..	6.128	(8.635)	..
(212)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(267)	(49)		(1.060)	937	
440	Esclusione special item ^(a)	(1.445)	896		(328)	6.940	
1.431	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.110	50	..	4.740	(758)	..

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

Risultati adjusted

- Nel quarto trimestre 2021 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.809 milioni con una crescita sequenziale del 53% vs il terzo trimestre 2021 (+€1.317 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 (+€1.196 milioni vs terzo trimestre 2021, +49%), nonché quella di GGP che ha realizzato €536 milioni di utile operativo grazie alle ottimizzazioni di portafoglio/rinegoziazioni contrattuali. Solida la performance del settore Plenitude & Power (€97 milioni). Il confronto rispetto al quarto trimestre e all'anno 2020 evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti con incrementi rispettivamente di oltre il 680% e il 400%, dovuti all'eccezionale recupero dello scenario energetico, passato da condizioni di oversupply nel 2020 a causa della pandemia, a una situazione di forte ripresa della domanda in maniera sincrona in tutte le geografie con un'offerta meno reattiva a causa del taglio degli investimenti delle oil companies in risposta alla crisi del COVID-19 e condizioni di mercato corto nel gas (media Brent dei dodici mesi 2021 pari a 70,73 \$/barile, +70%; media prezzo spot del gas al PSV Italia a 487 €/mgl mc, +335%).
- Il Gruppo ha riportato a livelli pre-COVID l'**utile netto adjusted**, conseguendo nel quarto trimestre €2.110 milioni rispetto al risultato di sostanziale break-even del corrispondente periodo del 2020, per effetto della crescita dell'utile operativo e dei maggiori risultati delle principali partecipazioni beneficiando anche del miglioramento del tax rate. Nell'esercizio 2021, l'utile netto adjusted è di €4.740 milioni rispetto alla perdita di €758 milioni dello stesso periodo 2020.
- **Analisi tax rate consolidato:** il tax rate consolidato dell'esercizio 2021 è pari al 48% 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) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020 comportando tax rate particolarmente elevati.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da proventi netti di €1.083 milioni nell'esercizio 2021 (proventi netti di €1.406 milioni nel quarto trimestre 2021) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** proventi netti di €592 milioni nell'esercizio (€255 milioni nel quarto trimestre) rappresentati essenzialmente da riprese di valore nette di €1.055 milioni (€682 milioni nel quarto trimestre) relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Congo, Stati Uniti, Libia e Algeria che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi e da write-off di costi esplorativi per abbandono progetti a seguito di ottimizzazioni del portafoglio con l'uscita da asset marginali. Gli altri special riguardano svalutazioni di crediti (€131 milioni nel quarto trimestre) e oneri ambientali.
- **G&P:** proventi netti di €319 milioni nell'esercizio (proventi di €2.328 milioni nel quarto 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 (€207 milioni e €2.342 milioni, rispettivamente nell'esercizio e nel quarto trimestre) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas. Altri proventi sono rappresentati 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 svasso 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 €352 milioni e €45 milioni, rispettivamente nell'esercizio e nel trimestre). Le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €206 milioni nell'anno (€52 milioni nel trimestre) 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.
- **R&M e Chimica:** nell'esercizio il saldo special item pari a oneri di €1.495 milioni (€389 milioni nel quarto trimestre) 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 mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (circa €400 milioni), oneri ambientali (€150 milioni), nonché oneri per derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€50 milioni).
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €1.889 milioni nell'esercizio (oneri di €624 milioni nel quarto 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.

Gli altri special item del quarto trimestre sono relativi a: (i) riprese di valore nette di partecipazioni valutate all'equity relative a joint venture in E&P; (ii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti nonché svalutazioni e oneri straordinari della raffineria ADNOC.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

3Q 2021	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
1.208	Utile (perdita) netto	3.827	(795)	4.622	6.147	(8.628)	14.775
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.828	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	2.063	2.476	(413)	8.164	12.641	(4.477)
(4)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(9)	(3)	(6)	(101)	(9)	(92)
1.675	- dividendi, interessi e imposte	1.635	627	1.008	5.445	3.251	2.194
(757)	Variazione del capitale di esercizio	(604)	(632)	28	(3.158)	(18)	(3.140)
185	Dividendi incassati da partecipate	318	96	222	857	509	348
(993)	Imposte pagate	(1.245)	(625)	(620)	(3.740)	(2.049)	(1.691)
(209)	Interessi (pagati) incassati	(160)	(156)	(4)	(763)	(875)	112
2.933	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.825	988	4.837	12.851	4.822	8.029
(1.200)	Investimenti tecnici	(1.645)	(1.187)	(458)	(5.234)	(4.644)	(590)
(553)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.314)	(33)	(1.281)	(2.738)	(392)	(2.346)
18	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	148	15	133	403	28	375
(220)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	445	(12)	457	300	(735)	1.035
978	Free cash flow	3.459	(229)	3.688	5.582	(921)	6.503
(469)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(3.089)	186	(3.275)	(4.743)	1.156	(5.899)
(1.028)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.145	(164)	1.309	(244)	3.115	(3.359)
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing	(264)	(193)	(71)	(939)	(869)	(70)
(1.617)	Flusso di cassa del capitale proprio	(319)	(8)	(311)	(2.780)	(1.968)	(812)
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	2.975	(3.026)	1.924	2.975	(1.051)
17	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	13	(33)	46	52	(69)	121
(2.349)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	894	2.534	(1.640)	(1.148)	3.419	(4.567)
3.339	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.617	1.582	3.035	12.713	6.726	5.987

3Q 2021	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
978	Free cash flow	3.459	(229)	3.688	5.582	(921)	6.503
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing	(264)	(193)	(71)	(939)	(869)	(70)
(254)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(336)		(336)	(831)	(67)	(764)
(146)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(167)	412	(579)	(375)	759	(1.134)
(1.617)	Flusso di cassa del capitale proprio	(319)	(8)	(311)	(2.780)	(1.968)	(812)
	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(51)	2.975	(3.026)	1.924	2.975	(1.051)
(1.269)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	2.322	2.957	(635)	2.581	(91)	2.672
230	Rimborsi lease liability	264	193	71	939	869	70
(260)	Accessioni del periodo e altre variazioni	(288)	117	(405)	(1.258)	(239)	(1.019)
(30)	Variazione passività per beni in leasing	(24)	310	(334)	(319)	630	(949)
(1.299)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	2.298	3.267	(969)	2.262	539	1.723

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2021 è stato di €12.851 milioni con un incremento di €8 miliardi rispetto al 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream.

La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,7 miliardi rispetto all'ammontare ceduto nello stesso periodo 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3,2 miliardi è dovuto alla variazione del valore del magazzino oil e gas, 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 nonché alla rettifica del fair value dei derivati. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato essenzialmente Vår Energi.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €12.713 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.

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:

(€ milioni)	4Q			Esercizio		
	2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.825	988	4.837	12.851	4.822	8.029
Variatione del capitale di esercizio	604	632	(28)	3.158	18	3.140
Esclusione derivati su commodity	(1.707)	51	(1.758)	(2.139)	440	(2.579)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(376)	(69)	(307)	(1.491)	1.318	(2.809)
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	271	(20)	291	334	128	206
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.617	1.582	3.035	12.713	6.726	5.987

I **capex organici** di €5,8 miliardi, in linea con la guidance, includono l'utilizzo degli anticipi commerciali incassati a suo tempo dai partner egiziani (circa €500 milioni) per il finanziamento del progetto Zohr e sono interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a €2,1 miliardi (a cui aggiungere il debito acquisito pari a €0,8 miliardi) e comprendono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank A/B nel Mare del Nord, del 100% della società Aldro Energia nel business retail gas, del business della produzione di bio-gas in Italia (acquisizione del 100% del gruppo Fri-El Biogas Holding), della società Be Power attiva nell'installazione e gestione di una rete di colonnine di ricarica per veicoli elettrici (metà del costo sarà pagato nel 2022), nonché di un portafoglio di capacità di generazione rinnovabile in esercizio/in costruzione in Italia (impianti eolici) e in Spagna/Francia (operazioni Dhamma Energy Group e Azora Capital con asset sia nell'eolico sia nel fotovoltaico).

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2,6 miliardi è principalmente dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2 miliardi lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla gestione di circa €5,6 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), l'esecuzione del programma di buy-back dell'azione Eni da €400 milioni, il pagamento delle rate di leasing di €0,9 miliardi e il consolidamento del debito delle società acquisite di €0,8 miliardi.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.158	53.943	2.215
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.821	4.643	178
Attività immateriali	4.801	2.936	1.865
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.053	995	58
Partecipazioni	7.702	7.706	(4)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.902	1.037	865
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.804)	(1.361)	(443)
	74.633	69.899	4.734
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.077	3.893	2.184
Crediti commerciali	15.524	7.087	8.437
Debiti commerciali	(16.993)	(8.679)	(8.314)
Attività (passività) tributarie nette	(3.770)	(2.198)	(1.572)
Fondi per rischi e oneri	(13.571)	(13.438)	(133)
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.071)	(1.328)	(743)
	(14.804)	(14.663)	(141)
Fondi per benefici ai dipendenti	(821)	(1.201)	380
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	139	44	95
CAPITALE INVESTITO NETTO	59.147	54.079	5.068
Patrimonio netto degli azionisti Eni	44.741	37.415	7.326
Interessenze di terzi	82	78	4
Patrimonio netto	44.823	37.493	7.330
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.987	11.568	(2.581)
Passività per beni leasing	5.337	5.018	319
- di cui working interest Eni	3.653	3.366	287
- di cui working interest follower	1.684	1.652	32
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.324	16.586	(2.262)
COPERTURE	59.147	54.079	5.068
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20	0,31	(0,11)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,32	0,44	(0,12)
Gearing	0,24	0,31	(0,06)

Al 31 dicembre 2021 il **capitale immobilizzato** di €74,6 miliardi è aumentato di €4,7 miliardi rispetto al periodo di riferimento del 2020 a seguito degli investimenti/acquisizioni e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti (al 31 dicembre 2021, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,133, rispetto al cambio di 1,227 al 31 dicembre 2020, -7,7%). Il **capitale di esercizio netto** (-€14,8 miliardi) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020 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 parzialmente compensato dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1,6 miliardi) e dall'incremento di altre passività d'esercizio (€0,7 miliardi).

Il **patrimonio netto** (€44,8 miliardi) è aumentato di circa €7,3 miliardi per effetto dell'utile di periodo (€6,15 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 +€2,83 miliardi), in parte compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€0,86 miliardi) e dell'acconto 2021 di €1,53 miliardi, dal buy-back (€0,4 miliardi) nonché dalla variazione negativa di circa -€1,26 miliardi della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

L'**indebitamento finanziario netto**² ante lease liability al 31 dicembre 2021 è pari a €8,99 miliardi in riduzione di €2,58 miliardi. Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,20 al 31 dicembre 2021, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2020 (0,31).

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

³ 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. 21 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre ed all'esercizio 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. In linea con il comportamento degli altri operatori di mercato le informazioni sono fornite nella sola vista consolidata. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2021, al quarto trimestre e all'esercizio 2020. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e 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 quarto trimestre 2021 e dell'esercizio 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 relativo al preconsuntivo dell'esercizio 2021 contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements") 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 rischio 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.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e di incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Adegamenti dei dati di preconsuntivo saranno possibili in relazione alla rilevazione del risultato della partecipazione in Saipem di quarto trimestre, dell'adeguamento per la rilevazione del risultato della partecipazione in Vår Energi di quarto trimestre e per effetto del completamento del processo di approvazione del piano di Gruppo.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria.societaria.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 quarto trimestre e dell'esercizio 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 consuntivati:

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'accrretion 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 rimpiazzo

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)

Esercizio 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	9.895	899	111	2.360	(816)	(208)	12.241
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	60		150		61		271
svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.055)	26	1.276	10	23		280
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247						247
plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1		(100)
accantonamenti a fondo rischi	111		(5)		33		139
oneri per incentivazione all'esodo	54	5	42	(5)	91		187
derivati su commodity		(207)	50	(1.982)			(2.139)
differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)			183
altro	71	(349)	18	96	13		(151)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(592)	(319)	1.495	(1.889)	222		(1.083)
Utile (perdita) operativo adjusted	9.303	580	151	471	(594)	(244)	9.667
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	701		(4)	(3)	(288)		406
Imposte sul reddito ^(a)	(4.126)	(394)	(59)	(144)	244	68	(4.411)
<i>Tax rate (%)</i>							48,1
Utile (perdita) netto adjusted	5.565	169	56	322	(1.177)	(176)	4.759
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.740
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							6.128
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(1.060)
Esclusione special item							(328)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.740

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28	1.318
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.888	2	1.271	1	21		3.183
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)
accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	20		149
oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40		123
derivati su commodity		858	(185)	(233)			440
differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)
altro	88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.157	658	1.179	(195)	56		3.855
Utile (perdita) operativo adjusted	1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)							175,0
Utile (perdita) netto adjusted	124	211	(246)	329	(1.205)	36	(751)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(758)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.635)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							937
Esclusione special item							6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(758)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.895	2.864	(173)	(527)	(392)	(76)	5.591
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(321)			(55)	(376)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	41		71		56		168
svalutazioni (riprese di valore) nette	(682)	26	237	10	11		(398)
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	225						225
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(5)	(1)			(8)
accantonamenti a fondo rischi	14		(1)		25		38
oneri per incentivazione all'esodo	35	3	19	(6)	61		112
derivati su commodity		(2.342)	19	616			(1.707)
differenze e derivati su cambi	(9)	52	(6)	(1)			36
altro	123	(67)	55	6	11		128
Special item dell'utile (perdita) operativo	(255)	(2.328)	389	624	164		(1.406)
Utile (perdita) operativo adjusted	3.640	536	(105)	97	(228)	(131)	3.809
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(47)	(6)	(13)	(1)	(134)		(201)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	273	2	10	(3)	(5)		277
Imposte sul reddito ^(a)	(1.586)	(365)	(2)	(44)	191	36	(1.770)
Tax rate (%)							45,6
Utile (perdita) netto adjusted	2.280	167	(110)	49	(176)	(95)	2.115
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.110
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.822
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(267)
Esclusione special item							(1.445)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.110

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	554	(290)	(139)	404	(51)	(198)	280
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(110)			41	(69)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	18		11	1	(130)		(100)
svalutazioni (riprese di valore) nette	231	2	201	(4)	8		438
plusvalenze nette su cessione di asset			(3)				(3)
accantonamenti a fondo rischi	7		5	10	14		36
oneri per incentivazione all'esodo	17		18	(7)	4		32
derivati su commodity		389	(60)	(278)			51
differenze e derivati su cambi	6	(83)	25				(52)
altro	(31)	(119)	(52)	6	71		(125)
Special item dell'utile (perdita) operativo	248	189	145	(272)	(33)		277
Utile (perdita) operativo adjusted	802	(101)	(104)	132	(84)	(157)	488
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(45)		(1)		(130)		(176)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	161	(4)	(71)	2	(26)		62
Imposte sul reddito ^(a)	(290)	26	(29)	(39)	(20)	30	(322)
Tax rate (%)							..
Utile (perdita) netto adjusted	628	(79)	(205)	95	(260)	(127)	52
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							50
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(797)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(49)
Esclusione special item							896
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							50

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	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)
Tax rate (%)							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.

Analisi degli special item

3Q 2021	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2021	2020	2021	2020
24	Oneri ambientali	168	(100)	271	(25)
76	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(398)	438	280	3.183
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	225		247	
(4)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(3)	(100)	(9)
74	Accantonamenti a fondo rischi	38	36	139	149
19	Oneri per incentivazione all'esodo	112	32	187	123
(163)	Derivati su commodity	(1.707)	51	(2.139)	440
94	Differenze e derivati su cambi	36	(52)	183	(160)
(121)	Altro	128	(125)	(151)	154
(1)	Special item dell'utile (perdita) operativo	(1.406)	277	(1.083)	3.855
(90)	Oneri (proventi) finanziari	(27)	68	(115)	152
	<i>di cui:</i>				
(94)	<i>- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	(36)	52	(183)	160
50	Oneri (proventi) su partecipazioni	304	399	756	1.655
	<i>di cui:</i>				
50	<i>- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>	304	370	756	1.207
481	Imposte sul reddito	(316)	152	114	1.278
440	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(1.445)	896	(328)	6.940

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
5.548	Exploration & Production	7.273	3.495	108	21.742	13.590	60
4.687	Global Gas & LNG Portfolio	10.213	2.198	365	20.843	7.051	196
10.364	Refining & Marketing e Chimica	12.426	6.557	90	40.374	25.340	59
2.394	Plenitude & Power	4.046	2.122	91	11.182	7.536	48
405	Corporate e altre attività	481	446	8	1.698	1.559	9
(4.377)	Elisioni di consolidamento	(7.678)	(3.187)		(19.269)	(11.089)	
19.021		26.761	11.631	130	76.570	43.987	74

Costi operativi

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
13.808	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.615	8.834	122	55.540	33.551	66
99	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	113	12	..	279	226	23
626	Costo lavoro	763	644	18	2.882	2.863	1
19	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	112	32		187	123	
14.533		20.491	9.490	116	58.701	36.640	60

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

3Q		4Q			Esercizio		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
1.510	Exploration & Production	1.663	1.407	18	5.976	6.273	(5)
43	Global Gas & LNG Portfolio	57	31	84	174	125	39
118	Refining & Marketing e Chimica	128	142	(10)	512	575	(11)
79	Plenitude & Power	84	61	38	285	217	31
37	Corporate e altre attività	38	37	3	148	146	1
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)		(33)	(32)	
1.779	Ammortamenti	1.961	1.670		7.062	7.304	(3)
76	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(398)	438	..	280	3.183	(91)
1.855	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.563	2.108	(26)	7.342	10.487	(30)
70	Radiazioni	288	18	..	387	329	18
1.925		1.851	2.126	(13)	7.729	10.816	(29)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
Esercizio 2021	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	123		(333)		(363)	(573)
Dividendi	171		59			230
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	1					1
Altri proventi (oneri) netti		(5)	3	(3)	(3)	(8)
	295	(5)	(271)	(3)	(366)	(350)

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 Sett. 2021	(€ milioni)	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
26.111	Debiti finanziari e obbligazionari	27.794	26.686	1.108
4.742	- Debiti finanziari a breve termine	4.080	4.791	(711)
21.369	- Debiti finanziari a lungo termine	23.714	21.895	1.819
(7.364)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.254)	(9.413)	1.159
(6.464)	Titoli held for trading	(6.301)	(5.502)	(799)
(974)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.252)	(203)	(4.049)
11.309	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.987	11.568	(2.581)
5.313	Passività per beni in leasing	5.337	5.018	319
3.676	- di cui working interest Eni	3.653	3.366	287
1.637	- di cui working interest follower	1.684	1.652	32
16.622	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.324	16.586	(2.262)
40.280	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	44.823	37.493	7.330
0,28	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20	0,31	(0,11)
0,41	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,32	0,44	(0,12)

L'incremento dei crediti finanziari è connesso all'operatività in derivati su commodity e all'aumento rilevante delle esposizioni per effetto prezzo che ha fatto scattare la richiesta da parte delle controparti finanziarie di integrare i depositi costituiti a garanzia delle esposizioni (margin call). Tali somme sono restituite alla Compagnia al settlement dell'operazione sottostante.

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.324	1.684	12.640
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	44.823		44.823
Leverage pro-forma	0,32		0,28

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)

	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.254	9.413
Attività finanziarie destinate al trading	6.301	5.502
Altre attività finanziarie	4.309	254
Crediti commerciali e altri crediti	18.849	10.926
Rimanenze	6.077	3.893
Attività per imposte sul reddito	168	184
Altre attività	13.635	2.686
	57.593	32.858
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	56.158	53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.821	4.643
Attività immateriali	4.801	2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.053	995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.409	6.749
Altre partecipazioni	1.293	957
Altre attività finanziarie	1.885	1.008
Attività per imposte anticipate	2.633	4.109
Attività per imposte sul reddito	108	153
Altre attività	1.029	1.253
	80.190	76.746
Attività destinate alla vendita	263	44
TOTALE ATTIVITÀ	138.046	109.648
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.299	2.882
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.781	1.909
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	948	849
Debiti commerciali e altri debiti	21.688	12.936
Passività per imposte sul reddito	671	243
Altre passività	15.802	4.872
	43.189	23.691
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.714	21.895
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.389	4.169
Fondi per rischi e oneri	13.571	13.438
Fondi per benefici ai dipendenti	821	1.201
Passività per imposte differite	4.795	5.524
Passività per imposte sul reddito	374	360
Altre passività	2.246	1.877
	49.910	48.464
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	124	
TOTALE PASSIVITÀ	93.223	72.155
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	22.559	34.043
Riserve per differenze cambio da conversione	6.728	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	6.279	4.688
Azioni proprie	(958)	(581)
Utile (perdita) netto	6.128	(8.635)
Totale patrimonio netto di Eni	44.741	37.415
Interessenze di terzi	82	78
TOTALE PATRIMONIO NETTO	44.823	37.493
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	138.046	109.648

CONTO ECONOMICO

3Q 2021	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2021	2020	2021	2020
19.021	Ricavi della gestione caratteristica	26.761	11.631	76.570	43.987
233	Altri ricavi e proventi	314	306	1.198	960
19.254	Totale ricavi	27.075	11.937	77.768	44.947
(13.808)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(19.615)	(8.834)	(55.540)	(33.551)
(99)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(113)	(12)	(279)	(226)
(626)	Costo lavoro	(763)	(644)	(2.882)	(2.863)
(3)	Altri proventi (oneri) operativi	858	(41)	903	(766)
(1.779)	Ammortamenti	(1.961)	(1.670)	(7.062)	(7.304)
(76)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	398	(438)	(280)	(3.183)
(70)	Radiazioni	(288)	(18)	(387)	(329)
2.793	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	5.591	280	12.241	(3.275)
857	Proventi finanziari	1.035	355	3.723	3.531
(943)	Oneri finanziari	(1.168)	(857)	(4.216)	(4.958)
2	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(10)	13	11	31
(57)	Strumenti finanziari derivati	(31)	245	(306)	351
(141)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(174)	(244)	(788)	(1.045)
53	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(149)	(355)	(573)	(1.733)
51	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	122	18	223	75
104	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(27)	(337)	(350)	(1.658)
2.756	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	5.390	(301)	11.103	(5.978)
(1.548)	Imposte sul reddito	(1.563)	(494)	(4.956)	(2.650)
1.208	Utile (perdita) netto	3.827	(795)	6.147	(8.628)
	di competenza:				
1.203	- azionisti Eni	3.822	(797)	6.128	(8.635)
5	- interessenze di terzi	5	2	19	7
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,33	- semplice	1,06	(0,22)	1,69	(2,42)
0,33	- diluito	1,06	(0,22)	1,69	(2,42)
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.570,1	- semplice	3.548,9	3.572,5	3.566,0	3.572,5
3.575,4	- diluito	3.556,5	3.572,5	3.573,6	3.572,5

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	4Q		Esercizio	
	2021	2020	2021	2020
Utile (perdita) netto del periodo	3.827	(795)	6.147	(8.628)
Componenti non riclassificabili a conto economico	132	25	149	33
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	119	(16)	119	(16)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>			2	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	90	16	105	24
<i>Effetto fiscale</i>	(77)	25	(77)	25
Componenti riclassificabili a conto economico	914	(1.244)	1.900	(2.813)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	848	(1.508)	2.831	(3.314)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	73	390	(1.263)	661
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	14	(14)	(40)	32
<i>Effetto fiscale</i>	(21)	(112)	372	(192)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.046	(1.219)	2.049	(2.780)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	4.873	(2.014)	8.196	(11.408)
di competenza:				
- azionisti Eni	4.868	(2.016)	8.177	(11.415)
- interessenze di terzi	5	2	19	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	(10.407)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020	37.493
di competenza:	
- azionisti Eni	37.415
- interessenze di terzi	78
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	8.196
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	(61)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Acquisto di azioni proprie	(400)
Altre variazioni	5
Totale variazioni	7.330
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021	44.823
di competenza:	
- azionisti Eni	44.741
- interessenze di terzi	82

RENDICONTO FINANZIARIO

3Q 2021	(€ milioni)	4Q		Esercizio	
		2021	2020	2021	2020
1.208	Utile (perdita) netto	3.827	(795)	6.147	(8.628)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.779	Ammortamenti	1.961	1.670	7.062	7.304
76	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(398)	438	280	3.183
70	Radiazioni	288	18	387	329
(53)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	149	355	573	1.733
(4)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(9)	(3)	(101)	(9)
(54)	Dividendi	(110)	(46)	(230)	(150)
(19)	Interessi attivi	(18)	(30)	(75)	(126)
200	Interessi passivi	200	209	794	877
1.548	Imposte sul reddito	1.563	494	4.956	2.650
(9)	Altre variazioni	(8)	(1)	(193)	92
(757)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(604)	(632)	(3.158)	(18)
(733)	- rimanenze	(416)	(24)	(2.039)	1.054
(1.039)	- crediti commerciali	(4.929)	(177)	(7.884)	1.316
1.655	- debiti commerciali	5.078	1.077	7.749	(1.614)
(13)	- fondi per rischi e oneri	(152)	(580)	(407)	(1.056)
(627)	- altre attività e passività	(185)	(928)	(577)	282
(35)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	71	(4)	55	
185	Dividendi incassati	318	96	857	509
5	Interessi incassati	8	21	28	53
(214)	Interessi pagati	(168)	(177)	(791)	(928)
(993)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.245)	(625)	(3.740)	(2.049)
2.933	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.825	988	12.851	4.822
(2.002)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.548)	(1.312)	(7.804)	(5.959)
(1.133)	- attività materiali	(1.541)	(1.099)	(4.950)	(4.407)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(2)	
(67)	- attività immateriali	(106)	(88)	(284)	(237)
(425)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.146)		(1.902)	(109)
(128)	- partecipazioni	(168)	(33)	(836)	(283)
(109)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(50)	(37)	(228)	(166)
(140)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	463	(55)	398	(757)
47	Flusso di cassa dei disinvestimenti	182	95	535	216
15	- attività materiali	14	5	205	12
	- attività immateriali			1	
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			76	
	- imposte pagate sulle dismissioni			(35)	
3	- partecipazioni	134	10	156	16
32	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	30	37	141	136
(3)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	43	(9)	52
(469)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.089)	186	(4.743)	1.156
(2.424)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.455)	(1.031)	(12.012)	(4.587)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

3Q 2021		(€ milioni)	4Q		Esercizio	
			2021	2020	2021	2020
18	Assunzione di debiti finanziari non correnti		2.205	146	3.556	5.278
(66)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(912)	(479)	(2.890)	(3.100)
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing		(264)	(193)	(939)	(869)
(980)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(148)	169	(910)	937
(1.511)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		(8)	(8)	(2.358)	(1.965)
	Dividendi pagati ad altri azionisti				(5)	(3)
(4)	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(13)		(17)	
(102)	Acquisto di azioni proprie		(298)		(400)	
	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue			2.975	1.985	2.975
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue		(51)		(61)	
(2.875)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		511	2.610	(2.039)	3.253
17	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		13	(33)	52	(69)
(2.349)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		894	2.534	(1.148)	3.419
9.720	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		7.371	6.879	9.413	5.994
7.371	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)		8.265	9.413	8.265	9.413

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2021 comprendono €11 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

3Q 2021		(€ milioni)	4Q		Esercizio	
			2021	2020	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti						
38	Attività correnti		121		260	15
766	Attività non correnti		1.617	11	2.751	193
(213)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(276)		(540)	(64)
(125)	Passività correnti e non correnti		(157)	(6)	(348)	(17)
466	Effetto netto degli investimenti		1.305	5	2.123	127
	Interessenze di terzi			(5)	(1)	(15)
	Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(99)		(99)	
466	Totale prezzo di acquisto		1.206		2.023	112
	<i>a dedurre:</i>					
(41)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(60)		(121)	(3)
425	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		1.146		1.902	109
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti						
	Rami d'azienda ceduti				2	
	Attività non correnti cedute		(1)		232	
	<i>a dedurre:</i>					
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati						
	Attività correnti		(1)		370	
	Attività non correnti		(16)		378	
	Indebitamento finanziario netto				(128)	
	Passività correnti e non correnti		16		(420)	
	Totale acquisizioni		(1)		200	
	Totale disinvestimenti netti				34	
	<i>a dedurre:</i>					
	Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite				42	
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute				76	

Investimenti tecnici

3Q 2021	(€ milioni)	4Q			Esercizio		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
951	Exploration & Production ^(a)	1.183	781	51	3.940	3.472	13
	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved	4	6	..	17	57	(70)
146	- ricerca esplorativa	85	9	..	391	283	38
791	- sviluppo di idrocarburi	1.058	754	40	3.443	3.077	12
1	Global Gas & LNG Portfolio	3	3		19	11	73
162	Refining & Marketing e Chimica	231	256	(10)	728	771	(6)
122	- Refining & Marketing	182	214	(15)	538	588	(9)
40	- Chimica	49	42	17	190	183	
98	Plenitude & Power	185	89	..	443	293	51
85	- Plenitude	146	71	..	366	241	52
13	- Power	39	18	..	77	52	48
21	Corporate e altre attività	72	58	24	187	107	75
(1)	Elisioni di consolidamento				(4)	(10)	
1.232	Investimenti tecnici ^(a)	1.674	1.187	41	5.313	4.644	14

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

Nell'esercizio 2021 gli investimenti tecnici di €5.313 milioni (€4.644 milioni nell'esercizio 2020) evidenziano un incremento del 15% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.443 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Italia, Indonesia ed Iraq;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€390 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€148 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail e all'attività rinnovabili (€366 milioni).

Performance di sostenibilità

		Esercizio	
		2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	40,1	37,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	20,0
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	9,2	11,2
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,0
Volumi totali di oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	4,41	6,82
Acqua di formazione reiniettata	(%)	58	53

I KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,34, in riduzione rispetto al 2020 grazie al miglioramento delle performance registrate tra i contrattisti. Rispetto al 2014 l'indice migliora del 52%.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** da asset operati: pari a 40,1 milioni di tonnellate di CO₂eq, in aumento del 6% rispetto al 2020, principalmente per effetto della ripresa delle attività nei settori upstream e trasporto gas, power e chimica.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)**: pari a 20,2 tonnellate di CO₂eq/migliaia di boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2020; in riduzione del 25% rispetto al 2014.
- **Emissioni fuggitive da metano (upstream)** da asset operati: in riduzione del 18% rispetto al 2020 in relazione al costante monitoraggio periodico in sito e delle relative attività di manutenzione.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine** in asset operati: in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020.
- **Volumi totali di oil spill**: in riduzione di oltre il 35% rispetto al 2020, grazie ai minori sversamenti da sabotaggio in Nigeria, dove prosegue il programma di installazione della tecnologia proprietaria e-vpms (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System) per la rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nelle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream**: in aumento rispetto al 2020 grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo (Loango e Zatchi) e Libia (Abu-Attifel e El Feel).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2021			4Q		Esercizio	
			2021	2020	2021	2020
1.688	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.737	1.713	1.682	1.733
	<i>di cui:</i>					
266	Africa Settentrionale		264	264	262	257
364	Egitto		348	304	360	291
316	Africa Sub-Sahariana		321	347	310	368
119	Kazakhstan		165	168	146	163
201	Resto dell'Asia		190	167	177	176

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2021			4Q		Esercizio	
			2021	2020	2021	2020
805	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	852	809	813	843
	<i>di cui:</i>					
128	Africa Settentrionale		121	112	126	114
82	Egitto		81	61	82	64
209	Africa Sub-Sahariana		217	207	201	222
89	Kazakhstan		118	111	102	110
82	Resto dell'Asia		85	82	80	88

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

3Q 2021			4Q		Esercizio	
			2021	2020	2021	2020
133	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	133	136	131	134
	<i>di cui:</i>					
21	Africa Settentrionale		21	23	20	21
42	Egitto		40	36	42	34
16	Africa Sub-Sahariana		16	21	16	22
5	Kazakhstan		7	9	7	8
18	Resto dell'Asia		16	13	15	13

(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 (121 e 126 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2021 e 2020, rispettivamente, 116 e 124 mila boe/giorno nell'esercizio 2021 e 2020, rispettivamente e 122 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2021).