



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

Roma
28 ottobre 2020

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2020

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

II Trim. 2020			III Trim.			Nove mesi		
			2020	2019	var %	2020	2019	var %
29,20	Brent dated	\$/barile	43,00	61,94	(31)	40,82	64,66	(37)
1,101	Cambio medio EUR/USD		1,169	1,112	5	1,125	1,124	0
26,51	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	36,78	55,70	(34)	36,28	57,54	(37)
75	PSV	€/mgl mc	95	131	(27)	97	175	(45)
2,3	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	0,7	6,0	(88)	2,2	4,4	(50)
1.729	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.701	1.888	(10)	1.740	1.854	(6)
(434)	Utile (perdita) operativo adjusted ^{(a)(b)}	€ milioni	537	2.159	(75)	1.410	6.792	(79)
(807)	E&P		515	2.141	(76)	745	6.589	(89)
130	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		64	69	(7)	427	239	79
73	R&M e Chimica		21	149	(86)	110	182	(40)
85	Eni gas e luce, Power, Renewables		57	15	280	333	214	56
(714)	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		(153)	776		(808)	2.330	
(0,20)	per azione - diluito (€)		(0,04)	0,22		(0,23)	0,65	
(4.406)	Utile (perdita) netto ^(c)		(503)	523		(7.838)	2.039	
(1,23)	per azione - diluito (€)		(0,14)	0,15		(2,19)	0,57	
1.148	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(d)		1.774	2.573	(31)	5.144	9.162	(44)
1.403	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.456	2.055	(29)	3.834	8.667	(56)
957	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(e)		902	1.791	(50)	3.764	5.580	(33)
14.329	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		14.525	12.709	14	14.525	12.709	14
19.971	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		19.853	18.517	7	19.853	18.517	7
38.839	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		36.533	51.471	(29)	36.533	51.471	(29)
0,37	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,40	0,25		0,40	0,25	
0,51	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,54	0,36		0,54	0,36	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 23.

(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'informativa 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. 21.

(c) Di competenza degli azionisti Eni.

(d) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché a partire dal terzo trimestre 2020 in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati, la variazione del fair value dei derivati su commodity relativi a transazioni future, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting.

(e) Esclude bonus pagati per acquisto riserve, acquisizioni di equity interest ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato oggi i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2020 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"In un contesto di mercato che rimane molto difficile, stiamo contenendo con successo gli impatti negativi di questa crisi e progredendo nella nostra strategia di decarbonizzazione. Nel trimestre, a fronte di un calo di circa il 30% dei prezzi di petrolio e gas, e del 90% dei margini di raffinazione, abbiamo conseguito ottimi risultati superando nettamente le aspettative del mercato. In ambito E&P pur con un Brent a 43 \$/barile, abbiamo raggiunto un livello di produzione in linea con le attese, e un EBIT di €0,52 miliardi, valore doppio rispetto al consensus. Il settore Global Gas & LNG Portfolio, nel trimestre stagionalmente più debole, ha conseguito risultati significativi. L'R&M ha mostrato la sua resilienza in uno scenario della raffinazione tradizionale particolarmente sfavorevole, grazie alle performance del marketing e in particolare del bio, con le nostre due bioraffinerie che ci hanno consentito di cogliere favorevoli opportunità di mercato. La crescita del retail gas trainato dalla fidelizzazione dei clienti, i risultati stabili del power e del marketing dei prodotti oil consentono di compensare gli effetti di uno scenario estremamente negativo nella raffinazione tradizionale e nella chimica. Sui nove mesi, grazie alla riduzione degli investimenti e dei costi messa in atto nei primi mesi dell'anno, abbiamo generato un cash flow operativo di oltre €5 miliardi, a fronte di un livello di investimenti pari a €3,8 miliardi. Confermiamo così la solidità della nostra struttura patrimoniale, ulteriormente rafforzata dalle due emissioni ibride da €3 miliardi effettuate a ottobre, che ci consentono di mantenere il leverage al di sotto del 30%. Di fronte a una crisi di dimensioni storiche, Eni ha dato prova di grande resilienza e flessibilità e i risultati conseguiti ci fanno guardare con fiducia alla ripresa della domanda, mentre continuiamo a perseguire il programma di transizione energetica."

Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting¹

Lo scorso 4 giugno il Consiglio di Amministrazione di Eni ha varato una nuova struttura organizzativa con la costituzione di due Direzioni Generali (DG), in coerenza con il cambiamento strategico in atto. La Direzione Natural Resources ha il compito di valorizzare in ottica sostenibile il portafoglio upstream oil&gas, gestendo le attività di efficienza energetica, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e i progetti di cattura della CO₂. Oltre alla E&P, la Direzione include i risultati del business della commercializzazione del gas all'ingrosso e GNL, nonché i risultati del business di bonifica ambientale svolto dalla controllata Eni Rewind. La Direzione Energy Evolution comprende i risultati del business Refining & Marketing, del business della chimica gestito da Versalis SpA e dalle sue controllate, il business retail Gas & Power gestito da Eni gas e luce e il business di generazione e vendita di energia elettrica da impianti termoelettrici e fonti rinnovabili, con il compito di sviluppare i business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti, evolvendo il portafoglio verso rinnovabili e prodotti sostenibili ottenuti da processi decarbonizzati (blue) e da biomasse (bio).

Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della 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.

Nella ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, il management ha valutato che le componenti della Società i cui risultati operativi sono periodicamente esaminati dal CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS8) per le decisioni in merito all'allocazione delle risorse e la valutazione dei risultati, continueranno ad essere le singole business unit, comprese nelle due nuove direzioni generali, anziché le due DG stesse. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente, sarà articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production**, compresi 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, trasporto internazionale e 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. 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;
- **Eni gas e luce, Power, Renewables**: attività di vendita retail 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 relativi margini;
- **Corporate e Altre attività**: comprende le principali funzioni di supporto al business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Highlight terzo trimestre/nove mesi

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi: 1,7 milioni di boe/giorno** nel terzo trimestre, -10% rispetto al periodo di confronto (1,74 milioni di boe/giorno nei nove mesi, -6%).
 - Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e 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 maggiore contributo della Nigeria 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

¹ La nuova segment information Eni corredata dalla riesposizione dei periodi pregressi e dalla presentazione dei risultati dei nove mesi/terzo trimestre 2020 con la nuova/precedente ri-segmentazione è illustrata a pag. 21.

forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi.

- Contributo da avvii/ramp-up a progressivo: 104 mila boe/giorno principalmente in Messico (ramp-up Area 1), Algeria (avvio Berkine gas), Congo (avvio Nenè fase 2B) e Angola (start-up Agogo).
- **Acreege esplorativo nei nove mesi:**
 - **Angola:** assegnata l'operatorship del blocco esplorativo offshore 28 (quota Eni 60%) nei bacini di Namibe e Benguela;
 - **Norvegia: 17 nuove licenze esplorative** assegnate alla JV Vår Energi nei tre bacini principali della piattaforma continentale, delle quali 7 con il ruolo di operatore;
 - **Indonesia:** blocco esplorativo West Ganai (Eni 40% operatore).
- **Esplorazione: previsti su base annua oltre 300 milioni di boe di nuove risorse equity al costo unitario di circa 2 \$/boe grazie ai successi finora conseguiti:**
 - incrementata fino a 1 miliardo di barili l'olio in posto della scoperta **Agogo** nel **Blocco 15/06** (Eni 36,8% operatore) nell'offshore dell'Angola grazie ai risultati del secondo pozzo di appraisal;
 - 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;
 - scoperta a gas e condensati nel **prospetto esplorativo Mahani-1** (Eni 50%) nell'onshore dell'**Emirato di Sharjah (EAU)**, nell'area della Concessione B a solo un anno dalla firma degli accordi di concessione;
 - scoperta a gas nel **prospetto Bashrush** (Eni 37,5% operatore) nel **Delta del Nilo** in prossimità dei giacimenti di Nooros e Baltim South West. Il pozzo è stato testato con successo, con una produzione fino a 900 mila metri cubi/giorno;
 - scoperta a olio near-field nella Concessione **South West Meleiha** (Eni 100%, operatore) nel **Deserto Occidentale egiziano**, che ha consentito di incrementare fino a 12 mila barili/giorno la produzione dell'area avviata nel luglio 2019;
 - 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;
 - scoperta a gas nella licenza Abu Madi West (Eni 75%, operatore) nella **Great Nooros Area** nel Delta del Nilo.
- **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.
- **Utile operativo adjusted E&P:** il settore torna in utile nel terzo trimestre con €0,52 miliardi, in netto miglioramento rispetto alla perdita di €0,81 miliardi del secondo trimestre 2020. Il confronto vs. anno precedente (-76%) risente ancora dello scenario depresso dei prezzi degli idrocarburi e delle minori produzioni dovuti al significativo calo della domanda energetica a causa della crisi economica conseguente alla pandemia (utile operativo adjusted di €0,75 miliardi nei nove mesi, -89% rispetto al periodo di confronto).

Global Gas & LNG Portfolio

- **Utile operativo adjusted GGP:** €64 milioni nel terzo trimestre, -7% rispetto al periodo di confronto per effetto di uno scenario di mercato meno favorevole. Nei nove mesi utile operativo adjusted pari a €0,43 miliardi (+79% rispetto il periodo di confronto) dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e GNL che hanno consentito di valorizzare l'elevata volatilità dei prezzi.

Refining & Marketing e Chimica

- **Bioraffineria di Gela** in marcia stabile con volumi superiori al budget del 60%.

- **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.
- Firmato un accordo con **COREPLA** (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) che ha come obiettivo la valorizzazione delle 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.
- **Utile operativo adjusted di R&M:** €74 milioni nel trimestre, in riduzione del 66% rispetto al periodo di confronto (€294 milioni nei nove mesi, -10% rispetto al periodo di confronto) a causa di uno scenario di raffinazione fortemente depresso per effetto della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia, che ha influito sui crack spread dei prodotti, portandoli ai minimi storici con conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti e dei volumi venduti, in un contesto di sovracapacità ed elevato livello delle scorte. Forte crescita delle lavorazioni bio grazie al ramp-up della bioraffineria di Gela per rispondere alla crescente richiesta di mercato.
- **Risultato operativo adjusted della Chimica:** migliora il trimestre (+24%) grazie ai segnali di ripresa della domanda e a un assetto produttivo più stabile. Risultati dei nove mesi (-28%) penalizzati dalla significativa riduzione della domanda di commodity da parte dei settori clienti per effetto della recessione globale.

Eni gas e luce, Power, Renewables

- 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 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 +120 mila nuovi punti di fornitura rispetto alla fine del 2019 (+1,3%) per sviluppo attività in Italia e all'estero, nonostante l'impatto della pandemia.
- **Programma di espansione della capacità di generazione di energia rinnovabile:** al 30 settembre 2020 la capacità installata è pari a 276 MW (+102 MW rispetto al 31 dicembre 2019).
- Perfezionata in USA l'**acquisizione** da Falck Renewables del **49% di 5 impianti fotovoltaici** già in esercizio nel Paese (per complessivi 56,6 MW in quota Eni) incluso un sistema di accumulo.
- Nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo di attività congiunte in USA, firmato, attraverso la controllata Novis Renewables Holdings (Eni 49%), un accordo con Building Energy SpA per l'acquisizione di **Building Energy Holdings US (BEHUS)**. L'attività di BEHUS comprende 62 MW di progetti eolici e solari in esercizio negli Stati Uniti e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione degli impianti di BEHUS già in esercizio consentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂.
- Acquisiti da Asja Ambiente **tre progetti eolici** con una **potenza complessiva di 35,2 MW** e una produzione annua stimata di circa 81 GWh, che consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate all'anno 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.

- **Utile operativo adjusted EGL, Power, Renewables:** €57 milioni nel trimestre, quasi quadruplicato rispetto il periodo di confronto (€333 milioni nei nove mesi, +56% rispetto allo stesso periodo del 2019). L'incremento è dovuto ai risultati solidi e in crescita del business retail, nonostante le minori vendite stagionali e gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

Performance ESG

- Eni è stata riconosciuta impresa leader nell'ambito delle performance ESG (Environmental, Social and Governance) da numerosi rating (MSCI, CDP, Sustainalytics, Vigeo, Bloomberg ES e il Transition Pathways Initiative).
- Eni è stata confermata nell'indice FTSE4Good Developed e nel 2020 è entrata nell'indice ESG iTraxx.

Risultati consolidati

Risultati penalizzati dall'effetto combinato della recessione economica causata dal COVID-19 che ha ridotto la domanda energetica e dalle condizioni di oversupply di petrolio, gas e prodotti. Il trimestre registra un rimbalzo della performance dovuto a un migliore bilanciamento dei fondamentali oil in un contesto di lenta ripresa dell'attività economica e incertezze circa il contenimento della pandemia, con ricadute sulla propensione dei consumatori agli spostamenti.

- **Risultato operativo adjusted:** utile operativo adjusted di €0,54 miliardi nel terzo trimestre in significativo miglioramento rispetto alla perdita del secondo trimestre 2020 (+€1 miliardo). Il confronto anno vs. anno (-75%) rimane penalizzato dallo scenario ancora recessivo a causa degli effetti della pandemia. Nei nove mesi: utile operativo adjusted di €1,41 miliardi (-79% rispetto al 2019).

Al netto dell'effetto scenario di -€1,6 miliardi (-€5,1 miliardi nei nove mesi) e degli impatti del COVID-19 di -€0,3 miliardi (-€0,8 miliardi nei nove mesi)², la performance del trimestre è stata positiva per +€0,3 miliardi (+€0,5 miliardi nei nove mesi).

- **Risultato netto adjusted:** perdita netta adjusted di €0,15 miliardi nel terzo trimestre, €0,81 miliardi nei nove mesi.
- **Risultato netto:** perdita netta di €0,5 miliardi nel terzo trimestre determinata principalmente dalla mancata rilevazione di crediti d'imposta sulle perdite di periodo. Nei nove mesi perdita netta di €7,84 miliardi determinata dalla rilevazione di svalutazioni pre-tax di attività non correnti di €2,75 miliardi riferite principalmente a asset oil&gas e impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi, dall'adeguamento del valore contabile del magazzino ai prezzi correnti (-€1,4 miliardi), nonché dalla svalutazione dei crediti d'imposta per €0,8 miliardi.
- **Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted - prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino -** pari a €5,14 miliardi nei nove mesi (-44% vs. corrispondente periodo 2019); €1,77 miliardi nel terzo trimestre (-31%). La flessione dei nove mesi è attribuibile per circa -€4,8 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,9 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€1,7 miliardi.
- **Generazione di cassa operativa:** €3,83 miliardi nei nove mesi (-56%).
- **Investimenti netti:** €3,76 miliardi nei nove mesi, ridotti del 33% grazie al piano di revisione dell'attività realizzato da marzo, finanziati interamente dal flusso di cassa adjusted.
- **Indebitamento finanziario netto:** €19,85 miliardi (€14,53 miliardi ante lease liability - IFRS 16) in aumento di €2,7 miliardi rispetto al 31 dicembre 2019.
- **Leverage:** 0,40 escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, in aumento rispetto al 31 dicembre 2019 (0,24) e al 30 giugno 2020 (0,37). Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,54.
- Lo scorso 6 ottobre **emessi bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi;** leverage pro-forma al 30 settembre pari a 0,29 considerando tali bond come strumenti equity.

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).

Outlook 2020

L'outlook del quarto trimestre 2020 conferma i trend registrati nel trimestre appena concluso di elevata volatilità dei prezzi delle commodity energetiche a causa delle incertezze e della irregolarità della ripresa. Possibili rischi di downside. Il mercato petrolifero continua a essere caratterizzato da deboli fondamentali a causa dell'eccesso di offerta, elevato livello delle scorte e scarsa dinamica della domanda penalizzata dalla complessa situazione della pandemia COVID-19 con forti ripercussioni sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone. Andamenti analoghi negli altri business energetici. Previsione annua prezzo del Brent confermata a circa 40 \$/barile; prezzo del gas al PSV 3 \$/mmBTU; margine SERM \$2,4/barile. Atteso un rimbalzo della domanda energetica nel 2021.

Nel corso dell'anno, in risposta alla profonda crisi dell'industria petrolifera a causa del crollo della domanda energetica indotto dalla pandemia COVID-19 e della pressione dell'oversupply sui prezzi, il management Eni ha rivisto a più riprese i piani industriali e i programmi operativi per adattare il business alla forte discontinuità in atto, mettendo in campo un insieme di azioni e di iniziative finalizzate a rafforzare la liquidità e la struttura patrimoniale, difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario senza pregiudicare la capacità dell'azienda di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno, accelerando al tempo stesso l'evoluzione del business in chiave low carbon.

Tra le azioni già annunciate e attivate ricordiamo:

- **Adottato uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent LT a 60 \$/barile** in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda d'idrocarburi e l'impronta fortemente "green" delle misure di stimolo dell'economia varate da vari stati e dall'UE che potrebbero accelerare la transizione energetica. Rilevati a bilancio €2,75 miliardi di svalutazioni di impianti in relazione alle mutate assunzioni di prezzo;
- **Varata una nuova struttura organizzativa** coerente con la strategia di trasformazione che Eni sta attuando con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbonizzati e di conseguire un miglior bilanciamento del portafoglio, riducendo l'esposizione alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi;
- **Definita una nuova remunerazione policy** per gli azionisti in coerenza con l'attuale scenario, atteso volatile e con prezzi depressi, che prevede un dividendo annuo composto da un valore base fissato ora a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 45 \$/barile, ed una componente variabile crescente al crescere del prezzo Brent fino a 60 \$/barile, oltre il quale sarà riattivato il piano di buy-back. Il valore base del dividendo crescerà in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo e sarà rivalutato ogni anno. Per il 2020 nonostante una media Brent attesa a 40 \$/barile, il dividendo base sarà comunque erogato (a settembre è stato versato 1/3 come acconto).

Le azioni in fase di attuazione comprendono:

- **Nel 2020 ottimizzazione degli investimenti per €2,6 miliardi** (per un taglio complessivo del 35% rispetto ai piani originari) **e dei costi per €1,4 miliardi**. Capex annui attesi a €5,2 miliardi (a cambi costanti);
- **Nel 2021 programmata una riduzione dei costi di €1,4 miliardi e degli investimenti di €2,4 miliardi**;
- **Manovra capex 2020-21 concentrata quasi interamente nell'upstream**. Previsti per gli anni 2022-'23 maggiori investimenti per complessivi €800 milioni destinati ai business green (bio-raffinerie, generazione rinnovabile, crescita dei clienti retail);
- **Confermato il target produttivo 2020 all'interno del range 1,72-1,74 mboe/g** compresi i tagli OPEC+, che recepisce l'ottimizzazione capex in risposta alla crisi del COVID-19, riduzione domanda mondiale gas (anch'essa in parte collegata alla pandemia) e forza maggiore in Libia fino a tutto settembre 2020. Rivisto profilo di produzione atteso nel 2023 a circa 2 milioni di boe/giorno;
- Accordi avanzati nell'anno su **dismissioni lorde** di circa €1 miliardo.
- Allo scenario Brent 2020 di 40 \$/barile confermato un **flusso di cassa ante variazioni del working capital adjusted** di €6,5 miliardi, in grado di finanziare i capex previsti per l'anno. Rispetto alla stima iniziale di €11,5 miliardi allo scenario di 60 \$/barile, la flessione dei prezzi degli idrocarburi incide per

circa -€4,5 miliardi e gli impatti del COVID-19 per circa -€1,7 miliardi, attenuati dai cost saving e performance per €1,2 miliardi.

- **Analisi di sensitività:** stimata una variazione del flusso di cassa di circa €170 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.
- **Revisione utile operativo adjusted 2020 per mid-downstream:** €0,2 miliardi per GGP e superiore a €0,3 miliardi per R&M (con il proforma di ADNOC Refining e trading), Chimica, EGL e Power, rispetto alla precedente guidance complessiva di €0,8 miliardi a causa principalmente del deterioramento dello scenario di raffinazione (previsione margine SERM quarto trimestre 2020 pari a 2,7 \$/barile).
- **Liquidità:** Eni ben posizionata per superare l'attuale downturn del mercato grazie alla **resilienza del portafoglio di asset oil&gas a contenuto break-even ed alla solida situazione patrimoniale**. Al 30 settembre 2020, la Società dispone di una **riserva di liquidità** di circa €17,4 miliardi di cui €6,88 miliardi di attivi di tesoreria, €5,61 miliardi investiti in attività liquide, €0,35 miliardi di crediti finanziari a breve e €4,56 miliardi di linee di credito committed.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
Produzioni								
853	Petrolio	mgl di barili/g	817	893	(9)	854	882	(3)
132	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	133	152	(13)	133	149	(11)
1.729	Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.701	1.888	(10)	1.740	1.854	(6)
Prezzi medi di realizzo								
24,24	Petrolio	\$/barile	39,64	56,90	(30)	35,55	59,34	(40)
120	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	122	159	(23)	131	176	(26)
21,56	Idrocarburi	\$/boe	29,06	40,99	(29)	28,03	43,57	(36)

(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 terzo trimestre e nei nove mesi. I precedenti trimestri 2020 sono stati coerentemente riesposti.

- Nel terzo trimestre 2020 la **produzione di idrocarburi** con 1,7 milioni di boe/giorno (1,74 milioni di boe/giorno nei nove mesi) è diminuita del 10% rispetto al periodo di confronto (-6% nei nove mesi). Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e 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 maggiore contributo della Nigeria 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. Nel confronto dei nove mesi la performance produttiva è stata sostenuta anche dal maggiore contributo del Kazakhstan.
- La **produzione di petrolio** è stata di 817 mila barili/giorno, -9% rispetto al trimestre 2019 (854 mila barili/giorno nei nove mesi, -3% rispetto il periodo di confronto). La riduzione in Libia e Kazakhstan, gli effetti dei tagli produttivi OPEC+, nonché il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in Messico per il ramp-up di Area 1, Angola per l'avvio di Agogo, Congo (avvio Nenè fase 2B) ed Algeria e dai contributi del portafoglio.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 133 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, in riduzione del 13% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (133 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi, -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 Nigeria per incremento attività e Algeria per avvio progetto Berkine gas.

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %
(2.393)	Utile (perdita) operativo	514	2.162	(76)	(1.164)	6.587	..
1.586	Esclusione special items	1	(21)		1.909	2	
(807)	Utile (perdita) operativo adjusted	515	2.141	(76)	745	6.589	(89)
(54)	Proventi (oneri) finanziari netti	(102)	(119)		(271)	(322)	
102	Proventi (oneri) su partecipazioni	58	50		101	198	
45	di cui: - Vår Energi	37	(27)		45	38	
(26)	Imposte sul reddito	(402)	(1.267)		(1.079)	(3.857)	
(785)	Utile (perdita) netto adjusted	69	805	(91)	(504)	2.608	..
I risultati includono:							
261	Costi di ricerca esplorativa:	26	69	(62)	462	375	23
45	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	43	66		143	212	
216	- radiazione di pozzi di insuccesso	(17)	3		319	163	
760	Investimenti tecnici	673	1.559	(57)	2.691	5.221	(48)

- Nel terzo trimestre 2020 il settore **Exploration & Production** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €515 milioni in netto miglioramento rispetto alla perdita di circa €800 milioni del secondo trimestre per effetto della parziale ripresa del prezzo degli idrocarburi (media Brent terzo trimestre pari a 43 \$/barile

rispetto ai 29 \$/barile del secondo trimestre). Viceversa, il confronto con il 2019 (-76% vs. terzo trimestre dell'anno scorso) risente dello scenario petrolifero 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 (-29% in media), sia sui livelli produttivi penalizzati dalle azioni di ottimizzazione degli investimenti, dai tagli dell'OPEC+, nonché dal calo della domanda gas con impatti significativi in alcune geografie (Egitto).

- Nei nove mesi 2020 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €745 milioni, con una contrazione dell'89% rispetto al periodo di confronto, pari a -€5,84 miliardi di cui €5,1 miliardi (inclusi gli effetti COVID) 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. 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. La riduzione del risultato è dovuta anche all'effetto negativo volume/mix e ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dai saving dei costi operativi.
- Il settore ha riportato una **perdita netta adjusted** di €504 milioni nei nove mesi 2020 (utile netto di €69 milioni nel trimestre) a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato delle società valutate ad equity, in particolare la quota di competenza Eni del risultato della società Angola LNG (in riduzione di €74 milioni nei nove mesi) in relazione al sensibile peggioramento dello scenario.
- Il tax rate adjusted nei nove mesi 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 di competenza del partner.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 15.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %	
75	PSV	€/mgl di metri cubi	95	131	(27)	97	175	(45)
57	TTF		82	108	(24)	81	146	(45)
Vendite di gas naturale		mld di metri cubi						
9,13	Italia		10,55	8,73	21	28,65	29,27	(2)
3,80	Resto d'Europa		4,27	6,17	(31)	14,74	19,90	(26)
0,98	di cui: Importatori in Italia		0,79	1,11	(29)	2,73	3,23	(15)
2,82	Mercati europei		3,48	5,06	(31)	12,01	16,67	(28)
0,92	Resto del Mondo		1,16	1,93	(40)	3,03	6,63	(54)
13,85	Totale vendite gas (*)		15,98	16,83	(5)	46,42	55,80	(17)
2,00	di cui: vendite di GNL		2,10	2,50	(16)	6,60	7,40	(11)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2020, le **vendite di gas naturale** di 15,98 miliardi di metri cubi sono diminuite del 5% rispetto allo stesso periodo 2019 (-17% nei nove mesi attestandosi a 46,42 miliardi di metri cubi) principalmente a causa di minori prelievi da parte di alcuni clienti con contratto di lungo termine. I nove mesi con vendite in calo del 17% confermano i trend del trimestre nonché evidenziano un impatto maggiore riconducibile alla recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti nei segmenti industriale e termoelettrico e nei principali mercati europei.

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
62	Utile (perdita) operativo	(205)	(80)	..	(42)	150	..
68	Esclusione special item	269	149		469	89	
130	Utile (perdita) operativo adjusted	64	69	(7)	427	239	79
	Proventi (oneri) finanziari netti					1	
(4)	Proventi (oneri) su partecipazioni	2	(17)		(11)	(24)	
(71)	Imposte sul reddito	(3)	(14)		(126)	(66)	
55	Utile (perdita) netto adjusted	63	38	66	290	150	93
2	Investimenti tecnici	1	4	(75)	8	8	

- Nel terzo trimestre il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €64 milioni (-7% rispetto il periodo di confronto) per effetto del deterioramento dello scenario gas e GNL, parzialmente compensato da ottimizzazioni di portafoglio sia gas che GNL oltre agli effetti di una positiva chiusura negoziale nel business GNL.

Nei primi nove mesi 2020 l'utile operativo adjusted è pari a €427 milioni, in aumento del 79% rispetto allo stesso periodo 2019. Tale miglioramento di performance 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. 15.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020		2020	2019	var %	2020	2019	var %
2,3	Standard Eni Refining Margin (SERM)	0,7	6,0	(88)	2,2	4,4	(50)
3,15	Lavorazioni in conto proprio Italia	3,68	5,65	(35)	10,89	15,84	(31)
0,50	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa	0,61	0,61		1,66	1,40	19
1,69	Lavorazioni in conto proprio Medio Oriente (ADNOC Refining 20%)	1,82	1,45	26	4,93	1,45	..
5,34	Totale lavorazioni	6,11	7,71	(21)	17,48	18,69	(6)
60	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	69	94		68	89	
188	Lavorazioni bio	151	85	78	527	185	..
66	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	53	38		62	44	
Marketing							
1,32	Vendite rete Europa	2,02	2,19	(8)	4,98	6,23	(20)
0,89	Vendite rete Italia	1,41	1,53	(8)	3,42	4,39	(22)
0,43	Vendite rete resto d'Europa	0,61	0,66	(8)	1,56	1,84	(15)
23,9	Quota mercato rete Italia	23,0	23,7		23,4	23,7	
1,75	Vendite extrarete Europa	2,21	2,83	(22)	6,04	7,66	(21)
1,16	Vendite extrarete Italia	1,58	2,07	(24)	4,25	5,75	(26)
0,59	Vendite extrarete resto d'Europa	0,63	0,76	(17)	1,79	1,91	(6)
Chimica							
1,02	Vendite prodotti petrolchimici	1,10	1,09	1	3,01	3,24	(7)
60	Tasso utilizzo impianti	66	68		61	68	

- Nel terzo trimestre 2020 il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha registrato valori non remunerativi: 0,7 \$/barile la media del periodo, in riduzione di quasi il 90% rispetto al 2019 (2,2 \$/barile nei nove mesi; -50% rispetto al periodo di confronto), principalmente per la contrazione del crack spread del gasolio, a causa della perdurante debolezza della domanda di carburanti, penalizzata dagli effetti della pandemia su attività economica e spostamenti delle persone, in un contesto di sovracapacità ed elevato livello delle scorte. La debolezza dei fondamentali è stata amplificata dalla ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta nel trimestre 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 0,4 \$/barile in media nel trimestre), con effetti negativi sulla redditività degli impianti di conversione.

- Nel terzo trimestre 2020 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,11 milioni di tonnellate, -21% rispetto al trimestre 2019 che include i volumi delle lavorazioni di ADNOC Refining a partire da agosto 2019, a seguito del closing dell'acquisizione. In Italia le lavorazioni sono diminuite del 35% nel trimestre (-31% nei nove mesi) in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19.
- Nel terzo trimestre 2020 i **volumi di lavorazione bio** pari a 151 mila tonnellate hanno registrato un significativo aumento a seguito dell'avvio produttivo della bio-raffineria di Gela avvenuto ad agosto 2019 e per la migliore performance di Venezia. Nei nove mesi le lavorazioni sono pari a 527 mila tonnellate in aumento per gli stessi driver menzionati nel trimestre.
- Nel terzo trimestre 2020 le **vendite rete in Italia** pari a 1,41 milioni di tonnellate sono diminuite dell'8% per il forte calo dei consumi a causa degli effetti della pandemia che ha avuto riflessi negativi anche nel terzo trimestre; nei nove mesi l'andamento dei volumi commercializzati (3,42 milioni di tonnellate, -22%) è la risultante delle misure restrittive adottate nel secondo trimestre durante il picco pandemico. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 23% (23,7% nel trimestre 2019).
- Nel terzo trimestre 2020 le **vendite extrarete in Italia** di 1,58 milioni di tonnellate sono diminuite del 24% rispetto al trimestre 2019 (4,25 milioni di tonnellate nei nove mesi; -26% 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 0,61 milioni di tonnellate sono diminuite dell'8% rispetto al trimestre 2019 a causa degli effetti della pandemia che ha avuto riflessi negativi anche nel terzo trimestre, mentre nei nove mesi (1,56 milioni di tonnellate, -15% rispetto al periodo di confronto) risentono delle misure restrittive adottate nel secondo trimestre durante il picco pandemico.
- Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a 0,63 milioni di tonnellate sono in calo del 17% rispetto al periodo di confronto in particolare in Spagna, Austria e Svizzera principalmente a seguito dei minori consumi di gasolio (nei nove mesi ammontano a 1,79 milioni di tonnellate con un calo del 6%).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre di 1,1 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto per le maggiori vendite di intermedi trainate dalle maggiori disponibilità da produzione, degli stirenici, in particolare nel settore elettrodomestici/packaging, e negli elastomeri. La flessione del 7% nei nove mesi riflette la riduzione generalizzata dei volumi 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 stoccaggi.
- I **margini dei prodotti chimici** nonostante la perdurante debolezza dei settori utilizzatori hanno registrato un recupero principalmente nel segmento del polietilene, grazie alla minore pressione competitiva e apertura spread vs etilene, e in misura minore degli stirenici/elastomeri grazie al calo delle quotazioni della materia prima. Il margine del cracker ha registrato nel trimestre un significativo calo a seguito della riduzione delle quotazioni dei principali monomeri; stabile su base annua per effetto dei minori costi della carica petrolifera.

Risultati

II Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
(392)	Utile (perdita) operativo	(22)	(8)	..	(2.324)	324	..
(321)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	30	129		1.400	(315)	
786	Esclusione special item	13	28		1.034	173	
73	Utile (perdita) operativo adjusted	21	149	(86)	110	182	(40)
139	- Refining & Marketing	74	219	(66)	294	326	(10)
(66)	- Chimica	(53)	(70)	24	(184)	(144)	(28)
1	Proventi (oneri) finanziari netti	1	(18)		(6)	(30)	
(19)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(61)	2		(90)	9	
(14)	di cui: ADNOC Refining	(77)	(13)		(109)	(13)	
25	Imposte sul reddito	(18)	(51)		(55)	(91)	
80	Utile (perdita) netto adjusted	(57)	82	..	(41)	70	..
142	Investimenti tecnici	138	231	(40)	515	648	(21)

- Nel terzo trimestre 2020 il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €74 milioni con una flessione del 66% rispetto al periodo di confronto (€294 milioni di utile operativo adjusted nei nove mesi 2020, in riduzione del 10% rispetto ai nove mesi 2019). Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi ad uno scenario di raffinazione fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia, con i crack spread dei prodotti ai minimi storici e conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, per il peggioramento del premio di conversione, in un contesto di sovracapacità ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dall'ottima performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi e margini. Il marketing ha registrato performance in miglioramento sia nel segmento rete che nell'extrarete per effetto di azioni di ottimizzazione ed efficienza.
- Nel terzo trimestre 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €53 milioni, in miglioramento di €17 milioni rispetto al periodo di confronto 2019 grazie alla tenuta dei volumi e alla ripresa dei margini, in particolare del polietilene. Il risultato dei nove mesi (perdita operativa adjusted di €184 milioni in peggioramento di €40 milioni) è stato penalizzato dalla significativa contrazione dei volumi venduti 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 aggiunti 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 attenuati dalla ripresa dei margini del polietilene trainato dalla richiesta di mercato e dalla riduzione delle importazioni extra europee.
- Nel terzo trimestre 2020, il **risultato netto adjusted** è stato pari ad una perdita netta di €57 milioni, rispetto all'utile netto adjusted di €82 milioni del trimestre 2019, a seguito della perdita della partecipazione in ADNOC Refining (-€77 milioni nel trimestre; -€109 milioni nei nove mesi; trascurabile il contributo nel terzo trimestre 2019) a causa dello scenario margini in Medio Oriente e di una fermata manutentiva programmata. Nei nove mesi è stata registrata una perdita netta adjusted pari a €41 milioni (utile netto di €70 milioni nel periodo di confronto).

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 15.

Eni gas e luce, Power, Renewables

Produzioni e vendite

II Trim.			III Trim.			Nove mesi		
2020			2020	2019	var %	2020	2019	var %
EGL								
0,88	Vendite retail gas	mld di metri cubi	0,66	0,74	(11)	5,17	6,14	(16)
2,78	Vendite retail energia elettrica	terawattora	3,14	2,81	12	9,31	8,15	14
9,55	Clienti retail (PDR)	mln pdr	9,54	9,32	2	9,54	9,32	2
Power & Renewables								
5,60	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	6,65	7,37	(10)	18,75	21,42	(12)
4,88	Produzione termoelettrica		5,43	5,86	(7)	15,77	16,60	(5)
100	Produzione venduta di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	108	18	..	252	44	..
251	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	276	42	..	276	42	..
78	di cui: - fotovoltaico	%	80	100		80	100	
19	- eolico		17			17		
3	- potenza installata di storage		3			3		

- Le **vendite retail di gas** sono pari a 0,66 miliardi di metri cubi nel terzo trimestre 2020, in diminuzione dell'11% rispetto allo stesso periodo 2019, a causa della recessione economica dovuta alle misure di contenimento della pandemia che ha impattato sui consumi delle piccole e medie imprese e dei grossisti, nonché dei fattori stagionali, solo in parte attenuata da una leggera ripresa dei consumi residenziali. Nei nove mesi le vendite sono pari a 5,17 miliardi di metri cubi e si riducono del 16% rispetto al periodo di confronto principalmente a causa delle minori vendite alle PMI e al segmento residenziali.

- Le **vendite retail di energia elettrica** pari a 3,14 Twh nel trimestre e a 9,31 nei nove mesi sono in aumento rispettivamente del 12% e del 14%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del terzo trimestre 2020 sono di 6,65 Twh, in diminuzione del 10% a seguito della contrazione dell'attività economica (18,75 Twh nei nove mesi, - 12% rispetto al periodo di confronto).
- La **produzione di energia da fonti rinnovabili** è stata pari a 108 Gwh nel terzo trimestre 2020, sestuplicata rispetto al periodo di confronto (252 Gwh nei nove mesi), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità a seguito della finalizzazione di progetti di costruzione principalmente in Italia e all'estero, nonché per il contributo degli asset negli Stati Uniti acquisiti nel primo trimestre 2020.
- Al 30 settembre 2020 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 276 MW, di cui l'80% riferita a impianti fotovoltaici e il 17% a impianti eolici.
- La **capacità in corso** (relativa a progetti sanzionati o per i quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni amministrative) è di circa 170 MW relativa principalmente ai progetti di Badamsha 2 (eolico) e Shaulder (fotovoltaico) in Kazakhstan, ai tre parchi eolici in Puglia acquisiti da Asja Ambiente Italia, nonché agli impianti in corso di acquisizione in USA (BEHUS).

Risultati

Il Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
113	Utile (perdita) operativo	43	(9)	..	256	99	..
(28)	Esclusione special item	14	24		77	115	
85	Utile (perdita) operativo adjusted	57	15	280	333	214	56
26	- Eni gas e luce	39	(4)	..	222	162	37
59	- Power & Renewables	18	19	(5)	111	52	..
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti				(1)		
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(3)	(1)		4	7	
(27)	Imposte sul reddito	(15)	(5)		(102)	(66)	
56	Utile (perdita) netto adjusted	39	9	..	234	155	51
70	Investimenti tecnici	63	88	(28)	204	221	(8)

- Nel terzo trimestre 2020, il business retail gas&power gestito da **Eni gas e luce** ha registrato performance solide e in crescita (+€43 milioni l'utile operativo adjusted rispetto il 2019; +€60 milioni nei nove mesi) 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 trimestre e nei nove mesi 2020, rispettivamente l'utile operativo adjusted di €18 milioni (invariato) e di €111 milioni (+€59 milioni) beneficiando delle ottimizzazioni del portafoglio di asset e dei maggiori margini.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 15.

Risultati di Gruppo

Il Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2020	2019	var %	2020	2019	var %
8.157	Ricavi della gestione caratteristica	10.326	16.686	(38)	32.356	53.666	(40)
(2.680)	Utile (perdita) operativo	220	1.861	(88)	(3.555)	6.610	..
(183)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(7)	109		1.387	(237)	
2.429	Esclusione special item ^(a)	324	189		3.578	419	
(434)	Utile (perdita) operativo adjusted	537	2.159	(75)	1.410	6.792	(79)
	Dettaglio per settore di attività						
(807)	<i>Exploration & Production</i>	515	2.141	(76)	745	6.589	(89)
130	<i>GGP</i>	64	69	(7)	427	239	79
73	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	21	149	(86)	110	182	(40)
85	<i>EGL, Power, Renewables</i>	57	15	280	333	214	56
(135)	<i>Corporate e altre attività</i>	(84)	(144)	42	(423)	(399)	(6)
220	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(36)	(71)		218	(33)	
(4.406)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(503)	523		(7.838)	2.039	
(127)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(5)	77		986	(167)	
3.819	Esclusione special item ^(a)	355	176		6.044	458	
(714)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	(153)	776		(808)	2.330	

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

Risultati adjusted

- Nel terzo trimestre 2020 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €537 milioni (-€1,6 miliardi rispetto allo stesso periodo del 2019). Al netto dell'effetto scenario di -€1,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,3 miliardi³, la performance è stata positiva per +€0,3 miliardi per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Nei nove mesi 2020 l'**utile operativo adjusted** di €1.410 milioni è diminuito di circa €5,38 miliardi rispetto allo stesso periodo del 2019. Al netto dell'effetto scenario di -€5,1 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,8 miliardi³, la performance è stata positiva per +€0,5 miliardi per effetto dei driver descritti nel commento dei business.
- Il Gruppo ha conseguito la **perdita netta adjusted** di €153 milioni (€808 milioni nei nove mesi) 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

- Nei nove mesi 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:
 - maggiore 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 a fini della commercializzazione sui mercati finali, del gas libico di competenza del partner; 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 (IFRS 12);
 - imposte stanziare sui dividendi intercompany che non generano utile ante imposte consolidato.

³ 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 circa 72%, che riflette l'elevata incidenza nel portafoglio upstream Eni dei contratti petroliferi PSA che hanno aliquote poco sensibili al livello dei prezzi.

(€ milioni)	Novembre 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	628	692			1.320
Imposte sul reddito	1.431		(354)	(130)	947
Tax rate	n.s.				72%

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.578 milioni nei nove mesi (€324 milioni nel terzo trimestre) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti €1.909 milioni nei nove mesi (€1 milione nel trimestre) riferiti principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.657 milioni, interamente riferiti al 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. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, USA, Algeria, Turkmenistan e Congo. Gli altri special item comprendono: perdite di crediti di prodotto per allineamento ai valori correnti (€108 milioni nei nove mesi), accantonamenti a fondo rischi (€107 milioni nei nove mesi);
- **G&P:** oneri netti di €469 milioni nei nove mesi (€269 milioni nel trimestre) rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€469 milioni e €318 milioni rispettivamente nei nove mesi e nel trimestre); dalla riclassifica del saldo negativo di €100 milioni (-€93 milioni nel trimestre) relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione; 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 svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate ed inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (€43 milioni nel trimestre e €95 milioni nei nove mesi);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.034 milioni nei nove mesi (€13 milioni nel trimestre) riferiti principalmente a svalutazioni di impianti di raffinazione (€1.004 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 (€13 milioni e €74 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (provento di €27 milioni e €125 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi);
- **EGL, Power, Renewables:** oneri netti di €77 milioni (€14 milioni nel trimestre) rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting pari a oneri netti di €45 milioni nei nove mesi (proventi di €14 milioni nel trimestre) nonché da oneri per esodi agevolati (€27 milioni e €26 milioni rispettivamente nei nove mesi e nel trimestre).

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono nei nove mesi: (i) €703 milioni di oneri per la Vår Energi relativi a svalutazioni di proprietà oil&gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e differenze cambio 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 €246 milioni relativi a svalutazioni in funzione dello scenario margini e all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining; (iii) oneri di €252 milioni relativi a Saipem.

Risultati reported

Nel periodo gennaio-settembre 2020 il Gruppo Eni ha registrato una **perdita netta di competenza degli azionisti** di €7.838 milioni rispetto all'utile netto di €2.039 milioni del corrispondente periodo 2019, di cui circa €3,6 miliardi di perdita operativa.

Oltre ai fattori descritti nel commento della performance di business, il risultato operativo è stato penalizzato dalla rilevazione di €2,75 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 (-€1,4 miliardi).

La gestione delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali evidenzia una perdita di €1,32 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 dei nove mesi è stato penalizzato dalla rilevazione di oneri d'imposta connessi alla svalutazione di oneri fiscali per €0,8 miliardi dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2020		III Trim.			Nove mesi		
(€ milioni)		2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
(4.405)	Utile (perdita) netto	(501)	524	(1.025)	(7.833)	2.044	(9.877)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
4.970	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.860	1.962	(102)	10.165	6.246	3.919
(1)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(2)	(18)	16	(6)	(44)	38
1.245	- dividendi, interessi e imposte	658	1.483	(825)	2.624	4.666	(2.042)
3	Variazione del capitale di esercizio	(74)	(438)	364	614	(972)	1.586
172	Dividendi incassati da partecipate	85	72	13	413	1.227	(814)
(334)	Imposte pagate	(352)	(1.220)	868	(1.424)	(3.736)	2.312
(247)	Interessi (pagati) incassati	(218)	(310)	92	(719)	(764)	45
1.403	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.456	2.055	(599)	3.834	8.667	(4.833)
(978)	Investimenti tecnici	(889)	(1.899)	1.010	(3.457)	(6.135)	2.678
(42)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(95)	(2.931)	2.836	(359)	(2.982)	2.623
13	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1	192	(191)	22	230	(208)
(300)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(339)	(117)	(222)	(732)	(76)	(656)
96	Free cash flow	134	(2.700)	2.834	(692)	(296)	(396)
1.198	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	507	(31)	538	970	(153)	1.123
3.359	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	372	(1.432)	1.804	3.279	(2.095)	5.374
(213)	Rimborso di passività per beni in leasing	(214)	(255)	41	(676)	(652)	(24)
(1.537)	Flusso di cassa del capitale proprio	(423)	(1.719)	1.296	(1.960)	(3.244)	1.284
(17)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(24)	16	(40)	(36)	18	(54)
2.886	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	352	(6.121)	6.473	885	(6.422)	7.307
1.148	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	1.774	2.573	(799)	5.144	9.162	(4.018)

II Trim. 2020		III Trim.			Nove mesi		
(€ milioni)		2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
96	Free cash flow	134	(2.700)	2.834	(692)	(296)	(396)
(213)	Rimborso di passività per beni in leasing	(214)	(255)	41	(676)	(652)	(24)
(1)	Debiti e crediti finanziari società acquisite				(67)		(67)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(13)		13	(13)
246	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	307	(179)	486	347	(241)	588
(1.537)	Flusso di cassa del capitale proprio	(423)	(1.719)	1.296	(1.960)	(3.244)	1.284
(1.409)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(196)	(4.840)	4.644	(3.048)	(4.420)	1.372
	Effetti prima applicazione IFRS 16					(5.759)	5.759
213	Rimborsi lease liability	214	255	(41)	676	652	24
(94)	Accensioni del periodo e altre variazioni	100	(341)	441	(356)	(701)	345
119	Variazione passività per beni in leasing	314	(86)	400	320	(5.808)	6.128
(1.290)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	118	(4.926)	5.044	(2.728)	(10.228)	7.500

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi 2020 è stato di €3.834 milioni con una flessione del 56% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa dello stesso periodo 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.047 milioni nel 2019 vs. €232 milioni nel periodo attuale).

Il flusso di cassa del capitale circolante è stato positivo per €614 milioni nei nove mesi recependo essenzialmente la riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario; inoltre sconta un minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€1,2 miliardi).

Il **flusso di cassa adjusted** si ridetermina in €5.144 milioni (€1.774 milioni nel trimestre) con una riduzione del 44% rispetto allo stesso periodo 2019. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché a partire dal terzo trimestre 2020 in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati, la variazione del fair value dei derivati su commodity relativi a transazioni future, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting. La flessione è dovuta per -€4,8 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,9 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€1,7 miliardi.

Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 29% (33% nel periodo gennaio-settembre 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)	III Trim.			Nove mesi		
	2020	2019	var. ass.	2020	2019	var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	1.456	2.055	(599)	3.834	8.667	(4.833)
Variazione del capitale di esercizio	74	438	(364)	(614)	972	(1.586)
Esclusione derivati su commodity	277	(29)	306	389	(240)	629
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(7)	109	(116)	1.387	(237)	1.624
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	(26)			148		
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	1.774	2.573	(799)	5.144	9.162	(4.018)

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €3.816 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 (€0,26 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €3,76 miliardi, in riduzione del 33% vs. allo 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)	30 Sett. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	55.726	62.192	(6.466)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.950	5.349	(399)
Attività immateriali	3.025	3.059	(34)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	914	1.371	(457)
Partecipazioni	8.130	9.964	(1.834)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.264	1.234	30
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.473)	(2.235)	762
	72.536	80.934	(8.398)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.031	4.734	(703)
Crediti commerciali	6.968	8.519	(1.551)
Debiti commerciali	(7.736)	(10.480)	2.744
Attività (passività) tributarie nette	(3.500)	(1.594)	(1.906)
Fondi per rischi e oneri	(13.225)	(14.106)	881
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.597)	(1.864)	267
	(15.059)	(14.791)	(268)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.109)	(1.136)	27
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18	18	
CAPITALE INVESTITO NETTO	56.386	65.025	(8.639)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	36.460	47.839	(11.379)
Interessenze di terzi	73	61	12
Patrimonio netto	36.533	47.900	(11.367)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	14.525	11.477	3.048
Passività per beni leasing	5.328	5.648	(320)
- di cui working interest Eni	3.588	3.672	(84)
- di cui working interest follower	1.740	1.976	(236)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.853	17.125	2.728
COPERTURE	56.386	65.025	(8.639)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,40	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,54	0,36	0,18
Gearing	0,35	0,26	0,09

- Al 30 settembre 2020, il **capitale immobilizzato** si riduce di €8.398 milioni 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 Vår 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** (-€15.059 milioni) diminuisce di €268 milioni per effetto essenzialmente della riduzione del valore di libro delle scorte (-€703 milioni) per effetto scenario e delle svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni future di redditi imponibili, parzialmente compensati dal saldo netto delle riduzioni dei debiti/crediti commerciali (circa +€1,2 miliardi) e dalla riduzione dei fondi principalmente per il pagamento di oneri operativi.
- Il **patrimonio netto** (€36.533 milioni) è diminuito di €11.367 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€7.833 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), nonché della variazione negativa della riserva per differenze cambio (-€1.806 milioni) in funzione

del deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura, parzialmente compensati dalla variazione positiva (+€271 milioni) della riserva cash flow hedge.

- L'**indebitamento finanziario netto**⁴ al 30 settembre 2020 è pari a €19.853 milioni in aumento di €2.728 milioni rispetto al 2019. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €14.525 milioni con un aumento di €3.048 milioni.
- Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,54 al 30 settembre 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 0,40.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 31.

⁵ 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. 23 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 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 secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2020 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2019). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento 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 terzo trimestre e dei nove mesi 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") dei nove mesi e del terzo trimestre 2020 è stato di 16 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo trimestre 2020 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

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

2019

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

* * *

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

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 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 consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

Leverage

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

Gearing

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

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

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2020

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

(€ milioni)

III 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	2.162	(80)	(8)	(9)	(153)	(51)	1.861
Esclusione (utile) perdita di magazzino			129			(20)	109
Esclusione special item:							
oneri ambientali			35		41		76
svalutazioni (riprese di valore) nette	4		28		1		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)						(1)
accantonamenti a fondo rischi	2		(20)		23		5
oneri per incentivazione all'esodo	6		7	1	2		16
derivati su commodity		(5)	(55)	31			(29)
differenze e derivati su cambi		105	(11)	(8)			86
altro	(32)	49	44		(58)		3
Special item dell'utile (perdita) operativo	(21)	149	28	24	9		189
Utile (perdita) operativo adjusted	2.141	69	149	15	(144)	(71)	2.159
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(119)		(18)		(49)		(186)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	50	(17)	2	(1)	8		42
Imposte sul reddito ^(a)	(1.267)	(14)	(51)	(5)	75	24	(1.238)
<i>Tax rate (%)</i>							61,4
Utile (perdita) netto adjusted	805	38	82	9	(110)	(47)	777
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							776
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							523
Esclusione (utile) perdita di magazzino							77
Esclusione special item							176
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							776

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2020

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 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	6.587	150	324	99	(439)	(111)	6.610
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(315)			78	(237)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			120		32		152
svalutazioni (riprese di valore) nette	26		315		3		344
plusvalenze nette su cessione di asset	(21)		(3)				(24)
accantonamenti a fondo rischi	(10)				21		11
oneri per incentivazione all'esodo	9	1	8	3	4		25
derivati su commodity		(256)	(109)	125			(240)
differenze e derivati su cambi	6	158	(18)	(13)			133
altro	(8)	186	(140)		(20)		18
Special item dell'utile (perdita) operativo	2	89	173	115	40		419
Utile (perdita) operativo adjusted	6.589	239	182	214	(399)	(33)	6.792
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(322)	1	(30)		(380)		(731)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	198	(24)	9	7	25		215
Imposte sul reddito ^(a)	(3.857)	(66)	(91)	(66)	136	3	(3.941)
<i>Tax rate (%)</i>							62,8
Utile (perdita) netto adjusted	2.608	150	70	155	(618)	(30)	2.335
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.039
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(167)
Esclusione special item							458
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.330

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Il 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	(2.393)	62	(392)	113	(152)	82	(2.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(321)			138	(183)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	1		46				47
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.484		917	5	2		2.408
plusvalenze nette su cessione di asset					(2)		(2)
accantonamenti a fondo rischi	58				3		61
oneri per incentivazione all'esodo	5		2		9		16
derivati su commodity		59	(183)	(33)			(157)
differenze e derivati su cambi	1	(56)	(7)				(62)
altro	37	65	11		5		118
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.586	68	786	(28)	17		2.429
Utile (perdita) operativo adjusted	(807)	130	73	85	(135)	220	(434)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(54)		1	(1)	(14)		(68)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	102	(4)	(19)	(1)	(43)		35
Imposte sul reddito ^(a)	(26)	(71)	25	(27)	(91)	(56)	(246)
Tax rate (%)							(52,7)
Utile (perdita) netto adjusted	(785)	55	80	56	(283)	164	(713)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(714)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(4.406)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(127)
Esclusione special item							3.819
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(714)

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

II Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2020	2019	2020	2019
47	Oneri ambientali	13	76	75	152
2.408	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(4)	33	2.745	344
(2)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(1)	(6)	(24)
61	Accantonamenti a fondo rischi	26	5	113	11
16	Oneri per incentivazione all'esodo	53	16	91	25
(157)	Derivati su commodity	277	(29)	389	(240)
(62)	Differenze e derivati su cambi	(84)	86	(108)	133
118	Altro	45	3	279	18
2.429	Special item dell'utile (perdita) operativo	324	189	3.578	419
50	Oneri (proventi) finanziari	86	(86)	84	(79)
	<i>di cui:</i>				
62	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	84	(86)	108	(133)
524	Oneri (proventi) su partecipazioni	(85)	(31)	1.256	(4)
	<i>di cui:</i>				
299	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(57)		837	
816	Imposte sul reddito	30	104	1.126	122
3.819	Totale special item dell'utile (perdita) netto	355	176	6.044	458

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
2.557	Exploration & Production	3.344	5.908	(43)	10.095	17.432	(42)
1.140	Global Gas & LNG Portfolio	1.233	2.156	(43)	4.853	9.343	(48)
4.698	Refining & Marketing e Chimica	6.635	10.962	(39)	18.783	32.641	(42)
1.298	EGL, Power, Renewables	1.467	1.452	1	5.414	6.201	(13)
365	Corporate e altre attività	365	423	(14)	1.113	1.187	(6)
(1.901)	Elisioni di consolidamento	(2.718)	(4.215)		(7.902)	(13.138)	
8.157		10.326	16.686	(38)	32.356	53.666	(40)

Costi operativi

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
5.517	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	7.531	12.183	(38)	24.717	38.974	(37)
139	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	3	102	(97)	214	348	(39)
704	Costo lavoro	677	705	(4)	2.219	2.258	(2)
16	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	53	16		91	25	
6.360		8.211	12.990	(37)	27.150	41.580	(35)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
1.716	Exploration & Production	1.529	1.805	(15)	4.866	5.119	(5)
31	Global Gas & LNG Portfolio	31	34	(9)	94	94	
149	Refining & Marketing e Chimica	135	152	(11)	433	457	(5)
52	EGL, Power, Renewables	54	47	15	156	137	14
37	Corporate e altre attività	36	37	(3)	109	110	(1)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(24)	(24)	
1.977	Ammortamenti	1.777	2.067	(14)	5.634	5.893	(4)
2.408	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(4)	33	..	2.745	344	..
4.385	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.773	2.100	(16)	8.379	6.237	34
229	Radiazioni	(36)	2	..	311	180	73
4.614		1.737	2.102	(17)	8.690	6.417	35

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2020	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power, Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(684)	(11)	(367)	4	(320)	(1.378)
Dividendi	73		31			104
Altri proventi (oneri) netti		(30)	(17)			(47)
	(611)	(41)	(353)	4	(320)	(1.321)

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

30 Giu. 2020	(€ milioni)	30 Sett. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
27.388	Debiti finanziari e obbligazionari	27.365	24.518	2.847
4.642	- Debiti finanziari a breve termine	4.209	5.608	(1.399)
22.746	- Debiti finanziari a lungo termine	23.156	18.910	4.246
(6.527)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.879)	(5.994)	(885)
(6.042)	Titoli held for trading	(5.611)	(6.760)	1.149
(490)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(350)	(287)	(63)
14.329	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	14.525	11.477	3.048
5.642	Passività per beni in leasing	5.328	5.648	(320)
3.766	- di cui working interest Eni	3.588	3.672	(84)
1.876	- di cui working interest follower	1.740	1.976	(236)
19.971	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.853	17.125	2.728
38.839	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	36.533	47.900	(11.367)
0,37	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,40	0,24	0,16
0,51	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,54	0,36	0,18

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.853	1.740	18.113
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	36.533		36.533
Leverage pro-forma	0,54		0,50

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)

	30 Sett. 2020	31 Dic. 2019
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.879	5.994
Attività finanziarie destinate al trading	5.611	6.760
Altre attività finanziarie	424	384
Crediti commerciali e altri crediti	10.763	12.873
Rimanenze	4.031	4.734
Attività per imposte sul reddito	202	192
Altre attività	2.473	3.972
	30.383	34.909
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	55.726	62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.950	5.349
Attività immateriali	3.025	3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	914	1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.226	9.035
Altre partecipazioni	904	929
Altre attività finanziarie	1.219	1.174
Attività per imposte anticipate	4.588	4.360
Attività per imposte sul reddito	169	173
Altre attività	980	871
	79.701	88.513
Attività destinate alla vendita	18	18
TOTALE ATTIVITÀ	110.102	123.440
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.003	2.452
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.206	3.156
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	856	889
Debiti commerciali e altri debiti	12.054	15.545
Passività per imposte sul reddito	301	456
Altre passività	6.115	7.146
	23.535	29.644
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.156	18.910
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.472	4.759
Fondi per rischi e oneri	13.225	14.106
Fondi per benefici ai dipendenti	1.109	1.136
Passività per imposte differite	5.955	4.920
Passività per imposte sul reddito	456	454
Altre passività	1.661	1.611
	50.034	45.896
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		
TOTALE PASSIVITÀ	73.569	75.540
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	73	61
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.478	37.436
Riserve per differenze cambio da conversione	5.403	7.209
Altre riserve	1.422	1.564
Azioni proprie	(581)	(981)
Acconto sul dividendo	(429)	(1.542)
Utile (perdita) netto	(7.838)	148
Totale patrimonio netto di Eni	36.460	47.839
TOTALE PATRIMONIO NETTO	36.533	47.900
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	110.102	123.440

CONTO ECONOMICO

Il Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2020	2019	2020	2019
RICAVI					
8.157	Ricavi della gestione caratteristica	10.326	16.686	32.356	53.666
247	Altri ricavi e proventi	194	275	654	919
8.404	Totale ricavi	10.520	16.961	33.010	54.585
COSTI OPERATIVI					
(5.517)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(7.531)	(12.183)	(24.717)	(38.974)
(139)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(3)	(102)	(214)	(348)
(704)	Costo lavoro	(677)	(705)	(2.219)	(2.258)
(110)	Altri proventi (oneri) operativi	(352)	(8)	(725)	22
(1.977)	Ammortamenti	(1.777)	(2.067)	(5.634)	(5.893)
(2.408)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	4	(33)	(2.745)	(344)
(229)	Radiazioni	36	(2)	(311)	(180)
(2.680)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	220	1.861	(3.555)	6.610
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
808	Proventi finanziari	1.023	1.005	3.176	2.425
(1.078)	Oneri finanziari	(1.505)	(1.085)	(4.101)	(3.114)
92	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	25	43	18	121
60	Strumenti finanziari derivati	182	(63)	106	(84)
(118)		(275)	(100)	(801)	(652)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
(528)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	26	3	(1.378)	55
39	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	32	70	57	164
(489)		58	73	(1.321)	219
(3.287)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3	1.834	(5.677)	6.177
(1.118)	Imposte sul reddito	(504)	(1.310)	(2.156)	(4.133)
(4.405)	Utile (perdita) netto	(501)	524	(7.833)	2.044
di competenza:					
(4.406)	- azionisti Eni	(503)	523	(7.838)	2.039
1	- interessenze di terzi	2	1	5	5
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
(1,23)	- semplice	(0,14)	0,15	(2,19)	0,57
(1,23)	- diluito	(0,14)	0,15	(2,19)	0,57
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.572,5	- semplice	3.572,5	3.590,5	3.572,5	3.597,4
3.574,8	- diluito	3.575,4	3.593,3	3.575,4	3.600,1

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2020	2019	2020	2019
Utile (perdita) netto del periodo	(501)	524	(7.833)	2.044
Componenti non riclassificabili a conto economico			8	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>			8	
Componenti riclassificabili a conto economico	(1.363)	1.638	(1.569)	1.562
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(1.642)</i>	<i>1.481</i>	<i>(1.806)</i>	<i>1.801</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>394</i>	<i>246</i>	<i>271</i>	<i>(318)</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		<i>(18)</i>	<i>46</i>	<i>(13)</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>(115)</i>	<i>(71)</i>	<i>(80)</i>	<i>92</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.363)	1.638	(1.561)	1.562
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(1.864)	2.162	(9.394)	3.606
di competenza:				
- azionisti Eni	(1.866)	2.161	(9.399)	3.601
- interessenze di terzi	2	1	5	5

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	3.606
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Acquisto azioni proprie	(229)
Rimborso a terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	47
Totale variazioni	402
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2019	51.471
di competenza:	
- azionisti Eni	51.413
- interessenze di terzi	58
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2019	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(9.394)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	(5)
Totale variazioni	(11.367)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2020	36.533
di competenza:	
- azionisti Eni	36.460
- interessenze di terzi	73

RENDICONTO FINANZIARIO

Il Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2020	2019	2020	2019
(4.405)	Utile (perdita) netto	(501)	524	(7.833)	2.044
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.977	Ammortamenti	1.777	2.067	5.634	5.893
2.408	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(4)	33	2.745	344
229	Radiazioni	(36)	2	311	180
528	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(26)	(3)	1.378	(55)
(1)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(2)	(18)	(6)	(44)
(56)	Dividendi	(32)	(54)	(104)	(143)
(44)	Interessi attivi	(24)	(37)	(96)	(109)
227	Interessi passivi	210	264	668	785
1.118	Imposte sul reddito	504	1.310	2.156	4.133
(161)	Altre variazioni	171	(91)	93	(105)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(716)	- rimanenze	17	52	1.078	(50)
1.791	- crediti commerciali	(523)	796	1.493	927
(981)	- debiti commerciali	(86)	(1.028)	(2.691)	(1.901)
(303)	- fondi per rischi e oneri	(77)	(30)	(476)	(60)
212	- altre attività e passività	595	(228)	1.210	112
3	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(74)</i>	<i>(438)</i>	<i>614</i>	<i>(972)</i>
(11)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(22)	(46)	4	(11)
172	Dividendi incassati	85	72	413	1.227
10	Interessi incassati	(1)	37	32	69
(257)	Interessi pagati	(217)	(347)	(751)	(833)
(334)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(352)	(1.220)	(1.424)	(3.736)
1.403	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.456	2.055	3.834	8.667
	Investimenti:				
(940)	- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	(839)	(1.836)	(3.308)	(5.945)
(38)	- attività immateriali	(50)	(63)	(149)	(190)
(10)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			(109)	
(32)	- partecipazioni	(95)	(2.931)	(250)	(2.982)
(9)	- titoli strumentali all'attività operativa			(15)	(8)
(41)	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(29)	(57)	(114)	(144)
(275)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(332)	(90)	(702)	(110)
(1.345)	Flusso di cassa degli investimenti	(1.345)	(4.977)	(4.647)	(9.379)
	Disinvestimenti:				
11	- attività materiali	1	2	16	28
	- attività immateriali		1		1
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		187		187
	- imposte pagate sulle dismissioni		(3)		(3)
2	- partecipazioni		5	6	17
2	- titoli strumentali all'attività operativa	3		15	5
23	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	19	31	84	87
	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(1)		94
38	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>23</i>	<i>222</i>	<i>121</i>	<i>416</i>
1.198	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	507	(31)	970	(153)
(109)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(815)	(4.786)	(3.556)	(9.116)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2020	2019	2020	2019
3.293	Assunzione di debiti finanziari non correnti	840	22	5.132	1.043
(1.081)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(505)	(1.560)	(2.621)	(3.296)
(213)	Rimborso di passività per beni in leasing	(214)	(255)	(676)	(652)
1.147	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	37	106	768	158
3.146		158	(1.687)	2.603	(2.747)
	Rimborsi di capitale ad azionisti terzi				(1)
(1.534)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(423)	(1.543)	(1.957)	(3.018)
(3)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(3)
	Acquisto di azioni proprie		(176)		(222)
1.609	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(265)	(3.406)	643	(5.991)
1	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(6)	1	(7)
(18)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(24)	22	(37)	25
2.886	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	352	(6.121)	885	(6.422)
3.641	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	6.527	10.554	5.994	10.855
6.527	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.879	4.433	6.879	4.433

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

II Trim. 2020	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2020	2019	2020	2019
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
1	Attività correnti			15	
11	Attività non correnti			182	
(1)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			(64)	
(2)	Passività correnti e non correnti			(11)	
9	Effetto netto degli investimenti			122	
1	Interessenza di terzi			(10)	
10	Totale prezzo di acquisto			112	
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti			(3)	
10	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			109	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
	Attività correnti		77		77
	Attività non correnti		188		188
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11		11
	Passività correnti e non correnti		(57)		(57)
	Effetto netto dei disinvestimenti		219		219
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(24)		(24)
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		16		16
	Totale prezzo di vendita		211		211
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(24)		(24)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		187		187

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2020	(€ milioni)	2020	2019	var %	2020	2019	var %
760	Exploration & Production	673	1.559	(57)	2.691	5.221	(48)
	- acquisto di riserve proved e unproved	51	24	..	51	396	(87)
76	- ricerca esplorativa	27	86	(69)	274	399	(31)
670	- sviluppo	583	1.431	(59)	2.323	4.388	(47)
14	- altro	12	18	(33)	43	38	13
2	Global Gas & LNG Portfolio	1	4	(75)	8	8	
142	Refining & Marketing e Chimica	138	231	(40)	515	648	(21)
105	- Refining & Marketing	100	208	(52)	374	587	(36)
37	- Chimica	38	23	65	141	61	..
70	EGL, Power, Renewables	63	88	(28)	204	221	(8)
34	- EGL	41	38	8	121	118	3
16	- Power	12	8	50	34	23	48
20	- Renewables	10	42	(76)	49	80	(39)
9	Corporate e altre attività	17	21	(19)	49	47	4
(5)	Elisioni di consolidamento	(3)	(4)		(10)	(10)	
978	Investimenti tecnici	889	1.899	(53)	3.457	6.135	(44)

Nei nove mesi gli investimenti tecnici di €3.457 milioni (€6.135 milioni nei nove mesi 2019) evidenziano una riduzione del 44% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.323 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Iraq, Italia, Messico, Mozambico, Stati Uniti e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€319 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al completamento dell'impianto per il trattamento delle biomasse di I e II generazione presso la bioraffineria di Gela, alla logistica depositi, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€55 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 (€121 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2020			III Trim.		Nove mesi	
			2020	2019	2020	2019
1.729	Produzione di idrocarburi^{(a)(b)(c)}	(mgl di boe/giorno)	1.701	1.888	1.740	1.854
106	Italia		105	120	108	124
243	Resto d'Europa		224	146	241	154
258	Africa Settentrionale		253	372	254	378
266	Egitto		290	369	286	351
386	Africa Sub-Sahariana		369	395	376	386
167	Kazakhstan		144	169	162	146
173	Resto dell'Asia		172	183	179	181
114	America		127	106	117	106
16	Australia e Oceania		17	28	17	28
144	Produzione venduta^{(a)(c)}	(mln di boe)	143	162	431	464

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2020			III Trim.		Nove mesi	
			2020	2019	2020	2019
853	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	817	893	854	882
45	Italia		47	52	47	53
139	Resto d'Europa		133	86	141	91
118	Africa Settentrionale		107	160	114	167
58	Egitto		64	77	65	74
231	Africa Sub-Sahariana		217	252	227	257
113	Kazakhstan		101	118	110	96
88	Resto dell'Asia		90	90	90	84
61	America		58	56	60	58
	Australia e Oceania			2		2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2020			III Trim.		Nove mesi	
			2020	2019	2020	2019
132	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	133	152	133	149
9	Italia		9	10	9	11
16	Resto d'Europa		14	9	15	10
21	Africa Settentrionale		22	32	21	32
31	Egitto		34	45	33	42
24	Africa Sub-Sahariana		23	22	22	20
8	Kazakhstan		6	8	8	8
13	Resto dell'Asia		12	14	13	15
8	America		10	8	9	7
2	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 (130 e 136 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2020 e 2019, rispettivamente, 123 e 126 mila boe/giorno nei nove mesi 2020 e 2019, rispettivamente e 116 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2020).

(c) Per maggiori informazioni si veda pag. 21.