



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

Roma
19 febbraio 2021

Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2020

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

III Trim. 2020			IV Trim.			Esercizio		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
43,00	Brent dated	\$/barile	44,23	63,25	(30)	41,67	64,30	(35)
1,169	Cambio medio EUR/USD		1,193	1,107	8	1,142	1,119	2
36,78	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	37,08	57,13	(35)	36,49	57,44	(36)
95	PSV	€/mgl mc	156	158	(1)	112	171	(35)
0,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	0,2	4,2	(95)	1,7	4,3	(60)
1.701	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.713	1.921	(11)	1.733	1.871	(7)
537	Utile (perdita) operativo adjusted ^{(a)(b)}	€ milioni	488	1.805	(73)	1.898	8.597	(78)
515	<i>E&P</i>		802	2.051	(61)	1.547	8.640	(82)
64	<i>Global Gas & LNG Portfolio (GGP)</i>		(101)	(46)	(120)	326	193	69
21	<i>R&M e Chimica</i>		(104)	(161)	35	6	21	(71)
57	<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		132	156	(15)	465	370	26
(153)	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)(d)}		66	546	(88)	(742)	2.876	(126)
(0,04)	<i>per azione - diluito (€)</i>		0,02	0,15		(0,21)	0,80	
(503)	Utile (perdita) netto ^{(c)(d)}		(725)	(1.891)		(8.563)	148	
(0,14)	<i>per azione - diluito (€)</i>		(0,20)	(0,53)		(2,39)	0,04	
1.774	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(e)		1.582	2.412	(34)	6.726	11.700	(43)
1.456	Flusso di cassa netto da attività operativa		988	3.725	(73)	4.822	12.392	(61)
902	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(f)		1.206	2.154	(44)	4.970	7.734	(36)
14.525	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.568	11.477	1	11.568	11.477	1
19.853	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.586	17.125	(3)	16.586	17.125	(3)
36.533	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.556	47.900	(22)	37.556	47.900	(22)
0,40	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,24		0,31	0,24	
0,54	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,36		0,44	0,36	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 24.

(b) Per effetto della riorganizzazione aziendale varata dal management a giugno in coerenza con la strategia di decarbonizzazione che Eni sta attuando, con efficacia dal 1° luglio 2020, i settori di attività dell'informatica finanziaria (segment reporting) sono oggetto di una nuova articolazione. Come previsto dai principi contabili internazionali, la nuova segment information è operativa dall'inizio del reporting year con riesposizione dei comparative period 2019. Per maggiori informazioni vedi pag. 22.

(c) Di competenza degli azionisti Eni.

(d) Non include la quota di competenza Eni dei risultati del IV trimestre 2020 della JV Saipem, che saranno pubblicati in data successiva.

(e) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti straordinari su crediti/per oneri, la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, nonché il fair value di contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attuata la own use exemption.

(f) Esclude bonus pagati per acquisizione del controllo o di quote di minoranza ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha approvato i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2020 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nell'anno più difficile nella storia dell'industria energetica, Eni ha dato prova di grande forza e flessibilità, rispondendo con prontezza allo straordinario contesto di crisi e progredendo nel processo irreversibile di transizione energetica. In pochi mesi abbiamo rivisto il nostro programma di spesa e minimizzato l'impatto sulla cassa della caduta del prezzo del greggio, aumentato la nostra liquidità e difeso la nostra solidità patrimoniale. I risultati del quarto trimestre, con un prezzo del Brent a 44 \$/barile sostanzialmente stabile rispetto al trimestre precedente, superano le aspettative del mercato a livello di utile operativo ed utile netto, e confermano la generazione di cassa operativa e l'efficacia della nostra azione di risposta alla crisi. Mentre il settore upstream consolida fortemente la tendenza alla ripresa, nell'anno i business destinati alla generazione e vendita di prodotti decarbonizzati hanno conseguito risultati eccellenti, con l'Ebit di Eni gas e luce in aumento del 17% e le lavorazioni delle bio raffinerie del 130%, oltre a 1GW di capacità di generazione da solare ed eolico già installata o in fase di sviluppo. Abbiamo posto le basi per una forte accelerazione delle rinnovabili, con l'ingresso in due mercati strategici quali gli USA e l'eolico offshore del Mare del Nord, con la partecipazione al progetto Dogger Bank in UK che sarà il più grande al mondo nel suo genere. Grazie alle azioni che abbiamo messo in campo, la generazione di cassa adjusted 2020 di €6,7 miliardi è stata in grado di autofinanziare i capex con un avanzo di €1,7 miliardi. L'indebitamento netto (ante IFRS 16) rimane al livello di fine 2019 ed il leverage si attesta intorno al 30%."

Highlight quarto trimestre/esercizio 2020

- **Definita la strategia Eni al 2050 con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbonizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria**, e di conseguire un miglior bilanciamento del portafoglio, riducendo l'esposizione alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi. A tal fine è stata varata una nuova struttura organizzativa con la costituzione di due Direzioni Generali: la DG Natural Resources con il compito di valorizzare in ottica sostenibile il portafoglio upstream e gestire i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e i progetti di cattura della CO₂, e la DG Energy Evolution con il compito di sviluppare i business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti, evolvendo il portafoglio verso rinnovabili (green) e prodotti sostenibili ottenuti da processi decarbonizzati (blue) e da biomasse (bio).
- Nel 2020 si è verificata la massima contrazione mai registrata della **domanda petrolifera globale** (-9% circa vs. 2019) a causa delle misure di lockdown adottate a livello mondiale per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19.
- **Crollo dei prezzi e dei margini delle commodity**: Brent -35%, prezzo del gas Italia -35%, margine di raffinazione SERM -60%, con rilevanti impatti sui risultati e i cash flow di Eni.
- Durante il picco pandemico, il **management ha attuato misure decisive per salvaguardare la liquidità e la solidità patrimoniale** dell'azienda, difenderne la redditività e aumentarne la resilienza allo scenario, senza pregiudicarne la capacità di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno.
- **Rivista la strategia di breve/medio termine riducendo di €8 miliardi gli esborsi** per costi ed investimenti del biennio 2020-2021, più esposto al downturn, e allocando risorse aggiuntive di circa €0,8 miliardi per accelerare lo sviluppo dei business green (capacità di generazione rinnovabile, bio-raffinerie e portafoglio retail) negli anni post-crisi.
- **Ottimizzazioni dei capex** concentrate nel settore E&P attraverso il "re-phasing" di alcuni progetti che potranno essere riproposti in futuro con la normalizzazione dello scenario. Modificato il profilo di crescita delle produzioni.
- **Assunzione di uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent LT a 60 \$/barile** in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i rischi di ritardi nella ripresa economica post-pandemica e di un periodo prolungato di debolezza nella domanda energetica, nonché la possibile accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili; rilevate svalutazioni pre-tax pari a circa €3,2 miliardi relative ad attività minerarie e raffinerie (cui si aggiungono €1,3 miliardi rilevati dalle partecipate), in funzione principalmente della revisione dello scenario.
- **Emessi bond ibridi** dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.
- **Modificata la segment information del financial reporting** con l'evidenziazione del nuovo settore operativo "Eni gas e luce, Power & Renewables".

- Nel 2020 **produzione d'idrocarburi a 1,73 milioni di boe/giorno**, in linea con la guidance ridefinita a seguito dello scoppio della pandemia.
- **Scoperte 400 milioni di boe di nuove risorse esplorative equity** al costo competitivo di 1,6 \$/boe.
- **Riserve certe a fine anno**: 6,9 miliardi di boe; tasso di rimpiazzo all sources 43% (96% la media triennale).
- **Ebit adjusted di Gruppo**: €1,9 miliardi nell'anno (€0,5 miliardi nel quarto trimestre) registra una contrazione di circa €6,7 miliardi dovuta per -€6,8 miliardi alla flessione dei prezzi/margini degli idrocarburi e per -€1 miliardo agli effetti del COVID-19, attenuati da una migliore performance per €1,1 miliardi.
- **Ebit adjusted Exploration & Production**: €1,5 miliardi nell'anno (€0,8 miliardi nel quarto

trimestre) in calo per effetto dello scenario depresso dei prezzi degli idrocarburi e delle minori produzioni.

- **Ebit adjusted 2020 per mid-downstream:** totale a €0,63 miliardi, €0,33 miliardi per GGP superiore alle aspettative. €0,3 miliardi per R&M (con il pro-forma di ADNOC Refining), Chimica, EGL e Power, in linea con la guidance, sostenuto dalla crescita dei biocarburanti e del retail gas&power.
- **Utile netto adjusted:** ritorno in utile a €66 milioni nel quarto trimestre; -€0,74 miliardi nell'anno.
- **Nel 2020 i capex organici sono stati ridotti a €5 miliardi** (-€2,6 miliardi vs. budget originario a cambi costanti, pari a -35%) per effetto delle ottimizzazioni implementate. Riduzione degli opex di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID di cui circa il 30% strutturali.
- **Cash flow adjusted ante working capital** di €6,73 miliardi in grado di autofinanziare i capex organici dell'anno con un avanzo di €1,7 miliardi.
- Rispetto alla stima iniziale di €11,5 miliardi di cash flow adjusted allo scenario di 60 \$/barile, la flessione dei prezzi degli idrocarburi ha inciso per circa -€4,5 miliardi e gli impatti del COVID-19 per circa -€1,7 miliardi, in parte compensati dai cost saving e dalla performance.
- **Leverage a fine anno:** 0,31.
- **Liquidità:** Eni chiude l'anno con una riserva di liquidità di circa €20,4 miliardi di cui €9,4 miliardi di attivi di tesoreria, €5,5 miliardi investiti in attività liquide, €0,2 miliardi di crediti finanziari a breve e €5,3 miliardi di linee di credito committed non utilizzate.
- **Confermata proposta dividendo 2020¹** di €0,36 per azione, di cui €0,12 versati in sede di acconto a settembre 2020.

Outlook 2021

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio e lungo termine saranno illustrati nella Strategy Presentation prevista nella giornata odierna. Il contenuto della Strategy Presentation è diffuso con un comunicato stampa emesso nella giornata odierna disponibile sul sito web di Eni (eni.com) e diffuso secondo le altre modalità previste dai listing standard.

¹ Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, che si terrà in un'unica convocazione il 12 maggio 2021, la distribuzione di un dividendo di €0,36 per azione (€0,86 nel 2019) di cui €0,12 distribuiti nel settembre 2020 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,24 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2021 con stacco cedola il 24 maggio 2021.

Business overview

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi:**

nel trimestre **1,71 milioni di boe/giorno** (-11% rispetto al periodo di confronto), **1,73 milioni di boe/giorno** nell'anno, in linea con il consensus.

- Al netto dell'effetto prezzo, il calo della produzione è dovuto agli effetti del COVID-19, ai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e alla riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Gli start-up/ramp-up produttivi, il maggior contributo del Kazakistan e i contributi del portafoglio (Norvegia) sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, alla riduzione di entitlement/spending e cause di forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi;
- Contributo da avvii/ramp-up a progressivo: 109 mila boe/giorno principalmente in Messico (ramp-up Area 1), Algeria (avvio Berkine gas), Congo (avvio Nenè fase 2B) e Angola (start-up Agogo).

- **Avvio a inizio 2021 della produzione di gas nell'Emirato di Sharjah (EAU)**, nel prospetto esplorativo onshore Mahani (Eni 50%) nell'area della Concessione B a soli dodici mesi dalla scoperta e a ventiquattro mesi dall'assegnazione della concessione.

- **Nuovo acreage esplorativo:**

- **Emirati Arabi Uniti**: assegnato con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo offshore 3 (Eni 70%) dell'estensione di circa 12 mila chilometri quadrati, con obiettivi near-field;
- **Angola**: assegnato con il ruolo di operatore il blocco esplorativo offshore 28 (Eni 60%) nei bacini di Namibe e Benguela, il blocco Cabinda Central (Eni 42,5%) nell'onshore del paese e il Blocco 1/14 (Eni 35%) nelle acque poco profonde del bacino del Congo;
- **Norvegia**: **27 nuove licenze esplorative** assegnate alla JV Vår Energi nell'ambito dell'APA Round 2019-2020 nei tre bacini principali della piattaforma continentale, delle quali 12 con il ruolo di operatore;
- **Egitto**: ratificata l'assegnazione del blocco esplorativo di West Sherbean (Eni 50%) nell'onshore del delta del Nilo;
- **Albania**: ratificata la licenza esplorativa Dumre nell'onshore del paese (Eni 100%);
- **Indonesia**: assegnato con il ruolo di operatore il blocco esplorativo West Ganal (Eni 40%);
- **Regno Unito**: a gennaio 2021, assegnata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa P2511 (Eni 100%) nel Mare del Nord;
- **Kenya**: rinnovate le licenze esplorative nell'ambito di una partnership di lungo termine con il Paese per l'accesso all'energia e la decarbonizzazione.

- **Successi esplorativi:**

- appraisal di **Agogo** nel **Blocco offshore 15/06** (Eni 36,8%, operatore) in Angola. Incrementato fino a 1 miliardo di barili l'olio in posto della scoperta;
- scoperta a gas e condensati nel Blocco B di Sharjah sul prospetto esplorativo Mahani (Eni 50%);
- scoperta a olio nel prospetto esplorativo **Saasken** nel **Blocco 10** (Eni 65%, operatore) nell'**offshore del Messico**. Stimati tra 200 e 300 milioni di barili di olio in posto;
- scoperte near-field in Egitto: due a gas nei prospect **Bashrush** (Eni 37,5%, operatore) e **Abu Madi West** (Eni 75%, operatore) nella Great Noroos Area nel Delta del Nilo e due a olio nelle concessioni onshore **Meleihha** (Eni 76%, operatore) e **South West Meleihha** (Eni 100%, operatore), tutte caratterizzate da contributo immediato alle produzioni e ai cash flow;
- incrementato il potenziale della scoperta a gas e condensati di **Ken Bau**, nel Blocco Esplorativo 114 (Eni 50% operatore) nell'**offshore del Vietnam**. Stimati 200-250 miliardi di metri cubi di gas in

posto e 400-500 milioni di barili di condensato.

- **Utile operativo adjusted E&P** in ripresa nel quarto trimestre a €0,8 miliardi, con un incremento di circa il 60% rispetto al terzo trimestre. Il confronto vs. anno precedente (-61% rispetto al quarto trimestre e -82% su base annua) risente dello scenario depresso dei prezzi degli idrocarburi nel 2020 e delle minori produzioni dovuti alle azioni anti-COVID e al significativo calo della domanda energetica.

Global Gas & LNG Portfolio

- Firmati gli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per il riavvio dell'**impianto di liquefazione di Damietta** entro il primo trimestre 2021 e la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani e la successiva ristrutturazione societaria della stessa JV, i cui asset saranno ripartiti fra i soci Eni e Naturgy. L'operazione consentirà ad Eni di rafforzare il portafoglio GNL e di entrare direttamente nel mercato spagnolo del gas.
- **Risultato operativo adjusted GGP:** perdita operativa di €0,1 miliardi nel trimestre, in peggioramento rispetto al periodo di confronto per effetto di uno scenario di mercato meno favorevole. L'utile operativo adjusted dell'anno pari a €0,33 miliardi è aumentato del 69%, superiore alle aspettative, grazie alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e GNL che hanno consentito di estrarre valore dallo scenario volatile.

Refining & Marketing e Chimica

- **Bioraffinerie:** lavorazioni più che raddoppiate rispetto al 2019.
- **Riavviato l'impianto di Crescentino** a seguito dell'upgrading per la produzione di disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% della società **Finproject**, attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario.
- **Risultato operativo adjusted di R&M:** perdita di €59 milioni nel trimestre (€235 milioni di utile operativo adjusted nell'esercizio, -19% rispetto al 2019) a causa di uno scenario di raffinazione fortemente depresso per effetto della crisi della domanda di carburanti e dell'apprezzamento dei greggi heavy/sour, che hanno penalizzato i crack spread dei prodotti scesi ai minimi storici con conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovraccapacità ed elevata pressione competitiva. Forte crescita delle lavorazioni bio grazie al ramp-up della bioraffineria di Gela per rispondere alla richiesta di mercato.
- **Risultato operativo adjusted della Chimica:** perdita operativa di €45 milioni in miglioramento del 64% rispetto al trimestre 2019 grazie alla tenuta dei volumi e alla ripresa dei margini, in particolare del polietilene. Anche il risultato dell'esercizio (perdita di €229 milioni) evidenzia un miglioramento rispetto al 2019 del +15%, nonostante sia stato penalizzato dalla significativa riduzione della domanda di commodity da parte dei settori clienti per effetto della recessione globale del secondo trimestre dell'anno durante il picco pandemico e la debole ripresa dell'automotive.

Eni gas e luce, Power & Renewables

- Firmato nel 2021 un accordo per l'acquisizione del 100% della società **Aldro Energía** con un portafoglio di circa 250 mila clienti in Spagna e Portogallo. La finalizzazione dell'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità.
- Accordo tra Eni gas e luce e **Be Charge** per aumentare la dotazione nazionale di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, che saranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.
- Acquisito il 20% di **Tate s.r.l.**, start-up operante nell'attivazione e gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali.

- Avviata una partnership strategica tra Eni gas e luce e **OVO** per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni.
- **Portafoglio clienti retail** in crescita +150 mila nuovi punti di fornitura rispetto alla fine del 2019 (+1,6%) per sviluppo attività in Italia e all'estero, nonostante l'impatto della pandemia.
- **Programma di espansione della capacità di generazione di energia rinnovabile:** al 31 dicembre 2020 la capacità installata è pari a 307 MW (+133 MW rispetto al 31 dicembre 2019).
- Costituita un'alleanza strategica con il gruppo italiano Falck Renewables per l'**espansione nel mercato delle rinnovabili USA**; in tale ambito:
 - acquisita a marzo la partecipazione del 49% degli impianti fotovoltaici di Falck in esercizio nel Paese (56,7 MW in quota Eni);
 - completata a novembre l'acquisizione da Building Energy SpA di 62 MW di capacità in esercizio (30 MW in quota Eni) nell'eolico e nel solare e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione in esercizio consentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂;
 - acquisito a novembre da Savion LLC un progetto solare "ready to build" da 30 MW (14,7 MW in quota Eni) situato in Virginia. L'impianto consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate di CO₂ all'anno.
- Acquisiti da Asja Ambiente **tre progetti eolici** con una **potenza complessiva di 35,2 MW** e una produzione annua stimata di circa 90 GWh, che consentirà di evitare oltre 38 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂.
- Avviato a luglio l'**impianto fotovoltaico di Volpiano** (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno che consentirà di evitare circa 370 mila tonnellate di emissioni di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.
- Firmato un Sale and Purchase Agreement per l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% del progetto eolico offshore **Dogger Bank (A e B) in UK**, che sarà il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100%, con completamento atteso nel 2023-2024. L'operazione apporterà 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di crescita Eni.
- Firmato un accordo con **X-Elio** per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici in Spagna per una capacità complessiva di 140 MW.
- **Utile operativo adjusted EGL, Power & Renewables:** €132 milioni nel trimestre (-15% rispetto al periodo di confronto) e €465 milioni nell'esercizio, +26% rispetto al 2019. L'incremento dell'anno è dovuto ai risultati solidi e in crescita del business retail, nonostante gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

Decarbonizzazione ed Economia Circolare

- **Percorso di decarbonizzazione:** ottenuta in Regno Unito dall'Oil&Gas Authority la licenza per la realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ in giacimenti offshore esauriti nella Liverpool Bay e nel Mare d'Irlanda.
- **Valorizzazione dei progetti "forestry":** conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto REDD+ Luangwa Community Forests Project (LCFP) per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂.
- Firmato un accordo tra Versalis e **COREPLA** (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) con l'obiettivo di valorizzare le plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).
- Accordo tra Versalis e **Forever S.p.A.**, società italiana leader a livello europeo nel settore del recupero e riciclo della plastica post-consumo, per lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati.

- Versalis e **AGR**, società italiana proprietaria di una tecnologia per il trattamento di elastomeri usati, firmano un accordo per lo sviluppo di nuovi prodotti e applicazioni in gomma riciclata, in collaborazione con il Consorzio EcoTyre che gestisce una rete nazionale di raccolta e trattamento di pneumatici fuori uso.
- Versalis e **AlphaBio Control**, società di ricerca e sviluppo specializzata nella realizzazione di formulati naturali per la tutela delle colture, hanno firmato un accordo finalizzato alla produzione di erbicidi e biocidi per la disinfezione delle superfici a base vegetale e biodegradabili, utilizzando i principi attivi prodotti dalla piattaforma di chimica da fonti rinnovabili di Porto Torres.
- Avviata su scala pilota, presso il **Centro Ricerche per le Energie Rinnovabili e l'Ambiente** Eni di Novara, una tecnologia di cattura/riutilizzo della CO₂ (CCU) basata su biofissazione tramite micro-alghe, con ottenimento di un olio algale utilizzabile nelle bio raffinerie.
- Accordo tra Eni Rewind e **Herambiente** per la realizzazione a Ravenna nell'area industriale dismessa/bonificata "Ponticelle", di una piattaforma per il trattamento dei rifiuti industriali non riciclabili in grado di gestire fino a 60 mila tonnellate/anno in ottica di economia circolare.
- Firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con **Saipem** per una collaborazione in progetti di decarbonizzazione in Italia, in particolare nell'ambito della cattura, trasporto, riutilizzo e stoccaggio della CO₂ prodotta da attività industriale.
- Firmato un accordo con **Enel** finalizzato allo studio e allo sviluppo di progetti di idrogeno verde, attraverso elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile, nelle vicinanze di due raffinerie Eni, nelle quali l'idrogeno verde potrà rappresentare la migliore opzione di decarbonizzazione.
- Avviata una collaborazione strategica con **CDP e Snam** per la transizione energetica, che prevede la possibilità di realizzare progetti congiunti in settori chiave quali la filiera dell'idrogeno, l'economia circolare (tra cui l'utilizzo di biometano) e la mobilità sostenibile a sostegno del percorso di decarbonizzazione dell'Italia.
- Firmato un Memorandum d'Intesa (MoU) tra Eni Rewind e **NOGA** (National Oil and Gas Authority) del Regno del Bahrain con l'obiettivo di promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo di acqua, suolo e rifiuti in Bahrain. L'accordo contribuirà inoltre a individuare ulteriori ambiti di collaborazione per lo sviluppo di soluzioni innovative di economia circolare.

Performance ESG

- Eni è stata valutata al primo posto nella classifica di 199 società valutate dal Corporate Human Rights Benchmark (CHRB) nel 2020. CHRB è un benchmark riconosciuto a livello internazionale che valuta le performance delle aziende in materia di diritti umani, in linea con i Guiding Principles on Business and Human Rights delle Nazioni Unite (UNGPs).
- Eni è stata confermata tra le imprese leader dal CDP Climate Change e Water Security 2020 con punteggio pari a A-, in relazione all'impegno e alla trasparenza in materia di contrasto al cambiamento climatico e sicurezza delle risorse idriche.
- Eni ha migliorato la propria performance nel FTSE4Good Developed Index, che misura le performance ambientali, sociali e di governance (ESG), raggiungendo un punteggio di 4,5 su 5 e confermandosi tra le top 5 del settore oil&gas.
- Le principali metriche di sostenibilità Eni sono riportate a pag 39.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

III Trim. 2020		IV Trim.			Esercizio			
		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
Produzioni								
817	Petrolio	mgl di barili/g	809	926	(13)	843	893	(6)
133	Gas naturale	mln di metri cubi/g	136	152	(11)	134	150	(11)
1.701	Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.713	1.921	(11)	1.733	1.871	(7)
Prezzi medi di realizzo								
39,64	Petrolio	\$/barile	41,57	59,06	(30)	37,06	59,26	(37)
122	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	139	169	(18)	133	175	(24)
29,06	Idrocarburi	\$/boe	31,55	43,44	(27)	28,92	43,54	(34)

(a) Con effetto 1 gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 16 mila boe/giorno nel quarto trimestre e nell'anno.

- Nel trimestre la **produzione di idrocarburi** pari a 1,713 milioni di boe/giorno (1,733 milioni di boe/giorno nell'esercizio) è diminuita dell'11% rispetto al periodo di confronto (-7% nell'esercizio). Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19, dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Gli start-up/ramp-up produttivi in Algeria e in Messico, il maggior apporto del Kazakhstan e i contributi del portafoglio (Norvegia), sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, alla riduzione di entitlement/spending e cause di forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di petrolio** è stata di 809 mila barili/giorno, -13% rispetto al trimestre 2019 (843 mila barili/giorno nell'esercizio, -6%). La riduzione in Libia, gli effetti dei tagli produttivi OPEC+, nonché il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dai contributi del portafoglio e dalla crescita produttiva in Messico per il ramp-up di Area 1, Angola per l'avvio di Agogo, Congo (avvio Nenè fase 2B), Algeria e Kazakhstan.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 136 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, in riduzione dell'11% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (134 milioni di metri cubi/giorno nell'esercizio, -11%). La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Algeria per avvio progetto Berkine gas ed in Kazakhstan.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2019	7.268
Promozioni	271
Produzione	(634)
Riserve certe al 31 dicembre 2020	6.905
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 43

- Nel 2020 le **promozioni nette di riserve certe** sono state di 271 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo all sources del 43%. L'effetto prezzo è stato negativo per 6 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 63 \$/barile nel 2019 a 41 \$/barile nel 2020 e i suoi conseguenti effetti sull'economicità delle code di produzione e sulle riserve equity nei PSA.
- La vita residua delle riserve 10,9 anni.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2020.

Risultati

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
514	Utile (perdita) operativo	514	830	(38)	(650)	7.417	..
1	Esclusione special items	288	1.221		2.197	1.223	
515	Utile (perdita) operativo adjusted	802	2.051	(61)	1.547	8.640	(82)
(102)	Proventi (oneri) finanziari netti	(45)	(40)		(316)	(362)	
58	Proventi (oneri) su partecipazioni	161	114		262	312	
37	<i>di cui: - Vår Energi</i>	148	84		193	122	
(402)	Imposte sul reddito	(292)	(1.297)		(1.371)	(5.154)	
69	Utile (perdita) netto adjusted	626	828	(24)	122	3.436	(96)
I risultati includono:							
26	Costi di ricerca esplorativa:	48	114	(58)	510	489	4
43	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	53	63		196	275	
(17)	- radiazione di pozzi di insuccesso	(5)	51		314	214	
673	Investimenti tecnici	781	1.775	(56)	3.472	6.996	(50)

- Nel quarto trimestre 2020, il settore **Exploration & Production** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €802 milioni con una significativa ripresa rispetto al trimestre precedente, pari a circa +60%, grazie alla risalita delle quotazioni del greggio. Il confronto con il corrispondente trimestre dell'anno precedente (-61%) risente di uno scenario petrolifero ancora depresso a causa degli effetti della pandemia COVID-19 sull'attività economica e sugli spostamenti delle persone che si sono riflessi sia sui prezzi di realizzo degli idrocarburi (-27% in media), sia sui livelli produttivi penalizzati dalle azioni di ottimizzazione degli investimenti per preservare il cash flow, dai tagli dell'OPEC+, nonché dal calo della domanda gas con impatti significativi in alcune geografie (Egitto).
- Nell'esercizio 2020 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82% rispetto al periodo di confronto, pari a -€7,1 miliardi dovuti allo scenario a causa del crollo delle quotazioni del petrolio e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche, in particolare nel secondo trimestre 2020 che ha rappresentato il punto di minimo della crisi nonché agli effetti del COVID-19 (minori produzioni per riduzioni capex e impatti operativi), dei tagli OPEC+ e della riduzione della domanda gas. Inoltre, il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas equity. Infine la riduzione del risultato è dovuta ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione della base costi.
- Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €122 milioni nell'esercizio, con una contrazione del 96% rispetto all'esercizio precedente (utile netto di €626 milioni nel quarto trimestre 2020) a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato della maggior parte delle società valutate ad equity, in relazione al sensibile peggioramento dello scenario con l'eccezione di Vår Energi in ripresa nel quarto trimestre.
- Il tax rate adjusted dell'esercizio è stato influenzato negativamente e in maniera rilevante dallo scenario che da un lato ha ridotto la capacità d'iscrivere imposte differite attive sulle perdite di periodo in funzione delle minori proiezioni di imponibili futuri, determinando peraltro la concentrazione dei risultati ante imposte positivi in Paesi a maggiore fiscalità, dall'altro ha reso molto più evidente il peso di fenomeni quali l'indeducibilità/non recuperabilità di alcune voci di costo (ad es. i costi sostenuti nell'ambito di licenze in fase esplorativa) e la disottimizzazione fiscale connessa alla non deducibilità del margine negativo sulla commercializzazione del gas libico non equity.

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

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

III Trim. 2020		€/mgl di metri cubi	IV Trim.			Esercizio		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
95	PSV		156	158	(1)	112	171	(35)
82	TTF		155	133	17	100	142	(30)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
10,55	Italia		8,65	8,71	(1)	37,30	37,98	(2)
4,27	Resto d'Europa		8,26	6,82	21	23,00	26,72	(14)
0,79	<i>di cui: Importatori in Italia</i>		0,94	1,14	(18)	3,67	4,37	(16)
3,48	<i>Mercati europei</i>		7,32	5,68	29	19,33	22,35	(14)
1,16	Resto del Mondo		1,66	1,52	9	4,69	8,15	(42)
15,98	Totale vendite gas (*)		18,57	17,05	9	64,99	72,85	(11)
2,10	<i>di cui: vendite di GNL</i>		2,90	2,70	7	9,50	10,10	(6)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel quarto trimestre 2020 le **vendite di gas naturale** di 18,57 miliardi di metri cubi sono aumentate del 9% rispetto allo stesso periodo 2019, principalmente per i maggiori volumi long-term commercializzati nei mercati esteri, in particolare in Turchia, nonché per le maggiori vendite di GNL. Su base annua, le vendite pari a 64,99 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'11% a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti in particolare nei segmenti termoelettrico e industriale.

Risultati

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
(205)	Utile (perdita) operativo	(290)	281	..	(332)	431	..
269	Esclusione special item	189	(327)		658	(238)	
64	Utile (perdita) operativo adjusted	(101)	(46)	(120)	326	193	69
	Proventi (oneri) finanziari netti			2		3	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni	(4)	3		(15)	(21)	
(3)	Imposte sul reddito	26	(9)		(100)	(75)	
63	Utile (perdita) netto adjusted	(79)	(50)	(58)	211	100	111
1	Investimenti tecnici	3	7	(57)	11	15	(27)

- Nel quarto trimestre 2020 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €101 milioni (in peggioramento di €55 milioni rispetto al periodo di confronto) per minori opportunità di ottimizzazione del portafoglio gas a causa del deterioramento dello scenario, parzialmente compensate da un'evoluzione regolatoria favorevole.

Nell'esercizio 2020, l'**utile operativo adjusted** di €326 milioni è aumentato del 69%. Tale miglioramento è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim. 2020			IV Trim.			Esercizio		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
0,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	0,2	4,2	(95)	1,7	4,3	(60)
3,68	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,93	4,86	(19)	14,82	20,70	(28)
2,43	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,48	2,80	(11)	9,07	5,65	61
6,11	Totale lavorazioni		6,41	7,66	(16)	23,89	26,35	(9)
69	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	85		69	88	
151	Lavorazioni bio	mgl ton	183	126	45	710	311	128
53	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	64	44		63	44	
Marketing								
2,02	Vendite rete Europa	mln ton	1,63	2,02	(19)	6,61	8,25	(20)
1,41	Vendite rete Italia		1,14	1,42	(20)	4,56	5,81	(22)
0,61	Vendite rete resto d'Europa		0,49	0,60	(18)	2,05	2,44	(16)
23,0	Quota mercato rete Italia	%	23,0	23,2		23,3	23,6	
2,21	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,11	2,65	(20)	8,15	10,31	(21)
1,58	Vendite extrarete Italia		1,50	1,93	(22)	5,75	7,68	(25)
0,63	Vendite extrarete resto d'Europa		0,61	0,72	(15)	2,40	2,63	(9)
Chimica								
1,10	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,33	1,05	27	4,34	4,30	1
66	Tasso utilizzo impianti	%	75	66		65	67	

- Nel quarto trimestre 2020, il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha registrato valori non remunerativi: 0,2 \$/barile la media del periodo, in riduzione del 95% rispetto al 2019 (1,7 \$/barile nell'esercizio, -60% rispetto al periodo di confronto) a causa della perdurante debolezza della domanda di carburanti penalizzata dagli effetti della pandemia sull'attività economica e sugli spostamenti delle persone, in un contesto di sovraccapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. La debolezza dei fondamentali è stata amplificata dalla ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta dai tagli produttivi dell'OPEC+. Inoltre, i margini sono stati penalizzati dal restringimento dei differenziali tra i greggi sour come l'Ural vs. i greggi light-sweet, come il Brent, per effetto della minore disponibilità dei greggi sour a seguito dei tagli OPEC+ (greggi Ural a premio di 0,2 \$/barile in media nel quarto trimestre 2020), con effetti negativi sulla redditività degli impianti di conversione.
- Nel quarto trimestre 2020, le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,41 milioni di tonnellate, -16% rispetto al quarto trimestre 2019 che include i volumi delle lavorazioni di greggio e condensati di ADNOC Refining a partire da agosto 2019, a seguito del closing dell'acquisizione. In Italia le lavorazioni, pari a 3,93 milioni di tonnellate, sono diminuite del 19% nel quarto trimestre 2020 (14,82 milioni di tonnellate, -28% su base annua) in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stocaggi a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19.
- Nel quarto trimestre 2020, i **volumi di lavorazione bio** pari a 183 mila tonnellate hanno registrato un incremento del 45% rispetto al periodo di confronto a seguito del maggior passo produttivo della bioraffineria di Gela. Nell'esercizio 2020, le lavorazioni sono pari a 710 mila tonnellate, più che raddoppiate rispetto all'esercizio precedente per l'avvio della bioraffineria di Gela ad agosto 2019.
- Nel quarto trimestre 2020, le **vendite rete in Italia** pari a 1,14 milioni di tonnellate sono diminuite del 20% per il forte calo dei consumi, a causa degli effetti della pandemia che ha avuto riflessi negativi in particolare sulle vendite di gasolio e benzina; nell'esercizio 2020, l'andamento dei volumi commercializzati (4,56 milioni di tonnellate, -22%) risente maggiormente delle misure restrittive adottate, in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico. La quota di mercato del quarto trimestre 2020 si è attestata al 23% (23,2% nel quarto trimestre 2019).
- Nel quarto trimestre 2020, le **vendite extrarete in Italia** di 1,50 milioni di tonnellate sono diminuite del 22% rispetto al quarto trimestre 2019 (5,75 milioni di tonnellate nell'esercizio, -25% rispetto al periodo di confronto) per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree.
- Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a 0,49 milioni di tonnellate sono diminuite del 18% rispetto al quarto trimestre 2019 a causa degli effetti della seconda ondata della pandemia che ha avuto riflessi

negativi nel trimestre; la flessione si conferma anche su base annua (2,05 milioni di tonnellate, -16% rispetto al 2019).

- Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** nel quarto trimestre 2020 sono pari a 0,61 milioni di tonnellate, in riduzione del 15% rispetto al periodo di confronto, in particolare in Germania e Spagna, (nell'esercizio ammontano a 2,40 milioni di tonnellate con un calo del 9%).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel quarto trimestre di 1,33 milioni di tonnellate sono in aumento del 27% rispetto al periodo di confronto, principalmente per le maggiori vendite di intermedi trainate dalle maggiori disponibilità da produzione, di polietilene ed elastomeri per incremento della domanda e degli stirenici, in particolare nel settore elettrodomestici/packaging. Nell'esercizio, le vendite sono sostanzialmente in linea rispetto al 2019 (+1%) grazie alla performance positiva registrata nel settore degli intermedi, degli stirenici e del polietilene per maggiore domanda di prodotti, in parte attenuata dalla riduzione generalizzata dei volumi di elastomeri, a causa della minore domanda da parte dei principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive, trainati dalla recessione globale e dalle incertezze sulla ripresa che hanno indotto gli operatori a diminuire gli stoccataggi.
- I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero principalmente nel segmento del polietilene, grazie alla maggiore domanda di packaging e apertura spread vs. etilene, e degli stirenici/elastomeri grazie al calo delle quotazioni della materia prima. Il margine del cracker ha registrato nel trimestre e nell'esercizio un incremento a seguito della riduzione delle quotazioni della materia prima e per l'effetto cambio positivo.

Risultati

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
(22) Utile (perdita) operativo		(116)	(1.006)	..	(2.440)	(682)	..
30 Esclusione (utile) perdita di magazzino		(110)	(3)		1.290	(318)	
13 Esclusione special item		122	848		1.156	1.021	
21 Utile (perdita) operativo adjusted		(104)	(161)	35	6	21	(71)
74 - Refining & Marketing		(59)	(37)	(59)	235	289	(19)
(53) - Chimica		(45)	(124)	64	(229)	(268)	15
1 Proventi (oneri) finanziari netti		(1)	(6)		(7)	(36)	
(61) Proventi (oneri) su partecipazioni		(71)	28		(161)	37	
(77) di cui: ADNOC Refining		(58)	36		(167)	23	
(18) Imposte sul reddito		(29)	27		(84)	(64)	
(57) Utile (perdita) netto adjusted		(205)	(112)	(83)	(246)	(42)	..
138 Investimenti tecnici		256	285	(10)	771	933	(17)

- Nel quarto trimestre 2020 il business **Refining & Marketing** ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €59 milioni con un peggioramento di €22 milioni rispetto al periodo di confronto (€235 milioni di utile operativo adjusted nell'esercizio 2020, in riduzione del 19% rispetto all'esercizio 2019). Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi allo scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovraccapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato performance in calo per effetto della pandemia, in parte attenuato da azioni di ottimizzazione ed efficienza.
- Il settore della Chimica nonostante l'impatto della recessione causata dal COVID-19 su settori trainanti quali l'auto ha conseguito risultati migliori del 2019 grazie alla ripresa del quarto trimestre sostenuta dall'accelerazione dell'attività in Asia, da una minore pressione competitiva, migliori margini dei prodotti quali il polietilene e maggiore disponibilità di prodotto. Nel quarto trimestre 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €45 milioni, in netto miglioramento rispetto al periodo di confronto 2019 (+64%). Il risultato dell'esercizio con una perdita operativa adjusted di €229 milioni evidenzia un recupero del 15% rispetto alla perdita di €268 milioni registrata nel periodo di confronto nonostante la fase di forte contrazione dei volumi venduti nel secondo/terzo trimestre a causa della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipare gli acquisti.

A questi trend si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto causate dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati infine più che compensati nel quarto trimestre dalla ripresa dei margini in particolare del polietilene trainato dalla richiesta di mercato e dalla riduzione delle importazioni extra europee.

- Nel quarto trimestre 2020, il **risultato netto adjusted** è stato pari ad una perdita netta di €205 milioni, rispetto alla perdita netta adjusted di €112 milioni del quarto trimestre 2019, a seguito della perdita della partecipazione in ADNOC Refining (-€58 milioni nel quarto trimestre; -€167 milioni nell'esercizio). Nell'esercizio è stata registrata una perdita netta adjusted pari a €246 milioni (€42 milioni nel 2019).

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

Eni gas e luce, Power & Renewables

Produzioni e vendite

	III Trim. 2020		IV Trim.			Esercizio		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
EGL								
0,66	Vendite retail gas	mld di metri cubi	2,51	2,48	1	7,68	8,62	(11)
3,14	Vendite retail energia elettrica	terawattora	3,40	3,06	11	12,71	11,21	13
9,54	Clienti retail (PDR)	mln pdr	9,57	9,42	2	9,57	9,42	2
Power & Renewables								
6,65	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	6,58	6,86	(4)	25,33	28,28	(10)
5,43	Produzione termoelettrica		5,18	5,06	2	20,95	21,66	(3)
108	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	88	17	..	340	61	..
276	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine	megawatt	307	174	76	307	174	76
80	<i>di cui: - fotovoltaico</i>	%	77	76		77	76	
17	<i>- eolico</i>		20	20		20	20	
3	<i>- potenza installata di storage</i>		3	4		3	4	

- Le **vendite retail di gas** sono state pari a 2,51 miliardi di metri cubi nel quarto trimestre 2020, in lieve crescita rispetto allo stesso periodo 2019, grazie alla ripresa dei consumi residenziali e per un effetto climatico positivo, che hanno attenuato gli effetti della recessione economica dovuta alle misure di contenimento della pandemia con effetti negativi sui consumi delle piccole e medie imprese e dei grossisti. Nell'esercizio, le vendite pari a 7,68 miliardi di metri cubi si riducono dell'11% rispetto al periodo di confronto, principalmente a causa delle minori vendite alle PMI e al segmento grossisti.
- Le **vendite retail di energia elettrica** pari a 3,40 TWh nel quarto trimestre e a 12,71 TWh nell'esercizio sono in aumento rispettivamente dell'11% e del 13%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del quarto trimestre 2020 sono state di 6,58 TWh, in diminuzione del 4% a seguito della contrazione dell'attività economica (25,33 TWh nell'esercizio, -10% rispetto al periodo di confronto).
- La **produzione di energia da fonti rinnovabili** è stata pari a 88 GWh nel quarto trimestre 2020, quintuplicata rispetto al periodo di confronto (340 GWh nell'anno), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché per il contributo degli asset negli Stati Uniti acquisiti nel primo trimestre 2020.
- Al 31 dicembre 2020, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 307 MW, di cui il 77% riferita a impianti fotovoltaici e il 20% a impianti eolici.
- A fine 2020 la **capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo** ammonta a oltre 0,6 GW e si riferisce in particolare ai progetti eolico offshore Dogger Bank A e B in UK (480 MW in quota Eni), alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico), nonché allo sviluppo di nuovi progetti in Italia (circa 50 MW di cui 35 MW eolico onshore).

Risultati

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
43 Utile (perdita) operativo		404	(25)	..	660	74	..
14 Esclusione special item		(272)	181		(195)	296	
57 Utile (perdita) operativo adjusted		132	156	(15)	465	370	26
39 - <i>Eni gas e luce</i>		103	116	(11)	325	278	17
18 - <i>Power & Renewables</i>		29	40	(28)	140	92	52
Proventi (oneri) finanziari netti			(1)		(1)	(1)	
(3) Proventi (oneri) su partecipazioni		2	3		6	10	
(15) Imposte sul reddito		(39)	(38)		(141)	(104)	
39 Utile (perdita) netto adjusted		95	120	(21)	329	275	20
63 Investimenti tecnici		89	136	(35)	293	357	(18)

- Nel quarto trimestre 2020, il business retail gas&power gestito da **Eni gas e luce** ha registrato performance solide e in crescita (€103 milioni l'utile operativo adjusted del quarto trimestre; €325 milioni l'utile operativo adjusted su base annua, +€47 milioni) nonostante il calo delle vendite gas dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte. La performance è stata sostenuta dalle azioni commerciali/efficienza, dal contributo del business extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia. Il business **Power & Renewables** ha conseguito nel quarto trimestre 2020 e nell'esercizio, rispettivamente l'utile operativo adjusted di €29 milioni (-€11 milioni rispetto al quarto trimestre 2019) e di €140 milioni (+€48 milioni) beneficiando dei maggiori margini.

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

Risultati di Gruppo

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
10.326	Ricavi della gestione caratteristica				11.631	16.215	(28)
220	Utile (perdita) operativo	275	(178)	254	43.987	69.881	(37)
(7)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(69)	14		1.318	(223)	
324	Esclusione special item ^(a)	282	1.969		3.860	2.388	
537	Utile (perdita) operativo adjusted	488	1.805	(73)	1.898	8.597	(78)
	Dettaglio per settore di attività						
515	<i>Exploration & Production</i>	802	2.051	(61)	1.547	8.640	(82)
64	<i>GGP</i>	(101)	(46)	(120)	326	193	69
21	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(104)	(161)	35	6	21	(71)
57	<i>EGL, Power & Renewables</i>	132	156	(15)	465	370	26
(84)	<i>Corporate e altre attività</i>	(84)	(203)	59	(507)	(602)	16
(36)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(157)	8		61	(25)	
(503)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(725)	(1.891)		(8.563)	148	
(5)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(49)	10		937	(157)	
355	Esclusione special item ^(a)	840	2.427		6.884	2.885	
(153)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	66	546		(742)	2.876	

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

Risultati adjusted

- Nel quarto trimestre 2020 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €488 milioni, con una flessione di -€1,3 miliardi rispetto allo stesso periodo del 2019, dovuta allo scenario negativo/effetti COVID-19 per circa €1,7 miliardi attenuati dalle azioni gestionali per €0,4 miliardi.
- Nell'esercizio 2020 l'**utile operativo adjusted** di €1.898 milioni è diminuito di circa €6,7 miliardi dovuti all'effetto scenario per -€6,8 miliardi e agli impatti del COVID-19² di -€1 miliardo, mentre la performance è stata positiva per +€1,1 miliardi per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2020 la **perdita netta adjusted** di €742 milioni (utile netto di €66 milioni nel quarto trimestre 2020) per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del tax rate.

Analisi tax rate consolidato

- Nell'esercizio 2020 il tax rate nominale di Gruppo ha registrato valori poco significativi, con un'incidenza delle imposte superiore al 100% dell'utile ante imposte a causa dello scenario depresso, che da un lato comporta un maggior peso relativo e quindi un effetto distorsivo di certi fenomeni rispetto a quanto registrato in passato, dall'altro limita la capacità d'iscrizione dei crediti d'imposta sulle perdite di periodo. In particolare, i principali trend che hanno influenzato il tax rate sono stati:
 - maggior incidenza sull'utile ante imposte, ridotto dallo scenario, di costi e perdite non fiscalizzabili, quali i costi della fase esplorativa, il cui riconoscimento dipende dal raggiungimento di certe milestone (ad esempio la FID di progetto) e i minori margini nella vendita inter-segment ai fini della commercializzazione sui mercati finali, del gas libico non equity; tale incidenza in scenari normali è fortemente attenuata;
 - mancata/ridotta iscrivibilità di attività per imposte anticipate relative alle perdite di periodo in alcune giurisdizioni upstream in base alle modalità di recognition previste dagli IFRS (IAS 12);
 - imposte stanziate sui dividendi intercompany che non generano utile ante imposte consolidato.

² Gli impatti COVID-19 comprendono effetti sulle produzioni per taglio capex e minore domanda gas, minori ritiri di GNL in Asia, minori volumi di produzione venduta in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazioni crediti (aggiornamento expected loss).

Al netto di tali effetti, il tax rate di Gruppo normalizzato si ridetermina in 70%, che riflette l'elevata incidenza nel portafoglio upstream Eni dei contratti petroliferi PSA che hanno aliquote poco sensibili al livello dei prezzi.

(€ milioni)	Esercizio 2020				
	reported (ex-special items)	costi, perdite e item esplorativi non deducibili	crediti d'imposta non iscritti su perdite di periodo	imposte stanziate su dividendi intercompany	tax rate normalizzato
Utile ante imposte	1.020	738			1.758
Imposte sul reddito	1.755		(330)	(195)	1.230
Tax rate	n.s.				70%

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.860 milioni nell'esercizio 2020 (oneri netti di €282 milioni nel quarto trimestre) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti €2.197 milioni nell'esercizio (€288 milioni nel quarto trimestre) riferiti principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.928 milioni, rilevati in gran parte nel primo semestre 2020), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 \$/barile e l'indotta rimodulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021 nonché revisioni negative delle riserve. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, Algeria, Congo, USA e Turkmenistan. Gli altri special item comprendono svalutazioni di crediti (€77 milioni nell'esercizio 2020) e accantonamenti a fondo rischi (€114 milioni nell'esercizio);
- **GGP:** oneri netti di €658 milioni nell'esercizio (€189 milioni nel quarto trimestre) rappresentati 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 (€858 milioni e €389 milioni rispettivamente nell'esercizio e nel trimestre); dalla riclassifica del saldo negativo di €183 milioni su base annua (-€83 milioni nel quarto trimestre) relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione; dalla differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €89 milioni nel quarto trimestre e oneri di €6 milioni nell'esercizio);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.156 milioni nell'esercizio (€122 milioni nel quarto trimestre) riferiti principalmente a svalutazioni di impianti di raffinazione (€1.225 milioni, riferiti essenzialmente al primo semestre) in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent. Gli altri special item sono riferiti a oneri ambientali (€11 milioni e €85 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio), nonché derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (provento di €60 milioni e €185 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio);
- **EGL, Power & Renewables:** proventi netti di €195 milioni nell'esercizio (€272 milioni nel quarto trimestre) rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting pari a proventi netti di €233 milioni nell'anno (proventi di €278 milioni nel quarto trimestre) nonché da oneri per esodi agevolati (€20 milioni nell'esercizio).

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono nell'esercizio: (i) €1.111 milioni di oneri per la Vär Energi relativi principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e dei profili di produzione, al netto di differenze cambio positive 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 "copertura naturale" (natural hedge); (ii) un onere di €124 milioni relativo all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining; (iii) oneri di

€252 milioni relativi a Saipem (tali oneri si riferiscono alla chiusura contabile del 30 settembre 2020, non essendo ancora disponibili i risultati consuntivi 2020 del gruppo Saipem).

Risultati reported

Nell'esercizio 2020 il Gruppo Eni ha registrato una **perdita netta di competenza degli azionisti** di €8.563 milioni rispetto all'utile netto di €148 milioni del 2019, di cui circa €3,3 miliardi di perdita operativa.

Oltre ai fattori descritti nel commento della performance di business, il risultato operativo è stato penalizzato dalla rilevazione di €3,2 miliardi di svalutazioni di attività non-correnti, principalmente proprietà oil&gas e raffinerie, a causa della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi e dall'effetto della rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo (-€1,3 miliardi).

La gestione delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali evidenzia una perdita di €1,6 miliardi influenzata, oltre che dal deterioramento dello scenario, dalla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset e delle scorte di prodotti.

Infine, il risultato dell'esercizio è stato penalizzato dalla rilevazione di oneri d'imposta connessi alla svalutazione di crediti fiscali per €1,3 miliardi dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri.

Eni SpA

L'utile netto di Eni SpA di €1.689 milioni si riduce di €1.289 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dell'utile operativo di €1.929 milioni e i maggiori oneri di imposta (€240 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€900 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.712 milioni) per effetto della valutazione delle scorte e delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione; (ii) alla linea di business E&P (€615 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
(501) Utile (perdita) netto		(723)	(1.889)	1.166	(8.556)	155	(8.711)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
1.860 - ammortamenti e altre componenti non monetarie		2.456	4.234	(1.778)	12.621	10.480	2.141
(2) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(3)	(126)	123	(9)	(170)	161
658 - dividendi, interessi e imposte		587	1.558	(971)	3.211	6.224	(3.013)
(74) Variazione del capitale di esercizio		(644)	1.338	(1.982)	(30)	366	(396)
85 Dividendi incassati da partecipate		96	119	(23)	509	1.346	(837)
(352) Imposte pagate		(625)	(1.332)	707	(2.049)	(5.068)	3.019
(218) Interessi (pagati) incassati		(156)	(177)	21	(875)	(941)	66
1.456 Flusso di cassa netto da attività operativa		988	3.725	(2.737)	4.822	12.392	(7.570)
(889) Investimenti tecnici		(1.187)	(2.241)	1.054	(4.644)	(8.376)	3.732
(95) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(33)	(26)	(7)	(392)	(3.008)	2.616
1 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		15	274	(259)	28	504	(476)
(339) Altre variazioni relative all'attività di investimento		(12)	(178)	166	(735)	(254)	(481)
134 Free cash flow		(229)	1.554	(1.783)	(921)	1.258	(2.179)
507 Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		186	(126)	312	1.156	(279)	1.435
372 Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(164)	555	(719)	3.115	(1.540)	4.655
(214) Rimborso di passività per beni in leasing		(193)	(225)	32	(869)	(877)	8
(423) Flusso di cassa del capitale proprio		(8)	(180)	172	(1.968)	(3.424)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975	2.975	2.975	2.975	2.975	
(24) Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(33)	(17)	(16)	(69)	1	(70)
352 VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		2.534	1.561	973	3.419	(4.861)	8.280
1.774 Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		1.582	2.412	(830)	6.726	11.700	(4.974)
III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim. 2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
134 Free cash flow		(229)	1.554	(1.783)	(921)	1.258	(2.179)
(214) Rimborso di passività per beni in leasing		(193)	(225)	32	(869)	(877)	8
Debiti e crediti finanziari società acquisite					(67)	(67)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite							13 (13)
307 Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		412	83	329	759	(158)	917
(423) Flusso di cassa del capitale proprio		(8)	(180)	172	(1.968)	(3.424)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975	2.975	2.975	2.975	2.975	
(196) VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		2.957	1.232	1.725	(91)	(3.188)	3.097
Effetti prima applicazione IFRS 16						(5.759)	5.759
214 Rimborsi lease liability		193	225	(32)	869	877	(8)
100 Accensioni del periodo e altre variazioni		117	(65)	182	(239)	(766)	527
314 Variazione passività per beni in leasing		310	160	150	630	(5.648)	6.278
118 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		3.267	1.392	1.875	539	(8.836)	9.375

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2020 è stato di €4.822 milioni con una flessione del 61% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.057 milioni nel 2019 vs. €274 milioni nel periodo attuale).

Il flusso di cassa del capitale circolante è stato influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario e sconta un minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€1 miliardo) e il settlement di una disputa contrattuale con una first party nella E&P (circa -€0,4 miliardi).

Il **flusso di cassa adjusted** si ridetermina in €6.726 milioni con una riduzione del 43% rispetto al 2019. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption. La flessione è dovuta per circa -€6 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€1,3 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€2,3 miliardi.

Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 32% (31% nel periodo gennaio-dicembre 2019).

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2019 e 2020 è riportata di seguito:

(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
	2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	988	3.725	(2.737)	4.822	12.392	(7.570)
Variazione del capitale di esercizio	644	(1.338)	1.982	30	(366)	396
Esclusione derivati su commodity	51	(199)	250	440	(439)	879
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(69)	14	(83)	1.318	(223)	1.541
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	(32)	210	(242)	116	336	(220)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	1.582	2.412	(830)	6.726	11.700	(4.974)

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €5.036 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere, di Finproject e di una partecipazione in Novis Renewables Holdings, oltre a interventi sul capitale di partecipazioni all'equity impegnate nella realizzazione di progetti d'interesse Eni. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,25 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €4,97 miliardi, in riduzione del 36% vs. lo stesso periodo 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Stato patrimoniale riclassificato

	(€ milioni)	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		53.486	62.192	(8.706)
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.643	5.349	(706)
Attività immateriali		3.384	3.059	325
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		995	1.371	(376)
Partecipazioni		7.738	9.964	(2.226)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.037	1.234	(197)
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.361)	(2.235)	874
		69.922	80.934	(11.012)
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		3.893	4.734	(841)
Crediti commerciali		7.028	8.519	(1.491)
Debiti commerciali		(8.614)	(10.480)	1.866
Attività (passività) tributarie nette		(2.161)	(1.594)	(567)
Fondi per rischi e oneri		(13.441)	(14.106)	665
Altre attività (passività) d'esercizio		(1.328)	(1.864)	536
		(14.623)	(14.791)	168
Fondi per benefici ai dipendenti				
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		44	18	26
CAPITALE INVESTITO NETTO		54.142	65.025	(10.883)
Patrimonio netto degli azionisti Eni		37.478	47.839	(10.361)
Interessenze di terzi		78	61	17
Patrimonio netto		37.556	47.900	(10.344)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.568	11.477	91
Passività per beni leasing		5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni		3.366	3.672	(306)
- di cui working interest follower		1.652	1.976	(324)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.586	17.125	(539)
COPERTURE		54.142	65.025	(10.883)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,24	0,07
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,36	0,08
Gearing		0,31	0,26	0,04

- Al 31 dicembre 2020, il **capitale immobilizzato** si riduce di €11 miliardi per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti, non compensati dagli investimenti di periodo, delle differenze negative di cambio in funzione del deprezzamento del dollaro USA, della riduzione della voce "Partecipazioni" dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vär Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessione delle quotazioni.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€14.623 milioni) è sostanzialmente stabile per effetto della compensazione tra la riduzione del saldo netto dei movimenti nei debiti/crediti commerciali (circa +€0,4 miliardi) e la riduzione dei fondi per il pagamento di oneri operativi (+€0,67 miliardi) con effetti incrementativi mentre a decremento, la riduzione del valore di libro delle scorte (-€0,84 miliardi) per effetto scenario e le svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni di redditi imponibili futuri.
- Il **patrimonio netto** (€37.556 milioni) è diminuito di €10.344 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€8.556 milioni), della distribuzione del dividendo agli azionisti Eni (€1.965 milioni che comprende la distribuzione del saldo dividendo 2019 e dell'acconto sull'esercizio 2020 pari a un terzo del dividendo base), nonché della variazione negativa della riserva per differenze

cambio (-€3.306 milioni) in funzione del deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura, parzialmente compensati dalle due emissioni ibride di circa €3 miliardi effettuate ad ottobre e dalla variazione positiva (+€661 milioni) della riserva cash flow hedge.

- L'**indebitamento finanziario netto**³ al 31 dicembre 2020 è pari a €16.586 milioni in riduzione di €539 milioni rispetto al 2019. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.568 milioni in linea con il 2019.
- Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,44 al 31 dicembre 2020, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,31.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 32.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 24 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 2020 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 terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2020, al quarto trimestre e all'esercizio 2019. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2020 e al 31 dicembre 2019. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del quarto trimestre 2020 e dell'esercizio 2020 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2019 alla quale si rinvia.

Con efficacia 1° gennaio 2020, 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 = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00653 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") dell'esercizio e del quarto trimestre 2020 è stato di 16 mila boe/giorno. 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.

Nuova informativa per settori di attività (segment reporting)

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa dell'Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare la compagnia in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati. La nuova struttura organizzativa è impegnata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream oil&gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione oil&gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂. La società Eni Rewind (Ambiente), nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio-metano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas&Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO e continueranno a essere svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information dell'Eni confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente sarà articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP):** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, il trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.
- **Refining & Marketing e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
- **Eni gas e luce, Power & Renewables:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
- **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrativa, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

In base alle disposizioni dello IFRS 8, la nuova segment information Eni è efficace dal 1° gennaio 2020; pertanto i risultati del I trimestre e II trimestre 2020 e i comparative period 2019 sono stati riesposti per adeguarli al cambio di segmentazione come segue:

2020	I trimestre		II trimestre		III trimestre		Nove mesi	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	ante reasementation	nuova segmentation	ante reasementation	nuova segmentation
Utile (perdita) operativo adjusted	1.307	1.307	(434)	(434)	537	537	1.410	1.410
<i>di cui: E&P</i>	1.037	1.037	(807)	(807)	515	515	745	745
<i>G&P</i>	431		218		125		774	
<i>GGP</i>		233		130		64		427
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	16	16	73	73	21	21	110	110
<i>EGL, Power & Renewables</i>		191		85		57		333
<i>Corporate e Altre attività</i>	(211)	(204)	(138)	(135)	(88)	(84)	(437)	(423)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	34	34	220	220	(36)	(36)	218	218

2019	I semestre		III trimestre		IV trimestre		Esercizio	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted	4.633	4.633	2.159	2.159	1.805	1.805	8.597	8.597
di cui: E&P	4.448	4.448	2.141	2.141	2.051	2.051	8.640	8.640
G&P	378		89		118		585	
GGP		170		69		(46)		193
Refining & Marketing e Chimica	33	33	149	149	(161)	(161)	21	21
EGL, Power & Renewables		199		15		156		370
Corporate e Altre attività	(264)	(255)	(149)	(144)	(211)	(203)	(624)	(602)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	38	38	(71)	(71)	8	8	(25)	(25)

* * *

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

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

* * *

Disclaimer

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numeri verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numeri verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2020 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentative 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 netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted

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 a partire dal terzo trimestre 2020 in

considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Esercizio 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(650)	(332)	(2.440)	660	(551)	33	(3.280)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28	1.318
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.928	2	1.248	1	21		3.200
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)
accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	8		137
oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40		123
derivati su commodity		858	(185)	(233)			440
differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)
altro	88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.197	658	1.156	(195)	44		3.860
Utile (perdita) operativo adjusted	1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	262	(15)	(161)	6	(77)		15
Imposte sul reddito ^(a)	(1.371)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.755)
Tax rate (%)							172,1
Utile (perdita) netto adjusted	122	211	(246)	329	(1.187)	36	(735)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(742)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.563)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							937
Esclusione special item							6.884
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(742)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2019

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	32		244		62		338
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12		2.188
plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)		(151)
accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23		3
oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10		45
derivati su commodity			(576)	(118)	255		(439)
differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)			108
altro	100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(238)	1.021	296	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
<i>Tax rate (%)</i>							64,2
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							148
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.876

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	514	(290)	(116)	404	(39)	(198)	275
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(110)			41	(69)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	18		11	1	(130)		(100)
svalutazioni (riprese di valore) nette	271	2	178	(4)	8		455
plusvalenze nette su cessione di asset			(3)				(3)
accantonamenti a fondo rischi	7		5	10	2		24
oneri per incentivazione all'esodo	17		18	(7)	4		32
derivati su commodity		389	(60)	(278)			51
differenze e derivati su cambi	6	(83)	25				(52)
altro	(31)	(119)	(52)	6	71		(125)
Special item dell'utile (perdita) operativo	288	189	122	(272)	(45)		282
Utile (perdita) operativo adjusted	802	(101)	(104)	132	(84)	(157)	488
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(45)		(1)		(130)		(176)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	161	(4)	(71)	2	(8)		80
Imposte sul reddito ^(a)	(292)	26	(29)	(39)	(20)	30	(324)
<i>Tax rate (%)</i>							82,7
Utile (perdita) netto adjusted	626	(79)	(205)	95	(242)	(127)	68
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							66
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(725)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(49)
Esclusione special item							840
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							66

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2019

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	830	281	(1.006)	(25)	(249)	(9)	(178)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(3)			17	14
Esclusione special item:							
oneri ambientali	32		124		30		186
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.191	(5)	607	42	9		1.844
plusvalenze nette su cessione di asset	(124)		(2)		(1)		(127)
accantonamenti a fondo rischi	(8)		(2)		2		(8)
oneri per incentivazione all'esodo	14				6		20
derivati su commodity		(320)	(9)	130			(199)
differenze e derivati su cambi	8	(49)	13	3			(25)
altro	108	47	117	6			278
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.221	(327)	848	181	46		1.969
Utile (perdita) operativo adjusted	2.051	(46)	(161)	156	(203)	8	1.805
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(40)	2	(6)	(1)	(145)		(190)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	114	3	28	3	18		166
Imposte sul reddito ^(a)	(1.297)	(9)	27	(38)	82	2	(1.233)
Tax rate (%)							69,2
Utile (perdita) netto adjusted	828	(50)	(112)	120	(248)	10	548
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							546
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(1.891)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							10
Esclusione special item							2.427
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							546

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	514	(205)	(22)	43	(111)	1	220
Esclusione (utile) perdita di magazzino			30			(37)	(7)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			13				13
svalutazioni (riprese di valore) nette	(24)		14	(1)	7		(4)
plusvalenze nette su cessione di asset			(2)				(2)
accantonamenti a fondo rischi	22				4		26
oneri per incentivazione all'esodo	7	1	4	26	15		53
derivati su commodity		318	(27)	(14)			277
differenze e derivati su cambi	7	(93)	(1)	3			(84)
altro	(11)	43	12		1		45
Special item dell'utile (perdita) operativo	1	269	13	14	27		324
Utile (perdita) operativo adjusted	515	64	21	57	(84)	(36)	537
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(102)		1		(88)		(189)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	58	2	(61)	(3)	(23)		(27)
Imposte sul reddito ^(a)	(402)	(3)	(18)	(15)	(44)	10	(472)
Tax rate (%)							147,0
Utile (perdita) netto adjusted	69	63	(57)	39	(239)	(26)	(151)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(153)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(503)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(5)
Esclusione special item							355
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(153)

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2020	2019	2020	2019
13 Oneri ambientali		(100)	186	(25)	338
(4) Svalutazioni (riprese di valore) nette		455	1.844	3.200	2.188
(2) Plusvalenze nette su cessione di asset		(3)	(127)	(9)	(151)
26 Accantonamenti a fondo rischi		24	(8)	137	3
53 Oneri per incentivazione all'esodo		32	20	123	45
277 Derivati su commodity		51	(199)	440	(439)
(84) Differenze e derivati su cambi		(52)	(25)	(160)	108
45 Altro		(125)	278	154	296
324 Special item dell'utile (perdita) operativo		282	1.969	3.860	2.388
86 Oneri (proventi) finanziari		68	37	152	(42)
<i>di cui:</i>					
84 - <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>		52	25	160	(108)
(85) Oneri (proventi) su partecipazioni		380	192	1.636	188
<i>di cui:</i>					
- <i>plusvalenze da cessione</i>			(46)		(46)
- <i>svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>		370	148	1.207	148
30 Imposte sul reddito		110	229	1.236	351
355 Totale special item dell'utile (perdita) netto		840	2.427	6.884	2.885

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
3.344	Exploration & Production	3.495	6.140	(43)	13.590	23.572	(42)
1.233	Global Gas & LNG Portfolio	2.198	2.436	(10)	7.051	11.779	(40)
6.635	Refining & Marketing e Chimica	6.557	9.719	(33)	25.340	42.360	(40)
1.467	EGL, Power & Renewables	2.122	2.247	(6)	7.536	8.448	(11)
365	Corporate e altre attività	446	489	(9)	1.559	1.676	(7)
(2.718)	Elisioni di consolidamento	(3.187)	(4.816)		(11.089)	(17.954)	
10.326		11.631	16.215	(28)	43.987	69.881	(37)

Costi operativi

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
7.531	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	8.822	11.900	(26)	33.539	50.874	(34)
3	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	12	84	(86)	226	432	(48)
677	Costo lavoro	644	738	(13)	2.863	2.996	(4)
53	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	32	20		123	45	
8.211		9.478	12.722	(25)	36.628	54.302	(33)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
1.529	Exploration & Production	1.407	1.941	(28)	6.273	7.060	(11)
31	Global Gas & LNG Portfolio	31	30	3	125	124	1
135	Refining & Marketing e Chimica	142	163	(13)	575	620	(7)
54	EGL, Power & Renewables	61	53	15	217	190	14
36	Corporate e altre attività	37	34	9	146	144	1
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(32)	(32)	
1.777	Ammortamenti	1.670	2.213	(25)	7.304	8.106	(10)
(4)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	455	1.844	(75)	3.200	2.188	46
1.773	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.125	4.057	(48)	10.504	10.294	2
(36)	Radiazioni	18	120	(85)	329	300	10
1.737		2.143	4.177	(49)	10.833	10.594	2

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Esercizio 2020						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(344)	(1.696)
Dividendi	118		32			150
Altri proventi (oneri) netti		(48)	(18)	(9)		(75)
	(862)	(63)	(349)	(3)	(344)	(1.621)

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

30 Sett. 2020		31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
	(€ milioni)			
27.365	Debiti finanziari e obbligazionari	26.686	24.518	2.168
4.209	- Debiti finanziari a breve termine	4.791	5.608	(817)
23.156	- Debiti finanziari a lungo termine	21.895	18.910	2.985
(6.879)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.413)	(5.994)	(3.419)
(5.611)	Titoli held for trading	(5.502)	(6.760)	1.258
(350)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(203)	(287)	84
14.525	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.568	11.477	91
5.328	Passività per beni in leasing	5.018	5.648	(630)
3.588	- di cui working interest Eni	3.366	3.672	(306)
1.740	- di cui working interest follower	1.652	1.976	(324)
19.853	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.586	17.125	(539)
36.533	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	37.556	47.900	(10.344)
0,40	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,31	0,24	0,07
0,54	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,44	0,36	0,08

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di Misura pro-forma	competenza di joint operator
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.586	1.652	14.934
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	37.556		37.556
Leverage pro-forma	0,44		0,40

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.

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.413	5.994
Attività finanziarie destinate al trading	5.502	6.760
Altre attività finanziarie	254	384
Crediti commerciali e altri crediti	10.867	12.873
Rimanenze	3.893	4.734
Attività per imposte sul reddito	184	192
Altre attività	2.700	3.972
	32.813	34.909
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	53.486	62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.643	5.349
Attività immateriali	3.384	3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	995	1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.781	9.035
Altre partecipazioni	957	929
Altre attività finanziarie	1.008	1.174
Attività per imposte anticipate	4.160	4.360
Attività per imposte sul reddito	153	173
Altre attività	1.239	871
	76.806	88.513
Attività destinate alla vendita	44	18
TOTALE ATTIVITÀ	109.663	123.440
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.882	2.452
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.909	3.156
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	832	889
Debiti commerciali e altri debiti	12.871	15.545
Passività per imposte sul reddito	242	456
Altre passività	4.873	7.146
	23.609	29.644
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.895	18.910
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.186	4.759
Fondi per rischi e oneri	13.441	14.106
Fondi per benefici ai dipendenti	1.201	1.136
Passività per imposte differite	5.538	4.920
Passività per imposte sul reddito	360	454
Altre passività	1.877	1.611
	48.498	45.896
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		
TOTALE PASSIVITÀ	72.107	75.540
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.041	35.894
Riserve per differenze cambio da conversione	3.903	7.209
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	4.673	1.564
Azioni proprie	(581)	(981)
Utile (perdita) netto	(8.563)	148
Totale patrimonio netto di Eni	37.478	47.839
Interessenze di terzi	78	61
TOTALE PATRIMONIO NETTO	37.556	47.900
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	109.663	123.440

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2020	2019	2020	2019
10.326	Ricavi della gestione caratteristica	11.631	16.215	43.987	69.881
194	Altri ricavi e proventi	306	241	960	1.160
10.520	Totale ricavi	11.937	16.456	44.947	71.041
(7.531)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(8.822)	(11.900)	(33.539)	(50.874)
(3)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(12)	(84)	(226)	(432)
(677)	Costo lavoro	(644)	(738)	(2.863)	(2.996)
(352)	Altri proventi (oneri) operativi	(41)	265	(766)	287
(1.777)	Ammortamenti	(1.670)	(2.213)	(7.304)	(8.106)
4	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(455)	(1.844)	(3.200)	(2.188)
36	Radiazioni	(18)	(120)	(329)	(300)
220	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	275	(178)	(3.280)	6.432
1.023	Proventi finanziari	475	662	3.651	3.087
(1.505)	Oneri finanziari	(977)	(965)	(5.078)	(4.079)
25	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	13	6	31	127
182	Strumenti finanziari derivati	245	70	351	(14)
(275)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(244)	(227)	(1.045)	(879)
26	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(318)	(143)	(1.696)	(88)
32	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	18	117	75	281
58	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(300)	(26)	(1.621)	193
3	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	(269)	(431)	(5.946)	5.746
(504)	Imposte sul reddito	(454)	(1.458)	(2.610)	(5.591)
(501)	Utile (perdita) netto	(723)	(1.889)	(8.556)	155
	di competenza:				
(503)	- azionisti Eni	(725)	(1.891)	(8.563)	148
2	- interessenze di terzi	2	2	7	7
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
(0,14)	- semplice	(0,20)	(0,53)	(2,40)	0,04
(0,14)	- diluito	(0,20)	(0,53)	(2,39)	0,04
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.572,5	- semplice	3.572,5	3.577,1	3.572,5	3.592,2
3.575,4	- diluito	3.576,8	3.579,3	3.579,0	3.594,5

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
	2020	2019	2020	2019
Utile (perdita) netto del periodo	(723)	(1.889)	(8.556)	155
Componenti non riclassificabili a conto economico	25	(47)	33	(47)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(16)	(42)	(16)	(42)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	16	(3)	24	(3)
Effetto fiscale	25	5	25	5
Componenti riclassificabili a conto economico	(1.251)	(1.446)	(2.820)	116
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.500)	(1.197)	(3.306)	604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	390	(361)	661	(679)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(29)	7	17	(6)
Effetto fiscale	(112)	105	(192)	197
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.226)	(1.493)	(2.787)	69
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(1.949)	(3.382)	(11.343)	224
di competenza:				
- azionisti Eni	(1.951)	(3.384)	(11.350)	217
- interessenze di terzi	2	2	7	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	224
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Acquisto azioni proprie	(400)
Rimborso a terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	30
Totale variazioni	(3.169)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019	47.900
di competenza:	
- azionisti Eni	47.839
- interessenze di terzi	61
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.343)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Altre variazioni	(8)
Totale variazioni	(10.344)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020	37.556
di competenza:	
- azionisti Eni	37.478
- interessenze di terzi	78

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2020	2019	2020	2019
(501) Utile (perdita) netto		(723)	(1.889)	(8.556)	155
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
1.777 Ammortamenti		1.670	2.213	7.304	8.106
(4) Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		455	1.844	3.200	2.188
(36) Radiazioni		18	120	329	300
(26) Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		318	143	1.696	88
(2) Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3)	(126)	(9)	(170)
(32) Dividendi		(46)	(104)	(150)	(247)
(24) Interessi attivi		(30)	(38)	(126)	(147)
210 Interessi passivi		209	242	877	1.027
504 Imposte sul reddito		454	1.458	2.610	5.591
171 Altre variazioni		(1)	(74)	92	(179)
(74) Flusso di cassa del capitale di esercizio		(644)	1.338	(30)	366
17 - rimanenze		(24)	(150)	1.054	(200)
(523) - crediti commerciali		(183)	96	1.310	1.023
(86) - debiti commerciali		1.012	961	(1.679)	(940)
(77) - fondi per rischi e oneri		(587)	332	(1.063)	272
595 - altre attività e passività		(862)	99	348	211
(22) Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(4)	(12)	(23)	
85 Dividendi incassati		96	119	509	1.346
(1) Interessi incassati		21	19	53	88
(217) Interessi pagati		(177)	(196)	(928)	(1.029)
(352) Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(625)	(1.332)	(2.049)	(5.068)
1.456 Flusso di cassa netto da attività operativa		988	3.725	4.822	12.392
(1.345) Flusso di cassa degli investimenti		(1.312)	(2.549)	(5.959)	(11.928)
(839) - attività materiali		(1.099)	(2.104)	(4.407)	(8.049)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(16)		(16)
(50) - attività immateriali		(88)	(121)	(237)	(311)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			(5)	(109)	(5)
(95) - partecipazioni		(33)	(21)	(283)	(3.003)
(29) - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(37)	(85)	(166)	(237)
(332) - variazione debiti relativi all'attività di investimento		(55)	(197)	(757)	(307)
23 Flusso di cassa dei disinvestimenti		95	378	216	794
1 - attività materiali		5	236	12	264
- attività immateriali			16		17
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute					187
- imposte pagate sulle dismissioni		10	22	16	39
- partecipazioni					(3)
22 - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		37	103	136	195
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		43	1	52	95
507 Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		186	(126)	1.156	(279)
(815) Flusso di cassa netto da attività di investimento		(1.031)	(2.297)	(4.587)	(11.413)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2020	2019	2020	2019
840	Assunzione di debiti finanziari non correnti	146	768	5.278	1.811
(505)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(479)	(216)	(3.100)	(3.512)
(214)	Rimborso di passività per beni in leasing	(193)	(225)	(869)	(877)
37	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	169	3	937	161
(423)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(8)		(1.965)	(3.018)
	Dividendi pagati ad altri azionisti		(1)	(3)	(4)
	Rimborsi di capitale ad azionisti terzi				(1)
	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(1)		(1)
	Acquisto di azioni proprie		(178)		(400)
	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975	
(265)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.610	150	3.253	(5.841)
(24)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(33)	(17)	(69)	1
352	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	2.534	1.561	3.419	(4.861)
6.527	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	6.879	4.433	5.994	10.855
6.879	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.413	5.994	9.413	5.994

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

III Trim. 2020	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2020	2019	2020	2019
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
Attività correnti		1		15	1
Attività non correnti	10	12		192	12
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			(64)		
Passività correnti e non correnti	(6)	(6)	(17)	(17)	(6)
Effetto netto degli investimenti	4	7	126	7	
Interessenze di terzi	(4)	(2)	(14)	(14)	(2)
Totale prezzo di acquisto	5	112	5		
<i>a dedurre:</i>					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(3)		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	5	109	5		
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
Attività correnti				77	
Attività non correnti				188	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			11		
Passività correnti e non correnti			(57)		
Effetto netto dei disinvestimenti	4	7	126	7	
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo			(24)		
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti			16		
Totale prezzo di vendita	5	112	5		
<i>a dedurre:</i>					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(24)		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	5	109	5		

Investimenti tecnici

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
673	Exploration & Production	781	1.775	(56)	3.472	6.996	(50)
51	- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>	6	4	50	57	400	(86)
27	- <i>ricerca esplorativa</i>	9	187	(95)	283	586	(52)
583	- <i>sviluppo</i>	754	1.543	(51)	3.077	5.931	(48)
12	- <i>altro</i>	12	41	(71)	55	79	(30)
1	Global Gas & LNG Portfolio	3	7	(57)	11	15	(27)
138	Refining & Marketing e Chimica	256	285	(10)	771	933	(17)
100	- <i>Refining & Marketing</i>	214	228	(6)	588	815	(28)
38	- <i>Chimica</i>	42	57	(26)	183	118	55
63	EGL, Power & Renewables	89	136	(35)	293	357	(18)
41	- <i>EGL</i>	54	55	(2)	175	173	1
12	- <i>Power</i>	18	19	(5)	52	42	24
10	- <i>Renewables</i>	17	62	(73)	66	142	(54)
17	Corporate e altre attività	58	42	38	107	89	20
(3)	Elisioni di consolidamento			(4)		(10)	(14)
889	Investimenti tecnici	1.187	2.241	(47)	4.644	8.376	(45)

Nell'esercizio 2020 gli investimenti tecnici di €4.644 milioni (€8.376 milioni nel 2019) evidenziano una riduzione del 45% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.077 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Italia, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€462 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€126 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€175 milioni).

Performance di sostenibilità

		Esercizio 2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,8	41,2
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2
Oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	0,94	1,03
Acqua di formazione reiniettata	(%)	53	58

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

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,36, nonostante il lieve aumento rispetto al 2019, si registra una notevole diminuzione della gravità degli infortuni. Rispetto al 2014 l'indice migliora del 50%.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** da asset operati: 37,8 milioni di tonnellate di CO₂eq. in riduzione di oltre 3 milioni di tonnellate di CO₂eq. (-8,3% rispetto al 2019), per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria, in particolare nei settori upstream, power e raffinazione.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream)** pari a 20 tonnellate di CO₂eq./migliaia di boe (+2% vs. 2019) per effetto del calo delle produzioni a causa della pandemia e della domanda gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo** in asset operati: in riduzione del 14% vs. 2019 per il raggiungimento dello zero flaring di processo in Angola (presso il sito West Hub) nel mese di luglio e il fermo delle attività presso Abu-Attifel ed El Feel.
- **Emissioni fuggitive da metano (upstream)**: in riduzione del 49% rispetto al 2019, principalmente grazie al completamento delle campagne di monitoraggio e delle attività di manutenzione nonché ai cali produttivi registrati. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento in anticipo del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.
- **Oil spill operativi**: in riduzione del 9,2% rispetto al 2019 grazie alle misure tecniche adottate da Eni principalmente nelle attività di upstream e logistica R&M.
- **Acqua di formazione reiniettata upstream**: in riduzione rispetto al 2019 (-8,9%) a causa delle ferme in Libia, nonché dei problemi tecnici in Congo (Loango e Zatchi) e in Nigeria (Ebocha).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2020		(mgl di boe/giorno)	IV Trim.		Esercizio	
			2020	2019	2020	2019
1.701	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}		1.713	1.921	1.733	1.871
105	Italia	103	117	107	123	
224	Resto d'Europa	228	191	237	163	
253	Africa Settentrionale	264	393	257	382	
290	Egitto	304	363	291	354	
369	Africa Sub-Sahariana	347	385	368	386	
144	Kazakhstan	168	163	163	150	
172	Resto dell'Asia	167	174	176	179	
127	America	114	106	117	106	
17	Australia e Oceania	18	29	17	28	
143	Produzione venduta ^{(a)(c)}		144	166	575	631
		(mln di boe)				

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2020		(mgl di barili/giorno)	IV Trim.		Esercizio	
			2020	2019	2020	2019
817	Produzione di petrolio e condensati		809	926	843	893
47	Italia	47	52	47	53	
133	Resto d'Europa	134	115	139	97	
107	Africa Settentrionale	112	176	114	169	
64	Egitto	61	77	64	75	
217	Africa Sub-Sahariana	207	242	222	253	
101	Kazakhstan	111	110	110	100	
90	Resto dell'Asia	82	92	88	86	
58	America	55	60	59	58	
	Australia e Oceania		2		2	

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2020		(mln di metri cubi/giorno)	IV Trim.		Esercizio	
			2020	2019	2020	2019
133	Produzione di gas naturale		136	152	134	150
9	Italia	8	10	9	11	
14	Resto d'Europa	14	12	15	10	
22	Africa Settentrionale	23	33	21	33	
34	Egitto	36	44	34	43	
23	Africa Sub-Sahariana	21	22	22	20	
6	Kazakhstan	9	8	8	8	
12	Resto dell'Asia	13	12	13	14	
10	America	9	7	9	7	
3	Australia e Oceania	3	4	3	4	

(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 (126 e 120 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2020 e 2019, rispettivamente, 124 e 124 mila boe/giorno nell'esercizio 2020 e 2019, rispettivamente e 130 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2020).

(c) Per maggiori informazioni si veda pag. 22.

Schemi IFRS Eni SpA

Conto economico

	(€ milioni)	Esercizio	
		2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica		18.017	28.496
Altri ricavi e proventi	405	430	
Totale ricavi	18.422	28.926	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(18.330)	(27.535)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(10)	(65)	
Costo lavoro	(1.238)	(1.185)	
Altri proventi (oneri) operativi	(176)	112	
Ammortamenti	(1.013)	(1.137)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.614)	(1.144)	
Radiazioni		(2)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(3.959)	(2.030)	
Proventi finanziari	2.213	1.625	
Oneri finanziari	(2.749)	(2.016)	
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	26	117	
Strumenti finanziari derivati	211	(5)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(299)	(279)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	6.577	5.677	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.319	3.368	
Imposte sul reddito	(630)	(390)	
UTILE (PERDITA) NETTO	1.689	2.978	

Stato patrimoniale

	(€ milioni)	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti		8.111	4.752
Attività finanziarie destinate al trading		5.020	6.230
Altre attività finanziarie		4.822	4.693
Crediti commerciali e altri crediti		3.756	4.981
Rimanenze		1.099	1.664
Attività per imposte sul reddito		22	64
Altre attività		1.322	1.532
	24.152	23.916	
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari		6.080	7.483
Diritto di utilizzo beni in leasing		1.888	2.027
Attività immateriali		549	158
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		994	1.413
Partecipazioni		46.913	42.535
Altre attività finanziarie		4.355	4.169
Attività per imposte anticipate		111	993
Attività per imposte sul reddito		78	79
Altre attività		909	522
	61.877	59.379	
Attività destinate alla vendita		2	2
TOTALE ATTIVITÀ		86.031	83.297
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine		3.929	4.622
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.848	3.081
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		423	337
Debiti commerciali e altri debiti		4.153	5.545
Passività per imposte sul reddito		4	3
Altre passività		2.609	3.065
	12.966	16.653	
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine		20.066	17.240
Passività per beni in leasing a lungo termine		2.157	2.320
Fondi per rischi e oneri		4.829	4.309
Fondi per benefici ai dipendenti		376	376
Passività per imposte sul reddito		9	15
Altre passività		839	748
	28.276	25.008	
TOTALE PASSIVITÀ		41.242	41.661
Capitale sociale		4.005	4.005
Riserva legale		959	959
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.146	36.217
Azioni proprie		(581)	(981)
Acconto sul dividendo		(429)	(1.542)
Utile (perdita) netto		1.689	2.978
TOTALE PATRIMONIO NETTO		44.789	41.636
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		86.031	83.297

Rendiconto finanziario

	(€ milioni)	Esercizio	
		2020	2019
Utile (perdita) netto		1.689	2.978
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
Ammortamenti		1.013	1.137
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di attività in leasing		1.614	1.144
Radiazioni		2	
Effetto valutazione partecipazione		2.338	947
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(7)	(5)
Dividendi		(8.914)	(6.623)
Interessi attivi		(204)	(222)
Interessi passivi		550	611
Imposte sul reddito		630	390
Altre variazioni		3	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.117	(131)
- <i>rimanenze</i>		966	(553)
- <i>crediti commerciali</i>		1.033	500
- <i>debiti commerciali</i>		(1.236)	(246)
- <i>fondi per rischi e oneri</i>		46	267
- <i>altre attività e passività</i>		308	(99)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		5	(8)
Dividendi incassati		8.853	6.623
Interessi incassati		210	212
Interessi pagati		(533)	(588)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		62	(2)
Flusso di cassa netto da attività operativa		8.426	6.465
Flusso di cassa degli investimenti		(8.045)	(5.575)
- <i>attività materiali</i>		(793)	(1.109)
- <i>attività immateriali</i>		(19)	(27)
- <i>partecipazioni</i>		(6.752)	(1.962)
- <i>crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>		(404)	(2.477)
- <i>variazione debiti relativi all'attività di investimento</i>		(77)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti		208	892
- <i>attività materiali</i>		9	8
- <i>partecipazioni</i>		2	521
- <i>crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>		193	343
- <i>variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>		4	20
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		778	(2.202)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(7.059)	(6.885)

Rendiconto finanziario (segue)

	(€ milioni)	Esercizio	
		2020	2019
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti		2.020	(958)
Rimborso di passività per beni in leasing		(337)	(293)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(699)	187
Dividendi pagati		(1.965)	(3.018)
Acquisto di azioni proprie			(400)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		1.994	(4.482)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(2)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		3.359	(4.902)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		4.752	9.654
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		8.111	4.752