



Roma
28 ottobre 2022

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

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2022

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

2Q 2022			3Q			Nove mesi		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
113,78	Brent dated	\$/barile	100,85	73,47	37	105,35	67,73	56
1,065	Cambio medio EUR/USD		1,007	1,179	(15)	1,064	1,196	(11)
1.032	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	2.082	491	324	1.389	319	336
17,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,1	(0,4)	..	6,8	(0,4)	..
1.586	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.578	1.688	(7)	1.608	1.663	(3)
5.841	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	5.772	2.492	132	16.804	5.858	187
4.867	E&P		4.272	2.444	75	13.520	5.663	139
(14)	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		1.083	50	..	2.000	44	..
1.104	R&M e Chimica		537	186	189	1.550	256	505
140	Plenitude & Power		172	64	169	497	374	33
3.808	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		3.730	1.431	161	10.808	2.630	311
1,07	per azione - diluito (€)		1,06	0,39		3,04	0,72	
3.815	Utile (perdita) netto ^(b)		5.862	1.203	387	13.260	2.306	475
1,07	per azione - diluito (€)		1,67	0,33		3,74	0,63	
5.191	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		5.469	3.339	64	16.266	8.096	101
4.183	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.586	2.933	90	12.867	7.026	83
1.822	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(b)		2.029	1.136	79	5.468	4.040	35
7.872	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		6.444	11.309	(43)	6.444	11.309	(43)
52.012	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		57.845	40.280	44	57.845	40.280	44
0,15	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,11	0,28		0,11	0,28	

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

(b) 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 del terzo trimestre e dei nove mesi 2022 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"In un contesto di elevata volatilità e incertezza nei mercati, Eni ha continuato ad assicurare gli approvvigionamenti energetici cruciali per le nostre economie, portando avanti al contempo il percorso di decarbonizzazione. Già dal prossimo inverno saremo in grado di rimpiazzare il 50% dei flussi di gas russo facendo leva sul nostro ampio e diversificato portafoglio riserve, sulle partnership di lungo termine con i Paesi produttori e sulla nostra crescente presenza nel business GNL. Nel trimestre abbiamo rafforzato ulteriormente la nostra posizione nella catena del valore del gas grazie all'esplorazione e alle operazioni di acquisizione degli asset gas di bp in Algeria e, nella fase midstream, della nave di liquefazione Tango FLNG per la valorizzazione del progetto gas in Congo.

La nostra strategia di decarbonizzazione raggiunge nuovi traguardi fondamentali. Entro l'anno la capacità installata di energia rinnovabile di Plenitude sarà raddoppiata superando i 2 GW. Il nostro business di Sustainable Mobility cresce in scala e dimensioni facendo leva su un modello innovativo di integrazione verticale con il nascente agri-business per la fornitura di materie prime sostenibili alle nostre bioraffinerie.

In E&P abbiamo proseguito nella nostra strategia di creazione di veicoli geograficamente focalizzati, driver di crescita e di ritorni, di cui ultimo esempio è Azure, la neocostituita JV con bp per la valorizzazione degli asset angolani.

Nel terzo trimestre, nonostante la flessione del prezzo del petrolio e la rapida caduta dei margini di raffinazione, abbiamo continuato a generare risultati positivi grazie principalmente alla robusta performance dei nostri business internazionali.

Nei nove mesi abbiamo integralmente coperto con l'autofinanziamento gli investimenti e i ritorni di cassa agli azionisti e siamo stati in grado di ridurre il leverage al livello di 0,11, quasi dimezzandolo rispetto alla fine dello scorso anno."

Highlight finanziari del terzo trimestre 2022

- L'EBIT adjusted di Gruppo del terzo trimestre 2022 è stato di €5,77 miliardi, in linea rispetto al trimestre precedente, nonostante la flessione del prezzo del Brent e la sensibile contrazione dei margini di raffinazione, le fermate produttive non programmate ed altri fenomeni negativi, nonché il deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule Energy. Tali fattori sono stati compensati dalle continue iniziative di ottimizzazione e dalle riduzioni dei costi in tutte le linee di business.
- Nel terzo trimestre 2022 E&P ha conseguito un EBIT adjusted di €4,27 miliardi, in riduzione del 12% rispetto al trimestre precedente a causa dei minori prezzi di realizzo degli idrocarburi e del deconsolidamento delle attività conferite in Azule Energy. La produzione del terzo trimestre 2022 è stata di 1,58 milioni di boe/giorno, in linea rispetto al secondo trimestre 2022 ma in calo del 7% rispetto al terzo trimestre 2021, per effetto del minor contributo del Kazakhstan, della Nigeria e della Norvegia.
- Il settore GGP ha registrato una robusta performance nel terzo trimestre 2022 dopo il risultato a break-even nel trimestre precedente. Mentre i prezzi sono stati elevati, il mercato ha continuato a essere sfidante in termini di flussi fisici e di volatilità. Nel trimestre, abbiamo gestito questi rischi di mercato garantendo innanzitutto un flusso stabile di forniture ai clienti nazionali soddisfacendo la domanda e ricostituendo gli stoccaggi. Grazie poi alla costante ottimizzazione degli asset e alla rinegoziazione dei contratti facendo leva sulla diversificazione e flessibilità del nostro portafoglio complessivo gas e GNL, il settore GGP ha conseguito un EBIT adjusted di €1,08 miliardi.
- Nel terzo trimestre il business R&M ha conseguito eccellenti risultati con €0,71 miliardi di EBIT adjusted, nonostante la significativa flessione dell'indicatore SERM rispetto al precedente trimestre (-80%), grazie alle ottimizzazioni del flusso di prodotti, alle azioni di efficienza per ridurre i costi delle utility, alla maggiore disponibilità degli impianti e all'eccellente andamento dei consumi stagionali.
- Il business della chimica nel terzo trimestre 2022 ha conseguito una perdita di €177 milioni a causa degli elevati costi energetici e del debole andamento della domanda.
- Nel terzo trimestre Plenitude ha conseguito l'EBIT adjusted di €16 milioni, in linea con l'andamento stagionale del business e in riduzione rispetto al terzo trimestre 2021 a causa di uno scenario negativo. Il business Power ha conseguito un EBIT adjusted di €156 milioni con un significativo miglioramento.
- Utile netto adjusted di Gruppo del terzo trimestre 2022: €3,73 miliardi, in linea con il trimestre precedente; €10,81 miliardi nei nove mesi 2022 (+€8,2 miliardi rispetto ai nove mesi 2021). Il risultato è stato sostenuto dal robusto utile operativo e dai migliori risultati delle partecipazioni valutate all'equity. Il tax rate adjusted, non considerando gli effetti del contributo d'imposta straordinario a carico delle imprese italiane valutato come special item, si è stabilizzato intorno al 40% e riflette un migliore mix geografico degli utili imponibili, in particolare nel settore E&P.
- Rispetto all'utile netto consolidato di bilancio dei nove mesi 2022 pari a €13,26 miliardi, le attività italiane registrano una perdita netta di circa €1 miliardo che tiene conto principalmente dello stanziamento del contributo straordinario per il settore energia.
- Nel terzo trimestre 2022 il flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo adjusted è stato pari a €5,47 miliardi. Nei nove mesi 2022, il flusso di cassa di €16,27 miliardi, raddoppiato rispetto al periodo di confronto, ha finanziato capex organici di €5,5 miliardi, aumentati del 35% a seguito dell'apprezzamento del dollaro USA e delle azioni pianificate post-lockdown, rendendo disponibile un free cash flow organico di €9,3 miliardi per finanziare i fabbisogni di capitale circolante e il ritorno agli azionisti.
- Dividendo: pagata a settembre la prima rata del dividendo 2022 di €0,22 per azione, con un esborso di €751 milioni. La seconda rata di pari importo sarà pagata il 23 novembre.
- Programma di buy-back: in base al nuovo programma di €2,4 miliardi approvato dal Consiglio di Amministrazione a luglio, da realizzarsi entro aprile 2023, da fine maggio 2022 fino al 21 ottobre, sono state acquistate 142 milioni di azioni al costo di €1.663 milioni.
- Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 al 30 settembre 2022: €6,4 miliardi, in riduzione di €2,54 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021; leverage di gruppo a 0,11 vs 0,20 al 31 dicembre 2021.

Principali sviluppi di business

Exploration & Production

- Nei nove mesi 2022, incrementato il portafoglio riserve di circa 630 milioni di boe di nuove risorse, continuando a realizzare eccellenti performance nell'esplorazione. Le principali scoperte sono avvenute in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il modello di sviluppo fast-track ed esplorazione di prossimità: in Algeria nel bacino di Berkine Nord, in Angola nel Blocco 15/06 in particolare l'appraisal di Ndungu-2 con l'incremento delle risorse, in Abu Dhabi col pozzo esplorativo XF-002 e in Ghana con il pozzo Aprozuma-1X. Inoltre, altre scoperte fatte nelle concessioni di Meleha, nel deserto occidentale dell'Egitto, e in Algeria Berkine Nord, sono già state allacciate agli impianti di estrazione esistenti. A luglio, è stato annunciato il successo esplorativo con il pozzo Baleine 1X nel Blocco CI-802, offshore Costa d'Avorio. Questa seconda scoperta nella struttura di Baleine consente di incrementare le risorse in posto fino a 2,5 miliardi di barili di olio e 3,3 Tcf di gas associato. Ad agosto è stata annunciata la scoperta del pozzo Cronos-1, nel Blocco 6, nell'offshore di Cipro, con una stima preliminare di circa 2,5 Tcf di gas in posto.
- A luglio, raggiunta dal New Gas Consortium la decisione finale di investimento (FID) per lo sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro in Angola. Lo start-up del progetto è atteso nel 2026.
- A luglio, firmato con Sonatrach, Oxy e TotalEnergies un nuovo Production Sharing Contract (PSC) per i Blocchi 404 e 208 nel bacino del Berkine in Algeria.
- In agosto Azule Energy, la joint venture paritetica tra Eni e bp, è diventata operativa. Azule Energy combina le attività angolane nell'upstream, nel GNL e nel solare dei due azionisti ed è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola. Azule è un esempio del distintivo modello satellitare di Eni progettato per liberare valore.
- Ad agosto, acquisito l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato in Congo, nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas del Blocco Marine XII. L'impianto ha una capacità di produzione di GNL pari a circa 0,6 milioni di tonnellate/anno (circa 1 miliardo di metri cubi standard/anno).
- A settembre sono state valutate con ADNOC iniziative per aumentare la produzione di gas naturale accelerando il time-to-market di grandi progetti come Ghasha per il quale sono stimati significativi volumi di gas recuperabile ed una produzione attesa di oltre 42,5 milioni di metri cubi/giorno. Sono state inoltre considerate le opzioni di sviluppo fast-track per la recente scoperta di gas nel Blocco 2 nell'offshore di Abu Dhabi (Eni 70%).
- A settembre, raggiunto accordo preliminare per l'acquisizione delle attività di bp in Algeria, tra le quali "In Amenas" e "In Salah", due concessioni per la produzione di gas, con un working interest rispettivamente del 45,89% e del 33,15%. Tale acquisizione svilupperà la posizione Eni nel business del gas naturale con l'obiettivo di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno europeo.
- Ad ottobre, avviata la produzione da due campi a gas relativi al nuovo contratto Berkine Sud in Algeria dopo soli sei mesi dall'assegnazione del contratto, attraverso uno sviluppo accelerato.

R&M e Chimica

- A luglio, Versalis, azienda chimica di Eni, ha firmato un accordo con Forever Plast, per l'acquisizione di una licenza esclusiva per la realizzazione di un'unità di riciclo meccanico per la trasformazione di rifiuti plastici selezionati ottenuti dalla raccolta differenziata, in grado di riciclare 50 mila tonnellate/anno di polimeri e avvio previsto nel 2024. L'impianto sarà ubicato presso il polo petrolchimico di Porto Marghera e contribuirà alla sua graduale riconversione.
- Ad ottobre, partito il primo cargo di olio vegetale per la bioraffinazione, prodotto nell'agri-hub Eni di Makueni in Kenya, diretto alla bioraffineria di Gela. L'olio vegetale è ottenuto tramite la spremitura di sementi di ricino, di croton e di cotone. La produzione iniziale di 2.500 tonnellate nel 2022 è prevista salire rapidamente a 20.000 tonnellate nel 2023. Questo progetto segna l'avvio dell'innovativo modello di agribusiness di Eni, integrato verticalmente con le bioraffinerie ed in grado di fornire materie prime sostenibili non concorrenti con la filiera alimentare e di dare un contributo significativo allo sviluppo locale e all'economia circolare. Questo modello sarà replicato in altri paesi africani, partner Eni di lunga data.
- In ottobre concluso l'approvvigionamento dell'olio di palma per le bioraffinerie Eni, sostituito integralmente da materie prime sostenibili.

Plenitude e Power

- A settembre, l'Agenzia esecutiva europea per il clima, l'infrastruttura e l'ambiente (CINEA) ha selezionato il progetto di Be Charge, l'operatore della mobilità elettrica integrato in Plenitude, per la realizzazione di una delle più grandi reti di ricarica per veicoli elettrici ad alta velocità in Europa, lungo i principali corridoi di trasporto Europei (TEN-T), nelle aree di parcheggio e nei principali nodi urbani, entro il 2025.
- A settembre Plenitude ha avviato una nuova partnership con Infrastrutture SpA per lo sviluppo di progetti solari ed eolici in Italia e Spagna, attraverso l'acquisizione del 65% di Hergo Renewables SpA società che detiene un portafoglio di progetti nei due paesi con una capacità complessiva di circa 1,5 GW.
- Ad ottobre inaugurato da Plenitude il parco eolico spagnolo El Monte da 104,5 MW, nella regione Castiglia La Mancha, realizzato in collaborazione con il partner strategico Azora Capital. La centrale produrrà circa 300 GWh all'anno, equivalenti al consumo domestico di 100.000 famiglie.
- A seguito dell'accordo tra Plenitude e HitecVision per l'espansione dell'attività della joint venture norvegese Vårgrønn, è stata finalizzata ad ottobre la cessione da parte di Plenitude a Vårgrønn della quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che sta sviluppando importanti progetti eolici offshore. A seguito dell'operazione, HitecVision aumenta la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.

Decarbonizzazione & Sostenibilità

- A luglio, accordata a Eni una nuova linea di credito revolving Sustainability-Linked da €6 miliardi della durata di 5 anni, collegata al raggiungimento di due obiettivi del proprio "Sustainability-Linked Financing Framework" aggiornato a maggio 2022. La nuova linea aumenterà la flessibilità finanziaria del Gruppo rafforzando ulteriormente la solida posizione di liquidità in coerenza con l'obiettivo di Eni di integrare pienamente la raccolta finanziaria con la strategia di decarbonizzazione.
- A luglio, assegnato ad Eni il premio Energy Innovation Award di Energy Intelligence, a riconoscimento dell'attuazione della transizione energetica e dell'accelerazione negli investimenti a basse emissioni di carbonio. Eni si è classificata al primo posto per gli obiettivi di riduzione delle emissioni, resilienza del portafoglio e trasformazione del proprio modello di business.
- A settembre, Eni UK ha presentato la candidatura per una licenza di stoccaggio di anidride carbonica nel giacimento a gas depletato di Hewett, che interessa un'area situata nel Mare del Nord meridionale britannico e in cui l'azienda prevede di sviluppare un progetto CCS che contribuirà alla decarbonizzazione dell'area di Bacton e Thames Estuary nel Regno Unito. Eni UK ha inoltre annunciato la costituzione dell'iniziativa Bacton Thames Net Zero, con lo scopo di decarbonizzare e creare nuove opportunità di crescita green per i settori energivori nell'area sud-orientale del Regno Unito, supportando concretamente la strategia di decarbonizzazione del Paese.
- Ad ottobre, avviato uno studio di fattibilità della costruzione di una bioraffineria a Livorno. Il progetto prevede tre nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati: un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano.
- Ad ottobre, due progetti di sviluppo di idrogeno verde di Eni ed Enel Green Power sono stati inseriti tra i beneficiari italiani del supporto pubblico autorizzato dalla Commissione europea nell'ambito di IPCEI Hy2Use, il progetto comune di interesse europeo nato per sostenere la ricerca, l'innovazione e la costruzione delle relative infrastrutture lungo la catena del valore dell'idrogeno. Beneficiaria del finanziamento è South Italy Green Hydrogen, joint venture creata dalle due società per lo sviluppo di tali progetti. Gli impianti saranno realizzati uno all'interno della bioraffineria di Gela, dove sarà installato un elettrolizzatore da 20 MW e l'altro nelle vicinanze della raffineria di Taranto, con l'installazione di un elettrolizzatore da 10 MW, entrambi gli impianti adotteranno la tecnologia PEM (polymer electrolyte membrane).
- A ottobre, nell'ambito di una procedura di gara, Commonwealth Fusion Systems di cui Eni è principale azionista, è stata selezionata dall'Autorità Britannica per l'Energia Atomica per supportare il progetto sul sistema di confinamento magnetico per lo Spherical Tokamak di UKAEA per la produzione di energia.
- Nel trimestre, Eni è stata classificata al primo posto tra le trenta aziende del settore europeo oil & gas da Moody's ESG Solutions per le sue eccellenti capacità nella gestione dei rischi ESG. Eni ha migliorato il proprio score ed è stata confermata nella categoria Advanced.

Outlook 2022

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio sulla base delle informazioni al momento disponibili, la valutazione del management sui possibili rischi e incertezze nello scenario e assumendo nessuna significativa interruzione nei flussi di gas dalla Russia:

- Produzione di idrocarburi: attesa a 1,63 milioni di boe/giorno, in linea con la precedente indicazione di 1,67 milioni di boe/giorno una volta rettificata per la più ampia forza maggiore relativa principalmente alla Nigeria, minore contributo del Kazakhstan dovuto a eventi imprevisi presso Kashagan, nonché minore apporto di Norvegia; tale previsione assume lo scenario Eni per il riferimento Brent aggiornato a 100 \$/barile.
- Stimate circa 750 milioni di boe di nuove risorse esplorative attese nel 2022.
- GGP: la stima aggiornata di Ebit adjusted atteso per l'intero anno superiore a €1,8 miliardi incorpora il risultato del terzo trimestre determinato dall'elevata volatilità e le previsioni per il quarto trimestre influenzate dai minori volumi importati di gas russo rispetto alle precedenti assunzioni.
- Plenitude & Power: l'EBITDA atteso di Plenitude per il 2022 è confermato superiore a €0,6 miliardi. Confermata la guidance di oltre 2 GW di capacità installata da fonti rinnovabili a fine 2022.
- Downstream: l'EBIT adjusted (Versalis e R&M pro-forma con ADNOC) è proiettato in rialzo a €2,5 miliardi rispetto alla precedente guidance di €1,8-2,0 miliardi.
- Le principali sensitivity di prezzo prevedono una variazione di €130 milioni del free cash flow per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,05 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 100 \$/barile.
- Cash flow adjusted prima del capitale d'esercizio al costo di rimpiazzo è atteso a €20 miliardi allo scenario di 100 \$/barile rispetto alla guidance originaria di €20 miliardi allo scenario di 105 \$/barile.
- Capex organici previsti a €8,3 miliardi in linea con la guidance originaria.
- Buyback: il programma di riacquisto di azioni proprie da €2,4 miliardi è previsto completarsi entro fine anno.
- Leverage 2022 ante IFRS 16 atteso a 0,15 assumendo il nostro scenario prezzi.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

2Q 2022			3Q 2022			Nove mesi 2022		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
Produzioni								
740	Petrolio	mgl di barili/g	707	805	(12)	742	799	(7)
126	Gas naturale	mln di metri cubi/g	130	133	(2)	129	130	(1)
1.586	Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.578	1.688	(7)	1.608	1.663	(3)
Prezzi medi di realizzo ^(b)								
104,93	Petrolio	\$/barile	91,51	68,83	33	97,28	63,57	53
268	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	321	224	43	303	182	67
74,32	Idrocarburi	\$/boe	68,51	51,43	33	71,40	45,76	56

(a) Con effetto 1 gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 8 mila boe/giorno nel terzo trimestre e nei nove mesi. I precedenti trimestri 2022 sono stati coerentemente riesposti.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel terzo trimestre 2022 la **produzione di idrocarburi** di 1,58 milioni di boe/giorno (1,61 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2022), è diminuita del 7% rispetto al terzo trimestre 2021 (-3% rispetto ai nove mesi del 2021). La flessione è dovuta alle attività di manutenzione programmata e interventi straordinari in Kazakhstan, situazione contingente in Nigeria, minore produzione in Norvegia ed Egitto e declino dei campi maturi. La produzione è stata sostenuta dallo start-up del progetto Coral in Mozambico, dalla maggiore attività negli Stati Uniti e in Algeria, nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ (in particolare negli Emirati Arabi Uniti).
- La **produzione di petrolio** è stata di 707 mila barili/giorno nel terzo trimestre 2022, in riduzione del 12% rispetto al corrispondente periodo del 2021 (-7% rispetto ai nove mesi 2021). La riduzione in Kazakhstan, Norvegia e Nigeria è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Algeria e Stati Uniti nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 130 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, in riduzione del 2% rispetto al trimestre 2021 (-1% rispetto ai nove mesi 2021). La minore produzione in Norvegia, Nigeria ed Egitto è stata parzialmente compensata dalla crescita in Algeria e Mozambico.

Risultati

2Q 2022		3Q 2022			Nove mesi 2022		
	(€ milioni)	2022	2021	var %	2022	2021	var %
4.779	Utile (perdita) operativo	4.539	2.335	94	13.662	6.000	..
88	Esclusione special items	(267)	109		(142)	(337)	
4.867	Utile (perdita) operativo adjusted	4.272	2.444	75	13.520	5.663	139
(12)	Proventi (oneri) finanziari netti	(76)	(73)		(191)	(266)	
505	Proventi (oneri) su partecipazioni	511	209		1.395	428	
220	di cui: - Vår Energi	325	121		780	264	
(2.132)	Imposte sul reddito	(1.935)	(1.067)		(5.804)	(2.540)	
3.228	Utile (perdita) netto adjusted	2.772	1.513	83	8.920	3.285	..
I risultati includono:							
92	Costi di ricerca esplorativa:	84	100	(16)	244	232	5
59	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	60	42		165	144	
33	- radiazione di pozzi di insuccesso	24	58		79	88	
1.489	Investimenti tecnici	1.791	951	88	4.360	2.757	58

- Nel terzo trimestre 2022, il settore **Exploration & Production** ha continuato il trend di forte crescita dell'**utile operativo adjusted**: +€1,8 miliardi rispetto al corrispondente periodo del 2021, al livello di €4.272 milioni trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 33% per i liquidi, mentre i prezzi del gas sono aumentati del 43% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nei nove mesi 2022 l'utile operativo adjusted è stato di €13.520 milioni, +139% rispetto ai nove mesi 2021, per effetto

degli stessi driver del terzo trimestre. Dal 1° agosto sono state deconsolidate le società operative angolane conferite alla JV Azule Energy.

- Nel terzo trimestre 2022, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €2.772 milioni, in aumento di circa €1,26 miliardi rispetto al terzo trimestre 2021 (€8.920 milioni nei nove mesi 2022, +€5.635 milioni rispetto allo stesso periodo del 2021) beneficiando dalla robusta performance delle partecipate in particolare di Vår Energi, nonché della riduzione del tax rate (-4,2 punti percentuali rispetto ai nove mesi 2021) dovuta al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo “Special items” nella sezione Risultati di gruppo.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

2Q 2022			3Q 2022	2021	var %	Nove mesi 2022	2021	var %
1.032	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	2.082	491	324	1.389	319	336
1.011	TTF		2.077	500	315	1.373	321	328
20	Spread PSV vs. TTF		5	(9)	..	17	(2)	..
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
6,83	Italia		7,07	8,90	(21)	23,35	26,63	(12)
5,98	Resto d'Europa		5,79	6,59	(12)	19,70	20,49	(4)
0,64	di cui: Importatori in Italia		0,53	0,71	(25)	1,63	2,16	(25)
5,34	Mercati europei		5,26	5,88	(11)	18,07	18,33	(1)
0,57	Resto del Mondo		0,47	1,65	(72)	1,92	4,45	(57)
13,38	Totale vendite gas (*)		13,33	17,14	(22)	44,97	51,57	(13)
2,4	di cui: vendite di GNL		1,8	2,9	(38)	7,0	8,1	(14)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2022 **le vendite di gas naturale** di 13,33 miliardi di metri cubi sono diminuite del 22% rispetto allo stesso periodo del 2021, a seguito dei minori volumi di gas commercializzati in Italia, in particolare alla borsa e nel segmento grossisti ed industriale e delle minori vendite nei mercati europei, principalmente in Francia e Turchia. Anche le vendite internazionali di GNL risultano in decremento rispetto allo stesso periodo del 2021. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dai maggiori volumi venduti in Germania e Benelux. Nei nove mesi 2022 le vendite di gas naturale di 44,97 miliardi di metri cubi sono diminuite del 13% rispetto allo stesso periodo del 2021, per effetto degli stessi driver del trimestre.

Risultati

2Q 2022			3Q 2022	2021	var %	Nove mesi 2022	2021	var %
(1.083)	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	2.062	(1.725)	..	2	(1.965)	..
1.069	Esclusione special item		(979)	1.775		1.998	2.009	
(14)	Utile (perdita) operativo adjusted		1.083	50	..	2.000	44	..
(15)	Proventi (oneri) finanziari netti		(19)	(7)		(39)	(11)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni		1			3	(2)	
(30)	Imposte sul reddito		(421)	(18)		(722)	(29)	
(58)	Utile (perdita) netto adjusted		644	25	..	1.242	2	..
6	Investimenti tecnici		5	1	..	14	16	(13)

- Nel terzo trimestre 2022 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato una **utile operativo adjusted** di €1.083 milioni. Nei nove mesi 2022 l'utile operativo adjusted è stato di €2.000 milioni in miglioramento rispetto allo stesso periodo del 2021. La robusta performance conseguita in entrambi i reporting period ha fatto leva sulle continue ottimizzazioni e sulla flessibilità del portafoglio di approvvigionamento di gas naturale e GNL sostenute dallo scenario.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di gruppo.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

2Q 2022			3Q			Nove mesi		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
17,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,1	(0,4)	..	6,8	(0,4)	..
4,63	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,26	4,53	(6)	12,39	12,38	
2,78	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,79	2,75	1	8,14	8,05	1
7,41	Totale lavorazioni		7,05	7,28	(3)	20,53	20,43	
90	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	84	82		81	75	
144	Lavorazioni bio	mgl ton	181	164	10	415	467	(11)
57	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	70	64		55	61	
Marketing								
1,87	Vendite rete Europa	mln ton	2,04	2,07	(1)	5,60	5,33	5
1,35	Vendite rete Italia		1,46	1,45	1	4,01	3,76	7
0,52	Vendite rete resto d'Europa		0,58	0,62	(6)	1,59	1,57	1
21,7	Quota mercato rete Italia	%	21,8	22,0		21,8	22,3	
2,24	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,36	2,29	3	6,48	6,01	8
1,60	Vendite extrarete Italia		1,71	1,70	1	4,64	4,45	4
0,64	Vendite extrarete resto d'Europa		0,65	0,59	10	1,84	1,56	18
Chimica								
1,07	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,77	1,03	(24)	2,98	3,35	(11)
69	Tasso utilizzo impianti	%	52	60		64	66	

- Nel terzo trimestre 2022, il **marginale di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 4,1 \$/barile (6,8 \$/barile nei nove mesi 2022), rispetto ai valori negativi riportati nel periodo di confronto. Rispetto al secondo trimestre 2022 (17 \$/barile) la riduzione è dovuta all'incremento dei prezzi del gas e alla debolezza del gasolio (domanda debole). Tuttavia, il gasolio resta ai livelli record per la mancanza di disponibilità di prodotto, con le scorte nei principali hub ai livelli minimi. Rispetto ai periodi comparativi del 2021, i margini di raffinazione hanno registrato un rilevante incremento per effetto del forte recupero della domanda di tutti i prodotti raffinati grazie alla riapertura dell'economia e ai colli di bottiglia nel sistema.
- Nel terzo trimestre 2022 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,26 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6% rispetto al terzo trimestre 2021, considerando che parte della capacità di raffinazione è stata utilizzata per processare i residui della distillazione primaria (nei nove mesi 2022 le lavorazioni pari a 12,39 milioni di tonnellate sono sostanzialmente invariate rispetto al periodo di confronto). Le lavorazioni nel resto del mondo sono in lieve crescita rispetto al 2021, in entrambi i periodi, a seguito dei maggiori volumi processati in Germania.
- Nel terzo trimestre 2022 i **volumi di lavorazione bio** pari a 181 mila tonnellate registrano una crescita del 10% rispetto all'analogo periodo del 2021: l'incremento dei volumi processati presso la bioraffineria di Gela, è stato in parte assorbito dalle minori lavorazioni registrate presso la bioraffineria di Venezia a seguito della fermata manutentiva. Nei nove mesi 2022, i volumi pari a 415 mila tonnellate registrano una riduzione dell'11% rispetto al periodo di confronto per effetto della fermata dell'impianto di Gela nei primi mesi dell'anno.
- Nel terzo trimestre 2022 le **vendite rete in Italia** pari a 1,46 milioni di tonnellate sono in leggera crescita rispetto al periodo di confronto, per effetto delle maggiori vendite di gasolio e benzine. Nei nove mesi 2022, le vendite retail si attestano a 4,01 milioni di tonnellate, +7% rispetto ai nove mesi 2021. La quota di mercato del terzo trimestre 2022 si è attestata al 21,8% (22% nel terzo trimestre 2021).
- Nel terzo trimestre 2022 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,71 milioni di tonnellate sono in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2021 per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel segmento jet fuel (4,64 milioni di tonnellate nei nove mesi; +4% rispetto al periodo di confronto).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel terzo trimestre pari a 0,77 milioni di tonnellate sono in calo del 24% rispetto al periodo di confronto per effetto della minore disponibilità di prodotti chimici, delle difficoltà logistiche nonché della pressione competitiva dovuta agli elevati costi energetici. Nei nove mesi 2022, le vendite ammontano a 2,98 milioni di tonnellate, in riduzione dell'11% rispetto ai nove mesi 2021.
- Nel terzo trimestre 2022 il **marginale del cracker e lo spread degli stirenici** hanno registrato un recupero rispetto allo stesso periodo del 2021 grazie ai maggiori prezzi dell'etilene e del propilene. Lo spread del polietilene e degli elastomeri ha riportato una riduzione rispetto al terzo trimestre 2021.

Risultati

2Q 2022	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.617	Utile (perdita) operativo	(591)	399	..	1.688	284	494
(625)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	242	(302)		(1.146)	(1.134)	
112	Esclusione special item	886	89		1.008	1.106	
1.104	Utile (perdita) operativo adjusted	537	186	189	1.550	256	505
979	- Refining & Marketing	714	161	343	1.717	(10)	..
125	- Chimica	(177)	25	..	(167)	266	..
(19)	Proventi (oneri) finanziari netti	(13)	(9)		(42)	(19)	
166	Proventi (oneri) su partecipazioni	175	19		393	(14)	
151	di cui: ADNOC R>	144	4		340	(45)	
(319)	Imposte sul reddito	(192)	(54)		(516)	(57)	
932	Utile (perdita) netto adjusted	507	142	..	1.385	166	..
139	Investimenti tecnici	186	162	15	417	495	(16)

- Nel terzo trimestre 2022 il business **Refining & Marketing** ha riportato un **utile operativo adjusted** di €714 milioni in significativo miglioramento rispetto al trimestre di confronto, +€553 milioni (€1.717 milioni nei nove mesi 2022 che si confronta con una perdita di €10 milioni dei nove mesi 2021) per effetto dei più elevati margini di raffinazione. La performance è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche. La positiva performance del marketing ha beneficiato di maggiori volumi commercializzati, a seguito della driving season.
- Nel terzo trimestre 2022 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato **perdita operativa adjusted** pari a €177 milioni, in riduzione di €202 milioni rispetto al trimestre di confronto a causa del complessivo indebolimento della domanda, del forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e delle utilities industriali indicizzati al prezzo del gas naturale in parte compensato dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici. Nei nove mesi 2022, la perdita operativa adjusted è pari a €167 milioni in riduzione rispetto all'utile di €266 milioni conseguito nei nove mesi 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nei nove mesi del 2021 a seguito della pandemia.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo “Special items” nella sezione Risultati di gruppo.

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

2Q			3Q			Nove mesi		
2022			2022	2021	var %	2022	2021	var %
	Plenitude							
0,95	Vendite retail e business gas	mlrd di metri cubi	0,61	0,63	(3)	4,98	5,23	(5)
4,49	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,77	4,25	12	14,34	11,77	22
9,95	Clienti retail/business	mln pdf	9,89	9,97	(1)	9,89	9,97	(1)
662	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	681	252	170	1.901	516	268
1.524	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	1.827	862	112	1.827	862	112
57,2	di cui: - fotovoltaico	%	58,5	49,5		58,5	49,5	
42,3	- eolico		41,1	49,5		41,1	49,5	
0,5	- potenza installata di storage		0,4	1,0		0,4	1,0	
	Power							
5,61	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	5,96	7,83	(24)	17,30	20,80	(17)
4,99	Produzione termoelettrica		5,36	5,75	(7)	16,42	15,95	3

- Le **vendite retail e business di gas** sono state di 0,61 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2022, in calo del 3% rispetto allo stesso periodo del 2021. In Italia le vendite retail e business di gas sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto, in particolare i maggiori volumi commercializzati presso il segmento industriale e PMI sono stati compensati dalle minori vendite ai rivenditori e al segmento residenziale. Nei mercati esteri le vendite si riducono a seguito principalmente delle minori vendite effettuate in Francia. Nei nove mesi 2022 le vendite sono state pari a 4,98 miliardi di metri cubi, in calo del 5% per effetto degli stessi driver del terzo trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,77 TWh nel terzo trimestre 2022 sono in crescita del 12% ed hanno beneficiato della crescita delle attività in Italia. Nei nove mesi 2022 le vendite ammontano a 14,34 TWh, +22% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto dell'acquisizione delle attività di Aldro Energía.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 681 GWh nel terzo trimestre 2022, quasi triplicata rispetto al terzo trimestre 2021, principalmente grazie al contributo degli asset in operation acquisiti.
- Al 30 settembre 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1,8 GW. Rispetto al 31 dicembre 2021, la capacità è aumentata di 0,7 GW, principalmente grazie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico di Brazoria (263 MW) e all'acquisizione dell'impianto Corazon (266 MW) negli Stati Uniti, nonché all'acquisizione di asset fotovoltaici in Spagna (105 MW) e degli asset eolici di Fortore Energia in Italia (56 MW).
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 5,96 TWh nel terzo trimestre 2022, in calo del 24% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica (17,30 TWh nei nove mesi 2022 in riduzione del 17% rispetto allo stesso periodo del 2021).

Risultati

2Q 2022		(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.019	Utile (perdita) operativo		1.512	2.059	(27)	4.125	2.887	43
(879)	Esclusione special item		(1.340)	(1.995)		(3.628)	(2.513)	
140	Utile (perdita) operativo adjusted		172	64	169	497	374	33
112	- Plenitude		16	30	(47)	267	277	(4)
28	- Power		156	34	359	230	97	137
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti		(2)			(9)	(1)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni		4	(3)		2		
(41)	Imposte sul reddito		(46)	(11)		(148)	(100)	
95	Utile (perdita) netto adjusted		128	50	156	342	273	25
181	Investimenti tecnici		118	98	20	440	258	71

- Nel terzo trimestre 2022, **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €16 milioni, in riduzione di €14 milioni rispetto allo stesso periodo del 2021, a causa del trend di mercato. Nei nove

mesi 2022, l'utile operativo adjusted si è attestato a €267 milioni, in riduzione del 4% rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.

- Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas, nel terzo trimestre 2022, ha riportato un **utile operativo adjusted** di €156 milioni, in crescita di €122 milioni rispetto al terzo trimestre del 2021, come conseguenza dello scenario prezzi favorevole. Nei nove mesi 2022, l'utile operativo adjusted di €230 milioni rappresenta un miglioramento di €133 milioni rispetto ai nove mesi 2021.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo “Special items” nella sezione Risultati di gruppo.

Risultati di gruppo

2Q 2022	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
31.556	Ricavi della gestione caratteristica	37.302	19.021	96	100.987	49.809	103
5.970	Utile (perdita) operativo	6.611	2.793	137	17.933	6.650	170
(638)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	65	(300)		(1.286)	(1.115)	
509	Esclusione special item ^(a)	(904)	(1)		157	323	
5.841	Utile (perdita) operativo adjusted	5.772	2.492	132	16.804	5.858	187
	Dettaglio per settore di attività						
4.867	Exploration & Production	4.272	2.444	75	13.520	5.663	139
(14)	GGP	1.083	50	..	2.000	44	..
1.104	Refining & Marketing e Chimica	537	186	189	1.550	256	505
140	Plenitude & Power	172	64	169	497	374	33
(120)	Corporate e altre attività	(185)	(109)	(70)	(479)	(366)	(31)
(136)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(107)	(143)		(284)	(113)	
3.815	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	5.862	1.203	387	13.260	2.306	475
(455)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	52	(212)		(910)	(793)	
448	Esclusione special item ^(a)	(2.184)	440		(1.542)	1.117	
3.808	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.730	1.431	161	10.808	2.630	311

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

- Nel terzo trimestre 2022 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €5.772 milioni, più che raddoppiato rispetto al terzo trimestre 2021 (+€3.280 milioni) grazie al rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi, sostenuti dai migliori fondamentali e da un mercato corto del gas naturale, e da margini di raffinazione molto favorevoli. Questi fenomeni positivi hanno favorito la performance di E&P (+€1.828 milioni rispetto al terzo trimestre 2021), del settore GGP (+€1.033 milioni) e il business R&M (+€553 milioni). Rispetto al secondo trimestre, l'utile operativo adjusted di gruppo ha mostrato una buona resilienza grazie a misure di ottimizzazione e di cost savings diffuse in tutti i business, nonostante la flessione del prezzo del petrolio e la forte caduta dei margini di raffinazione. Nei nove mesi 2022, il gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €16.804 milioni, un miglioramento di €10.946 milioni rispetto al periodo di confronto 2021 grazie al contributo dei settori E&P, GGP e al business R&M per effetto dei suddetti driver.
- L'**utile netto adjusted** di €3.730 milioni del terzo trimestre 2022 evidenzia un significativo incremento rispetto a €1.431 milioni del terzo trimestre 2021, per effetto di una migliore performance underlying e dell'incremento dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, joint venture e collegate (+€533 milioni rispetto al terzo trimestre 2021). Nei nove mesi del 2022 il Gruppo ha conseguito l'utile netto adjusted di €10.808 milioni, con un aumento di €8.178 milioni rispetto ai nove mesi del 2021.
- L'**utile netto** di bilancio di €5.862 milioni include la plusvalenza di €2,45 miliardi, classificata come special item, derivante dal conferimento delle società controllate angolane, finalizzato nel terzo trimestre, in cambio di una quota del 50% nella JV Azule Energy. Il provento è dovuto alla valutazione a fair value degli asset conferiti in proporzione alla quota dell'altro azionista, e al passaggio a conto economico delle differenze cambio da conversione maturate sulle operazioni estere in precedenza rilevate nell'utile complessivo.
- Analisi **tax rate consolidato**: il tax rate consolidato adjusted calcolato con esclusione dell'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario Italia a carico delle imprese del settore energetico è stato pari a circa il 39% nel terzo trimestre 2022 (circa 38% nei nove mesi). Il trend del tax rate riflette un più favorevole mix geografico dei profitti della E&P con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità, unitamente a migliorate prospettive reddituali delle attività domestiche mid e downstream. Il tax rate adjusted consolidato è determinato escludendo l'imposta straordinaria che ha impattato in maniera significativa i risultati delle società consolidate italiane del Gruppo.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

2Q 2022	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
3.819 Utile (perdita) netto		5.883	1.208	4.675	13.291	2.320	10.971
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
1.211 - ammortamenti e altre componenti non monetarie		(996)	1.828	(2.824)	1.769	6.101	(4.332)
(110) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(15)	(4)	(11)	(459)	(92)	(367)
2.731 - dividendi, interessi e imposte		3.564	1.675	1.889	8.749	3.810	4.939
(1.235) Variazione del capitale di esercizio		(836)	(757)	(79)	(4.676)	(2.554)	(2.122)
247 Dividendi incassati da partecipate		429	185	244	734	539	195
(2.271) Imposte pagate		(2.218)	(993)	(1.225)	(5.882)	(2.495)	(3.387)
(209) Interessi (pagati) incassati		(225)	(209)	(16)	(659)	(603)	(56)
4.183 Flusso di cassa netto da attività operativa		5.586	2.933	2.653	12.867	7.026	5.841
(1.829) Investimenti tecnici		(2.099)	(1.200)	(899)	(5.292)	(3.587)	(1.705)
(73) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(978)	(553)	(425)	(2.245)	(1.424)	(821)
330 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		27	18	9	931	255	676
417 Altre variazioni relative all'attività di investimento		921	(220)	1.141	1.177	(147)	1.324
3.028 Free cash flow		3.457	978	2.479	7.438	2.123	5.315
(1.045) Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(294)	(469)	175	1.376	(1.654)	3.030
(2.596) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.278)	(1.028)	(250)	(1.984)	(1.389)	(595)
(266) Rimborso di passività per beni in leasing		(211)	(230)	19	(767)	(675)	(92)
(1.681) Flusso di cassa del capitale proprio		(1.184)	(1.617)	433	(2.897)	(2.461)	(436)
(48) Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue					(87)	1.975	(2.062)
70 Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		73	17	56	152	39	113
(2.538) VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		563	(2.349)	2.912	3.231	(2.042)	5.273
5.191 Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		5.469	3.339	2.130	16.266	8.096	8.170

2Q 2022	(€ milioni)	3Q			Nove mesi		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
3.028 Free cash flow		3.457	978	2.479	7.438	2.123	5.315
(266) Rimborso di passività per beni in leasing		(211)	(230)	19	(767)	(675)	(92)
(9) Debiti e crediti finanziari società acquisite		(44)	(254)	210	(132)	(495)	363
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(220)		(220)	(220)		(220)
(273) Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(370)	(146)	(224)	(792)	(208)	(584)
(1.681) Flusso di cassa del capitale proprio		(1.184)	(1.617)	433	(2.897)	(2.461)	(436)
(48) Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue					(87)	1.975	(2.062)
751 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		1.428	(1.269)	2.697	2.543	259	2.284
266 Rimborsi lease liability		211	230	(19)	767	675	92
199 Accensioni del periodo e altre variazioni		(395)	(260)	(135)	(519)	(970)	451
465 Variazione passività per beni in leasing		(184)	(30)	(154)	248	(295)	543
1.216 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		1.244	(1.299)	2.543	2.791	(36)	2.827

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del terzo trimestre 2022 è stato di €5.586 milioni con un incremento di €2.653 milioni rispetto allo stesso periodo 2021, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal rilevante contributo dei business GGP e R&M.

Nei nove mesi il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €12.867 milioni determinato dagli stessi driver del trimestre. L'assorbimento di cassa del capitale circolante di €4.676 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi, Nigeria LNG e ADNOC.

Prima della **variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo** e di alcune rettifiche, il flusso di cassa netto da attività operativa si ridetermina in €16.266 milioni nei nove mesi. Tali rettifiche comprendono: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, accantonamenti per attività di bonifica ambientale, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri o sopravvenienze attive, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento della prima tranche dell'imposta italiana straordinaria delle imprese energetiche per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

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:

2Q		3Q			Nove mesi		
2022	(€ milioni)	2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
4.183	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.586	2.933	2.653	12.867	7.026	5.841
1.235	Variazione del capitale di esercizio	836	757	79	4.676	2.554	2.122
(115)	Esclusione derivati su commodity	(1.955)	(163)	(1.792)	(1.465)	(432)	(1.033)
(638)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	65	(300)	365	(1.286)	(1.115)	(171)
4.665	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	4.532	3.227	1.305	14.792	8.033	6.759
526	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	937	112	825	1.474	63	1.411
5.191	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.469	3.339	2.130	16.266	8.096	8.170

I **capex organici** di €5,5 miliardi, in aumento del 35% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro e del recupero delle attività rinviate a causa della pandemia, includono il finanziamento della venture CFS (Commonwealth Fusion Systems) per lo sviluppo della fusione magnetica e sono interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a €1,7 miliardi (inclusi i debiti acquisiti e disinvestiti) e comprendono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, di capacità rinnovabile negli Stati Uniti, nonché il contributo per la ricapitalizzazione della JV Saipem al fine di sostenere il nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi (circa €0,53 miliardi).

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2,5 miliardi è dovuta al free cash flow organico di circa €9,3 miliardi, al rimborso dei crediti strumentali da parte di Azule Energy (€0,9 miliardi) e al disinvestimento di una quota di minoranza di una controllata (€0,55 miliardi), parzialmente compensati dall'assorbimento di cassa del capitale circolante (€1,4 miliardi), dal pagamento del saldo del dividendo 2021 agli azionisti Eni di €1,5 miliardi e della prima tranche trimestrale del dividendo 2022 di €0,8 miliardi, dall'esecuzione del programma di buy-back con un esborso nel periodo di €1,2 miliardi, dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €1,7 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €0,8 miliardi e delle cedole relative ai bond ibridi, nonché dalle differenze cambio e altre variazioni minori dell'indebitamento finanziario netto (€0,8 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Sett. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.360	56.299	3.061
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.510	4.821	(311)
Attività immateriali	5.065	4.799	266
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.715	1.053	662
Partecipazioni	13.270	7.181	6.089
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.269	1.902	367
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.488)	(1.804)	316
	84.701	74.251	10.450
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	10.159	6.072	4.087
Crediti commerciali	17.262	15.524	1.738
Debiti commerciali	(18.568)	(16.795)	(1.773)
Attività (passività) tributarie nette	(5.378)	(3.678)	(1.700)
Fondi per rischi e oneri	(13.681)	(13.593)	(88)
Altre attività (passività) d'esercizio	(5.237)	(2.258)	(2.979)
	(15.443)	(14.728)	(715)
Fondi per benefici ai dipendenti	(750)	(819)	69
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	870	139	731
CAPITALE INVESTITO NETTO	69.378	58.843	10.535
Patrimonio netto degli azionisti Eni	57.361	44.437	12.924
Interessenze di terzi	484	82	402
Patrimonio netto	57.845	44.519	13.326
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	6.444	8.987	(2.543)
Passività per beni leasing	5.089	5.337	(248)
- di cui working interest Eni	4.555	3.653	902
- di cui working interest follower	534	1.684	(1.150)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.533	14.324	(2.791)
COPERTURE	69.378	58.843	10.535
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,11	0,20	(0,09)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,20	0,32	(0,12)
Gearing	0,17	0,24	(0,08)

Al 30 settembre 2022, il **capitale immobilizzato** (€84,7 miliardi) è aumentato di €10,4 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 per l'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 settembre 2022, cambio puntuale EUR/USD pari a 0,975 rispetto al cambio di 1,133 al 31 dicembre 2021, -13,9%) e l'impatto netto della cessione delle controllate angolane in cambio della quota di partecipazione del 50% in Azule Energy, la joint venture paritetica di bp ed Eni che riunisce le attività upstream, GNL e solare angolane.

Il **capitale di esercizio netto** (-€15,4 miliardi) sostanzialmente invariato a seguito dell'aumento del valore di libro delle scorte di petrolio e di prodotti per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€4,1 miliardi), il riempimento degli stoccaggi gas, parzialmente compensato dallo stanziamento delle imposte di periodo (€1,7 miliardi) al netto dei pagamenti eseguiti e dalla riduzione di altre passività d'esercizio (-€3 miliardi) a seguito della variazione del fair value dei derivati.

Il **patrimonio netto** (€57,8 miliardi) è aumentato di circa €13,3 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€13,3 miliardi), delle differenze positive di cambio (circa €6,1 miliardi) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro al 30 settembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021, in parte compensato dalla variazione negativa di €4,3 miliardi della riserva cash flow hedge, dal

pagamento dividendi e dall'acquisto di azioni proprie.

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 30 settembre 2022 è pari a €6,4 miliardi in riduzione di €2,5 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,11 al 30 settembre 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €157 milioni e proventi netti di €904 milioni nei nove mesi e nel terzo trimestre 2022, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** proventi netti di €142 milioni nei nove mesi (€267 milioni nel terzo trimestre 2022) relativi principalmente alla rivalutazione di un credito verso una Compagnia di Stato precedentemente svalutato a seguito di un accordo transattivo, parzialmente compensata dalla svalutazione di progetti e di alcuni asset per adeguare il valore di libro al fair value (€57 milioni nei nove mesi), accantonamenti per oneri ambientali (€15 milioni nei nove mesi) e accantonamenti per incentivazione all'esodo (€20 milioni nei nove mesi).
- **GGP:** oneri netti per €1.998 milioni nei nove mesi 2022 (proventi netti di €979 milioni nel terzo trimestre) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (onere di €2.194 milioni e provento di €680 milioni nei nove mesi e terzo trimestre, rispettivamente) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas, nonché 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 €586 milioni e €533 milioni nei nove mesi e nel terzo trimestre 2022, rispettivamente). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo positivo di €379 milioni nei nove mesi (€231 milioni nel terzo trimestre 2022) 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:** oneri netti di €1.008 milioni nei nove mesi (€886 milioni nel terzo trimestre 2022) relativi principalmente ad oneri ambientali (€509 milioni e €385 milioni nei nove mesi e nel terzo trimestre, rispettivamente), all'accantonamento di un fondo di circa €300 milioni per il decommissioning di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione, al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€173 milioni nei nove mesi e €70 milioni nel terzo trimestre, rispettivamente), nonché oneri da derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€39 milioni e €66 milioni nei nove mesi e nel terzo trimestre rispettivamente) in parte compensati da un provento assicurativo (€23 milioni nei nove mesi). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €75 milioni (€34 milioni nel terzo trimestre) relativo alle differenze cambio e derivati.
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €3.628 milioni (€1.340 milioni nel terzo trimestre) rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale.
- **Corporate e altre attività:** oneri netti di €921 milioni nei nove mesi 2022 riferiti principalmente all'accantonamento di oneri ambientali relativi ad alcuni siti industriali dismessi in Italia sulla base dell'esperienza del management e del know-how accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo che hanno consentito di determinare una stima attendibile dei costi futuri previsti per la bonifica delle acque di falda, il cui ammontare è pari a €1.109 milioni a livello di Gruppo Eni.

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

² In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Gli altri special item dei nove mesi 2022 sono relativi a: (i) la plusvalenza di €2,5 miliardi (incluse le differenze cambio) derivante dal conferimento delle controllate Eni operanti in Angola in cambio di una partecipazione del 50% nella neocostituita joint venture Azule Energy con bp, rilevata nella misura attribuibile alla controparte della joint venture sulla base delle disposizioni dello IAS 28; (ii) la plusvalenza di €0,4 miliardi derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa di Oslo; (iii) la quota di oneri straordinari della valutata all'equity Vår Energi relativi alle svalutazioni di proprietà Oil & Gas e alle differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (complessivamente €0,4 miliardi); (iv) l'onere d'imposta pari a €1,4 miliardi relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 (conversione del D.L. 21/2022 c.d. "Decreto Ucraina"); (v) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti della raffineria ADNOC (provento di €0,1 miliardi).

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 2022 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2022 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2021). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2022 e al 31 dicembre 2021. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2022 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2021 alla quale si rinvia.

Con efficacia 1° gennaio 2022, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00665 barili). L'aggiornamento riflette la modifica dei volumi e della composizione delle diverse proprietà di Eni intervenuta nell'ultimo anno ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") dei nove mesi e del terzo trimestre 2022 è stato di 8 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo trimestre 2022 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

* * *

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

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

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements") 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.

* * *

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 terzo trimestre e nove mesi 2022 (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 alternativemente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.539	2.062	(591)	1.512	(981)	70	6.611
Esclusione (utile) perdita di magazzino			242			(177)	65
Esclusione special item:							
oneri ambientali	13		685		786		1.484
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		70		6		90
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	28						28
plusvalenze nette su cessione di asset				1	(1)		
accantonamenti a fondo rischi					(1)		(1)
oneri per incentivazione all'esodo	3		5		6		14
derivati su commodity		(680)	66	(1.341)			(1.955)
differenze e derivati su cambi	(5)	231	(34)				192
altro	(320)	(530)	94				(756)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(267)	(979)	886	(1.340)	796		(904)
Utile (perdita) operativo adjusted	4.272	1.083	537	172	(185)	(107)	5.772
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(76)	(19)	(13)	(2)	(198)		(308)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	511	1	175	4	(4)		687
Imposte sul reddito ^(a)	(1.935)	(421)	(192)	(46)	163	31	(2.400)
<i>Tax rate (%)</i>							39,0
Utile (perdita) netto adjusted	2.772	644	507	128	(224)	(76)	3.751
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							21
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							5.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino							52
Esclusione special item							(2.184)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730

(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)
<i>Tax rate (%)</i>							40,5
Utile (perdita) netto adjusted	1.513	25	142	50	(192)	(102)	1.436
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.431
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.203
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(212)
Esclusione special item							440
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.431

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	13.662	2	1.688	4.125	(1.400)	(144)	17.933
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.146)			(140)	(1.286)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	15		809		884		1.708
svalutazioni (riprese di valore) nette	57	3	173	3	29		265
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	28						28
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)	1	(1)		(9)
accantonamenti a fondo rischi	7				4		11
oneri per incentivazione all'esodo	20	3	15	69	13		120
derivati su commodity		2.194	39	(3.698)			(1.465)
differenze e derivati su cambi	(19)	379	(75)	(3)			282
altro	(248)	(581)	54		(8)		(783)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(142)	1.998	1.008	(3.628)	921		157
Utile (perdita) operativo adjusted	13.520	2.000	1.550	497	(479)	(284)	16.804
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(191)	(39)	(42)	(9)	(646)		(927)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1.395	3	393	2	(64)		1.729
Imposte sul reddito ^(a)	(5.804)	(722)	(516)	(148)	341	82	(6.767)
<i>Tax rate (%)</i>							38,4
Utile (perdita) netto adjusted	8.920	1.242	1.385	342	(848)	(202)	10.839
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							31
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							10.808
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							13.260
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(910)
Esclusione special item							(1.542)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							10.808

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.779	(1.083)	1.617	1.019	(239)	(123)	5.970
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(625)			(13)	(638)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		110		98		210
svalutazioni (riprese di valore) nette	35		58	3	17		113
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset			(7)				(7)
accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
oneri per incentivazione all'esodo		3		69	(2)		70
derivati su commodity		831	3	(949)			(115)
differenze e derivati su cambi	(9)	113	(34)	(2)			68
altro	53	122	(18)		1		158
Special item dell'utile (perdita) operativo	88	1.069	112	(879)	119		509
Utile (perdita) operativo adjusted	4.867	(14)	1.104	140	(120)	(136)	5.841
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(12)	(15)	(19)	(4)	(230)		(280)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	505	1	166		(10)		662
Imposte sul reddito ^(a)	(2.132)	(30)	(319)	(41)	77	34	(2.411)
<i>Tax rate (%)</i>							38,7
Utile (perdita) netto adjusted	3.228	(58)	932	95	(283)	(102)	3.812
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.815
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(455)
Esclusione special item							448
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

2Q 2022	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2022	2021	2022	2021
210	Oneri ambientali	1.484	24	1.708	103
113	Svalutazioni (riprese di valore) nette	90	76	265	678
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	28		28	22
(7)	Plusvalenze nette su cessione di asset		(4)	(9)	(92)
12	Accantonamenti a fondo rischi	(1)	74	11	101
70	Oneri per incentivazione all'esodo	14	19	120	75
(115)	Derivati su commodity	(1.955)	(163)	(1.465)	(432)
68	Differenze e derivati su cambi	192	94	282	147
158	Altro	(756)	(121)	(783)	(279)
509	Special item dell'utile (perdita) operativo	(904)	(1)	157	323
(75)	Oneri (proventi) finanziari	(147)	(90)	(238)	(88)
	di cui:				
(68)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(192)	(94)	(282)	(147)
8	Oneri (proventi) su partecipazioni	(2.166)	50	(2.633)	452
	di cui:				
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		50		452
(100)	- plusvalenza cessione Vår Energi	(12)		(444)	
	- plusvalenza netta cessione asset Angolani	(2.445)		(2.445)	
6	Imposte sul reddito	1.033	481	1.172	430
448	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(2.184)	440	(1.542)	1.117

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

III Trimestre					2022	Nove mesi				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
					(€ milioni)					
6.611	65	(1.096)	192	5.772	Utile operativo	17.933	(1.286)	(125)	282	16.804
(161)		45	(192)	(308)	Proventi/oneri finanziari	(689)		44	(282)	(927)
2.853		(2.166)		687	Proventi/oneri da partecipazioni	4.362		(2.633)		1.729
102		223		325	. Vår Energi	396		384		780
85		59		144	. Adnoc R&T (*)	424		(84)		340
(3.420)	(13)	1.033		(2.400)	Imposte sul reddito	(8.315)	376	1.172		(6.767)
5.883	52	(2.184)		3.751	Utile netto	13.291	(910)	(1.542)		10.839
21				21	- Interessenze di terzi	31				31
5.862				3.730	Utile netto di competenza azionisti Eni	13.260				10.808

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

III Trimestre					2021	Nove mesi				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
					(€ milioni)					
2.793	(300)	(95)	94	2.492	Utile operativo	6.650	(1.115)	176	147	5.858
(141)		4	(94)	(231)	Proventi/oneri finanziari	(614)		59	(147)	(702)
104		50		154	Proventi/oneri da partecipazioni	(323)		452		129
78		43		121	. Vår Energi	(176)		440		264
45		(41)		4	. Adnoc R&T (*)	65		(110)		(45)
(1.548)	88	481		(979)	Imposte sul reddito	(3.393)	322	430		(2.641)
1.208	(212)	440		1.436	Utile netto	2.320	(793)	1.117		2.644
5				5	- Interessenze di terzi	14				14
1.203				1.431	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.306				2.630

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

II Trimestre 2022					
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	5.970	(638)	441	68	5.841
Proventi/oneri finanziari	(205)		(7)	(68)	(280)
Proventi/oneri da partecipazioni	654		8		662
. Vår Energi	46		174		220
. Adnoc R&T (*)	229		(78)		151
Imposte sul reddito	(2.600)	183	6		(2.411)
Utile netto	3.819	(455)	448		3.812
- Interessenze di terzi	4				4
Utile netto di competenza azionisti Eni	3.815				3.808

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2Q		3Q			Nove mesi		
2022	(€ milioni)	2022	2021	var %	2022	2021	var %
8.424	Exploration & Production	7.676	5.548	38	23.872	14.469	65
9.427	Global Gas & LNG Portfolio	14.905	4.687	..	37.742	10.630	..
16.633	Refining & Marketing e Chimica	14.757	10.364	42	44.442	27.948	59
3.748	Plenitude & Power	6.085	2.394	..	16.052	7.136	..
466	Corporate e altre attività	428	405	6	1.288	1.217	6
(7.142)	Elisioni di consolidamento	(6.549)	(4.377)		(22.409)	(11.591)	
31.556		37.302	19.021	96	100.987	49.809	..

Costi operativi

2Q		3Q			Nove mesi		
2022	(€ milioni)	2022	2021	var %	2022	2021	var %
23.403	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.395	13.808	98	74.277	35.925	..
(12)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(281)	99	..	(116)	166	..
755	Costo lavoro	650	626	4	2.198	2.119	4
70	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	14	19		120	75	
24.146		27.764	14.533	91	76.359	38.210	100

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

2Q		3Q			Nove mesi		
2022	(€ milioni)	2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.254	Exploration & Production	1.423	1.510	(6)	4.234	4.313	(2)
49	Global Gas & LNG Portfolio	55	43	28	159	117	36
129	Refining & Marketing e Chimica	127	118	8	377	384	(2)
87	Plenitude & Power	89	79	13	262	201	30
34	Corporate e altre attività	34	37	(8)	102	110	(7)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)		(25)	(24)	
1.545	Ammortamenti	1.719	1.779	(3)	5.109	5.101	
113	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	90	76	18	265	678	(61)
1.658	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.809	1.855	(2)	5.374	5.779	(7)
22	Radiazioni	52	70	(26)	99	99	
1.680		1.861	1.925	(3)	5.473	5.878	(7)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
Nove mesi 2022	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	832	3	418	(3)	(74)	1.176
Dividendi	158		59			217
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	444		3		2	449
Altri proventi (oneri) netti	2.432		88	2	(2)	2.520
	3.866	3	568	(1)	(74)	4.362

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

30 Giu. 2022	Var. ass.		30 Sett. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
(€ milioni)					
27.717	(404)	Debiti finanziari e obbligazionari	27.313	27.794	(481)
5.701	1.767	- Debiti finanziari a breve termine	7.468	4.080	3.388
22.016	(2.171)	- Debiti finanziari a lungo termine	19.845	23.714	(3.869)
(10.900)	(580)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(11.480)	(8.254)	(3.226)
(6.304)	(448)	Titoli held for trading	(6.752)	(6.301)	(451)
(2.641)	4	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.637)	(4.252)	1.615
7.872	(1.428)	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	6.444	8.987	(2.543)
4.905	184	Passività per beni in leasing	5.089	5.337	(248)
4.417	138	- di cui working interest Eni	4.555	3.653	902
488	46	- di cui working interest follower	534	1.684	(1.150)
12.777	(1.244)	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.533	14.324	(2.791)
52.012	5.833	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.845	44.519	13.326
0,15	(0,04)	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,11	0,20	(0,09)
0,25	(0,05)	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,20	0,32	(0,12)

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.533	534	10.999
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.845		57.845
Leverage pro-forma	0,20		0,19

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2022	31 Dic. 2021
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	11.480	8.254
Attività finanziarie destinate al trading	6.752	6.301
Altre attività finanziarie	2.671	4.308
Crediti commerciali e altri crediti	21.628	18.850
Rimanenze	10.159	6.072
Attività per imposte sul reddito	147	195
Altre attività	31.849	13.634
	84.686	57.614
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	59.360	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.510	4.821
Attività immateriali	5.065	4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.715	1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.024	5.887
Altre partecipazioni	1.246	1.294
Altre attività finanziarie	2.258	1.885
Attività per imposte anticipate	4.114	2.713
Attività per imposte sul reddito	114	108
Altre attività	2.008	1.029
	92.414	79.888
Attività destinate alla vendita	998	263
TOTALE ATTIVITÀ	178.098	137.765
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.489	2.299
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.979	1.781
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	918	948
Debiti commerciali e altri debiti	24.436	21.720
Passività per imposte sul reddito	1.888	648
Altre passività	37.540	15.756
	72.250	43.152
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.845	23.714
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.171	4.389
Fondi per rischi e oneri	13.681	13.593
Fondi per benefici ai dipendenti	750	819
Passività per imposte differite	6.186	4.835
Passività per imposte sul reddito	400	374
Altre passività	2.842	2.246
	47.875	49.970
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	128	124
TOTALE PASSIVITÀ	120.253	93.246
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	24.981	22.750
Riserve per differenze cambio da conversione	12.655	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	4.249	6.289
Azioni proprie	(1.789)	(958)
Utile (perdita) netto	13.260	5.821
Totale patrimonio netto di Eni	57.361	44.437
Interessenze di terzi	484	82
TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.845	44.519
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	178.098	137.765

CONTO ECONOMICO

2Q		3Q		Nove mesi	
2022	(€ milioni)	2022	2021	2022	2021
31.556	Ricavi della gestione caratteristica	37.302	19.021	100.987	49.809
253	Altri ricavi e proventi	267	233	885	884
31.809	Totale ricavi	37.569	19.254	101.872	50.693
(23.403)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27.395)	(13.808)	(74.277)	(35.925)
12	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	281	(99)	116	(166)
(755)	Costo lavoro	(650)	(626)	(2.198)	(2.119)
(13)	Altri proventi (oneri) operativi	(1.333)	(3)	(2.107)	45
(1.545)	Ammortamenti	(1.719)	(1.779)	(5.109)	(5.101)
(113)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(90)	(76)	(265)	(678)
(22)	Radiazioni	(52)	(70)	(99)	(99)
5.970	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	6.611	2.793	17.933	6.650
2.205	Proventi finanziari	2.618	857	6.074	2.688
(2.288)	Oneri finanziari	(2.926)	(943)	(6.731)	(3.048)
(49)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(21)	2	(112)	21
(73)	Strumenti finanziari derivati	168	(57)	80	(275)
(205)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(161)	(141)	(689)	(614)
450	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	326	53	1.176	(424)
204	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	2.527	51	3.186	101
654	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	2.853	104	4.362	(323)
6.419	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	9.303	2.756	21.606	5.713
(2.600)	Imposte sul reddito	(3.420)	(1.548)	(8.315)	(3.393)
3.819	Utile (perdita) netto	5.883	1.208	13.291	2.320
	di competenza:				
3.815	- azionisti Eni	5.862	1.203	13.260	2.306
4	- interessenze di terzi	21	5	31	14
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
1,08	- semplice	1,66	0,33	3,74	0,63
1,07	- diluito	1,67	0,33	3,74	0,63
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.536,9	- semplice	3.487,8	3.570,1	3.521,3	3.571,7
3.544,5	- diluito	3.493,6	3.575,4	3.527,1	3.577,0

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
	2022	2021	2022	2021
Utile (perdita) netto del periodo	5.883	1.208	13.291	2.320
Componenti non riclassificabili a conto economico	(4)	(1)	94	17
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(1)		70	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			1	2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(3)	(1)	38	15
Effetto fiscale			(15)	
Componenti riclassificabili a conto economico	1.530	136	3.141	986
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	2.608	946	6.130	1.983
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1.516)	(1.115)	(4.251)	(1.336)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(3)	(24)	33	(54)
Effetto fiscale	441	329	1.229	393
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.526	135	3.235	1.003
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	7.409	1.343	16.526	3.323
di competenza:				
- azionisti Eni	7.384	1.338	16.490	3.309
- interessenze di terzi	25	5	36	14

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	3.323
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(10)
Acquisto azioni proprie	(112)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Altre variazioni	(4)
Totale variazioni	2.787
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2021	40.280
di competenza:	
- azionisti Eni	40.192
- interessenze di terzi	88
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	16.526
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.282)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(14)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Cessione EniPower	347
Acquisto di azioni proprie	(1.231)
Altre variazioni	67
Totale variazioni	13.326
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2022	57.845
di competenza:	
- azionisti Eni	57.361
- interessenze di terzi	484

RENDICONTO FINANZIARIO

2Q 2022	(€ milioni)	3Q		Nove mesi	
		2022	2021	2022	2021
3.819	Utile (perdita) netto	5.883	1.208	13.291	2.320
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.545	Ammortamenti	1.719	1.779	5.109	5.101
113	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	90	76	265	678
22	Radiazioni	52	70	99	99
(450)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(326)	(53)	(1.176)	424
(110)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(15)	(4)	(459)	(92)
(107)	Dividendi	(66)	(54)	(217)	(120)
(41)	Interessi attivi	(60)	(19)	(109)	(57)
279	Interessi passivi	270	200	760	594
2.600	Imposte sul reddito	3.420	1.548	8.315	3.393
(58)	Altre variazioni	(2.479)	(9)	(2.531)	(185)
(1.235)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(836)	(757)	(4.676)	(2.554)
(2.092)	- rimanenze	(1.658)	(733)	(4.731)	(1.623)
4.554	- crediti commerciali	(1.170)	(1.039)	(1.317)	(2.955)
(3.383)	- debiti commerciali	1.393	1.655	748	2.671
117	- fondi per rischi e oneri	1.211	(13)	1.319	(255)
(431)	- altre attività e passività	(612)	(627)	(695)	(392)
39	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(52)	(35)	3	(16)
247	Dividendi incassati	429	185	734	539
7	Interessi incassati	16	5	29	20
(216)	Interessi pagati	(241)	(214)	(688)	(623)
(2.271)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.218)	(993)	(5.882)	(2.495)
4.183	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.586	2.933	12.867	7.026
(1.539)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.160)	(2.002)	(7.469)	(5.256)
(1.771)	- attività materiali	(2.031)	(1.133)	(5.103)	(3.409)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing				(2)
(58)	- attività immateriali	(68)	(67)	(189)	(178)
(3)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(723)	(425)	(893)	(756)
(70)	- partecipazioni	(255)	(128)	(1.352)	(668)
(42)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(85)	(109)	(231)	(178)
405	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	2	(140)	299	(65)
384	Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.031	47	2.040	353
4	- attività materiali	23	15	30	191
12	- attività immateriali			12	1
4	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(36)		(32)	76
	- imposte pagate sulle dismissioni				(35)
310	- partecipazioni	40	3	921	22
29	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	52	32	132	111
25	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	952	(3)	977	(13)
(1.045)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(294)	(469)	1.376	(1.654)
(2.200)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.423)	(2.424)	(4.053)	(6.557)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

2Q		3Q		Nove mesi	
2022	(€ milioni)	2022	2021	2022	2021
1	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2	18	131	1.351
(2.817)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(94)	(66)	(3.788)	(1.978)
(266)	Rimborso di passività per beni in leasing	(211)	(230)	(767)	(675)
220	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.186)	(980)	1.673	(762)
(1.490)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(751)	(1.511)	(2.271)	(2.350)
(13)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(13)	(5)
20	Apporti di capitale da azionisti terzi	1		21	
(3)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	547	(4)	542	(4)
(195)	Acquisto di azioni proprie	(981)	(102)	(1.176)	(102)
	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue				1.985
(48)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue			(87)	(10)
(4.591)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.673)	(2.875)	(5.735)	(2.550)
70	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	73	17	152	39
(2.538)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	563	(2.349)	3.231	(2.042)
13.471	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.933	9.720	8.265	9.413
10.933	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	11.496	7.371	11.496	7.371

Investimenti tecnici

2Q		3Q			Nove mesi		
2022	(€ milioni)	2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.489	Exploration & Production ^(a)	1.791	951	88	4.360	2.757	58
77	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved	118		..	271	13	..
169	- ricerca esplorativa	138	146	(5)	423	306	38
1.192	- sviluppo di idrocarburi	1.511	791	91	3.573	2.385	50
6	Global Gas & LNG Portfolio	5	1	..	14	16	..
139	Refining & Marketing e Chimica	186	162	15	417	495	(16)
103	- Refining & Marketing	135	122	11	306	354	(14)
36	- Chimica	51	40	28	111	141	(21)
181	Plenitude & Power	118	98	20	440	258	71
142	- Plenitude	96	85	13	354	220	61
39	- Power	22	13	69	86	38	..
22	Corporate e altre attività	23	21	10	104	115	(10)
1	Elisioni di consolidamento	(3)	(1)		(4)	(4)	
1.838	Investimenti tecnici ^(a)	2.120	1.232	72	5.331	3.637	47

(a) Include operazioni di reverse factoring.

Nei nove mesi 2022 gli investimenti di €5.331 milioni (€3.637 milioni nei nove mesi 2021) evidenziano un aumento del 47% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.573 milioni) in particolare negli Stati Uniti, in Egitto, Costa d'Avorio, Emirati Arabi Uniti, Kazakhstan, Messico, Congo, Iraq, Algeria ed Italia;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€248 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€58 milioni) interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€354 milioni) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

2Q			3Q		Nove mesi	
2022			2022	2021	2022	2021
82	Italia	(mgl di boe/giorno)	81	82	83	82
180	Resto d'Europa		181	213	192	208
270	Africa Settentrionale		268	266	260	262
353	Egitto		343	364	351	363
283	Africa Sub-Sahariana		316	316	294	306
108	Kazakhstan		81	119	117	140
174	Resto dell'Asia		171	201	175	173
125	America		127	111	125	113
11	Australia e Oceania		10	16	11	16
1.586	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.578	1.688	1.608	1.663
207	- di cui società in Joint Venture e collegate		277	245	242	236
135	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	128	141	398	417

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

2Q			3Q		Nove mesi	
2022			2022	2021	2022	2021
36	Italia	(mgl di barili/giorno)	35	36	36	35
99	Resto d'Europa		106	127	110	127
126	Africa Settentrionale		124	128	121	128
80	Egitto		74	82	78	82
187	Africa Sub-Sahariana		173	209	178	196
75	Kazakhstan		53	89	80	97
75	Resto dell'Asia		80	82	78	78
62	America		62	52	61	56
	Australia e Oceania					
740	Produzione di petrolio e condensati		707	805	742	799
89	- di cui società in Joint Venture e collegate		146	117	117	118

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

2Q			3Q		Nove mesi	
2022			2022	2021	2022	2021
7	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	7	7	7	7
12	Resto d'Europa		11	13	12	12
21	Africa Settentrionale		21	21	21	20
41	Egitto		40	42	41	42
14	Africa Sub-Sahariana		21	16	17	17
5	Kazakhstan		4	5	6	6
15	Resto dell'Asia		14	18	14	14
9	America		10	9	9	9
2	Australia e Oceania		2	2	2	3
126	Produzione di gas naturale		130	133	129	130
18	- di cui società in Joint Venture e collegate		19	19	19	18

(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 122 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2022 e 2021, rispettivamente, 118 e 115 mila boe/giorno nel nove mesi 2022 e 2021, rispettivamente e 119 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2022).