



Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

I risultati di Eni sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico e con l'evoluzione del quadro geopolitico mondiale.

I fondamentali del mercato fisico sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta petrolifera globale e il livello delle scorte. Nel breve termine, la domanda petrolifera è funzione della crescita del prodotto interno lordo mondiale, dei flussi di commercio internazionale, del livello di fiducia di consumatori e imprese, delle politiche monetarie delle banche centrali e dei livelli dei tassi d'interesse, nonché risente di fattori esogeni di varia natura (tensioni geopolitiche, guerre, programmi sanzionatori internazionali, pandemie eccetera) che possono indurre gli operatori industriali a incrementare o decrementare le scorte. La produzione ha un minore grado di elasticità nel breve termine. Quando l'offerta eccede la domanda con conseguente incremento delle scorte il prezzo del petrolio declina; il contrario avviene quando l'offerta è corta. I movimenti del prezzo guidati dai fattori fisici sono amplificati dal positioning degli operatori finanziari (CTA, hedge fund, money managers, eccetera) con scommesse al rialzo o al ribasso nel mercato dei future e delle opzioni, che riflettono le aspettative sull'evoluzione futura della domanda e dell'offerta nel breve termine e sui possibili impatti dei fenomeni geopolitici e macroeconomici sul bilanciamento globale. Gli scambi finanziari alimentano la volatilità del prezzo, poiché i volumi giornalieri scambiati nei mercati dei derivati sono significativamente superiori agli scambi fisici.

Nel lungo termine, il prezzo del petrolio è influenzato dalle tendenze più strutturali, quali la crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda; mentre la transizione verso altre fonti energetiche, le politiche climatiche volte a ridurre le emissioni di carbonio e l'efficienza energetica potrebbero ridurre la domanda.

Nel corso del 2025 il prezzo del Brent ha registrato una flessione del 14,5% rispetto al 2024, attestandosi alla media annua di 69 \$/bbl, a causa del rallentamento della crescita macroeconomica, anche in relazione alle dispute commerciali internazionali e i timori di eccesso di offerta, modificando le aspettative degli operatori finanziari sul futuro andamento del prezzo. Tali fattori hanno contribuito a definire un nuovo equilibrio di mercato intorno ai 65 \$/bbl, con temporanei rialzi legati alle tensioni geopolitiche. Il mercato fisico è stato sostenuto dalla tenuta della domanda petrolifera globale che ha segnato una crescita poco sotto a 1 Mb/g, sostanzialmente in linea con il 2024. La crescita continua a essere trainata dal non OPEC+. Sul fronte dell'offerta petrolifera, si registra una crescita, sostenuta dagli aumenti dell'OPEC+, nel contesto del piano di rientro graduale dei tagli stabiliti nel 2023-2024, e dal non OPEC+ spinta da USA, Brasile, Canada, Guyana e Argentina. La flessione del prezzo del Brent, alimentata dalle crescenti aspettative di eccesso di offerta ha raggiunto il punto di minimo agli inizi del 2026, con il prezzo del barile che ha toccato circa 60 \$/bbl. Da quel punto in poi, le crescenti tensioni in Medio Oriente culminate a fine febbraio/inizi marzo '26 in un conflitto regionale con il coinvolgimento di USA/Israele e Iran hanno innescato un rialzo del prezzo del Brent fino ad oltre 100 \$/bbl agli inizi di marzo 2026, alimentato dal positioning degli operatori in relazione ai percepiti rischi di disruption nelle forniture. Considerata l'incertezza derivante dalla possibile evoluzione delle tensioni in Medio Oriente come pure di quella relativa all'aggressione militare della Russia nei confronti dell'Ucraina, sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato fisico e assumendo una moderata crescita del PIL globale, Eni prevede per il 2026 un prezzo del Brent di 70 \$/bbl in termini reali 2026. Nel medio termine, la crescita della domanda rimane resiliente, in media intorno a 1 Mb/g all'anno. Si prevede un rallentamento della crescita delle produzioni, in particolare negli Stati Uniti. Questi fattori favoriranno un graduale riequilibrio del mercato, con prezzi che, al 2030, sono attesi stabilizzarsi intorno ai 75 \$/bbl (in termini reali 2025). Nel lungo termine, il prezzo del petrolio in termini reali è previsto in declino per riflettere i rischi della transizione energetica del sistema economico.

Il mercato globale del gas ha assistito nel corso del 2025 a un graduale ribilanciamento derivante - sul fronte dell'offerta - dalla crescita della disponibilità di GNL grazie sia all'entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione che al ramp-up di impianti esistenti e - sul fronte della domanda - dalla debolezza dell'import GNL in Asia, in particolare Cina, che ha liberato carichi per il mercato europeo. Questo ha consentito di attenuare la volatilità del prezzo in Europa a fronte di consumi in crescita moderata (>2%) e scorte sotto la media degli ultimi cinque anni nel corso dell'intero 2025.

Il prezzo del gas naturale in Europa (TTF) ha registrato una media di 36 €/MWh leggermente superiore alla media del 2024 (34 €/MWh nel 2024, +5%), con livelli di prezzo che nel corso dell'anno si sono quasi dimezzati (dai 50 €/MWh medi in gennaio/febbraio a 28 €/MWh di media nel mese di dicembre). Nel 2026 è prevista una significativa volatilità per i recenti sviluppi in Medio Oriente; nel medio termine i prezzi dovrebbero essere caratterizzati da un trend di declino a causa della continua crescita dell'offerta di GNL (nell'ipotesi di rispetto delle tempistiche di start-up annunciate) principalmente da USA, Qatar e Canada (in particolare con gli USA previsti quasi raddoppiare la capacità di liquefazione entro il 2030).



Lo scenario commodity adottato per le valutazioni di recuperabilità degli attivi della Relazione Finanziaria Annuale 2025 è sostanzialmente in linea con quello utilizzato nell'esercizio precedente; pertanto, non si evidenziano impairment indicator sistemici delle proprietà oil & gas.

I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e, in misura minore, del gas naturale. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sui flussi di cassa a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno. Nel portafoglio corrente Eni, l'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 40% della produzione di petrolio e gas del Gruppo. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Nel 2025 la flessione del prezzo del petrolio ha determinato un effetto di riduzione dell'utile operativo adjusted e del flusso di cassa operativo pari rispettivamente a €1,7 miliardi e €1 miliardo.

La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta direttamente al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.

Il Gruppo aggiorna ogni anno sulla base dell'evoluzione del portafoglio l'analisi di variabilità dei principali risultati consolidati (utile operativo e flusso di cassa operativo) ai movimenti del prezzo del petrolio: per il 2026 Eni stima che una variazione del prezzo del petrolio Brent di 1 \$/bbl rispetto al prezzo previsivo di 70 \$/bbl, comporta una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,11 miliardi e dell'utile operativo di €0,2 miliardi; mentre è necessario un movimento di prezzo del gas di circa il 5% per avere effetti analoghi a quelli del petrolio. Tali analisi di sensitività sono ritenute valide per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione. L'attività Oil & Gas è un business che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente, gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento attraverso l'emissione di nuove obbligazioni o utilizzando le linee di credito. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita; (iv) la capacità di scoprire e mettere in produzione nuove riserve; (v) la capacità e la disponibilità delle banche e delle istituzioni finanziarie e degli investitori a concedere credito/sottoscrivere le obbligazioni emesse da Eni per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo, considerato il rischio strategico della transizione energetica e i sempre più stringenti vincoli nella valutazione delle metriche ESG delle aziende creditrici applicate dalle istituzioni finanziarie.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla redditività, i flussi di cassa e le prospettive industriali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività, nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.

Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti per verificarne la sostenibilità anche in presenza di scenari prezzo depressi, nonché un framework finanziario basato sulla selettività nelle decisioni d'investimento e sul mantenimento di un adeguato livello di leverage e di riserve di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo e i ritorni per gli azionisti.

I settori della raffinazione di prodotti petroliferi e della chimica da idrocarburi sono esposti alla volatilità del ciclo economico e ai fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie europee

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, privi di vantaggi competitivi e con deboli barriere d'ingresso, i cui risultati dipendono dall'andamento della domanda e dell'offerta, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dai relativi margini di vendita.

Nel corso del 2025 il margine di raffinazione (SERM) ha registrato forte volatilità, raggiungendo nella seconda parte dell'anno valori molto remunerativi (16 \$/bbl a novembre) a causa della tightness del mercato dei distillati medi per rischio geopolitico (sanzioni EU: divieto da gennaio 2026 import prodotti da greggio russo anche da paesi terzi; sanzioni USA contro Rosneft e Lukoil, attacchi con droni alle infrastrutture energetiche russe) e fermi straordinari in un contesto di chiusure di capacità e scorte limitate nel Bacino Atlantico. Il 2025 ha registrato una media annua di 7,3 \$/bbl, in significativo aumento rispetto ai 5,1 \$/bbl del 2024 (circa +43%). Il settore della raffinazione europea dove operano gli impianti Eni si conferma un business caratterizzato da fattori di strutturale debolezza a causa dell'eccesso di capacità globale, della competizione da parte di produttori con maggiori economie di scala e minori costi operativi per oneri ambientali, nonché in considerazione dell'atteso declino della domanda di carburanti tradizionali nei mercati serviti per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.

Il business della Chimica Eni gestito da Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità globale, pressione competitiva da parte di produttori che beneficiano di economie di scala e altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA),



accentuarsi dei fattori di strutturale debolezza della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali, nonché all'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti maggiormente ecocompatibili. La recessione del settore chimico europeo iniziata nel 2023 si è aggravata nel biennio 2024-2025 a causa della stagnazione economica dell'Eurozona e dell'intensificarsi della pressione competitiva da parte dei produttori di Usa e Cina.

Eni ha avviato dei piani industriali finalizzati a ridurre l'esposizione verso i settori commodity della raffinazione oil e della chimica di base attraverso ristrutturazioni, riconversioni e, nel caso della chimica, la diversificazione verso segmenti dove può contare su vantaggi competitivi (es. chimica bio, prodotti specializzati). L'esecuzione di tali piani è soggetta a rischi operativi e di esecuzione, nonché ai rischi di ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

L'ambiente operativo di Eni è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di contrasto al cambiamento climatico adottate dai governi in coerenza con gli impegni dell'Accordo di Parigi e con l'evoluzione delle politiche climatiche globali e nazionali, nonché dall'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti sempre più decarbonizzati

La transizione energetica, che intende trarre la neutralità carbonica del sistema economico attraverso l'espansione delle fonti energetiche rinnovabili o a zero emissioni e la diffusione di modelli di consumo sostenibili (mobilità elettrica, prodotti "plastic-free" e maggiore efficienza energetica) potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda di petrolio e gas nel medio-lungo termine con eventuali effetti negativi sui risultati e le prospettive dell'Eni qualora la Società non fosse in grado di allineare il portafoglio prodotti al mutato contesto. Le incertezze legate all'evoluzione del mix energetico e alla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono più rischiose le decisioni di investimento in relazione alla velocità del processo di transizione del sistema economico. Un disallineamento tra il ritmo della transizione del sistema economico e la capacità di decarbonizzazione del portafoglio prodotti di Eni potrebbe comportare impatti negativi significativi sui risultati e sulle prospettive della Società. Viceversa, una decarbonizzazione del portafoglio prodotti Eni più rapida dell'evoluzione del sistema, potrebbe esporre la Società al rischio di investimenti in prodotti e tecnologie a ridotto contenuto di carbonio che non avrebbero domanda sufficiente sul mercato.

La crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero limitare l'accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società petrolifere. In tale ambito, singoli cittadini, associazioni e organizzazioni non governative hanno promosso contenziosi climatici nei confronti delle società petrolifere per accertare una possibile responsabilità climatica delle imprese, anche in connessione alle strategie industriali ritenute incompatibili con gli accordi internazionali sul clima, nonché con la tutela dell'ambiente e dei diritti umani. I contenziosi mirano a ottenere risarcimenti per i danni economici attribuibili a eventi meteorologici o naturali riconducibili al cambiamento climatico e/o di modificare i percorsi di decarbonizzazione delle società coinvolte.

Eni è impegnata nell'esecuzione di una strategia di evoluzione del portafoglio orientata alla progressiva decarbonizzazione, attraverso l'integrazione di prodotti e soluzioni a minore intensità emissiva, tra cui energie rinnovabili, biocarburanti e prodotti chimici a minore impatto ambientale, nonché mediante lo sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni climalteranti. Tale strategia è soggetta a vari rischi: l'inefficacia della fase esecutiva, la maggiore incertezza sui ritorni economici degli investimenti in nuove tecnologie e nuovi vettori energetici (ad es. la cattura della CO₂ oppure la fusione a confinamento magnetico) e la disponibilità di fondi necessari per finanziare lo sviluppo della capacità produttiva di prodotti a minore contenuto carbonico (elettricità da fonti rinnovabili, biocarburanti).

I rischi connessi al cambiamento climatico sono valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (normativo, legale, scenario di mercato, tecnologico e reputazionale) sia ai rischi fisici (acuti e cronici) connessi al cambiamento climatico.



Eni è esposta al rischio di un contesto normativo propenso a introdurre restrizioni, divieti e altri oneri a carico del settore del petrolio e del gas con possibili aumenti di costi, minori opportunità di accedere alle riserve ed effetti negativi sulla domanda petrolifera a lungo termine

Nel contesto degli impegni internazionali in materia di decarbonizzazione, l'adozione delle politiche climatiche particolarmente ambiziose ha accentuato la competizione tra Stati per il controllo delle filiere e tecnologie a basse emissioni di carbonio. In tale scenario, il ricorso a misure protezionistiche potrebbe intensificarsi, con il rischio di inasprire la competizione internazionale e favorire una frammentazione delle politiche climatiche. Tale evoluzione normativa e regolatoria potrebbe tradursi nell'introduzione di divieti, restrizioni, obblighi e altri oneri a carico del settore petrolifero, determinando un aumento dei costi operativi e delle passività. In particolare, provvedimenti volti a ridurre il consumo di idrocarburi o limitare l'attività estrattiva potrebbero ridurre le prospettive di crescita del business tradizionale, rendendo necessaria un'accelerazione dei processi di diversificazione del portafoglio.

Nel contesto europeo, gli obiettivi di decarbonizzazione e le politiche climatiche più ambiziose rispetto ai Paesi concorrenti, potrebbero generare costi aggiuntivi e ridurre la competitività dei settori industriali. Nel medio-lungo termine, è ipotizzabile un'evoluzione normativa che porti alla diffusione di nuovi meccanismi di carbon pricing e/o obblighi di introduzione di quote minime di combustibili rinnovabili/lower carbon nel mercato. Nello specifico, Eni è soggetta all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) e all'UK Emission Trading Scheme (UK ETS). Secondo tali schemi, l'impresa ha l'onere di acquistare quote di emissione a copertura dell'eccesso rispetto a quanto assegnato su base gratuita. Nel 2025 lo sbilancio del gruppo Eni è stato pari a circa 11 mln/ton, di cui circa l'80% è attribuibile al settore termoelettrico che non riceve quote gratuite. Nell'area extra UE, diverse economie in via di sviluppo hanno annunciato l'implementazione di meccanismi di carbon pricing, tuttavia, almeno in una fase iniziale, si prevede che tali strumenti siano caratterizzati da livelli contenuti del prezzo della CO₂, con un impatto non significativo sulle attività Eni.

Eni è esposta al rischio legale in relazione al crescente numero di contenziosi nei confronti delle società petrolifere incardinati sulla presunta responsabilità da cambiamento climatico e di connessa violazione dei diritti umani

Soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziari nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas sulla base di asserite responsabilità per gli impatti Climate-related, anche connessi ai diritti umani, nonché per lamentate pratiche di c.d. "greenwashing". Nel contesto europeo, la giurisprudenza, sebbene non consolidata, si sta evolvendo nel senso di affermare l'esistenza di un dovere, in capo alle imprese, di contribuire al contrasto al cambiamento climatico, anche nella fase di valutazione degli impatti dei progetti di investimento e pur nell'asserita impossibilità da parte dell'Autorità giudiziaria di quantificare a danno delle imprese gli obiettivi di riduzione delle emissioni GHG. Quanto sopra dimostra come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la "license to operate" delle società petrolifere occidentali, percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, incrementando i rischi legali. Infine, anche l'introduzione della CSDDD e il recepimento, da parte degli Stati Membri dell'UE, della CSRD potrebbero influire sull'evoluzione del rischio di contenzioso climatico.

Per gli aggiornamenti sui contenziosi di Eni in ambito climatico, si rinvia alle note al bilancio consolidato.

Eni è esposta al rischio reputazionale legato alla percezione da parte di diverse categorie di stakeholders e dei mercati finanziari che le società petrolifere non rappresentino attori industriali sostenibili

Nella crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico, una parte della società civile (movimenti ambientalisti, ONG e giovani generazioni), istituzioni governative e altri stakeholder percepiscono le compagnie Oil & Gas tra i principali responsabili dei presunti danni all'ambiente dovuti alle emissioni GHG e pertanto come attori industriali non sostenibili. Ciò porta a una crescente pressione sui board delle compagnie petrolifere affinché accelerino i piani di transizione. Parallelamente, tali dinamiche incidono sul settore finanziario (asset manager, banche e società assicurative) che si trova a dover allineare i propri portafogli ai target "net zero", anche in risposta agli obblighi normativi introdotti dalla UE in ambito ESG, come la Sustainable Finance Disclosures Regulation (EU Reg. 2019/2088). Tale normativa impone alle istituzioni finanziarie obblighi di rendicontazione sulle modalità con le quali hanno considerato i rischi sociali ed ambientali nelle decisioni di investimento. Il disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity.



Eni è esposta al rischio mercato dovuto alla possibile contrazione della domanda petrolifera nel lungo termine causata dall'evoluzione delle preferenze degli operatori industriali e dei consumatori finali verso alternative a minore contenuto emissivo

L'evoluzione verso modelli di produzione e consumo maggiormente compatibili con l'ambiente e con l'obiettivo di contrasto al cambiamento climatico (es. acquisti di energia "green" da parte degli operatori industriali, nuovi metodi di produzione ad es. nell'industria dell'acciaio, mobilità elettrica, prodotti alternativi alle plastiche, efficienza energetica) potrebbero determinare nel lungo termine una strutturale riduzione della domanda di petrolio e gas. Tuttavia, le modalità e le tempistiche della transizione energetica sono soggette alle incertezze del mercato globale a causa dell'interazione di diverse variabili, tra cui le tensioni geopolitiche, le politiche per la decarbonizzazione (estremamente disomogenee a livello geografico), l'andamento di domanda e offerta. Tale incertezza accentua la difficoltà delle decisioni di investimento. Pertanto, qualora i meccanismi che regolano la domanda e l'offerta presente e futura delle diverse tecnologie (sia quelle attualmente disponibili che quelle a differenti stadi di sviluppo o commercializzazione) si muovano più rapidamente di quanto previsto da Eni, ciò potrebbe incidere sostanzialmente sulle prospettive di crescita, sui risultati operativi, sul cash flow e sui ritorni per gli azionisti.

Le incertezze del mercato e l'estensione degli orizzonti temporali rendono complessa la previsione dei prezzi degli idrocarburi a lungo termine. Tale previsione rappresenta un'assunzione critica ai fini della valutazione di recuperabilità degli investimenti Oil & Gas iscritti nel bilancio consolidato. La variabilità delle assunzioni di prezzo può determinare ampie oscillazioni dei valori equi degli investimenti, con impatti potenzialmente significativi sul bilancio consolidato. Ai fini dell'apprezzamento di tale rischio, la Direzione ha verificato mediante analisi di sensitività (c.d. "stress test") la tenuta dei valori contabili degli attivi Oil & Gas ad assunzioni di prezzo alternative rispetto allo scenario base adottato per i processi di pianificazione e controllo aziendali (base case"). Tra gli scenari considerati sono inclusi la curva dei prezzi dello scenario IEA Net Zero 2050 (integrata dalle previsioni Eni per gli anni non coperti dall'IEA) e il c.d. "haircut del 10%". Gli stress test eseguiti nel bilancio 2025 prevedono di modificare solo le variabili prezzo/costo della CO₂, mantenendo invariate le altre assunzioni (profili, investimenti e costi operativi). Nonostante questi limiti, i risultati nel complesso confermano la recuperabilità dei valori di bilancio (si rinvia alla nota integrativa n. 15 del bilancio consolidato).

Eni è esposta al rischio tecnologico connesso al possibile sviluppo da parte del mercato di soluzioni energetiche a ridotto contenuto emissivo in anticipo rispetto ai programmi di transizione della Società

Nel medio-lungo termine, diverse tecnologie finalizzate a costruire un modello di consumo energetico lower carbon potrebbero raggiungere la fase commerciale, ad esempio, nella mobilità elettrica, nello stoccaggio di energia da fonti rinnovabili, e nello sviluppo di nuovi vettori energetici. Per tale motivo, l'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione delle società Oil & Gas.

Eni è attiva nella ricerca e nello sviluppo di nuove tecnologie e vettori energetici volti a trasformare il proprio portfolio. Tra le iniziative intraprese da Eni figurano la cattura e stoccaggio della CO₂, la produzione/trasporto di idrogeno, e la fusione a confinamento magnetico. Tuttavia, il mancato presidio di tecnologie che si riveleranno essenziali per la transizione energetica e, d'altra parte, il fallimento o il ritardo nello sviluppo delle tecnologie in cui Eni investe potrebbe comportare rischi finanziari significativi e ricadute sulle prospettive di crescita della Società.

Il rischio fisico in dipendenza di eventi meteorologici estremi acuti o cronici associati dalla comunità scientifica al cambiamento climatico potrebbero comportare rilevanti interruzioni delle attività industriali Eni con ricadute sui risultati e sulle prospettive della Società

Diversi studi della comunità scientifica hanno associato l'aumento della frequenza di fenomeni meteorologici acuti e il verificarsi di eventi cronici alla influenza del cambiamento climatico. Gli eventi meteorologici estremi, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani e scioglimento dei ghiacciai perenni, hanno un impatto sull'economia e sulla vita della comunità. Questi eventi possono anche comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture dell'Eni, con conseguente perdita finanziaria, riduzione di cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura, nonché sulle prospettive del business.



RISCHI CONNESSI AL CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati economici e i flussi di cassa previsti dal Gruppo nel 2026 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale, all'incertezza dovuta al complesso quadro geopolitico in relazione al protrarsi dell'aggressione militare da parte della Russia nei confronti dell'Ucraina, alle tensioni in Medio Oriente culminate con gli atti di aperta ostilità a fine febbraio-inizi marzo '26, alle controversie commerciali tra Stati Uniti, Europa e Cina, nonché alle variabili finanziarie (sostenibilità dei debiti pubblici, elevati tassi d'interesse a lungo termine, aspettative inflazionistiche, eccetera) che potrebbero innescare shock macroeconomici globali, quali ad es. recessioni o crisi finanziarie. La persistenza di rischi sistemici e di incertezza e volatilità nei mercati finanziari ed energetici possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, i flussi di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

RISCHIO MERCATO, RISCHIO CREDITO, RISCHIO LIQUIDITÀ

Eni è esposta ai rischi di fluttuazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio dell'euro con le principali valute, in particolare il dollaro statunitense, e dei tassi di interesse che potrebbero comportare una diminuzione del valore di bilancio delle attività o un incremento delle passività o un impatto negativo sui cash flow attesi. Tali esposizioni sono normalmente gestite dal Gruppo tramite l'utilizzo di strumenti derivati, ad eccezione delle esposizioni strategiche relative alle produzioni delle riserve di idrocarburi, ai margini di raffinazione e a una quota dei volumi di gas naturale approvvigionati dai contratti long-term venduti al mercato grossista, salvo particolari situazioni di mercato, nonché l'esposizione al dollaro USA relativa alla conversione in euro dei bilanci delle società del settore E&P che hanno il dollaro come valuta funzionale. Con riguardo a quest'ultima, l'analisi di sensitività per l'anno 2026 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,4 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2026 pari a un cambio euro/dollaro di 1,15.

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire adeguate fonti di finanziamento o che il Gruppo non sia in grado di liquidare le proprie attività sul mercato per far fronte alle esigenze finanziarie di breve termine. Tale situazione potrebbe avere un impatto negativo sui risultati economici e sui flussi di cassa del Gruppo, in quanto comporterebbe per Eni un aumento degli oneri finanziari per far fronte alle proprie obbligazioni, o nel peggiore degli scenari, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dall'inadempienza delle controparti di pagare gli importi dovuti a Eni alla scadenza contrattuale in relazione alle forniture di prodotti o servizi Eni o altri addebiti da parte del Gruppo nel normale svolgimento delle operazioni. In caso di tali rischi o di situazioni di default delle controparti, il Gruppo incorre in perdite su crediti con impatti negativi sulla generazione di cassa. Per maggiori informazioni sul rischio mercato si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale (nota n. 28 Garanzie Impegni e Rischi).

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2025, circa l'84% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente, che per varie ragioni sono caratterizzati, rispetto all'area OCSE, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica e anche del quadro normativo e legale. Tale instabilità e incertezza può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture e altre forme di disordine civile e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

I principali rischi connessi all'attività svolta in tali paesi esteri sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset del Gruppo, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) complessi iter di rilascio/rinnovo di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (vi) sistema di sanzioni adottate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati paesi che possono compromettere la capacità di Eni di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nel corrente scenario, il Gruppo Eni presenta una maggiore esposizione al rischio paesi in Libia, Venezuela ed Egitto.



Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, nonostante l'assenza di un governo di unità nazionale e il permanere di conflittualità interna, la situazione di complessiva stabilità nelle aree operative ha consentito un sostanziale svolgimento delle attività estrattive nel 2025, nonché la prosecuzione di diversi progetti di sviluppo. La produzione Eni in Libia nell'esercizio è stata di 162 mila boe/giorno, pari a circa il 10% della produzione complessiva della Società.

L'attuale contesto in Medio Oriente ha impattato la crescita economica e le disponibilità finanziarie dell'Egitto, influenzando la solvibilità delle Compagnie di Stato che acquistano la quota equity delle produzioni delle società petrolifere internazionali. Eni vanta un significativo ammontare di crediti scaduti verso le società di Stato, il cui incasso è progredito nel 2025 sulla base di un piano di rientro concordato nel luglio 2024, che ha consentito di stabilizzare la posizione creditoria e di ridurre significativamente le posizioni di scaduto.

Il Venezuela versa da anni in una crisi economica e finanziaria per l'impossibilità di esportare petrolio a causa delle sanzioni USA volte a colpire la principale fonte di entrate del Paese, il Governo venezuelano e le Società di Stato del petrolio. Tuttavia, a inizio 2026 sono stati registrati importanti sviluppi nel quadro delle relazioni tra Venezuela e USA aprendo la possibilità di un rilancio del settore petrolifero del Paese con l'ingresso delle compagnie petrolifere internazionali, pertanto rendendo meno incerto rispetto al passato il contesto operativo per il recupero dei crediti commerciali Eni vs la società petrolifera statale PDVSA.

Il recupero dell'investimento Eni nel giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, è soggetto a rischi a causa dello stato d'insolvenza di PDVSA alla quale è venduta l'intera produzione di gas naturale del progetto. Alla data di bilancio, l'esposizione nominale creditoria Eni verso PDVSA al netto degli interessi maturati ammonta a circa \$2,3 miliardi nominali, esposti in bilancio al valore recuperabile di circa \$1 miliardo stimato da parte del management sulla base dei tempi di dilazione dei rimborsi considerando il mutato scenario geopolitico, meno incerto rispetto al passato.

In generale, l'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei vari Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza del Gruppo in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

La complessità tecnica e operativa delle attività del Gruppo, la loro scala e portata geografica, nonché la natura dei prodotti espongono il Gruppo a rilevanti rischi in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le attività Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono causare danni alle persone, all'ambiente e alle proprietà di proporzioni anche rilevanti come nel caso di esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nel suolo, nelle falde e nell'ambiente acquatico, emissioni nocive e altre similari avverse conseguenze.

Tali rischi sono influenzati dalle caratteristiche degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline.

Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, a livello nazionale/locale, europeo e attraverso protocolli e convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante il Gruppo svolga la propria attività nel rispetto di tali leggi e regolamenti, il rischio di incorrere in incidenti, violazioni di complesse normative e altri oneri imprevisi, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono legati alla natura delle attività poste in essere dal Gruppo; pertanto non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.



In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione a diversi siti oggi inattivi o dismessi che in passato ospitavano attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse, dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con la corrente normativa ambientale. In oltre l'80% delle aree di proprietà, Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative in qualità di soggetto interessato alla bonifica ma non responsabile della contaminazione in quanto relativa a produzioni storiche conferite ex lege o acquisite con fusioni societarie, e subito chiuse da Eni, durante l'operazione di salvataggio industriale disposta dal Governo a fine anni 80 e inizi 90, quando la Società era ancora Ente di Stato. In altri siti, più recenti, Eni è stata coinvolta nella partecipazione delle attività di bonifica dall'autorità pubblica (mediante ordinanze ex art. 244 del TUA, adottate a seguito di istruttoria provinciale), da soggetti privati (nell'ambito di giudizi civili) o in procedimenti penali.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Inoltre, il mancato adeguamento alla normativa ambientale (che risulta peraltro in rapida e continua evoluzione) ovvero il mancato adempimento a provvedimenti e imposizioni di adeguamento delle attività svolte, può esporre il Gruppo al rischio di essere ritenuto responsabile civile di eventuali danni e conseguenti richieste di risarcimento. L'eventuale soccombenza in relazione ai procedimenti in corso potrebbe determinare l'applicazione di sanzioni pecuniarie e/o interdittive, quali l'interdizione dall'esercizio dell'attività, la sospensione o la revoca di autorizzazioni, licenze o concessioni, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, le prospettive, la reputazione nonché la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'AUMENTO DELLE IMPOSTE SUL REDDITO E DELLE ROYALTIES

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, la cui incidenza sull'utile ante imposte tende a essere più elevata rispetto alle altre attività commerciali. Il possibile aumento dell'aliquota fiscale marginale nel settore Oil & Gas connesso all'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe rendere più difficile per Eni traslare un eventuale ripresa dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Inoltre, in tali fasi sono possibili prelievi straordinari sui profitti delle compagnie petrolifere, quali windfall taxes, contributi solidaristici e oneri similari, con l'intento da parte delle amministrazioni finanziarie di ripartire i costi della bolletta energetica. Sfavorevoli variazioni dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle attività Oil & Gas comporterebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa. Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbero determinare un incremento, anche significativo delle imposte cui è soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO NEL SETTORE IN CUI OPERA IL GRUPPO

Il contesto competitivo in cui Eni opera è caratterizzato da prezzi e margini volatili delle commodity energetiche, limitata differenziazione dei prodotti e complessi rapporti con le Compagnie di Stato e le agenzie nazionali dei Paesi in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi per l'ottenimento di diritti di sfruttamento minerario. Poiché i prezzi delle materie prime sono al di fuori del controllo di Eni, la competitività della compagnia in tale contesto richiede una continua attenzione all'innovazione tecnologica, al raggiungimento e mantenimento di efficienze nei costi operativi, a una gestione efficace delle risorse di capitale e alla capacità di fornire servizi agli acquirenti di energia.

Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi, che possono aumentare in caso di crisi, recessioni, eccesso di offerta e altri avversi sviluppi di mercato, il Gruppo potrebbe non essere in grado di mantenere i volumi e i margini di vendita.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e di insufficienti ritorni del capitale per l'esposizione alla volatilità dei prezzi, nonché a rilevanti rischi operativi in funzione della natura delle operazioni.



Le attività Eni nella ricerca e produzione di idrocarburi sono esposte al rischio minerario. I progetti di sviluppo sono caratterizzati da lunghi tempi di esecuzione e sono esposti alla volatilità del prezzo.

Il rischio minerario è rappresentato dall'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche o insufficienti a giustificare il completamento dei pozzi esplorativi come produttori. Nelle attività di sviluppo il rischio minerario è dovuto alla possibile sotto performance dei reservoir e al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo sono sfidanti e peculiari per le tempistiche necessarie alla realizzazione e al relativo payback nonché per l'impegno finanziario richiesto nella fase di costruzione che li espone al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di aumenti non pianificati dei costi di investimento/operativi, di possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità dei prezzi degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto alle assunzioni sottostanti la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche imprevedute, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'Azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati sui termini economici dei progetti con gli Stati possessori delle riserve. L'insuccesso nel conseguimento di adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni potrebbe influenzare in maniera negativa le prospettive di crescita del Gruppo, i risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'anticipazione finanziaria durante la fase realizzativa, il differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dall'inizio della produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni e l'esposizione alla volatilità dei prezzi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di realizzazione, i cd. "long lead time projects": verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato ospitante, talora il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, limitati dati per la progettazione, ritardi nel recupero di costi di investimento per difficoltà della first party o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'ambiente circostante sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni meteorologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. L'industria è esposta ai rischi di strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica, ridotta disponibilità di yard di costruzione, nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, come si è verificato negli ultimi anni in relazione alla pressione inflazionistica in tutti i settori produttivi a partire dalle materie prime. Per il 2026 è prevedibile un allentamento della pressione inflazionistica per alcuni beni; tuttavia, le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attesi rimanere su elevati livelli a causa della disciplina finanziaria adottata dal settore dei servizi all'industria in risposta alla contrazione degli investimenti da parte del settore petrolifero durante i recenti downturn e al mantenimento di un approccio selettivo al capital budget. Pertanto, le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi.

Nel caso in cui Eni non sia in grado di assicurare un adeguato rimpiazzo delle riserve prodotte, ne potrebbero conseguire effetti significativi sulle prospettive di crescita e di redditività

La redditività futura di Eni dipende dall'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai futuri costi operativi/di sviluppo. Tali stime dipendono da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, quali: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le assunzioni sui futuri tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) le modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e i tassi reali di produzione dei giacimenti successivamente alla data della stima che potrebbero determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso delle riserve; (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Oltre a dipendere dalla produzione, dalle revisioni e dalle nuove scoperte, il rimpiazzo delle riserve del Gruppo è influenzato dal meccanismo di attribuzione previsto dai "PSA", in base al quale il Gruppo ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire i costi sostenuti dalla compagnia petrolifera per lo sviluppo e la gestione del giacimento. Sulla base di tali meccanismi contrattuali previsti nei PSA, maggiori sono i prezzi di riferimento del Brent utilizzati per stimare le riserve certe della compagnia, minore è il numero di



barili necessari per recuperare lo stesso ammontare di costo, e viceversa. La produzione futura di petrolio e gas dipende dalla capacità del Gruppo di accedere a nuove riserve attraverso nuove scoperte, l'applicazione di miglioramenti tecnici, il successo delle attività di sviluppo, le trattative con le compagnie petrolifere nazionali e altri proprietari di riserve note e le acquisizioni.

Il Gruppo potrebbe non ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle riserve prodotte con nuove riserve scoperte o un migliore rendimento da parte dei giacimenti ovvero potrebbe incorrere in insuccessi delle attività di esplorazione o nella mancata scoperta di ulteriori riserve commerciali con una conseguente riduzione della produzione futura di petrolio e gas naturale, che dipende in larga misura dal tasso di successo dei progetti di esplorazione e dall'efficienza delle attività di sviluppo nel recuperare i volumi inizialmente stimati.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono comportare significative revisioni negative di stima delle riserve certe per il fatto che esse potrebbero diventare non economiche al variare dei fattori suddetti, determinando un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

Le attività di ricerca e sviluppo del petrolio e gas sono esposte a particolari rischi operativi

L'attività di ricerca, sviluppo ed estrazione degli idrocarburi è esposta a specifici rischi gestionali in relazione alle caratteristiche chimico-fisiche degli idrocarburi (infiammabilità, instabilità, tossicità, ecc.), alle condizioni operative dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e alla complessità delle attività di estrazione e trattamento dei prodotti. Sono rischi di possibili eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali esplosioni con rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale dai pozzi incidentati (c.d. "blowout"), contaminazioni, malfunzionamenti delle apparecchiature con conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, incendi di pozzi, piattaforme o unità galleggianti di produzione, collisioni marine e altri eventi simili che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2025 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 73%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo adotta tecnologie, procedure e best practices internazionali al fine di mantenere elevati standard operativi dei propri impianti ed ha in essere coperture assicurative per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi e alla proprietà, agli attivi industriali, e da responsabilità di bonifica e ripristino dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, un evento dannoso di ampia portata o di proporzioni catastrofali, quale fu l'esplosione del pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010 operato da una grande compagnia petrolifera internazionale, sarebbe coperto solo in minima parte dalla capacità assicurativa disponibile sul mercato e comporterebbe a carico del Gruppo il riconoscimento di oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione.

Il Gruppo è esposto al rischio competitivo per l'accesso alle riserve di idrocarburi

Nel settore Exploration & Production il Gruppo è esposto alla concorrenza di società petrolifere internazionali e compagnie di Stato per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e sviluppo. La capacità competitiva di Eni dipende anche dal grado di sviluppo e applicazione industriale di nuove tecnologie sostenibili per massimizzare l'estrazione di idrocarburi. A causa delle dimensioni inferiori di Eni rispetto ad altre compagnie petrolifere internazionali, il Gruppo potrebbe trovarsi in uno svantaggio competitivo in presenza di progetti di dimensioni rilevanti o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Il Gruppo potrebbe essere esposto al rischio di ottenere minori risparmi di costi in un contesto deflazionistico rispetto ai concorrenti di maggiori dimensioni, in considerazione di un minore potere di mercato, mentre in caso di aumento dei costi dovuti alla carenza di materiali, manodopera e altri fattori produttivi, Eni potrebbe subire maggiori pressioni da parte dei propri fornitori per aumentare il prezzo di beni e servizi rispetto ai principali concorrenti.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI DI ENERGIA ALTERNATIVE E RINNOVABILI

Il Gruppo è attivo nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'ambito della strategia di diversificazione e trasformazione del modello di business per ridurre l'esposizione del portafoglio al settore degli idrocarburi.

I progetti di sviluppo e realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono esposti ai rischi autorizzativi e di incremento dei costi e di ritardi nella catena di approvvigionamento con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. Inoltre, il ritorno dei progetti nel campo delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di trasmissione e generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche in relazione a fenomeni meteorologici estremi (c.d. rischio fisico), (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.



Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, approvvigionate sui mercati internazionali, dei servizi per la realizzazione delle opere civili e per l'installazione e l'interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Il settore ha registrato in passato incrementi, anche repentini, dei costi di alcune materie prime, della componentistica e dei servizi, nonché strozzature e ritardi nella catena di approvvigionamento, anche a seguito di politiche restrittive del commercio internazionale, con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. Un eventuale rilevante incremento di tali costi di sviluppo e realizzazione degli impianti, ovvero una significativa dilatazione dei tempi di reperimento dei principali materiali e componenti potrebbe comportare effetti negativi sulla redditività di tali progetti e, in aggiunta, ove il Gruppo non dovesse essere in grado di realizzare gli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili secondo criteri di economicità, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo e di transizione energetica.

Le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa, insieme alla normale variabilità dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Eventuali mutamenti o ridimensionamenti di tali politiche, anche attraverso misure fiscali temporanee o straordinarie, potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti.

Il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione dei suddetti impianti, causati da eventi sia operativi quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, sia di natura straordinaria quali difetti di fabbricazione dei componenti degli impianti, calamità naturali, eventi catastrofici, fenomeni climatici estremi, sabotaggi e altri eventi straordinari simili. Le interruzioni possono altresì derivare dalla incapacità delle reti di trasmissione di garantire il prelievo dell'energia (curtailment), specialmente nei periodi di picco produttivo. Il verificarsi di eventi di tale natura, non del tutto prevedibili e/o non completamente evitabili, potrebbe causare un aumento dei costi e una perdita di ricavi, l'insorgenza di potenziali perdite, la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo, nonché avere effetti negativi sulla reputazione del Gruppo.

Il rendimento degli impianti di energia rinnovabile varia in funzione delle condizioni climatiche, quali la ventosità o l'irraggiamento dei siti produttivi. Eventuali condizioni climatiche avverse ovvero non in linea con quelle attese possono comportare una minore produttività e redditività degli impianti del Gruppo. L'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo ovvero, al contrario, un eccesso dei volumi offerti che potrebbe comportare una riduzione, anche significativa, dei prezzi, con conseguenti effetti negativi sulla redditività.

RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Nel 2025 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito dei programmi di sanzioni economiche e finanziarie adottate da USA, EU e UK nei confronti di determinati Paesi. Il Gruppo è esposto attualmente a questo tipo di rischio esclusivamente per le attività condotte in Venezuela e Russia.

Sebbene le sanzioni siano generalmente volte a colpire l'economia del Paese oggetto del programma sanzionatorio e il Gruppo adotti misure volte a garantire che le proprie attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, non si può escludere che il possibile deterioramento della situazione economica, sociale e politica del singolo Paese sanzionato, il protrarsi dell'applicazione delle sanzioni, la modifica ovvero l'inasprimento delle stesse possano limitare l'operatività del Gruppo, anche in modo significativo, con impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. Inoltre, esistono possibili rischi di compliance con il regime sanzionatorio.

RISCHI CONNESSI AL MERCATO GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas prevalentemente in ambito europeo e nel mercato del GNL a livello globale. I risultati di tale business sono influenzati dalle dinamiche globali e regionali della domanda e dell'offerta di gas naturale e dal contesto competitivo. L'attuale fase di mercato è caratterizzata da eccesso di offerta dovuta al rilevante numero di progetti GNL finalizzati negli Usa offrendo uno sbocco alle produzioni landlocked con esportazioni al livello record di 18 BCF/d, nonché Qatar e Canada e alla minore richiesta dell'Asia dovute all'incerta ripresa economica della Cina. L'afflusso di GNL ha incrementando il grado di liquidità globale del gas. Il mercato europeo è stato caratterizzato da una debole domanda, a parte gli effetti stagionali, connessa alla recessione del comparto manifatturiero e alla competizione delle rinnovabili. Nel 2025 i prezzi del gas ai principali hub europei si sono attestati, nella media, su livelli sostanzialmente in linea con il 2024.



Il settore GGP è esposto ai rischi dovuti alla rilevante presenza nel portafoglio di approvvigionamento di contratti long-term con clausola take-or-pay. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato e intende stipulare in futuro contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa a significativi rischi finanziari nel caso in cui, a causa di un eventuale eccesso di offerta i prezzi di mercato non fossero remunerativi rispetto alla quota di minimum take non coperta da contratti di vendita e attività di risk management, facendo scattare l'applicazione della clausola. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), dal 2023 Eni ha cessato dal fare prelievi di gas naturale dai contratti in essere con Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (occorre risalire al 2022 per registrare volumi significativi di gas naturale di provenienza russa nel portafoglio Eni, che in quell'anno avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo già dai tempi dell'aggressione militare dell'Ucraina avevano scontato possibili scenari di zero forniture dalla Russia per il mercato EU, dimensionando coerentemente gli impegni di vendita. Il Gruppo ha adempiuto ai propri obblighi contrattuali di vendita e al soddisfacimento dei fabbisogni di gas interni (feedgas per le centrali termiche di Gruppo e i volumi per il settore retail gas gestito da Plenitude) e per le attività di trading attraverso varie iniziative commerciali, quali ad esempio l'utilizzo delle flessibilità contrattuali per aumentare i prelievi da altre geografie e l'aumento delle produzioni equity con l'avvio/entrata a regime di diverse iniziative GNL (Congo, Indonesia, ramp-up progetto Coral South in Mozambico) e le decisioni di investimento in nuovi progetti e con azioni a sostegno della produzione nazionale. Eni intende completare il processo di uscita dai contratti di approvvigionamento di lungo termine con la Russia. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

Anche le vendite di gas alla società di stato turca Botas, approvvigionate da Gazprom e gestite attraverso il gasdotto Blue Stream che attraversa il Mar Nero, sono state interrotte nel corso dell'anno. I contratti e gli accordi commerciali sottostanti sono giunti a scadenza naturale a fine 2025. Eni sta vagliando la possibilità di dismettere la partecipazione in Blue Stream che ha un peso molto limitato nei risultati e nell'attivo del Gruppo.

RISCHI CONNESSI A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti legali civili o penali o arbitrali caratterizzati normalmente da lunghi tempi di giudizio, con conseguente impiego di risorse, costi e oneri legali. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Nel caso in cui i fondi stanziati a bilancio relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a coprire gli oneri, le spese, le sanzioni e le varie richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima iniziale, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non può escludersi che l'esito dei procedimenti in corso alla data di bilancio, nonché degli eventuali ulteriori procedimenti che si dovessero instaurare successivamente in relazione a controversie pendenti con terze parti non risolte in via extragiudiziale, possano avere un esito sfavorevole per il Gruppo, con accoglimento, in tutto o in parte, delle pretese avanzate dalle controparti per un ammontare superiore alle ragionevoli stime operate dal Gruppo – che, in tal caso, si troverebbe a dover far fronte a passività non previste, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non è possibile escludere che, nel caso in cui la responsabilità amministrativa di Eni fosse concretamente accertata, oltre alla conseguente applicazione delle relative sanzioni, si verificino ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI INFORMATICI E ALLA SICUREZZA INFORMATICA

L'operatività del Gruppo dipende in misura significativa dai sistemi informatici, inclusi quelli di terze parti, che supportano in maniera pervasiva tutti i processi aziendali. I suddetti sistemi sono esposti al rischio di malfunzionamenti, virus, accessi non autorizzati, sottrazione di informazioni sensibili che possono causare danni operativi, economici e reputazionali.



Nello specifico il rischio legato alla cyber security è considerato elevato in quanto:

- Eni è un obiettivo particolarmente appetibile per i cyber criminali in ragione del settore in cui opera e del contesto geopolitico attuale;
- gli attacchi informatici, attuati anche mediante l'utilizzo dell'intelligenza artificiale, sono in costante aumento (ad esempio spear phishing, malware, deep fake ecc.).

Per Eni quindi la gestione dei rischi di cyber security risulta essere prioritaria ed ha come obiettivo la protezione dei sistemi informatici, reti, software e dati garantendo la riservatezza, l'integrità e la disponibilità delle informazioni, in particolare:

- **Riservatezza:** assicurare che le informazioni siano protette da accessi non autorizzati. La diffusione di informazioni riservate o una violazione di informazioni sensibili di dipendenti e clienti potrebbe causare danni reputazionali ed economici al gruppo oltre a gravi ripercussioni legali (ad es. sanzioni), dovute al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- **Integrità:** assicurare che le informazioni non siano soggette a modifiche e/o cancellazioni non autorizzate. La compromissione della qualità delle informazioni aziendali può avere conseguenze di vasta portata su vari aspetti dell'operatività e della sostenibilità aziendale oltre a causare potenziali danni reputazionali ed economici al Gruppo;
- **Disponibilità:** assicurare che le informazioni e i servizi siano sempre disponibili e accessibili ai soggetti autorizzati. La indisponibilità dei sistemi potrebbe avere un impatto significativo sul business, in particolare se coinvolge i sistemi business critical. In generale, malfunzionamenti dei sistemi informatici potrebbero rallentare la produzione o i piani di digitalizzazione e ostacolare l'innovazione tecnologica aumentando i costi dei progetti digitali e riducendo i benefici attesi.

RISCHI RELATIVI AL QUADRO LEGALE E NORMATIVO

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore in Italia. Tra l'altro ARERA svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti vulnerabili).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale nei confronti dei clienti ammessi al servizio di tutela. Fino al 31.12.2023, i clienti cd. tutelati gas erano i clienti domestici e i condomini con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità aveva riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Dato il contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 ARERA ha avviato una serie di indagini per valutare interventi sui prezzi delle commodity a favore dei consumatori, con particolare riferimento al gas. In esito ad una ricognizione effettuata sui contratti di importazione di gas, ARERA con delibera 374/2022/R/GAS ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

La bozza del DL Bollette/Reti prospetta un allineamento del differenziale PSV-TTF tramite l'istituzione, da parte di ARERA, di un servizio di liquidità basato su impegni di offerta di gas a pronti a prezzi coerenti con un meccanismo di riferimento, remunerati con un premio. La copertura degli oneri è ricondotta a componenti tariffarie di trasporto e ai proventi da vendite di gas stoccato (anche da parte di Snam). ARERA è chiamata a definire entro il 31/01/2026 una riduzione, limitata al 2026, degli oneri regolati e delle ulteriori componenti di trasporto e distribuzione per i clienti industriali, con potenziali benefici per le PMI.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power, nel corso degli anni sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte generalizzate di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

Dal 1° gennaio 2024, i clienti domestici non vulnerabili, precedentemente serviti in tutela gas, e che non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero, vedono applicarsi l'offerta PLACET definita ad hoc dagli operatori per tali clienti.



Per quanto riguarda il settore elettrico, il Decreto legge n. 181 del 9 dicembre 2023, che reca disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, ha posticipato lo svolgimento delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili al 10 gennaio 2024 (prima previste in data 11 dicembre 2023). Di conseguenza, l'ARERA con Delibera 600/2023/R/eel, ha differito al 1° luglio 2024 l'attivazione del servizio a tutele graduali in esito all'asta a turno unico svoltasi il 10 gennaio e ridotto a 2 anni e 9 mesi la durata del servizio di tutela graduale, il cui termine rimane fissato al 31 marzo 2027 per legge.

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023 (L. 193/2024, art. 24) ha previsto che i clienti domestici vulnerabili (di cui all'articolo 11, comma 1, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210) abbiano la facoltà di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali (di cui alla delibera ARERA n. 362/2023/R/eel del 3 agosto 2023), fornito dall'operatore aggiudicatario dell'area ove è situato il punto di consegna interessato. In data 22 gennaio 2025, ARERA ha pubblicato la delibera 10/2025/R/eel stabilendo le modalità di attuazione, ivi comprese quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale. La facoltà riguarda tutti i clienti aventi i requisiti di vulnerabilità, anche se serviti sul mercato libero. In data 27 marzo 2025, ARERA ha pubblicato la delibera 110/2025/R/eel, con cui ha dato attuazione delle disposizioni dell'articolo 2, comma 3 del decreto-legge 19/25, in tema di permanenza dei clienti domestici vulnerabili nel servizio a tutele graduali.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. I criteri di regolazione del trasporto sono stati ridefiniti per il quadriennio 2024-2027 in Paesi quali Italia, Francia e Belgio, ma la ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto, a scadenze pluriennali prestabilite, come anche la puntuale definizione su base annuale dei relativi valori tariffari applicabili, è un elemento che accomuna tutti i Paesi europei e che anche in futuro potrà determinare impatti sui costi logistici. Modifiche di regole di accesso e di livelli tariffari possono riguardare anche il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche potenziali opportunità per il business. L'attività sui mercati gas all'ingrosso è inoltre esposta ai rischi determinati da alcune evoluzioni – sia temporanee che strutturali - del quadro regolatorio che possono incidere sulle dinamiche dei mercati stessi e comportare obblighi specifici: tra queste, misure normative che, sia a livello europeo che di singoli Paesi, sono state introdotte a partire dalla crisi energetica del 2022 con la finalità di contenere i prezzi o migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi sui livelli di riempimento degli stoccaggi), come anche nuovi e crescenti obblighi normativi posti in capo agli importatori.

Per quanto riguarda il settore elettrico Eni, per le aste del mercato della capacità elettrica (c.d. "Capacity Market") è venuto meno il rischio di annullamento delle aste che si erano tenute per i periodi fino al 2024 poiché tutti gli operatori che avevano presentato ricorso l'hanno ritirato per carenza d'interesse. Si sono tenute le aste per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027 in cui Eni si è aggiudicata in ciascuna asta circa 3.600 MW di capacità esistente. Per l'asta 2028, si dovrà attendere il 2026. Terna deve ancora definire il calendario per le aste con consegna successiva al 2028, Dal 2029 dovrà intervenire una revisione del meccanismo perché l'attuale disciplina ha ottenuto una valutazione di conformità ai principi europei sugli aiuti di Stato dalla Commissione UE fino al 31 dicembre 2028.

Con riferimento ai mercati dell'energia e dei servizi di bilanciamento sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business, connesse in particolare alle riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie: l'avvio del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) il cui periodo di applicazione transitorio, iniziato l'1 gennaio 2025, terminerà l'1 febbraio 2026 con l'inizio della fase di consolidamento; l'ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete; l'avvio del nuovo mercato degli accumuli gestito da Terna di cui la prima asta per la consegna 2028 si è tenuta per il 30 settembre 2025. L'attuale quadro regolatorio riduce per ora la probabilità di accadimento di prezzi negativi in MGP mentre l'aumento della frequenza dei fenomeni di overgeneration dovuti all'eccesso di produzione da fonti rinnovabili collegato in situazioni di domanda contenuta, concentrati soprattutto in primavera e nei giorni festivi, potrebbe comportare il rischio di misure volte a ridurre la produzione, oltre che delle rinnovabili, degli impianti termoelettrici must run.

Per quanto riguarda il superamento del PUN, dal 1° gennaio 2025 è stata introdotta una componente perequativa sugli acquisti MGP (acquisti nel Mercato Del Giorno Prima) relativi ai portafogli zionali di prelievo che neutralizza gli effetti legati al superamento del PUN. È previsto che tale componente possa essere eliminata a seguito di una consultazione con almeno 24 mesi di anticipo. Si segnala inoltre la possibile riduzione dei ricavi nel Mercato del Bilanciamento e Ridispacciamento (MBR, nuova ridenominazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento "MSD") per effetto degli incentivi riconosciuti da ARERA a Terna per la riduzione dei costi di MBR nonché per l'ingresso di risorse al momento escluse dalla partecipazione a tale mercato (accumuli, fonti rinnovabili non programmabili, demand side response).

Il principale fattore di rischio per lo sviluppo delle rinnovabili Eni rimane la complessità degli iter autorizzativi. Al riguardo si segnala che a seguito dell'entrata in vigore del D.lgs. 190/2024 c.d. Testo Unico FER (anche T.U. FER), che ha racchiuso e semplificato in un unico testo normativo i regimi amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonte rinnovabile, si sono avvicinate numerose novelle normative che hanno impattato tanto sul tale testo quanto su normative collaterali, comunque corollarie e di riferimento per la corretta pianificazione degli interventi e individuazione degli iter da seguire per la realizzazione di impianti rinnovabili.



Tra le novelle che hanno impattato direttamente su TU FER si ricordano il c.d. Decreto Bollette (DL n.19 del 28 febbraio 2025 convertito in Legge 24 aprile 2025 n. 60) e il c.d. Decreto Infrastrutture (DL 21 maggio 2025 convertito in Legge 19 luglio 2025 n. 105) e da ultimo il c.d. Correttivo del TU FER (D.lgs. 26 novembre 2025 n. 178, in vigore dall'11 dicembre 2025). Tutti i predetti interventi normativi hanno apportato modifiche significative al Testo Unico; modifiche che, tuttavia, che non è possibile riassumere in questa sede sia in ragione della loro portata e ampiezza sia per la loro complessità. A ciò si aggiunga che la versione attualmente in vigore del T.U. FER non rappresenta ad oggi quella definitiva, essendo attesi ulteriori interventi novativi in sede di:

- conversione in legge, entro il 20 gennaio 2026, del c.d. Decreto Transizione 5.0– DL 21 novembre 2025 n. 175 – che contiene importanti disposizioni di modifica in punto di aree idonee;
- recepimento formale a livello nazionale della c.d. Direttiva RED III – Dir (UE) 2023/2413 rispetto alla quale pendono ben due procedure di infrazione sullo Stato italiano per ritardato ed inesatto adempimento.

Il DL Transizione 5.0, in particolare, andrà a modificare l'intero quadro regolatorio definito in materia di aree idonee così come fino ad oggi disciplinato da fonte ministeriale (DM 21 luglio 2024 – c.d. Decreto aree idonee) ridefinendo l'assetto delle aree in cui gli impianti potranno avere iter accelerati di autorizzazione e l'intera pianificazione regionale per l'installazione di impianti FER.

Si conferma, pertanto, che alla luce delle modifiche intervenute nel 2025 e di quelle attese nel 2026, le procedure autorizzative rappresentano il principale profilo di rischio per la pianificazione e lo sviluppo del business rinnovabili, anche alla luce del fatto che le singole Regioni, in ragione delle funzioni loro attribuite, potranno modificare sotto taluni profili (anche se non l'impianto complessivo) la disciplina nazionale prevista dal Testo Unico menzionato.

Con specifico riferimento alla generazione eolica off-shore, il T.U. FER prevede che le aree idonee all'installazione di tali impianti siano individuate dal Piano di Gestione dello Spazio Marittimo (c.d. PGSM). Con DM n. 237 del 25 settembre 2024 è stato adottato e approvato il PGSM in relazione alle seguenti tre aree marittime: 1. Mare Mediterraneo occidentale; 2. Mare Adriatico; 3. Mare Ionio e Mediterraneo centrale.

Lo stesso T.U. FER, nella versione ad oggi in vigore, prevede che entro il 21 febbraio 2026 il GSE individui all'interno della mappatura del territorio nazionale (già effettuata dal GSE a maggio 2025) le zone di accelerazione marine dove gli iter amministrativi per la realizzazione di impianti offshore beneficeranno di semplificazioni normative e tempistiche autorizzative dimezzate rispetto quelle ordinarie.

Valutazioni e considerazioni in ordine al possibile e favorevole sviluppo della tecnologia off-shore saranno, tuttavia, possibili solo a valle degli adempimenti menzionati e ogni conclusione in tema di raccordo e coordinamento con la disciplina contenuta nel Piano di Gestione dello Spazio Marittimo sarà consentita solo a valle delle modifiche al Testo Unico FER accennate e di cui si è in attesa.

Lo scenario, ad oggi, si conferma incerto anche e specificamente con riferimento alla generazione eolica off-shore.

Per quanto concerne le misure incentivanti (ulteriori rispetto al Mercato della Capacità di cui si è già accennato sopra) si osserva sinteticamente quanto segue:

- il 31 dicembre 2025 è scaduto l'arco temporale per beneficiare degli incentivi di cui al Fer X transitorio.
- non è ancora stato approvato in via definitiva il decreto FER X (a regime) che prevede l'incentivazione di impianti con costi di generazione vicini a competitività. Ad oggi vi è solo uno schema di decreto (versione risalente al 2024 che prevede la copertura di un arco temporale sino al 31 dicembre 2028).
- a novembre 2025, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 7-bis del D.lgs. n. 199 del 2021 il MASE ha aperto la consultazione per la definizione del meccanismo c.d. FER Z, avente la finalità di promuovere gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, mediante messa a disposizione di predefinite quantità di energia da fonte rinnovabile in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione, la disponibilità attesa di risorse di flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico al minore costo per il consumatore finale. Il decreto ministeriale che da avvio al meccanismo è atteso per il 2026.
- nel 2025 Eni e Plenitude sono risultate assegnatarie di energia in anticipazione secondo la dinamica prevista dal meccanismo di incentivazione Energy Release 2.0 (c.d. ER 2.0). La disciplina di questo meccanismo "incentivante" ha subito numerosi interventi di modifica sia a livello regolamentare sia a livello regolatorio nel corso dell'anno 2025. A gennaio 2026 saranno sottoscritti i Contratti con il GSE, previsti dalle regole operative e si stima, a fronte dello sviluppo di nuova capacità di generazione e a fronte dell'energia già assegnata in anticipazione, un impegno di restituzione pari a 20 (più eventuali ulteriori 20) anni, per le parti contraenti che hanno assunto i relativi obblighi restitutori.
- Infine, con riferimento al nuovo meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico c.d. MACSE, si segnala che nel corso dell'anno 2025 si è svolta la prima asta MACSE dedicata ai Sistemi di Stoccaggio Batterie ioni al litio e con COD all'anno 2028, la quale ha visto Eni Plenitude Storage Italy S.r.l. assegnataria di 205 MWh di capacità in Sardegna e 250 MWh in Sicilia.
- Nell'anno 2026 è attesa la seconda asta.



Effetti del decreto-legge n.162 cd. “DL Bollette”

Il decreto-legge n. 162 (cd. “DL Bollette”) del Consiglio dei Ministri pubblicato in Gazzetta il 21 febbraio 2026 introduce nel sistema energetico italiano una serie di misure finalizzate a ridurre il costo delle forniture di energia elettrica e gas per le imprese/famiglie. Le principali misure del decreto mirano a ridurre/annullare lo spread tra il prezzo del gas all'ingrosso nei mercati europei e quello italiano (cd. spread PSV-TTF), a disincentivare il mantenimento opportunistico di capacità produttiva di riserva nel termoelettrico e sollecita gli operatori retail a introdurre per il biennio 2026-2027 uno sconto volontario sulle forniture di energia elettrica a certe fasce di clientela residenziale. Inoltre, è introdotta sempre per il biennio considerato un incremento dell'aliquota IRAP (due punti percentuali) per le imprese del settore energia. Tali misure introducono un fattore di rischio per i risultati economici del Gruppo in relazione principalmente alla possibile riduzione dello spread PSV-TTF con ricadute sui margini del gas equity e commercializzato e in misura minore allo sconto volontario sulle forniture elettriche residenziali, i cui effetti potrebbero essere compensati dai minori costi per gli input energetici degli impianti Eni di raffinazione, bioraffinazione e complessi petrolchimici. Considerando come più probabile lo scenario prezzi all'ingrosso del gas espresso dall'evoluzione delle curve forward nei giorni successivi all'emanazione del decreto, l'impatto sui risultati operativi del Gruppo sarebbe nel complesso poco significativo. Per quanto riguarda l'incremento dell'aliquota Irap l'impatto è trascurabile, anche in relazione all'evoluzione attesa della base imponibile.

RISCHI CONNESSI ALLA NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Il Gruppo è esposto al rischio di violazioni della normativa di riferimento in tema di gestione, trattamento e protezione dei dati personali, con potenziali effetti pregiudizievoli sull'attività e sulle prospettive del Gruppo.

Il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, che rappresentano una fonte importante di ricavi e di redditività per il bilancio consolidato. Il Gruppo gestisce in maniera sostanziale e continuativa dati personali e, pertanto, è tenuto a rispettare le disposizioni normative e regolamentari di volta in volta applicabili. In caso di violazioni di tali normative sul trattamento dei dati personali, la Società potrebbe essere ritenuta responsabile delle conseguenze derivanti da illecito trattamento dei dati e da ogni altra violazione di legge (quali carente o inidonea informativa e notificazione, violazione delle norme in materia di adozione di misure di sicurezza, false rappresentazioni). Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. La normativa di riferimento è rappresentata dal Regolamento (UE) n. 2016/679 (“GDPR”) che ha introdotto varie modifiche ai processi da adottare per garantire la protezione dei dati personali (tra cui un efficace modello organizzativo privacy, la nuova figura del Responsabile della protezione dei dati (Data Protection Officer - “DPO”), obblighi di comunicazione di particolari violazioni dei dati, la portabilità dei dati), aumentando il livello di tutela delle persone fisiche e inasprendo, tra l'altro, le sanzioni applicabili al titolare e all'eventuale responsabile del trattamento dei dati, in caso di violazioni delle previsioni del regolamento.

Nonostante i controlli in essere, il Gruppo è esposto al rischio derivante dalla potenziale violazione della disciplina vigente in ragione della sottrazione, divulgazione, perdita o il trattamento per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela, dei dati personali anche ad opera di soggetti non autorizzati (sia terzi sia dipendenti del Gruppo) o a causa di attacchi cyber.

Pertanto, qualora la Società non fosse in grado di attuare i presidi e gli adempimenti in materia privacy, conformemente a quanto prescritto dal GDPR e dalla ulteriore normativa anche regolamentare applicabile concernente la protezione dei dati personali, inclusi i provvedimenti emanati dall'Autorità Garante per la Protezione dei Dati di volta in volta applicabili, il Gruppo sarebbe esposto a un rischio sanzionatorio nonché a un rischio di perdita di clienti attuali e futuri, con conseguenti possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale, finanziaria e sulla reputazione e le prospettive del Gruppo.

Nel caso in cui venisse accertata una responsabilità del Gruppo per eventuali casi di violazione di dati personali e delle leggi poste a loro tutela, ciò potrebbe dare luogo a richieste di risarcimento danni nonché all'erogazione di sanzioni amministrative, con possibili effetti negativi significativi sui risultati e la posizione finanziaria della Società e sulla sua reputazione.

Nonostante le misure intraprese dalla Società, non è escluso che queste in futuro si rivelino inadeguate, non conformi e che non siano tempestivamente o correttamente implementate da parte dei dipendenti e collaboratori e, pertanto, che i dati possano essere danneggiati o perduti, oppure sottratti, divulgati o trattati per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela.



RISCHI CONNESSI ALLA VIOLAZIONE DI NORME ANTICORRUZIONE VIGENTI NEI PAESI IN CUI IL GRUPPO SVOLGE LA PROPRIA ATTIVITÀ

Eni, operando in diversi Paesi del mondo, è tenuta ad agire nel rispetto delle leggi anticorruzione applicabili a livello nazionale e internazionale. Nonostante il Gruppo abbia adottato un sistema di controllo interno, procedure e un codice etico per prevenire la commissione di reati corruttivi da parte dei propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e le varie altre normative internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anticorruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sui risultati dell'Eni.