

85001/510

## TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare le tematiche rilevanti e prioritarie, per Eni e per i propri stakeholder, Eni aggiorna l'analisi di materialità funzionale per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità. Tale analisi è articolata nelle seguenti fasi:

**1. Identificazione degli aspetti rilevanti:** attraverso un'analisi che, in linea con il concetto di doppia materialità, ha considerato una doppia prospettiva: **INSIDE-OUT**: temi che riflettono gli impatti significativi reali o potenziali, negativi o positivi, connessi alle attività di Eni nonché alla sua catena del valore, quali ad esempio: i) principali temi emersi sia dalla piattaforma Stakeholder Management System, (si veda pagg. 20-21), sia mediante interviste con le funzioni interne che gestiscono i rapporti con specifiche categorie di stakeholder, ii) temi rilevanti a seguito di analisi di benchmark rispetto ai principali peers ecc. **OUTSIDE-IN**: rischi e opportunità di sostenibilità che possono influenzare lo sviluppo, la performance e la posizione dell'organizzazione, quali: (i) risultanze dei risk assessment sui rischi ESG emerse dal processo di Risk Management Integrato considerando anche le evidenze fornite da provider esterni e (ii) macro-trend anche emergenti rilevanti per il settore di Eni.

**2. Coinvolgimento del Top Management e dei principali stakeholder:** una volta identificati gli aspetti rilevanti, gli stessi sono stati prioritizzati attraverso il coinvolgimento diretto del Top Management e di un campione rappresentativo dei principali stakeholder di Eni, ai quali è stato sottoposto un questionario online.

**3. Prioritizzazione dei temi rilevanti:** i risultati dei questionari, insieme ai risultati dell'attività risk assessment 2021 (si veda Principali Rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165) relativa ai rischi ESG hanno permesso di attribuire un ordine di priorità alle tematiche materiali per il reporting di sostenibilità 2021, permettendo la rappresentazione degli stessi in 3 TIER di rilevanza.

**4. Condivisione e validazione con gli Organi di Governo:** il management coinvolto nel processo di reporting non finanziario ha validato gli aspetti materiali, che, a loro volta, sono stati presentati al Comitato Sostenibilità e Scenari e al Consiglio di Amministrazione. La Dichiarazione non Finanziaria viene presentata al Comitato Sostenibilità e Scenari, al Comitato Controllo e Rischi, al Collegio Sindacale e approvata dal Consiglio di Amministrazione.

### TEMI MATERIALI PRIORITARI

### TIER 1 TIER 2 TIER 3

#### NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Contrasto al cambiamento climatico/ Riduzione delle emissioni GHG .....  
 Tecnologie low carbon .....

#### ECCELLENZA OPERATIVA

Relazioni con i clienti .....  
 Sviluppo del capitale umano .....  
 Diversità, inclusione e Work-life balance .....  
 Salute e sicurezza dei lavoratori .....  
 Asset integrity .....  
 Biodiversità .....  
 Riduzione degli impatti ambientali .....  
 Economia circolare .....  
 Tutela dei diritti umani .....  
 Gestione responsabile della catena di fornitura .....  
 Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale .....

#### ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Accesso all'energia .....  
 Local content .....  
 Sviluppo locale .....

#### TRANSIZIONE ASSOCIATA

Digitalizzazione e Cyber Security .....  
 Innovazione .....

## PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

**Standard, linee guida e raccomandazioni.** La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 –, iii) "Standard 207: Tax" del 2019 e iv) "Standard 306: Waste" del 2020. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche core definite dal WEF nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall'art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (c.d. "Regolamento Tassonomia") e dei Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L'esame limitato svolto dalla società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. 196-198).

**Indicatori di performance.** I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle di un'analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2019-2021. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2021 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o

qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di specifici software aziendali.

**Perimetro.** Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

- (i) Per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima, il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota<sup>65</sup>;
- (ii) Il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute, è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente);
- (iii) Relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
- (iv) Relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto;
- (v) Il perimetro riferito ai dati afferenti ai fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
- (vi) Infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione include le società controllate, le società partecipate in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2021 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente.

Per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

(65) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società: AGIBA PETROLEUM CO, CARDÓN IV, SA, Costiero Gas Livorno SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Eni Iran BV, Eni Ukraine LLC - IN LIQUIDATION, EniProgetti Egypt Ltd, ESACONTROL SA, Groupment Sonatrach-Eni, INDUSTRIA SICILIANA ACIDO FOSFORICO - ISAF - SPA - in liquidazione, Karachaganak Petroleum Operating BV, LLC "Eni Energhia", LLC "Eni-Nefto", Mellitah Oil & Gas BV, Mozambique Rovuma Venture SpA, OLEODOTTO DEL RENO SA, Oléoduc du Rhone SA, Petrobel Belayim Petroleum Co, SeaPad SpA, SEGAS Services SAE, Servizi Fondo Bombole Metano SpA, Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA, Società EniPower Ferrara Srl, TECNOESA SA, Vår Energi AS, VERSALIS PACIFIC (INDIA) PRIVATE LIMITED.

8509 1/5/19

201

## KPI METODOLOGIA

## CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI GHG	<p><b>Scope 1:</b> le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. I. Non comprende i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica.</p> <p><b>Scope 2:</b> sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno.</p> <p><b>Scope 3:</b> emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil &amp; Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPCC) sulla base della produzione upstream.</p>
INTENSITÀ DI EMISSIONI	<p>Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O e sono contabilizzate al 100%.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata.</li> <li>R&amp;M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati).</li> <li>EniPower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano).</li> </ul>
EFFICIENZA OPERATIVA	<p>L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO<sub>2</sub>eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica;</li> <li>R&amp;M: incluse solo le raffinerie;</li> <li>Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti;</li> <li>EniPower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano.</li> </ul> <p>A differenza degli altri indici di Intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.</p>
INTENSITÀ ENERGETICA	<p>L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.</p>
NET CARBON FOOTPRINT	<p><b>Net carbon footprint Eni:</b> l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate in quota equity e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.</p> <p><b>Net carbon footprint upstream:</b> l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione di idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (revenue interest) e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.</p>
NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS	<p>L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. A differenza delle emissioni Scope 3 (end use), che Eni rendiconta in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni scope 3 end-use associate ai gas acquistati da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.</p>
NET CARBON INTENSITY	<p>L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita, (si veda Net GHG Lifecycle Emissions), e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.</p>
CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI	<p>L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.</p>

## PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

RELAZIONI INDUSTRIALI	<p>In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera.</p> <p>Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.</p>
GENDER PAY GAP RAW	<p>Il pay ratio raw è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola qualifica e per la popolazione complessiva.</p>
ANZIANITÀ LAVORATIVA	<p>Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.</p>
ORE DI FORMAZIONE	<p>Ore erogate ai dipendenti di Eni SpA e società controllate tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e a distanza) e attraverso attività realizzata dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.</p>

**KPI METODOLOGIA**

**DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO** Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.

**TASSO DI TURNOVER** Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.

**SICUREZZA**

Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.

**TRIR:** indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.

**Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:** infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.

**Near miss:** evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni.

I pericoli principali rischi rilevati nel 2021 in Eni riguardano:

- caduta in piano;
- colpo, urto, schiacciamento durante l'utilizzo di attrezzature;
- sollevamenti.

Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche il rischio Paese.

**SALUTE**

**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.

**Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale.

**Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).

**AMBIENTE****RISORSA IDRICA**

**Prelievi idrici:** somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente dal sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020.

**Scarichi idrici:** Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.

**BIODIVERSITÀ**

**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento).

**Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione.

**Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione.

Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme - World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi:

- è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte);
- i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.

**SPILL**

Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.

**KPI METODOLOGIA****RIFIUTI**

**Rifiuti da attività produttiva:** rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.

**Rifiuti da attività di bonifica:** comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto.

Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.

**TUTELA DELL'ARIA**

**NOx:** emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria, incluse emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, escluso N<sub>2</sub>O.

**SOx:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>.

**NM VOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano.

**PST:** emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.

**DIRITTI UMANI****CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI**

L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".

**SEGNALAZIONI**

L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).

**FORNITORI****FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT**

L'indicatore rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence o sottoposti ad un processo di qualifica o oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance o oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare), per i quali le attività di Vendor Management sono accentrare in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) o sono svolte localmente dalle società estere controllate con una funzione di vendor management ed operanti su VMS almeno sul modulo qualifica da più di un anno (Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US e Eni Angola, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia ed Eni Nigeria (NAOC)). Il perimetro viene progressivamente esteso ogni anno in funzione della diffusione del sistema VMS.

**NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI**

L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.

**TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE****COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT**

La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rinvio all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).

**FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE**

**E-learning** rivolto a risorse in contesto di a medio/alto rischio di corruzione.

**E-learning** rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione.

**Workshop generale:** eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione.

**Job specific training:** eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.

**SVILUPPO LOCALE****INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE**

L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.

**SPESA VERSO FORNITORI LOCALI**

L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2021 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una Joint Venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la Joint Venture); 2) "Metodo Valuta locale" (Angola, Vietnam e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3) "Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Nigeria, Mozambico e USA): viene individuata come locale la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo e Messico): viene individuata come locale la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono Ghana, Angola, UK, Iraq, Nigeria, Congo, Messico, Mozambico, USA, Indonesia, Emirati Arabi Uniti e Vietnam. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrato un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 21-24 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.

## CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omissioni	WEF - Tematiche e metriche Core
<b>PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE</b>				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 2		
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 2-3		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover		
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 2		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover <a href="https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html">https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html</a>		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 3		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 16-19		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 175-178		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pagg. 190-191		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 223-227; 477-479		
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 28-33		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
<b>STRATEGIA</b>				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 8-15		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 28-33; 130-154		Risk and opportunity oversight - Integrating risk and opportunity into business process
<b>ETICA E INTEGRITÀ</b>				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 4-6; 39-43 DNF, pagg. 158; 160-161		Governing purpose - Setting purpose  Ethical behavior - Protected ethics advice and reporting mechanisms
<b>GOVERNANCE</b>				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 34-43		
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 178; 201		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
<b>PRATICHE DI REPORTING</b>				
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 438-479 DNF, pag. 200		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 199; 200		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 172; 178; 185		

85071/516

205

Aspetto Materiale/ Disclosures GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 200		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	<a href="https://www.eni.com/it-IT/investitori/risultati-finanziari-e-rapporti.html">https://www.eni.com/it-IT/investitori/risultati-finanziari-e-rapporti.html</a>		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 200		
102-53	Contatti per DNF	<a href="https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html">https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html</a>		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content Index	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-56	Attestazione esterna	Relazione Finanziaria Annuale 2021		

## CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO E TECNOLOGIE LOW CARBON

Riduzione delle emissioni GHG; Rinnovabili; Biocarburanti e Chimica verde; Idrogeno; Soluzioni per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>; Relazioni con i clienti

<b>Performance economica - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno ed esterno</b> (fornitori - RNEF <sup>1</sup> ; clienti - RNEC <sup>2</sup> ) DNF, pagg. 160-161; 162-163; 199; 205	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 30; 136-141 DNF, pagg. 166-172	
<b>Emissioni - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno ed esterno</b> (fornitori - RNEF <sup>1</sup> ; clienti - RNEC <sup>2</sup> ) DNF, pagg. 160-161; 162-163; 166-172; 199; 201; 205	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 170-172; 201	
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. 170-172; 201	
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. 170-172; 201	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 170-172; 201	
305-5	Riduzione delle emissioni di GHG	DNF, pagg. 170-172; 201	
305-7	NOx, SOx, e altre emissioni significative	DNF, pagg. 182-185; 203	
<b>Energia - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno</b> DNF, pagg. 160-161; 166-172; 199; 201; 205	
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 170-172; 201	

## PERSONE

Occupazione; Diversità, inclusione e work-life balance; Formazione; Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

<b>Presenza sul mercato - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno</b> DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 175-178; 201-202	
<b>Occupazione - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno</b> DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 175-178; 201-202	
<b>Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		<b>Perimetro: interno</b> DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205	
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 175-178; 201-202	
<b>Formazione e istruzione - Approccio di gestione</b> (103-1; 103-2; 103-3)		<b>Perimetro: interno</b> DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 175-178; 201-202	
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale	DNF, pag. 174	

Climate change - TCFD implementation

Climate change - Greenhouse gas (GHG) emissions

Employment and wealth generation - Absolute number and rate of employment

Skills for the future - Training provided

R. Calvoto

2

88001/517

Aspetto Materialità/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno  DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 206		Dignity and equality - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti  Dignity and equality - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 175-178  Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietary, Consiglio di Amministrazione		Quality of governing body - Governance body composition  Dignity and equality - Diversity and inclusion
<b>SICUREZZA</b> Sicurezza delle persone e Asset integrity				
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori) DNF, pagg. 160-161; 179-180; 199; 201; 206		Health and well being - Health and safety
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 180; 201-202		Health and well being - Health and safety
<b>RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI</b> Risorsa idrica; Biodiversità; Oil spill; Qualità dell'aria; Bonifiche e rifiuti; Economia Circolare				
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 303-1; 303-2)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. 182-186; 202		Freshwater availability - Water consumption and withdrawal in water- stressed areas
303-4	Scarichi idrici	DNF, pagg. 182-186; 202		
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 182-186; 202		Nature loss - Land use and ecological sensitivity
Rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 306-1; 306-2)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 203; 206		
306-3	Rifiuti prodotti	DNF, pagg. 182-186; 203		
306-4	Rifiuti non destinati a smaltimento	DNF, pagg. 182-186; 203		
306-5	Rifiuti destinati allo smaltimento	DNF, pagg. 182-186; 203		
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 298-314		
<b>DIRITTI UMANI</b> Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security				
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF)  DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		Dignity and equality - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 188-189; 203		
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF) DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 188-189; 203		
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF) DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. 188-189; 203		
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF)  DNF, pagg. 160-161; 190-191; 199; 203; 206-207		

85001/518

207

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 190-191; 203		
<b>INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS</b> Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anticorruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF) DNF, pagg. 160-161; 191-193; 199; 203; 207		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 193; 203		Ethical behaviour - Anti-corruption
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pagg. 193; 203		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 191-193; 199; 203; 207		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. 191-193; 203. Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato		
<b>ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE</b> Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua, all'energia e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. 194-195; 203		
		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 199; 207		
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)				Employment and wealth generation Financial investment contribution Nel 2021 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €5.067 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €2.763 milioni.
				Community and social vitality - Total tax paid Eni nel 2021 ha pagato €3.726 milioni di imposte.
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pag. 207		Employment and wealth generation - Economic contribution 1) Nel 2021, Eni ha generato un valore economico pari a €78 miliardi di cui sono stati distribuiti €66 miliardi, in particolare: 84% sono costi operativi, 4% salari e stipendi per i dipendenti, 6% pagamenti ai fornitori di capitale, 6% pagamenti alla Pubblica Amministrazione. 2) Eni nel 2021 ha ricevuto circa €84 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione, principalmente all'estero.
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. 194-195; 203		
<b>LOCAL CONTENT</b> Gestione responsabile della catena di fornitura; Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF) DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 194-195; 203		
<b>DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY</b>				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno pagg. 160-161; 166-172; 199; 207		Innovation of better products and services - Total R&D expenses DNF, pag. 172

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.  
 (2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.  
 (3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

## Altre informazioni

### Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2021 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 53 giorni.

### Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017):

condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- ▶ alla data del 31 dicembre 2021 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: NAOC - Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co. Inc., Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc., Eni UK Ltd, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc, Eni ULX Ltd, Eni UK Holding Plc;
- ▶ sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

### Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e pro-

cedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2021.

### Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

- San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
- San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive realizzato nel semestre ottobre 2021-marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti a livello consolidato.

Altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

85901/520

# Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

**Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

**Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00665.

**Capacità installata da rinnovabili** Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

**Compounding** Attività specializzata nella produzione di semilavorati in forma granulare derivanti dalla combinazione di due o più prodotti chimici.

**Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

**Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

**Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.

**Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

**Emissioni GHG Scope 1** Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

**Emissioni GHG Scope 2** Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

**Emissioni GHG Scope 3** Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

**Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

**Greenhouse Gases (GHG)** Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e protossido di azoto (N<sub>2</sub>O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

**GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

**GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Realwork

R

X

**Indice di efficienza operativa Eni** Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

**Intensità emissiva GHG upstream** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

**Materie prime di seconda e terza generazione** Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

**Moulding** Attività di stampaggio di poliolefine espanse per la produzione di manufatti ultraleggeri.

**NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

**Net GHG Lifecycle Emissions** Emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, incluse produzioni proprie e acquisti da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

**Net Carbon Footprint** Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

**Net Carbon Intensity** Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

**Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

**Oilfield chemicals** Offerta di soluzioni innovative per la fornitura di prodotti chimici e relativi servizi ausiliari per il settore Oil & Gas.

**Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

**Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

**Plasmix** Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

**Potenziale minerario** (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

**Pozzi di infilling** (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

**Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'istituzione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

**Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

**Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di

poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, 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 per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

## Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi

mgl	migliaia
mld	miliardi
min	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

*Luca Caluso*

*[Signature]*

*[Signature]*

# Bilancio consolidato 2021

<b>1</b>	<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BILANCIO CONSOLIDATO</b>	<b>212</b>
	Schemi di bilancio	214
	Note al bilancio consolidato	222
	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	336
	Attestazione del management	357
<b>3</b>	<b>BILANCIO DI ESERCIZIO</b>	<b>358</b>
<b>4</b>	<b>ALLEGATI</b>	<b>436</b>

8599 1/526

## Stato patrimoniale

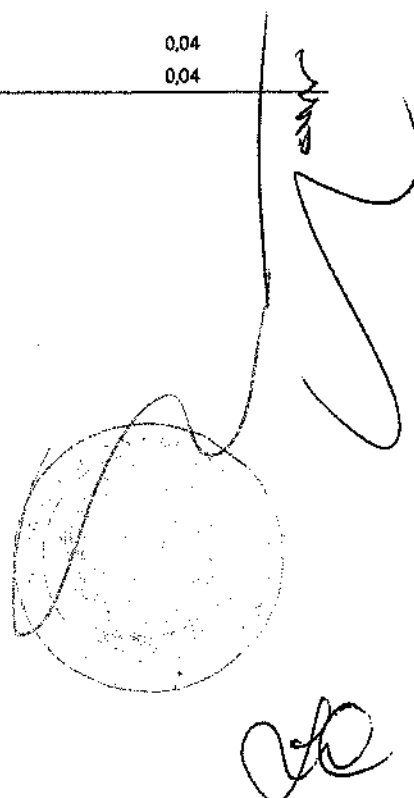
(€ milioni)	Note	31.12.2021		31.12.2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	8.254		9.413	
Attività finanziarie destinate al trading	(7)	6.301		5.502	
Altre attività finanziarie	(17)	4.308	55	254	41
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	18.850	1.301	10.926	802
Rimanenze	(9)	6.072		3.893	
Attività per imposte sul reddito	(10)	195		184	
Altre attività	(11) (24)	13.634	492	2.686	145
		57.614		32.858	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	56.299		53.943	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	4.821		4.643	
Attività immateriali	(14)	4.799		2.936	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.053		995	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	5.887		6.749	
Altre partecipazioni	(16)	1.294		957	
Altre attività finanziarie	(17)	1.885	1.645	1.008	766
Attività per imposte anticipate	(23)	2.713		4.109	
Attività per imposte sul reddito	(10)	108		153	
Altre attività	(11) (24)	1.029	29	1.253	74
		79.888		76.746	
Attività destinate alla vendita	(25)	263		44	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>137.765</b>		<b>109.648</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	2.299	233	2.882	52
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.781	21	1.909	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	948	17	849	54
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	21.720	2.298	12.936	2.100
Passività per imposte sul reddito	(10)	648		243	
Altre passività	(11) (24)	15.756	339	4.872	452
		43.152		23.691	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	23.714	5	21.895	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.389	1	4.169	112
Fondi per rischi e oneri	(21)	13.593		13.438	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	819		1.201	
Passività per imposte differite	(23)	4.835		5.524	
Passività per imposte sul reddito	(10)	374		360	
Altre passività	(11) (24)	2.246	415	1.877	23
		49.970		48.464	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	124			
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>93.246</b>		<b>72.155</b>	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		22.750		34.043	
Riserve per differenze cambio da conversione		6.530		3.895	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		6.289		4.688	
Azioni proprie		(958)		(581)	
Utile (perdita) dell'esercizio		5.821		(8.635)	
Totale patrimonio netto di Eni		44.437		37.415	
Interessenze di terzi		82		78	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	(26)	<b>44.519</b>		<b>37.493</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>137.765</b>		<b>109.648</b>	

85991/525

## Conto economico

(€ milioni)	Note	2021		2020		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	3.000	43.987	1.164	69.881	1.248
Altri ricavi e proventi		1.196	52	960	35	1.160	4
TOTALE RICAVI	(29)	77.771		44.947		71.041	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(55.549)	(8.644)	(33.551)	(6.595)	(50.874)	(9.173)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(279)	(6)	(226)	(6)	(432)	28
Costo lavoro	(30)	(2.888)	(21)	(2.863)	(36)	(2.996)	(28)
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	903	735	(766)	13	287	19
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.063)		(7.304)		(8.106)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(167)		(3.183)		(2.188)	
Radiazioni	(12) (14)	(387)		(329)		(300)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		12.341		(3.275)		6.432	
Proventi finanziari	(31)	3.723	79	3.531	114	3.087	96
Oneri finanziari	(31)	(4.216)	(46)	(4.958)	(26)	(4.079)	(36)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate ai trading	(31)	11		31		127	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(306)		351		(14)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(788)		(1.045)		(879)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.091)		(1.733)		(88)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		223		76		281	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	(868)		(1.658)		193	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		10.685		(5.978)		5.746	
Imposte sul reddito	(33)	(4.845)		(2.650)		(5.591)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		5.840		(8.628)		155	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		5.821		(8.635)		148	
Interessenze di terzi		19		7		7	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		1,61		(2,42)		0,04	
- diluito		1,60		(2,42)		0,04	

V. Caluso



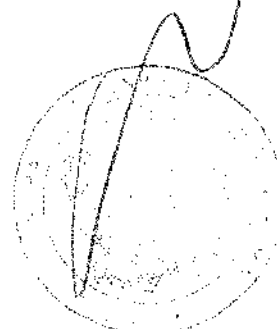
## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		5.840	(8.628)	155
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	119	(16)	(42)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	2		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	105	24	(3)
Effetto fiscale	(26)	(77)	25	5
		149	33	(47)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	2.828	(3.314)	604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(1.264)	661	(679)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(34)	32	(6)
Effetto fiscale	(26)	372	(192)	197
		1.902	(2.813)	116
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		2.051	(2.780)	69
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.891	(11.408)	224
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		7.872	(11.415)	217
Interessenze di terzi		19	7	7

85901/527

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni						Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio		
Saldi al 31 dicembre 2020	(26)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.535)	78	37.493
Utile dell'esercizio							5.821	19	5.840
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				42				42
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					2				2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				105				105
Componenti non riclassificabili a conto economico					149				149
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			2.828					2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				(892)				(892)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(34)				(34)
Componenti riclassificabili a conto economico				2.828	(926)				1.902
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				2.828	(777)		5.821	19	7.891
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		429				(1.286)		(857)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.533)						(1.533)
Attribuzione del dividendo di altre società								(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020			(9.921)				9.921		
Acquisto azioni proprie	(26)		(400)		400	(400)			(400)
Piano Incentivazione a lungo termine	(26) (30)		16		(23)	23			16
Incremento di Interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate								(11)	(11)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				2.000				2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(61)						(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(11.470)		2.377	(377)	8.635	(16)	(851)
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(15)						(15)
Altre variazioni			192	(193)	1			1	1
Altri movimenti di patrimonio netto			177	(193)	1			1	(14)
Saldi al 31 dicembre 2021	(26)	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	82	44.519



*Handwritten signature*

85091/528

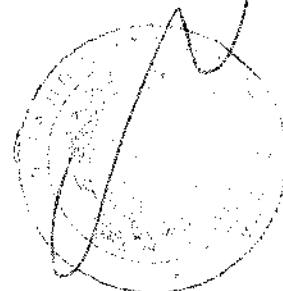
segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni						Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio		
Saldi al 31 dicembre 2019		4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	61	47.900
Utile (perdita) dell'esercizio							(8.635)	7	(8.628)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				9				9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				24				24
Componenti non riclassificabili a conto economico					33				33
Differenza cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(3.313)	(1)		(3.314)		(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				469				469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				32				32
Componenti riclassificabili a conto economico				(3.313)	500		(2.813)		(2.813)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(3.313)	533		(8.635)	7	(11.408)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		1.542				(3.078)		(1.536)
Accanto sul dividendo	(26)		(429)						(429)
Attribuzione del dividendo di altre società								(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019			(2.930)				2.930		
Annullamento azioni proprie	(26)				(400)	400			
Piano incentivazione a lungo termine			7						7
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate	(27)							15	15
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				3.000				3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(1.810)		2.600	400	(148)	12	1.054
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(25)						(25)
Altre variazioni			(16)	(1)	(9)		(26)	(2)	(28)
Altri movimenti di patrimonio netto			(41)	(1)	(9)		(51)	(2)	(53)
Saldi al 31 dicembre 2020	(26)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	78	37.493

859 | 529

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni							Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	35.189	6.605	1.672	(581)	4.126	51.016	57	51.073
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		(4)					(4)		(4)
Saldi al 1° gennaio 2019	4.005	35.185	6.605	1.672	(581)	4.126	51.012	57	51.069
Utile dell'esercizio						148	148	7	155
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(37)			(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(7)			(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				(3)			(3)		(3)
Componenti non riclassificabili a conto economico				(47)			(47)		(47)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			604				604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(482)			(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(6)			(6)		(6)
Componenti riclassificabili a conto economico			604	(488)			116		116
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			604	(635)		148	217	7	224
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		1.513				(2.989)	(1.476)		(1.476)
Accanto sul dividendo		(1.542)					(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società								(4)	(4)
Rimborso agli azionisti								(1)	(1)
Destinazione utile residuo 2018		1.137				(1.137)			
Acquisto azioni proprie		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano incentivazione a lungo termine		9					9		9
Operazioni con gli azionisti		717		400	(400)	(4.126)	(3.409)	(5)	(3.414)
Altri movimenti di patrimonio netto		(8)		27			19	2	21
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900



Handwritten signature.

85981/530

## Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		5.840	(8.628)	155
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.063	7.304	8.106
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	167	3.183	2.188
Radiazioni	(12) (14)	387	329	300
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	1.091	1.733	88
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)	(9)	(170)
Dividendi	(32)	(230)	(150)	(247)
Interessi attivi		(75)	(126)	(147)
Interessi passivi		794	877	1.027
Imposte sul reddito	(33)	4.845	2.650	5.591
Altre variazioni		(194)	92	(179)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.146)	(18)	366
- rimanenze		(2.033)	1.054	(200)
- crediti commerciali		(7.888)	1.316	1.023
- debiti commerciali		7.744	(1.614)	(940)
- fondi per rischi e oneri		(406)	(1.056)	272
- altre attività e passività		(563)	282	211
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		54		(23)
Dividendi incassati		857	509	1.346
Interessi incassati		28	53	88
Interessi pagati		(792)	(928)	(1.029)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.726)	(2.049)	(5.068)
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392
- di cui verso parti correlate	(36)	(4.331)	(4.640)	(6.356)
Flusso di cassa degli investimenti		(7.815)	(5.959)	(11.928)
- attività materiali	(12)	(4.950)	(4.407)	(8.049)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)	(2)		(16)
- attività immateriali	(14)	(284)	(237)	(311)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(27)	(1.901)	(109)	(5)
- partecipazioni	(16)	(837)	(283)	(3.003)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(227)	(166)	(237)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		386	(757)	(307)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		536	216	794
- attività materiali		207	12	264
- attività immateriali		1		17
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(27)	76		187
- imposte pagate sulle dismissioni		(35)		(3)
- partecipazioni		155	16	39
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		141	136	195
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(9)	52	95
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(4.743)	1.156	(279)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(12.022)	(4.587)	(11.413)
- di cui verso parti correlate	(36)	(976)	(1.372)	(2.912)

85831/53A

221

## segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(19)	3.556	5.278	1.811
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(19)	(2.890)	(3.100)	(3.512)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(939)	(869)	(877)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(19)	(910)	937	161
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.358)	(1.965)	(3.018)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(5)	(3)	(4)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi				(1)
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(17)		(1)
Acquisto di azioni proprie	(26)	(400)		(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)	1.985	2.975	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(61)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.039)	3.253	(5.841)
- di cui verso parti correlate	(36)	(13)	164	(817)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		52	(69)	1
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(1.148)	3.419	(4.861)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	9.413	5.994	10.855
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio <sup>(a)</sup>	(6)	8.265	9.413	5.994

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2021 comprendono €11 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

## Note al bilancio consolidato

### FATTORI CHE POSSONO INFLUIRE SUI RISULTATI FUTURI

#### POSSIBILI CONSEGUENZE DEL CONFLITTO TRA RUSSIA E UCRAINA

La crisi nei rapporti tra Russia e Ucraina, che nel febbraio 2022 ha dato origine all'invasione da parte della Russia e ad un conflitto aperto su larga scala con violenti scontri armati e tragica perdita di vite umane, comporta diverse aree di rischio per la situazione economica e finanziaria e le prospettive reddituali del Gruppo.

##### Rischio macroeconomico

Il possibile prolungarsi del conflitto, l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva, sulla fiducia dei consumatori e sulle decisioni d'investimento degli operatori frenando la ripresa economica in atto o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione dopo quella connessa alla crisi del COVID-19. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con potenziali ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo. Subito dopo lo scoppio delle ostilità con l'invasione russa dell'Ucraina, l'Unione Europea, gli USA e il Regno Unito hanno imposto una serie di dure sanzioni economiche e finanziarie alla Russia, che si sono sommate a quelle già in vigore dal 2014 a seguito della illegale annessione della Crimea.

##### Rischi connessi agli approvvigionamenti di gas naturale e petrolio dalla Russia

Le restrizioni imposte dalla comunità internazionale alla Russia hanno preso di mira principalmente il settore finanziario russo, precludendo l'accesso a finanziamenti da istituzioni finanziarie statunitensi ed europee. Per quanto riguarda i prodotti energetici importati dalla Russia, molti operatori, trader, società petrolifere, raffinatori e altri, hanno deciso su base volontaria di sospendere gli acquisti di greggio e prodotti dalla Russia dando vita a un regime autosanzionatorio; successivamente il Presidente degli Stati Uniti ha emesso un executive order che vieta di importare prodotti energetici russi. Fino a quando il conflitto proseguirà, è possibile che vengano imposte nuove restrizioni più severe. Per il momento il flusso di approvvigionamento di gas dalla Russia è proseguito con regolarità; gli acquisti di gas naturale proveniente dalla Russia rappresentano circa il 43% del totale approvvigionato dall'Eni nel 2021 (circa 30 miliardi di metri cubi, di cui 22 destinati all'Italia). Il management, in coordinamento con le Istituzioni, sta valutando dei piani volti a diversificare/rafforzare fonti di approvvigionamento alternative facendo leva sulle riserve equity, la flessibilità del portafoglio, la disponibilità di infrastrutture e le relazioni di lungo termine con Stati petroliferi prospicienti

l'area del mediterraneo. Tali opzioni potrebbero attenuare i possibili impatti di scenari, al momento non prevedibili, di sanzioni di ampia portata della comunità internazionale nei confronti del settore energetico russo o di interruzioni nelle forniture.

In aggiunta, in questa fase non saranno stipulati nuovi contratti di approvvigionamento di greggio russo per il sistema di raffinazione Eni con possibili disottimizzazioni del supply e maggiori costi attualmente non quantificabili.

##### Rischi finanziari connessi alla volatilità dei prezzi delle commodity

Dallo scoppio della crisi, i mercati delle commodity energetiche sono entrati in una fase di tensione e di volatilità estrema a causa dei timori degli operatori europei sulla stabilità delle forniture di gas via pipeline dalla Russia e di possibili restrizioni nei flussi di petrolio. I prezzi spot del greggio per il riferimento Brent e i principali benchmark delle quotazioni spot del gas naturale nei mercati europei hanno segnato rialzi significativi portandosi ai massimi dal 2008 per il Brent (a circa 130 \$/bbl) e su record storici per il gas. Tale volatilità avrà effetti sui costi e i ricavi dell'esercizio 2022, trainata da possibili aumenti dei prezzi delle materie prime energetiche che potrebbero influenzare sia i ricavi che i costi di acquisto delle materie prime petrolifere e del gas naturale.

Inoltre, l'aumento della volatilità comporta: (i) un aumento del rischio controparte a causa della maggiore esposizione nominale commerciale verso i clienti e delle difficoltà del settore industriale a gestire il sensibile incremento dei costi dell'energia e delle materie prime indotto dalla crisi; (ii) un maggiore rischio finanziario per Eni in relazione alla necessità di incrementare i depositi liquidi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati in adempimento agli obblighi di marginazione (margin call). In risposta alla fase di volatilità il Gruppo sta attuando una manovra di tesoreria finalizzata a incrementare le riserve di liquidità per far fronte a prevedibili spike di volatilità.

##### Possibili impatti sul valore degli attivi di bilancio

Le società Eni presenti in Russia sono indicate negli allegati al presente bilancio. Il Gruppo ha annunciato l'intenzione di uscire dalla joint operation Blue Stream con valore di libro di €40 milioni (Eni 50%) che gestisce il gasdotto per il trasporto di gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero, commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas; tale dismissione comporterebbe effetti marginali sul bilancio consolidato.

Non si segnalano altri asset significativi del Gruppo in Russia. Gli effetti della crisi sui risultati economici e finanziari del 2022 e oltre non sono al momento prevedibili nel loro complesso.

## IMPATTI COVID-19

Nei corso del 2021 l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al COVID-19 in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime che sono il principale driver dei risultati finanziari di Gruppo hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata per poi accelerare in maniera inaspettata nell'ultimo trimestre dell'anno trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70% vs. 2020 a circa 71 \$/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali per via di un mercato particolarmente corto. Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori Exploration & Production e Global Gas & LNG Portfolio e delle solide performance della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di commodity, e dei business di Plenitude. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul business Refining & Marketing a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di jet fuel che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle utility indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati che chiudono con un utile di €5,8 miliardi rispetto alla perdita di €8,6 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di €12,9 miliardi cresciuto di circa €8 miliardi rispetto al 2020.

Guardando al futuro, i principali rischi per la performance finanziaria di Gruppo sono legati alla possibilità della diffusione di nuove varianti del virus resistenti ai vaccini, nonché alla ripresa dell'inflazione guidata dall'aumento dei costi delle materie prime quale effetto ultimo delle politiche monetarie/fiscali adottate per risolvere le economie colpite dalla pandemia.

## 1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

### CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale<sup>1</sup>, secondo gli International Financial Reporting Stan-

dards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")<sup>2</sup> emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>3</sup>. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato. Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2022, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo. I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi. I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel precedente paragrafo.

(2) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(3) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2021.

potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (c.d. stranded asset) per Eni. La strategia definita da Eni prevede il raggiungimento della neutralità carbonica delle proprie operations nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C; essa si pone, inoltre, dei target intermedi al 2030 e al 2040, sia in termini di riduzione di emissioni assolute che di intensità carbonica. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri.

Si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione – Dichiarazione non finanziaria in merito alle sensitivity analysis operate sul valore delle attività di riferimento considerando gli scenari low carbon indicati da organismi internazionali.

## PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

### IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo un investitore controlla un'impresa quando è espo-

sto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (c.d. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti<sup>(4)</sup> ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo<sup>(5)</sup>, sono escluse dall'area di consolidamento: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua man-

(4) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni prese sulla base di tale bilancio.

(5) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021".

tenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>6</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

### INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (c.d. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

### PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consoli-

date, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

### METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto.<sup>7</sup> In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipata dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipata delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (c.d. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (c.d. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprire le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad

(6) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

85991/536

es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta<sup>8</sup>; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>9</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

## BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value<sup>10</sup>, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale

goodwill a essi attribuibile (c.d. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza<sup>11</sup>.

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

## OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

#### CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione"

per la parte di competenza del Gruppo<sup>12</sup>. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2021	Cambi al 31 dicembre 2021	Cambi medi dell'esercizio 2020	Cambi al 31 dicembre 2020	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019
Dollaro USA	1,18	1,13	1,14	1,23	1,12	1,12
Sterlina Inglese	0,86	0,84	0,89	0,90	0,88	0,85
Dollaro australiano	1,57	1,56	1,66	1,59	1,61	1,60

#### CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

#### ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

#### ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi

è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (c.d. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

#### ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

(12) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (c.d. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

### ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

### SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti

per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

### AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo<sup>13</sup> l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

### PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

### PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rim-

(13) Il periodo è inteso come il trimestre.

85901/539

229

borso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta. Un meccanismo analogo caratterizza i contratti di service.

### CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

### Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e 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.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

### ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione

Valutata

am

Q

8899 1/540

include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (c.d. social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale. L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore. I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono

rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute. Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## LEASING<sup>14</sup>

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo<sup>15</sup>; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")<sup>16</sup>. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing<sup>17</sup>, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi<sup>18</sup>; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei

(14) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

(15) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

(16) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

(17) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

(18) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario<sup>19</sup>; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate<sup>20</sup>, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (c.d. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile

agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa. Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (c.d. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

#### Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

(19) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

(20) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

## ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica CGU sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più CGU. Con riferimento al goodwill, la

verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi, oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici"). Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry<sup>(21)</sup> ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto

(21) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power e ai business Retail & Renewables, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business R&M, la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore<sup>22</sup>.

## CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previ-

ste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

## RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

(22) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

85901/544

### Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica del deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

## STRUMENTI FINANZIARI

### ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (c.d. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni<sup>(23)</sup> (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (c.d. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile

(23) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

#### DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

#### SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del c.d. expected credit loss model<sup>24</sup>.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando,

quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti<sup>25</sup>.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

#### Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

#### PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minori-

(24) L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

(25) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

Valutazione

mon

tarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

### PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

I sustainability-linked bond, ossia finanziamenti caratterizzati da un aggiornamento periodico del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (c.d. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato.

La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo.

### Giudizi significativi: passività finanziarie

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di estensione dei termini di pagamento, senza prevedere il coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassificazione/iniziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Con riferimento ai sustainability-linked bond, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

### STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (c.d. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (c.d. basis adjustment). Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Diversamente, i derivati impliciti incorporati all'interno di pas-

85901/567

237

sività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (c.d. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

#### COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

#### ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

#### FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei

benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

#### FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate ge-

Valore

an

Se

85091/548

neralmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

### FONDI PER RISCHI AMBIENTALI

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

#### Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive, nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production. Le pas-

sività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente<sup>26</sup>. L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

(26) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

## BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (c.d. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e il costo per interessi. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (c.d. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (c.d. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

## PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (c.d. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

**Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni**

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle c.d. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi

Stalato

am

Stalato

85991/50

attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

## STRUMENTI DI EQUITY

### AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

### OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole<sup>27</sup>. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

### RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

### Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della

(27) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

## COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

## DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella

funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

## DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare, recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

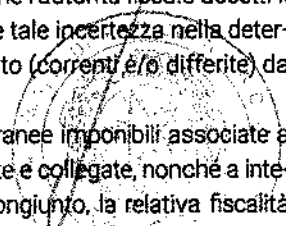
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*



*Handwritten signature*

differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.

Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

#### **Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito**

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

#### **ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION**

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a

prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora

le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

## VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (c.d. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (c.d. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (c.d. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

### Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'eser-

cizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

## 2 SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico. Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto. Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

## 3 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

A partire dall'esercizio 2021 sono entrate in vigore le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark. Tale processo di riforma, tutt'ora in corso, prevede la sostituzione di alcuni indici di riferimento, ad esempio il LIBOR (London Interbank Offered Rate), con tassi di riferimento alternativi privi di rischio.

Con riferimento al Gruppo Eni, è stato costituito uno specifico gruppo di lavoro, al fine di monitorare gli sviluppi normativi e le indicazioni del mercato, supportare la valutazione degli impatti della riforma, la misurazione dell'esposizione agli indici in dismissione, l'identificazione delle aree di intervento (ad es. rinegoiazione dei contratti di finanziamento con le controparti, implementazione delle clausole di fallback, aggiornamento dei sistemi informativi, ecc.) e la transizione verso i nuovi tassi risk-free.

Al 31 dicembre 2021, il Gruppo detiene, principalmente, strumenti finanziari indicizzati a tassi di interesse benchmark USD LIBOR, interessato dal processo di riforma, che sarà sostituito entro il 30 giugno 2023 dal SOFR (Secured Overnight Financing Rate). Tali strumenti finanziari sono rappresentati essenzialmente da obbligazioni relative al programma Euro Medium Term Notes per un importo di 1.750 milioni di dollari USA. Il Gruppo ha aderito, nel mese di dicembre, al protocollo di fallback dell'International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Le altre modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti significativi.

Valore

fair

Lo

#### 4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

##### PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/1080 emesso dalla Commissione Europea in data 28 giugno 2021, sono state omologate:

- ▶ le modifiche allo IAS 37, volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto;
- ▶ le modifiche allo IAS 16, volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione;
- ▶ le modifiche all'IFRS 3, volte a: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (c.d. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare la circostanza che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination;
- ▶ il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), ivi incluse le relative modifiche, emesse nel 2020, volte, tra l'altro, a differirne di due anni l'entrata in vigore. In particolare, l'IFRS 17, che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi", definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/357 emesso dalla Commissione Europea in data 2 marzo 2022, sono state omologate:

- ▶ le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- ▶ le modifiche allo IAS 8 (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

##### PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current - Deferral of Effective Date"), entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 7 maggio 2021, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

**Modifica della classificazione del joint arrangement Mozambique Rovuma Venture SpA**

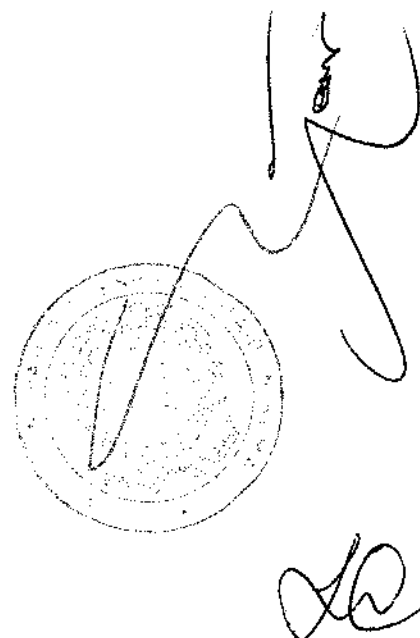
Nell'ambito del monitoraggio continuo dei fatti e delle circostanze rilevanti ai fini della classificazione dei joint arrangement, a partire dal 31 dicembre 2021, è stata modificata la classificazione della partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture. La società è, infatti, recentemente entrata in una nuova fase della propria vita contrassegnata da un'evoluzione del business in termini di maggiore numerosità e complessità dei progetti gestiti con rafforzamento dell'autonomia gestionale e finanziaria.

Gli elementi considerati dal management a supporto della modifica della classificazione comprendono, tra l'altro: (i) il sostanziale completamento del progetto Coral South che rende virtualmente certa la vendita di LNG da parte della società ad una controparte terza rispetto alla compagine sociale; e (ii) l'ampliamento dello scope della società con la previsione

di nuovi investimenti in altri progetti – con diverso grado di maturità – ad elevato potenziale minerario. Rileva, in particolare, la progressiva maturazione del rilevante progetto Mamba a valle della dichiarazione di commercialità di ulteriori riserve dell'Area 4 che saranno sviluppate sia in modo autonomo dalla venture di Area 4 sia in maniera coordinata con l'operatore dell'adiacente Area 1 a seguito dell'unitizzazione delle due aree di sviluppo.

In relazione a quanto sopra, l'interesse dei soci deve intendersi a tutti gli effetti sulle attività nette della società (come risultato dei diversi progetti in gestione) e non più come diritti sulle attività e obbligazioni per le passività della stessa. Pertanto, al 31 dicembre 2021, la partecipazione in Mozambique Rovuma Venture SpA è stata rilevata ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette (€355 milioni), precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

(€ milioni)	Effetto modifica classificazione Mozambique Rovuma Venture SpA
Disponibilità liquide ed equivalenti	29
Altre attività	43
Totale attività correnti	72
Immobili, impianti e macchinari	1.318
Altre attività	42
Totale attività non correnti	1.360
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>1.432</b>
Passività finanziarie	2
Altre passività	56
Totale passività correnti	58
Passività finanziarie	1.008
Fondi per rischi e oneri	7
Altre passività	4
Totale passività non correnti	1.019
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>1.077</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ NETTE</b>	<b>355</b>



## 5 BUSINESS COMBINATION E ALTRE TRANSAZIONI SIGNIFICATIVE

### BUSINESS COMBINATION

Nel 2021 Eni ha eseguito numerose acquisizioni con esborso di €2.222 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €614 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €163 milioni. Il 10 marzo 2021 sono stati finalizzati gli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti relative alla fornitura di feed gas all'impianto di Damietta di proprietà della ex joint venture Unión Fenosa Gas SA e del pagamento delle fee di liquefazione da parte delle società di Stato egiziane. Per effetto di tali accordi e della ristrutturazione di Unión Fenosa Gas, Eni ha acquisito la quota del 50% nell'impianto di Damietta e la relativa capacità di liquefazione (5,4 milioni TPA di GNL al 100%), nonché le attività di commercializzazione del gas in Spagna gestite da Unión Fenosa Gas Comercializadora SA (ora Eni España Comercializadora De Gas SAU), controllata di Unión Fenosa Gas SA prima dell'operazione e da Eni post operazione. L'operazione ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni di €32 milioni rappresentato nel flusso di cassa dei disinvestimenti, l'acquisizione di passività finanziarie nette di €128 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €42 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite di €200 milioni è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €2 milioni.

Il 7 aprile 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Aldro Energía Y Soluciones SLU, attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel business retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo, nell'ambito della strategia di crescita e di integrazione tra retail e produzione di energia rinnovabili nella linea di business Plenitude. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €221 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €36 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €7 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €168 milioni. Il 3 giugno 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA), attiva nel settore della produzione di energia elettrica da bioenergia con 21 impianti ciascuno di potenza nominale di 2 megawatt. Gli asset acquisiti includono un impianto per il trattamento della FORSU - la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. L'operazione è parte della strategia di decarbonizzazione di Eni e prevede la conversione della capacità acquisita in unità di produzione di biometano nella linea di business Refining & Marketing. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €132 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €14 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €13 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €80 milioni.

Il 29 luglio 2021 è stata finalizzata in Italia l'acquisizione da Glen-

mont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €485 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €215 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €41 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €302 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.

Il 4 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una pipeline di progetti di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna a vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €140 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €101 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €10 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €120 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.

Il 22 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €118 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €32 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €5 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €81 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.

Il 28 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties di business chimico dell'Eni gestito da Versalis, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity. Il corrispettivo dell'acquisto del 60% è stato di €149 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €85 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €21 milioni. L'allocation del prezzo di acquisto (€149 milioni) e del fair value della quota già posseduta (€99 milioni) delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €93 milioni.

Il 2 novembre 2021 è stato rilevato da Zouk Capital e Aretex il 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica con circa 6.000 punti di ricarica, che ne fanno il secondo operatore in Italia, con il quale era in essere un accordo di co-branding delle colonnine di ricarica Be Charge. L'operazione è parte della strategia Eni

per la transizione energetica nella linea di business Plenitude. Il corrispettivo dell'operazione di €764 milioni è stato versato per il 50% al closing e la restante parte sarà saldata nel 2022; inoltre sono state acquisite attività finanziarie nette di €9 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €24 milioni. L'alloca-

zione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €728 milioni. I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle singole business combination effettuate nel 2021 sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Unión Fenosa Gas	Aldro Energía Y Soluciones SLU	FRI-EL Biogas Holding	(ora EniBioCh4in SpA)	Portafoglio di 13 campi eolici onshore	Diamma Energy Group	Portafoglio di 9 progetti di energia rinnovabile	Finproject SpA	Be Power	Altre acquisizioni e Rami d'azienda	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	42	7	13	41	10	5	21	24			163
Attività finanziarie correnti				150	29	6		23			208
Altre attività	370	78	23	32	2	7	92	22	6		632
Totale attività correnti	412	85	36	223	41	18	113	69	6		1.003
Immobili, impianti e macchinari	335		38	423	119	57	35	29	30		1.066
Goodwill	2	168	80	302	120	81	93	728			1.574
Altre attività	41	69	15	43	15	25	205	10	13		436
Totale attività non correnti	378	237	133	768	254	163	333	767	43		3.076
TOTALE ATTIVITÀ	790	322	169	991	295	181	446	836	49		4.079
Passività finanziarie	35	36	11	79		4	102				267
Altre passività	224	37	7	22	4	2	54	30			380
Totale passività correnti	259	73	18	101	4	6	156	30			647
Passività finanziarie	135	7	16	327	140	39	4	38	12		718
Fondi per rischi e oneri			1	4			1	2			8
Passività per imposte differite	15	7		62	8	8	35				135
Altre passività	181	14	1	12		10	2	2	24		246
Totale passività non correnti	331	28	18	405	148	57	42	42	36		1.107
TOTALE PASSIVITÀ	590	101	36	506	152	63	198	72	36		1.754
Totale patrimonio netto di Eni	200	221	132	485	140	118	248	764	13		2.321
Interessenze di terzi			1		3						4
TOTALE PATRIMONIO NETTO	200	221	133	485	143	118	248	764	13		2.325
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	790	322	169	991	295	181	446	836	49		4.079

I fattori qualitativi che compongono l'avviamento della linea di business Plenitude sono riportati nella nota n. 14 - Attività immateriali.

#### ALTRE TRANSAZIONI SIGNIFICATIVE

Il 26 febbraio 2021 è stata finalizzata l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables di un equity interest del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, che sarà il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100%, con comple-

L'allocazione provvisoria dei prezzi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima dei fair value delle attività acquisite.

tamento atteso nel 2023-2024. L'operazione apporterà 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di decarbonizzazione di Eni. Il corrispettivo dell'acquisizione, rilevato nelle partecipazioni valutate al patrimonio netto, è stato di €480 milioni.

#### 6 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.254 milioni (€9.413 milioni al 31 dicembre 2020) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €5.496 milioni (€6.913 milioni al 31 dicembre 2020) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro (€5.589 milioni) e in dollari USA

(€2.415 milioni) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo. L'ammontare di restricted cash è di circa €115 milioni (€198 milioni al 31 dicembre 2020) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti. La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 15 giorni con un tasso di interesse effettivo negativo dello 0,6% per i depositi in euro (€4.160 milioni) e di 7 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 0,1% per i depositi in dollari USA (€1.336 milioni).

## 7 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.149	1.223
Altri titoli	5.152	4.279
	6.301	5.502

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento,

nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.398 milioni (€1.361 milioni al 31 dicembre 2020).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Euro	3.913	3.731
Dollaro USA	2.336	1.688
Altre valute	52	83
	6.301	5.502

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	307	315	Baa3	BBB
Cile	167	170	A1	A
Stati Uniti	122	124	Aaa	AA+
Altri(*)	107	108	da Aaa a Baa1	da AAA a A-
	703	717		
Tasso variabile				
Italia	390	392	Baa3	BBB
Svizzera	29	29	Aaa	AAA
Altri	11	11	da Aaa a Baa2	da AA+ a BBB
	430	432		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.133	1.149		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.792	1.833	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	942	955	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Altri titoli	290	293	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	3.024	3.081		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	537	540	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.205	1.215	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	315	316	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
	2.057	2.071		
Totale Altri titoli	5.081	5.152		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.214	6.301		

(\*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.749 milioni e di livello 2 per €552 milioni. Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## 8 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	15.524	7.087
Crediti per attività di disinvestimento	8	21
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.888	2.293
Crediti verso altri	1.430	1.525
	18.850	10.926

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

L'incremento dei crediti commerciali di €8.437 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €5.636 milioni, Refining & Marketing e Chimica per €1.405 milioni e Plenitude & Power per €1.039 milioni e riflette l'aumento di rilevanti proporzioni dei prezzi delle commodity energetiche, in particolare del gas, che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2022 dal valore nominale di €2.059 milioni (€1.377 milioni nell'esercizio 2020 con scadenza 2021). Le cessioni 2021 hanno riguardato crediti relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio per €893 milioni, al settore Refining & Marketing e Chimica per €770 milioni e al settore Plenitude & Power per €396 milioni.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €681 milioni (€1.015 milioni al 31 dicembre 2020) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li radddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. L'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €474 milioni alla data di bilancio (€605 milioni al 31 dicembre 2020). Tale ammontare riguarda per circa il 50% crediti pregressi oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo atteso entro i prossimi 2 anni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante. L'altro 50% riguarda i crediti netti maturati per le operazioni 2021 per i quali è stata registrata una significativa progressione dei rimborsi nella parte finale dell'anno.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €195 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2020) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Nel corso dell'esercizio il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni, di dubbia fondatezza, relative agli ammontari addebitati. Sono state avviate procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €538 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto che hanno determinato un tasso di circa il 53% di expected credit loss. Nel corso dell'anno l'insprimento del quadro sanzionatorio USA nei confronti del Venezuela ha impedito di attuare operazioni di compensazione del credito mediante ritiri in kind di prodotti di PDVSA. Pertanto, l'ammontare del credito è aumentato rispetto a fine 2020; (ii) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale di €325 milioni al 31 dicembre 2020 sono stati incassati nel corso del 2021.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €12.275 milioni e €5.222 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2021						
Clienti business	4.348	6.628	818	1.560		13.354
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	331	884	1	2.674		3.890
Altre controparti	1.854	311	16	137	2.601	4.919
Valore lordo	6.533	7.823	835	4.371	2.601	22.163
Fondo svalutazione	(25)	(416)	(69)	(2.209)	(594)	(3.313)
Valore netto	6.508	7.407	766	2.162	2.007	18.850
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	5,3	8,3	50,5	22,8	14,9
31.12.2020						
Clienti business	1.398	2.746	432	1.351		5.927
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	841	620	7	2.653		4.121
Altre controparti	1.243	450	28	141	2.173	4.035
Valore lordo	3.482	3.816	467	4.145	2.173	14.083
Fondo svalutazione	(32)	(21)	(29)	(2.429)	(646)	(3.157)
Valore netto	3.450	3.795	438	1.716	1.527	10.926
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,9	0,6	6,2	58,6	29,7	22,4

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte. L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19

e la ripresa dello scenario petrolifero hanno migliorato la situazione debitoria di molte società petrolifere di Stato, ad eccezione del Venezuela per i fattori specifici legati al quadro sanzionatorio. In negativo, l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale. Per quanto riguarda i clienti del business di Plenitude le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

8500156A 251

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Scaduti					Totale
	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2021						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.291	70	55	92	337	1.845
- Middle	424	22	5	7	188	646
- Altri	57	43	6	1	3	110
Valore lordo	1.772	135	66	100	528	2.601
Fondo svalutazione	(63)	(22)	(27)	(52)	(430)	(594)
Valore netto	1.709	113	39	48	98	2.007
Expected loss (%)	3,6	16,3	40,9	52,0	81,4	22,8
31.12.2020						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.155	105	50	102	366	1.778
- Middle	75	16	3	8	232	334
- Altri	61					61
Valore lordo	1.291	121	53	110	598	2.173
Fondo svalutazione	(46)	(23)	(22)	(57)	(498)	(646)
Valore netto	1.245	98	31	53	100	1.527
Expected loss (%)	3,6	19,0	41,5	51,8	83,3	29,7

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €5.350 milioni (€1.016 milioni al 31 dicembre 2020):

(€ milioni)	2021	2020
Fondo svalutazione iniziale	3.157	3.246
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	202	112
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	348	231
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(135)	(82)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(421)	(275)
Altre variazioni	162	(75)
Fondo svalutazione finale	3.313	3.157

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €94 milioni (€7 milioni nel 2020) per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento molto significativo delle esposizioni dovuto alle condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €71 milioni (€84 milioni nel 2020) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €229 milioni (€118 milioni nel 2020) e riguardano principalmente i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €101 milioni (€97 milioni nel 2020) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €556 milioni (€357 milioni nel 2020) sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €239 milioni (€200 milioni nel 2020) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €196 milioni (€178 milioni nel 2020) riferiti principalmente alla clientela retail; (ii) al settore Exploration & Production di €233 milioni (€101 milioni nel 2020) e riguardano essenzialmente la rideterminazione del valore dei crediti verso la società di Stato NNPC in Nigeria per effetto della risoluzione di una disputa relativa al riconoscimento di costi d'investimento pregressi, oggetto di un arbitrato, nell'ambito di un accordo che ha definito l'estensione e la revisione dei termini contrattuali della licenza. Il recupero del credito avverrà tramite l'attribuzione ad Eni e agli altri partner di una quota di produzione di spettanza della società di Stato.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(550)	(343)	(620)
Perdite nette su crediti	(66)	(36)	(45)
Utilizzi per esubero	337	153	233
	(279)	(226)	(432)

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 9 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE - SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.001	706
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.611	1.580
Prodotti finiti e merci	3.452	1.603
Altre	8	4
Totale rimanenze correnti	6.072	3.893

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.481 milioni (€1.463 milioni al 31 dicembre 2020). I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.414 milioni (€874 milioni al 31 dicembre 2020) e prodotti chimici per €626 milioni (€443 milioni al 31 dicembre 2020).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €570 milioni (€348 milioni al 31 dicembre 2020).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.053 milioni (€995 milioni al 31 dicembre 2020), sono possedute da società italiane per €1.032 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2020) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge. L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Rimanenze di gas naturale per €269 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

## 10 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	195	108	648	374	184	153	243	360

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazio-

ni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €230 milioni (€254 milioni al 31 dicembre 2020).

## 11 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.460	51	12.911	115	1.548	152	1.609	162
Passività da contratti con la clientela			482	726			1.298	394
Attività e passività relative ad altre imposte	442	182	1.435	27	450	181	1.124	26
Altre	732	796	928	1.378	688	920	841	1.295
	13.634	1.029	15.756	2.246	2.686	1.253	4.872	1.877

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €498 milioni, di cui €340 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€475 milioni al 31 dicembre 2020, di cui €315 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €94 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2020). Il decremento è dovuto al ritiro dei volumi di gas prepagato; (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €316 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2020).

Le passività correnti da contratti con la clientela sono diminuite per effetto dell'azzeramento degli anticipi in valuta locale compensati con le forniture di gas equity, ricevuti originariamente dalle società di Stato dell'Egitto per il finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali, in particolare, l'avanzamento del progetto Zohr considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento (€546 milioni al 31 dicembre 2020). Le altre passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per €60 milioni (€62 milioni al 31 dicembre 2020) e a lungo termine per €333 milioni (€393 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Ole-

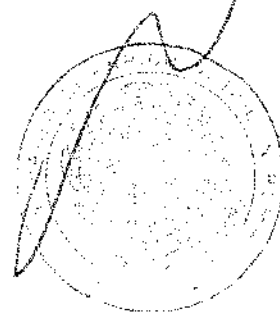
odotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla raffineria di Taranto per €391 milioni (€394 milioni al 31 dicembre 2020).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2021 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €700 milioni (€516 milioni al 31 dicembre 2020) e passività per Iva per €248 milioni (€212 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre passività comprendono: (i) le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €630 milioni (€559 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €361 milioni (€398 milioni al 31 dicembre 2020), di cui correnti per €90 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) depositi cauzionali per €268 milioni (€261 milioni al 31 dicembre 2020), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €223 milioni (€228 milioni al 31 dicembre 2020); (iv) il valore del gas non ritirato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine per €112 milioni (€437 milioni al 31 dicembre 2020) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €73 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €39 milioni (€372 milioni al 31 dicembre 2020). La riduzione è dovuta al ritiro dei volumi di gas prepagato da parte dei clienti somministrati; (v) passività per attività d'investimento per €103 milioni.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



## 12 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
<b>2021</b>							
Valore iniziale netto	1.128	39.648	3.299	1.341	7.118	1.409	53.943
Investimenti	18	8	277	380	3.413	854	4.950
Capitalizzazione ammortamenti				28	90		118
Ammortamenti <sup>(*)</sup>	(49)	(5.421)	(496)				(5.966)
Riprese di valore		1.080	118		337		1.535
Svalutazioni	(101)	(90)	(768)		(85)	(582)	(1.626)
Riduzioni	(1)		(2)	(331)	(18)		(352)
Differenze di cambio da conversione	2	2.956	66	106	546	12	3.688
Rilevazione iniziale e variazione stima		200		(9)	4		195
Variazione dell'area di consolidamento	22		1.001	(199)	(1.119)	43	(252)
Trasferimenti	50	3.841	409	(44)	(3.797)	(459)	
Altre variazioni	2	120	(54)	(28)	56	(30)	66
Valore finale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.545	1.247	56.299
Valore finale lordo	4.175	149.117	30.618	1.244	10.485	3.107	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione	3.104	106.775	26.768		3.940	1.860	142.447
<b>2020</b>							
Valore iniziale netto	1.218	46.492	3.632	1.553	7.412	1.875	62.192
Investimenti	12	6	229	265	3.127	768	4.407
Capitalizzazione ammortamenti				4	100		104
Ammortamenti <sup>(*)</sup>	(55)	(5.642)	(508)				(6.205)
Riprese di valore	13	183	342		98	12	648
Svalutazioni	(82)	(1.551)	(972)		(567)	(582)	(3.754)
Riduzioni			(1)	(296)	(7)	(1)	(305)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3.325)	(75)	(119)	(605)	(14)	(4.140)
Rilevazione iniziale e variazione stima		870		(9)	94		955
Trasferimenti	39	2.677	755	(47)	(2.630)	(794)	
Altre variazioni	(15)	(62)	(103)	(20)	96	145	41
Valore finale netto	1.128	39.648	3.299	1.341	7.118	1.409	53.943
Valore finale lordo	4.082	136.468	28.839	1.341	11.169	2.742	184.641
Fondo ammortamento e svalutazione	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698

(\*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €68 milioni (€73 milioni nel 2020) riferiti al settore Exploration & Production per €54 milioni (€51 milioni nel 2020). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra lo 0,4% e il 2,1% (1,3% e 2,2% al 31 dicembre 2020).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.843 milioni (€3.444 milioni nel 2020).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2020:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €3.603 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente della revisione costi in parte compensata dall'effetto diminutivo dovuto all'aumento dei tassi di attualizzazione, nonché la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni).

La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) al deconsolidamento della società Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito del cambio di classificazione da joint operation a joint venture per €1.318 milioni; (ii) all'acquisizione delle società operanti nel business Plenitude per €658 milioni riferite in particolare agli asset eolici onshore in esercizio in Italia (€423 milioni); (iii) all'acquisizione della Spanish Egyptian Gas Co SAE (ora Damietta LNG (DLNG) SAE) per €176 milioni nell'ambito della business combination Unión Fenosa Gas

SA. Maggiori informazioni sulle business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €3.556 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Indonesia, Egitto, Kazakistan, Stati Uniti, Angola, Italia, Iraq e Messico.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola.

Le altre variazioni comprendono il valore di libro del participating interest del 5% nella proprietà OML 17 in Nigeria, oggetto di cessione a un operatore locale. La transazione è correntemente oggetto di accertamenti da parte delle autorità antitrust nigeriane per presunta mancanza di preventiva comunicazione.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.101 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €136 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.268	1.246	1.161
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	288	408	368
Ammortamenti precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(286)	(226)	(183)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(43)	(48)	(46)
Cessioni	(3)		(15)
Variazione dell'area di consolidamento	(199)		
Differenze cambio da conversione	100	(112)	21
Altre variazioni	(24)		
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.101	1.268	1.246

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2021		2020		2019	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	175	4,0	157	6,7	185	7,7
- da 1 a 3 anni	269	12,2	250	11,0	171	6,4
- oltre 3 anni	657	19,7	861	19,3	890	26,4
	1.101	35,9	1.268	37,0	1.246	40,5
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	175	4,0	157	6,7	185	7,7
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	567	17,9	631	14,9	556	11,3
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	359	14,0	480	15,4	505	21,5
	1.101	35,9	1.268	37,0	1.246	40,5

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€359 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Angola, Congo, Egitto, Indonesia e Nigeria).

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni

in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2021								
Valore iniziale	203	860		114	100	18	468	1.763
Investimenti				3	6			9
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		3	35		(2)		35
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(48)		(92)		(1)		(141)
Differenze di cambio da conversione	16	80		8	8	1	40	153
Valore finale	218	892	3	68	114	16	508	1.819
2020								
Valore iniziale	253	939	139	162	115	19	535	2.162
Investimenti					55	2		57
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(25)		(134)	(37)				(196)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(2)		(61)	(2)	(25)	(90)
Differenze di cambio da conversione	(25)	(79)	(3)	(11)	(9)	(1)	(42)	(170)
Valore finale	203	860		114	100	18	468	1.763

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €867 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.176 milioni. Relativamente

al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni è in attesa del provvedimento di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) da parte delle competenti autorità ni-

83001/567

geriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo presentato istanza di conversione nei termini contrattuali e avendo verificato il rispetto di tutte le condizioni e i requisiti previsti. Sulla base di queste considerazioni Eni ritiene di aver maturato il diritto alla conversione. Coerentemente, la verifica di recuperabilità dell'asset è stata fatta nell'ottica di value-in-use e ne è stata confermata la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio della produzione. Nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. In caso di espresso diniego alla conversione da parte delle Autorità nigeriane o altra azione che lascia presupporre un esproprio del titolo, sarà considerata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie la riclassificazione dell'asset in una voce dedicata e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.796 milioni (€20.343 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €372 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi.

### 13 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
<b>2021</b>									
Valore iniziale netto	2.672	244	446	424	11	652	32	162	4.643
Incrementi		215	583	104	23	34	40	105	1.104
Ammortamenti <sup>(*)</sup>	(217)	(170)	(274)	(63)	(11)	(122)	(22)	(49)	(928)
Svalutazioni			(25)	(6)	(14)			(14)	(59)
Differenze di cambio da conversione	213	12	11	3		8		6	253
Variazione dell'area di consolidamento						(6)		116	110
Altre variazioni	(1)	(118)	(166)	(8)	5	52	(2)	(64)	(302)
Valore finale netto	2.667	183	575	454	14	618	48	262	4.821
Valore finale lordo	3.366	572	1.268	666	66	948	84	433	7.403
Fondo ammortamento e svalutazione	699	389	693	212	52	330	36	171	2.582
<b>2020</b>									
Valore iniziale netto	3.153	313	497	460	6	707	32	181	5.349
Incrementi	79	193	281	49	22	65	24	95	808
Ammortamenti <sup>(*)</sup>	(232)	(189)	(252)	(57)	(2)	(118)	(22)	(66)	(928)
Svalutazioni				(21)	(15)			(14)	(47)
Differenze di cambio da conversione	(251)	(13)	(13)			(8)		(7)	(292)
Altre variazioni	(77)	(60)	(67)	(7)		6	(2)	(40)	(247)
Valore finale netto	2.672	244	446	424	11	652	32	162	4.643
Valore finale lordo	3.107	528	927	573	29	859	65	293	6.381
Fondo ammortamento e svalutazione	435	284	481	149	18	207	33	131	1.738

(\*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.195 milioni (€3.274 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra 8 e 15 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €765 milioni (€788 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €541 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

Gli incrementi sono riferiti principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €392 milioni e riguardano in particolare il noleggio di "rig" di perforazione (€215 milioni) e mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas (€159 milioni); (ii) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €343 milioni e riguardano navi per il trasporto del GNL (€331 milioni); (iii) alla linea di business Refining & Marketing per €251 milioni e riguardano la locazione di mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA (€108 milioni), nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a con-

cessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing (€122 milioni); (iv) al settore Corporate e Altre attività per €104 milioni e riguardano due aerei ceduti e riacquistati mediante la formula del leaseback (€69 milioni) e locazione di beni per le attività di staff (auto aziendali, informatica, immobili) (€32 milioni). La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €75 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto del valore nominale di circa €1,8 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2022 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (iii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €311 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €302 milioni; (ii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €130 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €67 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
<b>2021</b>			
Valore iniziale	849	4.109	5.018
Incrementi		1.102	1.102
Decrementi	(934)	(5)	(939)
Differenze di cambio da conversione	38	231	269
Variazione dell'area di consolidamento	14	89	103
Altre variazioni	981	(1.197)	(216)
Valore finale	948	4.389	5.337
<b>2020</b>			
Valore iniziale	889	4.759	5.648
Incrementi		808	808
Decrementi	(866)	(3)	(869)
Differenze di cambio da conversione	(40)	(269)	(309)
Altre variazioni	866	(1.126)	(260)
Valore finale	849	4.169	5.018

85001/569

259

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.684 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €939 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €307 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.690 milioni e in euro per €1.495 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €72 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

*Calvo*

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	18	12	6
	18	12	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- leasing di breve durata	85	67	115
- leasing di modico valore	31	37	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	14	7	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(2)	(2)
	126	109	168
Ammortamenti e svalutazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	928	928	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(110)	(96)	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	59	47	41
	877	879	830
Proventi (oneri) finanziari			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(304)	(347)	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	5	7	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(34)	24	(6)
	(333)	(316)	(367)

*ant*

*de*

## 14 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2021							
Valore iniziale netto	888	162	589	1.639	1.297		2.936
Investimenti	12	28	244	284			284
Ammortamenti	(30)	(89)	(168)	(287)			(287)
Svalutazioni		(2)	(14)	(16)	(22)		(38)
Riprese di valore	21			21			21
Radiazioni	(35)			(35)			(35)
Variazione dell'area di consolidamento		11	226	237	1.574	24	1.835
Differenze di cambio da conversione	57		2	59	13		72
Altre variazioni		45	(34)	11			11
Valore finale netto	913	155	845	1.913	2.862	24	4.799
Valore finale lordo	1.707	1.709	4.843	8.259			
Fondo ammortamento e svalutazione	794	1.554	3.998	6.346			
2020							
Valore iniziale netto	1.031	195	568	1.794	1.265		3.059
Investimenti	18	23	196	237			237
Ammortamenti	(53)	(92)	(130)	(275)			(275)
Svalutazioni	(23)		(7)	(30)	(24)		(54)
Riprese di valore			24	24			24
Radiazioni	(19)	(5)		(24)			(24)
Variazione dell'area di consolidamento			7	7	70		77
Differenze di cambio da conversione	(66)		(3)	(59)	(14)		(83)
Altre variazioni		41	(66)	(25)			(25)
Valore finale netto	888	162	589	1.639	1.297		2.936
Valore finale lordo	1.613	1.623	4.399	7.635			
Fondo ammortamento e svalutazione	725	1.461	3.810	5.996			

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Angola e Costa d'Avorio.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Diritti esplorativi proved	236	225
Diritti esplorativi unproved	677	653
Altri diritti esplorativi		10
	913	888

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni

sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela della linea business Plenitude di €348

850 : 1/572

261

milioni (€262 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €139 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2020) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €32 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) customer relationship per €109 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject; (iv) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni

ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Le altre attività immateriali a vita utile indefinita riguardano l'acquisizione dei brand XL EXTRALIGHT e Levirex di Finproject.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2020:

(%)	UOP
Diritti e potenziale esplorativo	3
Diritti di trasporto del gas naturale	3 - 33
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	20 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	17 - 33
Attività per acquisizione della clientela	4 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali	

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.500 milioni. Il goodwill per set-

tore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Plenitude	2.446	1.047
Refining & Marketing	173	93
Exploration & Production	139	146
Chimica	93	
Corporate e Altre attività	11	11
	2.862	1.297

La svalutazione del goodwill nel 2021 è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production.

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €728 milioni all'acquisizione del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica; (ii) per €168 milioni all'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU attiva nel mercato iberico retail della vendita di energia elettrica, gas e servizi; (iii) per €302 milioni all'acquisto di Eolica Lucana Srl, Green Energy Management Services Srl (GEMS), Finpower Wind Srl, Società Energie Rinnovabili SpA (SER), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (SER1) proprietarie di campi eolici onshore in esercizio; (iv) per €120 milioni all'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna; (v) per €93 milioni all'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis; (vi) per €81 milioni all'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di progetti di energia rinnovabile in sviluppo e capacità in esercizio; (vii) per €80 milioni all'acquisizione del 100% di FRI-EL Biogas Holding (ora Eni-BioCh4in SpA), attiva nel settore della bioenergia.

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative. Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attri-

buito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Con riferimento alla linea di business Plenitude relativa alle attività di vendita retail di gas naturale ed elettricità con significativi valori allocati di goodwill, in considerazione della maggiore integrazione tra i vari Paesi in cui opera il Gruppo Plenitude e delle possibili sinergie transnazionali, la CGU definita per la valutazione di recuperabilità del goodwill di complessivi €1.214 milioni derivante dalle acquisizioni è stata estesa dall'Italia all'intero perimetro di attività Mercato e ridenominata Retail. Tale goodwill riguarda: il buy-out delle minorities ex Italgas nel 2003 per €706 milioni, società italiane focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni (€198 milioni) in esercizi passati, l'acquisizione nel 2021 del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU attiva nel mercato iberico (€168 milioni), nonché il goodwill preesistente per l'acquisizione di Eni Gas & Power France SA (€95 milioni) e altri importi minori. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero.

invariato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei Paesi di operatività, pari a una media di circa il 4,9%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €5 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Nella linea di business Plenitude relativa alle attività rinnovabili, le CGU sono state individuate a livello di progetto significativo, in alcuni casi raggruppati a livello societario per i progetti/impianti caratterizzati da rilevanti sinergie. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. Per le acquisizioni 2021, l'impairment è stato condotto aggiornando il modello di valutazione utilizzato per l'acquisizione confermando la recuperabilità dei goodwill allocati alle varie CGU.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività E-mobility è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (€728 milioni) ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

## 15 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le assunzioni per gli impairment test sul settore Plenitude & Power sono indicate alla nota n. 14 - Attività immateriali. La valutazione di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato e della complessità del processo di stima dei valori d'uso. La determinazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione all'andamento futuro di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Tra queste, i prezzi del petrolio e del gas naturale costituiscono il principale driver di valore e, trattandosi di commodity, presentano un elevato livello di volatilità e di imprevedibilità dovuto alla diretta correlazione con il ciclo macroeconomico. Le previsioni di prezzo adottate da Eni per valutare sia la recuperabilità degli asset iscritti a bilancio sia le decisioni d'investimento, sono elaborate sulla base della view del management sull'evoluzione nel lungo termine dei fondamentali del mercato, tra i quali principalmente l'evoluzione del mix energetico globale nei prossimi

venti-trent'anni in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione degli Stati definiti nei propri piani nazionali, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, gli impatti durevoli della pandemia del COVID-19, l'andamento della domanda e dell'offerta di petrolio e gas naturale nel lungo termine, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e delle policy relative al clima e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori e degli investitori.

Con riferimento al breve termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che riguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. In coerenza con tale percorso che considera le possibili evoluzioni del mercato e delle tecnologie e la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato l'assunzione di un prezzo del petrolio di lungo termine di 62 \$/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 \$ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici definiti dall'Accordo di Parigi.

Per il 2022-2023, le previsioni di prezzo nominale sono rispettivamente \$80 e \$75/barile in considerazione della fase di sostenuta ripresa macroeconomica globale, della disciplina finanziaria e conseguente limitazione degli investimenti delle società petrolifere internazionali quotate e dei problemi produttivi dell'OPEC+; i corrispondenti valori delle assunzioni di impairment test 2020 erano \$55 e \$60/barile.

Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, mentre nel breve termine il benchmark dei prezzi spot dell'Europa continentale "TTF" è previsto in sensibile ripresa a \$21,2 e \$14,4/mmBTU rispettivamente nel 2022 e nel 2023 (vs. \$4,7 e \$4,9/mmBTU quali corrispondenti valori dell'impairment test 2020), nel lungo termine il valore declina in relazione alle ipotesi di progressivo spiazzamento del gas a opera delle rinnovabili e di efficientamento dei consumi per una previsione di prezzo del TTF in moneta reale 2020 di \$8,5/mmBTU nel periodo 2025-2045, per poi declinare ulteriormente a \$6,2/mmBTU nel 2050.

Le previsioni di breve termine sono esposte alle imprevedibili conseguenze del conflitto in corso tra Russia e Ucraina che al momento ha provocato una fase di volatilità senza precedenti nel mercato delle commodity energetiche.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del capital asset pricing model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P 500, sia un

850/1/513

premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Il risultato è un Ke di circa il 10% che ha bilanciato la discesa degli yield sugli asset risk free che entrano sia nel calcolo del Ke sia nella determinazione del costo del debito, mantenendo un costo del capitale di Gruppo nell'intorno del 7%.

Sulla base del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine il management ha rilevato delle parziali riprese di valore delle CGU svalutate nel precedente bilancio. Le riprese di valore più significative hanno riguardato giacimenti a gas in Italia e giacimenti petroliferi in Congo, Libia, Usa, Algeria, Turkmenistan, Nigeria e Timor Est. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 10,7%-6,5%; nel caso della ripresa di valore di maggiore entità (superiore ai €100 milioni) il wacc post-tax del 6,8% si ridetermina in circa 18% pre-tax.

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro)

maggiore del 90% del valore di libro degli asset, compresi i costi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della partecipazione ai progetti di conservazione delle foreste, che afferiscono al framework REDD+ definito dalle Nazioni Unite. Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi AS e un asset oggetto di arbitrato.

Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato un'analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas agli scenari di decarbonizzazione elaborati dalla IEA: lo SDS WEO '21 e il Net Zero Emission 2050 (NZE 2050). I sensitivity test agli scenari IEA SDS e NZE 2050 riguardano sia le assunzioni di prezzo delle materie prime energetiche diverse da quelle adottate dal management, sia l'utilizzo di un costo per le emissioni di CO<sub>2</sub> in tutte le aree geografiche dove Eni svolge attività Oil & Gas sulla base dei prezzi riportati nella tabella seguente:

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2020		
	Costi CO <sub>2</sub> deducibili	Costi CO <sub>2</sub> non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO <sub>2</sub>
Scenario Eni	~90%	-	46 \$/bbl	6,2 \$/mmBTU	proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA SDS WEO 2021	76%	75%	50 \$/bbl	4,5 \$/mmBTU	200-95 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *
Scenario IEA NZE 2050	35%	32%	24 \$/bbl	3,6 \$/mmBTU	250-55 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *

(\*) Prezzo differenziato a seconda di economie classificate come "avanzata" o "emergente".

Con riferimento allo scenario NZE 2050, per il quale non sono considerate possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione/cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period, si determina un headroom, cioè l'eccedenza del complessivo valore d'uso rispetto al corrispondente valore di bilancio delle CGU E&P, consistente e in eccesso di oltre il 30% rispetto ai dati di bilancio.

La valutazione di recuperabilità degli attivi nel 2021 comprende la svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie e joint operation in Italia e in Europa per un ammontare pari a €1.179 milioni (compresi investimenti di stay-in-business di CGU pre-

cedentemente svalutate). Tale perdita ha come driver il sensibile peggioramento dei margini, compressi dal peggioramento dei crack spread dei prodotti e dall'aumento del costo delle utility indicizzate al gas, e le ridotte prospettive di redditività delle CGU Eni a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria della raffinazione europea (dimensione subottimale degli impianti, pressione competitiva da parte di raffinatori più efficienti) e delle proiezioni di modesta ripresa della domanda di carburanti anche per effetto della competizione della mobilità elettrica. Inoltre, i costi operativi sono penalizzati dall'aumento degli oneri per acquisto dei permessi di emissione nell'ambito dello Emissions Trading System europeo.



Handwritten signature or initials.

## 16 PARTECIPAZIONI

## PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2021				2020			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	80	2.832	3.837	6.749	86	4.592	4.357	9.035
Acquisizioni e sottoscrizioni	1	558	103	662	2	75	198	275
Cessioni e rimborsi	(21)	(231)	(133)	(385)		(3)	(1)	(4)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	31	165	202	3	21	14	38
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(910)	(381)	(1.294)	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)
Decremento per dividendi	(25)	(586)	(16)	(627)	(5)	(296)	(19)	(314)
Variazione dell'area di consolidamento	5	355		360	3	30	1	34
Differenze di cambio da conversione	2	83	296	381	(4)	(254)	(345)	(603)
Altre variazioni	(1)	(75)	(85)	(161)	(3)	66	(42)	21
Valore finale	44	2.057	3.786	5.887	80	2.832	3.837	6.749

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €480 milioni l'acquisizione del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd che stanno sviluppando il progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico Dogger Bank (A e B).

Le cessioni e rimborsi riguardano essenzialmente: (i) la cessione di Unión Fenosa Gas SA per €232 milioni al partner spagnolo Naturgy a seguito della ristrutturazione societaria della venture con la ripartizione degli asset fra i soci; (ii) il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per €130 milioni.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem SpA per €752 milioni dovuta sia alle perdite gestionali su commesse sia alla rilevazione di oneri straordinari e di ristrutturazione. La perdita è stata stimata dal management sulla base delle migliori informazioni

disponibili sul mercato e dei risultati preliminari dell'esercizio 2021 annunciati dalla partecipata; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER) per €362 milioni relativi alla perdita di esercizio dovuta principalmente alla rilevazione di svalutazioni di impianti per minori prospettive di redditività e accantonamenti di decommissioning per chiusura di alcune linee produttive.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €78 milioni per la Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo e le perdite su crediti. Il valore residuo di €51 milioni della partecipazione nell'altro progetto venezuelano PetroJunín è stato azzerato per mancanza di prospettive di redditività del progetto. Il decremento per dividendi è riferito per €561 milioni alla Vår Energi AS.

85991/575

265

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
<b>Imprese controllate:</b>				
- Eni BTC Ltd	2	100,00	24	100,00
- Altre	42		56	
	44		80	
<b>Imprese in joint venture:</b>				
- Vår Energi AS	645	69,85	1.144	69,85
- Mozambique Rovuma Venture SpA	355	35,71		
- Cardón IV SA	279	50,00	199	50,00
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	246	20,00		
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	238	20,00		
- Saipem SpA	137	31,20	908	31,08
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	54	50,00	51	50,00
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	27	70,00	32	70,00
- PetroJunin SA		40,00	50	40,00
- Unión Fenosa Gas SA			242	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			140	49,00
- Altre	76		66	
	2.057		2.832	
<b>imprese collegate:</b>				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.151	20,00	2.335	20,00
- Angola LNG Ltd	1.084	13,60	1.039	13,60
- Coral FLNG SA	156	25,00	138	25,00
- Novis Renewables Holdings Llc	75	49,00	65	49,00
- United Gas Derivatives Co	75	33,33	58	33,33
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	71	99,00		
- ADNOC Global Trading Ltd	42	20,00		20,00
- Finproject SpA			73	40,00
- Altre	132		129	
	3.786		3.837	
	5.887		6.749	

La partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA è stata riclassificata da joint operation a joint venture. Le motivazioni della riclassifica sono riportate alla n. 4 - Principi contabili di recente emanazione - Modifica della classificazione del joint arrangement Mozambique Rovuma Venture SpA.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €487 milioni; la differenza è riferita principalmente alle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd per €483 milioni e riflette le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2021 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,20
Prezzo delle azioni (€)	1,845
Valore di mercato (€ milioni)	570
Valore di libro (€ milioni)	137

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

## ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020
Valore iniziale	957	929
Acquisizioni e sottoscrizioni	175	8
Valutazione al fair value con effetto a OCI	105	24
Cessioni e rimborsi		(12)
Differenze di cambio da conversione	57	(61)
Altre variazioni		69
Valore finale	1.294	957

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (c.d. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €120 milioni il versamento di acconti per l'acquisto di partecipazioni.

La valutazione al fair value con effetto ad OCI è riferita per €106 milioni alla Novamont SpA.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni. Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2021 include la Nigeria LNG Ltd per €637 milioni (€579 milioni al 31 dicembre 2020), la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €124 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2020) e la Novamont SpA per €183 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2020). Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2021 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 17 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	17	1.832	29	953
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	39		22	
	56	1.832	51	953
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.252		203	
	4.308	1.832	254	953
Titoli strumentali all'attività operativa		53		55
	4.308	1.885	254	1.008

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Valore iniziale	352	379
Accantonamenti	41	7
Utilizzi	(15)	(7)
Differenze di cambio da conversione	25	(26)
Altre variazioni		(1)
Valore finale	403	352

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.763 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA per €1.008 milioni; (ii) della Corai FLNG SA per €383 milioni (€288 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €199 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2020).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €399 milioni (€771 milioni al 31 dicembre 2020).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.832 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 1,7% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020). La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, oltre che sulla base del modello di expected loss è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto

dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente al valore attuale dei flussi di cassa futuri associati alla vendita delle riserve di gas che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €4.233 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2020) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio e per €19 milioni depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €3.729 milioni e €1.980 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

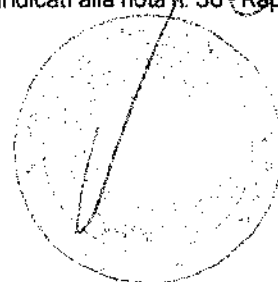
	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Stati Sovrani</b>							
<b>Tasso fisso</b>							
Italia	24	24	24	da 0,0 a 1,75	dal 2022 al 2031	Baa3	BBB
Altri <sup>(*)</sup>	16	16	16	da 0,0 a 0,20	dal 2023 al 2025	da Aa3 a Baa1	Da AA a A
<b>Tasso variabile</b>							
Italia	11	11	11	da 0,22 a 0,43	dal 2022 al 2025	Baa3	BBB
Altri	2	2	2	1,10	2022	Baa2	BBB
<b>Totale Stati Sovrani</b>	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>53</b>				

(\*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



*Handwritten signature or initials.*

## 18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	16.795	8.679
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	552	417
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.732	1.393
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.188	1.120
Debiti verso altri	1.453	1.327
	21.720	12.936

L'incremento dei debiti commerciali di €8.116 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €6.626 milioni e Refining & Marketing e Chimica per €1.220 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €328 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €185 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €112 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2020).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €14.250 milioni e €5.864 milioni. La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	362	347	4.650	5.359	337	759	3.193	4.289
Obbligazioni ordinarie		913	18.049	18.962		1.140	18.280	19.420
Obbligazioni convertibili		399		399			396	396
Sustainability-Linked Bond		2	996	998				
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	836			836	2.233			2.233
Altri finanziatori	1.101	120	19	1.240	312	10	26	348
	2.299	1.781	23.714	27.794	2.882	1.909	21.895	26.686

L'incremento delle passività finanziarie di €1.108 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Al 31 dicembre 2021 le passività finanziarie con banche comprendono contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, per €1.300 milioni (tale ammontare non considera le linee di credito committed utilizzate al 31 dicembre 2021).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €899 milioni e a €1.051 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.542 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.420 milioni.

85901/59

269

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)		
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.000	29	1.029	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.200	15	1.215	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	13	1.013	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	(1)	899	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	1	801	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	11	761	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	7	757	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	746	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	3	703	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	4	654	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(3)	597	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.545	(4)	1.541	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	7	802	EUR	2025	2043	1,275	5,441
	15.440	102	15.542					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	883	7	890	USD		2023		4,000
Eni SpA	883	4	887	USD		2028		4,750
Eni SpA	883		883	USD		2029		4,250
Eni SpA	309	1	310	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	353		353	USD		2027		7,300
CEF3 Wind Energy SpA	99	(2)	97	EUR		2025		2,010
	3.410	10	3.420					
	18.850	112	18.962					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €703 milioni. Nel corso del 2021 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(1)	399	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (c.d. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle

azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario scade nei prossimi 12 mesi.

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse. Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per €16,4 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2021				31.12.2020			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	1.356		20.399	1,5	1.004		19.142	1,7
Dollaro USA	928	0,2	5.096	3,8	1.870	1,1	4.522	4,6
Altre valute	15	(0,3)			8	(0,5)	140	4,3
Totale	2.299		25.495		2.882		23.804	

Al 31 dicembre 2021 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €6.207 milioni (€7.183 milioni al 31 dicembre 2020) e di linee di credito committed non utilizzate per €2.835 milioni, di cui €2.820 milioni scadenti oltre 12 mesi (€5.295 milioni al 31 dicembre 2020, di cui 4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 31 dicembre 2021 le linee di credito committed, utilizzate e non utilizzate, comprendono contratti

sustainability-linked per €4.850 milioni. L'utilizzo delle linee di credito è avvenuto per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrati nel dicembre 2021.

Al 31 dicembre 2021 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

85071/501

271

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Obbligazioni ordinarie e Sustainability-Linked Bond	23.070	22.429
Obbligazioni convertibili	513	497
Banche	5.029	4.008
Altri finanziatori	138	36
	28.750	26.970

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 1,7% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

## VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2020	23.804	2.882	5.018	31.704
Variazioni monetarie	566	(910)	(939)	(1.283)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	255	153	303	711
Variazione dell'area di consolidamento	545	160	103	808
Altre variazioni non monetarie	225	14	852	1.091
Valore al 31.12.2021	25.495	2.299	5.337	33.131
Valore al 31.12.2019	22.066	2.452	5.648	30.166
Variazioni monetarie	2.178	937	(869)	2.246
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(348)	(528)	(333)	(1.209)
Variazione area di consolidamento	64	22	4	90
Altre variazioni non monetarie	(156)	(1)	568	411
Valore al 31.12.2020	23.804	2.882	5.018	31.704

La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €474 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €213 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.102 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing (€808 milioni al 31 dicembre 2020).

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13  
- Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.  
I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36  
- Rapporti con parti correlate.

## 20 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento fi-

nanziario netto posto a confronto è stato rideeterminato alla luce del nuovo schema senza modifiche quantitative.

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide	2.758	2.500
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.496	6.913
C. Altre attività finanziarie correnti	10.553	5.705
D. Liquidità (A+B+C)	18.807	15.118
E. Debito finanziario corrente	3.613	4.022
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.415	1.618
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	5.028	5.640
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(13.779)	(9.478)
I. Debito finanziario non corrente	9.058	7.388
J. Strumenti di debito	19.045	18.676
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	28.103	26.064
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	14.324	16.586

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €115 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

L'aumento delle altre attività finanziarie correnti è dovuto all'adempimento delle obbligazioni nei confronti delle istituzioni finanziarie e dei commodity-based exchange di incrementare i depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call).

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 7 - Attività finanziarie destinate al trading; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie. La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €948 milioni e €4.389 milioni (rispettivamente €849 milioni e €4.169 milioni al 31 dicembre 2020) di cui, €1.684 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

## 21 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2020	9.362	2.263	385	170	258	198	95	53	654	13.438
Accantonamenti		289	234	34	102	15	2	1	219	896
Rilevazione iniziale e variazione stima	195									195
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	153	(9)								144
Utilizzi a fronte oneri	(469)	(313)	(90)	(9)	(63)			(3)	(308)	(1.255)
Utilizzi per esuberanza		(10)	(72)	(8)		(16)	(4)	(36)	(45)	(191)
Differenze cambio da conversione	445	2	21	8		3	1		8	488
Altre variazioni	(65)	(16)	(26)	16	(2)	(5)	(1)		(23)	(122)
Valore al 31.12.2021	9.621	2.206	462	211	295	195	93	15	505	13.593

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€8.580

milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production. Il fondo include anche la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli

85901/583

273

impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €153 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,4% e 3,8% (-0,2% e 3,7% al 31 dicembre 2020). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" dell'Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €1.532 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €376 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale,

anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €258 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per €61 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore Exploration & Production.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €186 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €94 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €144 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

## 22 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
<b>Piani a benefici definiti:</b>		
- TFR	227	258
- Piani esteri a benefici definiti	129	493
- Fidej, altri piani medici esteri e altri	162	182
	518	933
<b>Altri fondi per benefici ai dipendenti</b>	301	268
	819	1.201

L'ammontare della passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi

monetari differiti per €124 milioni, il contratto di espansione per €69 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA Società Benefit per €66 milioni, i premi di anzianità per €29 milioni e gli altri piani a lungo termine per €13 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2021						2020					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	258	1.140	182	1.580	268	1.848	269	1.044	177	1.490	278	1.768
Costo corrente	1	16	3	20	49	69		23	3	26	50	76
Interessi passivi	1	24	1	26		26	2	27	2	31	1	32
Rivalutazioni:		(118)	(6)	(124)	(11)	(135)	5	48	13	66	4	70
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(3)	(4)	(8)	(1)	(9)	(3)	(10)	2	(11)	2	(9)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)	(111)	3	(109)	2	(107)	9	71	13	93	5	98
- Effetto dell'esperienza passata	2	(4)	(5)	(7)	(12)	(19)	(1)	(13)	(2)	(16)	(3)	(19)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					107	107		(2)		(2)	20	18
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(36)	(39)	(8)	(83)	(56)	(139)	(20)	(33)	(9)	(62)	(63)	(125)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	3	(263)	(10)	(270)	(56)	(326)	2	32	(4)	30	(22)	8
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	227	761	162	1.150	301	1.451	258	1.140	182	1.580	268	1.848
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		648		648		648		632		632		632
Interessi attivi		12		12		12		15		15		15
Rendimento delle attività a servizio del piano		(5)		(5)		(5)		51		51		51
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione								(3)		(3)		(3)
Contributi al piano:		15		15		15		15		15		15
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		14		14		14		14		14		14
Benefici pagati		(28)		(28)		(28)		(21)		(21)		(21)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(9)		(9)		(9)		(41)		(41)		(41)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		633		633		633		648		648		648
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		1		1		1						
Modifiche nel massimale di attività								1		1		1
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	227	129	162	518	301	819	258	493	182	933	268	1.201

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività attuariale, al netto delle attività al servizio del piano, di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €1 milione e di €268 milioni rispettivamente al

31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Il decremento della passività netta di €267 milioni è dovuto essenzialmente al ricalcolo della passività attuariale con nuovi parametri.

850,1/585

275

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2021						
Costo corrente	1	16	3	20	49	69
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	-	-	-	-	107	107
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1	24	1	26	-	26
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Totale interessi passivi (attivi) netti	1	12	1	14	-	14
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	-	-	-	-	-	-
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1	12	1	14	-	14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine	-	-	-	-	(11)	(11)
Totale	2	28	4	34	145	179
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	1	16	3	20	145	165
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1	12	1	14	-	14
2020						
Costo corrente	-	23	3	26	50	79
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	-	1	-	1	20	22
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	27	2	31	1	32
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano	-	(15)	-	(15)	-	(15)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	12	2	16	1	17
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	-	-	-	-	1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16	-	16
Rivalutazioni dei piani a lungo termine	-	-	-	-	4	4
Totale	2	36	5	43	75	118
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	-	24	3	27	75	102
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16	-	16

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2021				2020			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(3)	(4)	(8)	(3)	(10)	2	(11)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)	(111)	3	(109)	9	71	13	93
- Effetto dell'esperienza passata	2	(4)	(5)	(7)	(1)	(13)	(2)	(16)
- Rendimento delle attività a servizio del piano	-	5	-	5	-	(51)	-	(51)
- Modifiche nei massimali di attività	-	-	-	-	-	1	-	1
	(113)	(6)	(6)	(119)	5	(2)	13	16

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2021									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	95	43	299	8	3	1	23	157	629
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		4
	95	43	299	8	3	1	27	157	633
31.12.2020									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	117	38	297	8	2	76	20	87	645
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	117	38	297	8	2	76	23	87	648

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fidej, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2021					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,3-15,3	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,8	1,5-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,8	0,7-13,3	1,8	1,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	
2020					
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,1-14,7	0,3	0,0-0,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,8	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8-12,2	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2021						
Tasso di sconto	(%)	0,9-1,2	0,3-1,9	3,0-15,3	6,7	0,3-15,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-4,0	1,9-12,5	5,0	1,5-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-1,9	0,7-3,5	3,0-13,3	3,0	0,7-13,3
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23-25	13-15		13-25
2020						
Tasso di sconto	(%)	0,4-0,8	0,1-1,4	2,6-14,7	6,4-9,8	0,1-14,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	5,0-9,8	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-1,9	0,8-3,1	2,6-12,2	3,0-5,0	0,8-12,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-26	13-17		13-26

85001/587 277

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2021						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(9)	9	6			
Piani esteri a benefici definiti	(49)	55	34	11		28
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	11			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			
31.12.2020						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(10)	6	7			
Piani esteri a benefici definiti	(84)	92	47	25		67
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	7			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a

€123 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	
31.12.2021					
2022	16	23	9	83	
2023	16	24	7	80	
2024	18	29	7	69	
2025	20	24	7	25	
2026	20	25	7	11	
Oltre	137	4	125	33	
Durata media ponderata	(anni)	9,8	17,6	13,6	3,1
31.12.2020					
2021	12	44	8	71	
2022	13	42	7	66	
2023	17	50	7	63	
2024	20	63	7	15	
2025	21	67	7	12	
Oltre	175	227	146	40	
Durata media ponderata	(anni)	8,2	19,1	13,7	2,8

## 23 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite lorde	10.668	8.581
Attività per imposte anticipate compensabili	(5.833)	(3.057)
Passività per imposte differite	4.835	5.524
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.546	7.166
Passività per imposte differite compensabili	(5.833)	(3.057)
Attività per imposte anticipate	2.713	4.109

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	7.346	6.171
- contratti di leasing IFRS 16	1.076	1.089
- contratti derivati	916	27
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	408	415
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	166	199
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	87	56
- altre	669	624
	10.668	8.581
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(7.374)	(6.983)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.400)	(2.211)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.354)	(2.206)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.417)	(1.213)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.095)	(1.371)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.091)	(1.113)
- derivati	(343)	(2)
- over/under lifting	(219)	(211)
- benefici ai dipendenti	(155)	(213)
- utili infragruppo	(71)	(117)
- altre	(631)	(591)
	(17.150)	(16.231)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	8.604	9.065
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(8.546)	(7.166)

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)
Incrementi	1.977	(1.783)	270	(1.513)
Decrementi	(765)	1.804	(863)	941
Differenze di cambio da conversione	683	(682)	186	(496)
Altre variazioni	192	(258)	(54)	(312)
Valore al 31.12.2021	10.668	(17.150)	8.604	(8.546)
Valore al 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)
Incrementi	960	(2.649)	2.638	(11)
Decrementi	(1.326)	1.357	(130)	1.227
Differenze di cambio da conversione	(725)	742	(192)	550
Altre variazioni	89	86	5	91
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)

Le perdite fiscali ammontano a €27.948 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €19.515 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €16.260 milioni e a società estere per €11.688 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €3.914 milioni e €3.460 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali del-

le imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 29,6% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €6.609 milioni e a società estere per €1.995 milioni. Le imposte sono indicate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.

*Calvo*

## 24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
<b>Contratti derivati non di copertura</b>						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	113	39	2	125	127	2
- Interest currency swap	30	7	2	128	2	2
- Outright	3	11	2	4	7	2
	146	57		257	136	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	13	43	2	23	74	2
	13	43		23	74	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	603	496	1	418	447	1
- Over the counter	102	121	2	89	77	2
- Altro	1	55	2	5		2
	706	672		512	524	
	865	772		792	734	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	12.050	11.939	2	1.167	1.451	2
- Future	6.555	5.002	1	440	525	1
- Opzioni				4	3	2
	18.605	16.941		1.611	1.979	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	7	735	2	209	30	2
- Future	193	1.672	1	119	8	1
	200	2.407		328	38	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap		3	2			
		3				
	200	2.410		328	38	
<b>Opzioni</b>						
- Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				2	2	2
- Altre opzioni		62	3		51	3
		62		2	53	
Totale contratti derivati lordi	19.670	20.185		2.733	2.804	
Compensazione	(7.159)	(7.159)		(1.033)	(1.033)	
Totale contratti derivati netti	12.511	13.026		1.700	1.771	
<b>Di cui:</b>						
- correnti	12.460	12.911		1.548	1.609	
- non correnti	51	115		152	162	

*Calvo*

*Calvo*

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni ha sottoscritto interest currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2021 il fair value di tali contratti è passivo per €1 milione. Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione

rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.109 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €153 milioni nel corso del 2021) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.083 milioni).

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili al 31 dicembre 2020 riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets.

Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su commodity						
- Over the counter	(461)	(2.016)	(46)	821	(438)	
- Future	(364)	534	(5)	541	158	(1)
	(825)	(1.482)	(51)	1.362	(280)	(1)
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	84	3				
	84	3				
	(741)	(1.479)	(51)	1.362	(280)	(1)

35091/59A

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	86	(1.272)	(215)	284	(7)	(941)
	86	(1.272)	(215)	284	(7)	(941)
Contratti su interessi						
- Flussi su ammontari coperti	(3)	3				
	(3)	3				
	83	(1.269)	(215)	284	(7)	(941)

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

#### EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(51)	(1)	(2)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	954	(765)	289
	903	(766)	287

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value

degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

#### EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020	2019
- Strumenti finanziari derivati su valute	(322)	391	9
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	16	(40)	(23)
	(306)	351	(14)

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a

specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita di €263 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2020) e passività direttamente associabili €124 milioni riguardano: (i) l'accordo di cessione delle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company e riguardano il 100% delle società consolidate Eni AEP Ltd, Eni Pakistan Ltd, Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl e Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd. Le attività oggetto dell'accordo consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro

licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €114 milioni (di cui attività correnti €81 milioni) e a €124 milioni (di cui passività correnti €34 milioni); (ii) la cessione della partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA attiva nella distribuzione del gas in Grecia per €135 milioni; (iii) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €14 milioni.

## 26 PATRIMONIO NETTO

### PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	22.750	34.043
Riserva per differenze cambio da conversione	6.530	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	958	581
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(896)	(5)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(117)	(158)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	54	85
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	141	36
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(958)	(581)
Utile (perdita) dell'esercizio	5.821	(8.635)
	44.437	37.415

### CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2021, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Il 12 maggio 2021, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,24 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 26 maggio 2021, con data di stacco il

24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2020 ammonta perciò a €0,36; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di un numero di azioni pari al 7% delle azioni ordinarie (e al 7% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €1.600 milioni; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2021 sono state acquistate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni.

### UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2021 di €1.533 milioni pari a €0,43 per azione che è stato deliberato il 29 luglio 2021 dal

Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 22 settembre 2021.

### RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

**OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE**

Nell'esercizio 2021, Eni ha emesso 2 obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi; i costi di emissione ammontano a €15 milioni.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

**RISERVA LEGALE**

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può

essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

**RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE**

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

**RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO**

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto <sup>a)</sup>	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2020	(7)	2	(5)	(205)	47	(158)	85	36
Variazione dell'esercizio	(1.479)	434	(1.045)	119	(77)	42	(32)	105
Differenze cambio				2	(3)	(1)	1	
Rigiro a rettifica Rimanenze	2	(1)	1					
Rigiro a conto economico	215	(62)	153					
Riserva al 31.12.2021	(1.269)	373	(896)	(84)	(33)	(117)	54	141
Riserva al 31.12.2019	(656)	191	(465)	(183)	17	(166)	93	12
Variazione dell'esercizio	(280)	81	(199)	(16)	25	9	32	24
Differenze cambio				(6)	5	(1)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(12)	3	(9)					
Rigiro a conto economico	941	(273)	668					
Riserva al 31.12.2020	(7)	2	(5)	(205)	47	(158)	85	36

La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2021 comprende -€4 milioni relativi ai piani a benefici definiti per i dipendenti (-€7 milioni al 31 dicembre 2020).

**ALTRE RISERVE**

Le altre riserve riguardano per €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

**AZIONI PROPRIE**

Le azioni proprie ammontano a €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020) e sono rappresentate da n. 65.838.173 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2020) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2021, sono state acquistate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.313.895 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting

come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017. L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

**RISERVE DISTRIBUIBILI**

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2021 comprende riserve distribuibili per circa €34 miliardi.

**PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI**

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2021	2020	31.12.2021	31.12.2020
Conte da bilancio di esercizio di Eni SpA	7.675	1.607	51.039	44.707
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(3.324)	(10.660)	(9.910)	(8.839)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile		(6)	153	193
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	1.855	254	4.266	2.086
- eliminazione di utili infragruppo	(176)	88	(654)	(478)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(190)	79	(375)	(176)
	5.840	(8.628)	44.519	37.493
Interessenze di terzi	(19)	(7)	(82)	(78)
Come da bilancio consolidato	5.821	(8.635)	44.437	37.415

## 27 ALTRE INFORMAZIONI

## INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2021	2020	2019
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	262	15	1
Attività non correnti	2.698	193	12
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(486)	(64)	
Passività correnti e non correnti	(349)	(17)	(6)
Effetto netto degli investimenti	2.125	127	7
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(99)		
Interessenze di terzi	(4)	(15)	(2)
Totale prezzo di acquisto	2.022	112	5
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(121)	(3)	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.901	109	5
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	2		77
Attività non correnti			188
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			11
Passività correnti e non correnti			(57)
Effetto netto dei disinvestimenti	2		219
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo			(24)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti			16
Totale prezzo di vendita	2		211
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti			(24)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute ante business combination	2		187
Business combination Unión Fenosa Gas			
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta	232		
a dedurre:			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti	370		
Attività non correnti	378		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(128)		
Passività correnti e non correnti	(420)		
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati	200		
Totale disinvestimenti netti	32		
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	42		
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	74		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	76		187

Gli investimenti del 2021 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA Società Benefit del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni

e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto di entrambe le business combination è definitiva. Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.

I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.

## 28 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

## GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imprese consolidate	6.432	4.758
Imprese controllate non consolidate	190	176
Imprese in joint venture e collegate	3.358	3.800
Altri	180	150
	10.160	8.884

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi e altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.601 milioni (€3.209 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €943 milioni; (iii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte dell'acquisto di partecipazioni per 913 milioni. L'impegno effettivo ammonta a €6.267 milioni (€4.520 milioni al 31 dicembre 2020).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.413 milioni (€1.533 milioni al 31 dicembre 2020) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.304 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.764 milioni (€1.544 milioni al 31 dicembre 2020), di cui €1.260 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.079 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) nel corso del 2021 è stata cancellata la fidejussione di €499 milioni al 31 dicembre 2020 rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Sup-

ply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €179 milioni (€165 milioni al 31 dicembre 2020). L'impegno effettivo ammonta a €1.816 milioni (€1.898 milioni al 31 dicembre 2020).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano per €157 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2020) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €124 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2020).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.324 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

## IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Impegni	75.201	69.998
Rischi	934	600
	76.135	70.598

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €70.039 milioni (€64.294 milioni al 31 dicembre 2020). L'incremento di €5.745 milioni è riferito essenzialmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.532 milioni (€3.260 milioni al 31 dicembre 2020) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) nel corso del 2021 è cessato definitivamente l'impegno di €1.672 milioni al 31 dicembre 2020 assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031); (iv) l'impegno di €385 milioni per la vendita a Snam Rete Gas SpA del 49,9% delle partecipazioni detenute in Trans Tunisian Pipeline Company SpA e Transmediterranean Pipeline Co Ltd, società che gestiscono i gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia; (v) l'impegno di €262 milioni per l'acquisto del 20% del progetto relativo al campo eolico Dogger Bank (C) nel Mare del Nord; (vi) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna e in Grecia per €250 milioni; (vii) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €106 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2020). Questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (viii) l'impegno di €99 milioni di EniPower SpA per l'acquisto di due nuove turbine a gas.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €246 milioni (€230 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €688 milioni (€370 milioni al 31 dicembre 2020).

#### ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinata secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo

del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Nella parte finale del 2021 la società partecipata Saipem (quota Eni 31,2%), controllata congiuntamente con l'altro socio di riferimento CDP, ha registrato un significativo deterioramento della business performance con la rilevazione di ingenti perdite su commesse e importanti svalutazioni dell'attivo che hanno eroso in misura rilevante i mezzi propri peggiorando gli indici patrimoniali e di solvibilità. Il peggioramento dei risultati rispetto alle attese è stato comunicato al mercato a inizio 2022. È stato insediato un nuovo management che nel marzo 2022 ha approvato un piano industriale per il recupero di redditività, il miglioramento della generazione di cassa e il rientro dell'indebitamento sulla cui base innestare una manovra di rafforzamento della struttura finanziaria e patrimoniale che prevede un aumento di capitale da €2 miliardi entro fine anno al quale Eni contribuirà in proporzione alla propria quota di partecipazione (circa €0,61 miliardi). In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA (Eni-Servizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Poiché nemmeno tale nuova data di consegna è stata rispettata, a decorrere dal 1° gennaio 2022 Eni avrebbe titolo per applicare alla Proprietà penali per ritardata consegna del complesso immobiliare. In tale contesto, la Proprietà ha lamentato il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili, quanto meno per la realizzazione del complesso immobiliare (non anche per le opere pubbliche), per via del fatto che i lavori sono stati rallentati da: (i) gli effetti della crisi pandemica, (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propeedeutici alla cessione dell'area e (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, con comunicazioni del novembre e dicembre 2021, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di addebitare ad EniServizi e/o Eni almeno parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima pari ad oggi, a circa €117 milioni. A tal riguardo, ferma la completa terzietà ed estraneità di Eni ed EniServizi rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore (ribadita in molteplici comunicazioni), si segnala quanto segue:

- ▶ i ritardi aventi titolo nei fatti di cui i punti (i) e (ii) sono già stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 e quindi riassorbiti nella data di consegna del 31 dicembre 2021;

quanto al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto.

Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale promossa da controparte.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

### GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolare le stime delle probability of default e delle loss given default, sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.

Al 31 dicembre 2021 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi. Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

### RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

### RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di

mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate e Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane e non italiane la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni av-

verse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

#### RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e

ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

#### RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso

di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

### RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Inclondono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di

mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

### RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto

8599 1/604

291

inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Al 31 dicembre 2021 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A-/BBB+ in linea con quello di fine 2020.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2021 in termini di

VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2020) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	11,04	1,29	3,32	3,66	7,39	1,18	2,93	1,34
Tasso di cambio <sup>(a)</sup>	0,28	0,11	0,18	0,12	0,48	0,10	0,28	0,18

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup>	42,76	2,91	23,80	2,91	16,10	3,02	8,50	3,02
Trading <sup>(a)</sup>	1,03	0,12	0,37	0,20	1,57	0,10	0,52	0,25

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green/Traditional Refining & Marketing, Eni gas e luce, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro <sup>(a)</sup>	0,40	0,29	0,33	0,30	0,37	0,29	0,32	0,30

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro <sup>(a)</sup>	0,14	0,05	0,11	0,13	0,07	0,03	0,05	0,05

(a) Operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

## RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

## RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione.

zione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischio-sità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

#### **RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA**

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB) ed Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc) per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

#### **RISCHIO DI LIQUIDITÀ**

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico

nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per circa €16,4 miliardi (di cui Eni SpA per €14,1 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2021 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile.

A maggio 2021 Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi, che si aggiungono a quelle già emesse ad ottobre 2020 del valore complessivo di €3 miliardi. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che a fini IFRS sono considerati al 100% Equity. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, a giugno 2021 Eni ha emesso un bond sustainability-linked del valore complessivo di €1 miliardo. Tale bond rappresenta la prima emissione obbligazionaria sustainability-linked del settore ed è collegata al raggiungimento di obiettivi di sosteni-

bilità relativi a Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Al 31 dicembre 2021, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.207 milioni. Le li-

nee di credito committed totali sono pari a €5.114 milioni (di cui €5.000 milioni in capo a Eni SpA) di cui non utilizzate per €2.835 milioni; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

## PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.903	4.339	2.272	2.616	3.910	10.668	25.708
Passività finanziarie a breve termine	2.299						2.299
Passività per beni in leasing	920	688	565	508	481	2.147	5.309
Passività per strumenti finanziari derivati	12.911	3	61		23	28	13.026
	18.033	5.030	2.898	3.124	4.414	12.843	46.342
Interessi su debiti finanziari	475	462	386	359	286	905	2.873
Interessi su passività per beni in leasing	282	247	214	184	155	681	1.763
	757	709	600	543	441	1.586	4.636
Garanzie finanziarie	1.599						1.599
(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.697	1.518	3.469	2.049	2.730	12.232	23.695
Passività finanziarie a breve termine	2.882						2.882
Passività per beni in leasing	815	593	503	442	413	2.218	4.984
Passività per strumenti finanziari derivati	1.609	26	13	50		79	1.771
	7.003	2.137	3.985	2.541	3.143	14.523	33.332
Interessi su debiti finanziari	502	473	461	387	360	1.164	3.347
Interessi su passività per beni in leasing	295	252	219	192	165	748	1.871
	797	725	680	579	525	1.912	5.218
Garanzie finanziarie	1.072						1.072

Le passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.370 milioni (€2.429 milioni al 31 dicembre 2020) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata

attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2022	2023-2026	Oltre	
31.12.2021				
Debiti commerciali	16.795			16.795
Altri debiti e anticipi	4.925	112	109	5.146
	21.720	112	109	21.941
(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2021	2022-2025	Oltre	
31.12.2020				
Debiti commerciali	8.679			8.679
Altri debiti e anticipi	4.257	111	94	4.462
	12.936	111	94	13.141

**PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI<sup>(a)</sup>**

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di

denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2022 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(a)</sup>	370	298	448	377	436	10.594	12.523
Costi relativi a fondi ambientali	376	346	297	246	178	706	2.148
Impegni di acquisto <sup>(b)</sup>	28.862	20.394	17.062	13.873	11.157	67.751	159.099
- Gas							
Take-or-pay	25.874	19.547	16.344	13.483	10.934	67.377	153.559
Ship-or-pay	866	487	443	379	217	351	2.743
- Altri impegni di acquisto	2.122	360	275	11	6	23	2.797
Altri impegni	2					104	106
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					104	106
Totale <sup>(c)</sup>	29.610	21.038	17.807	14.495	11.771	79.155	173.876

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €67 milioni.

**IMPEGNI PER INVESTIMENTI**

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €28,1 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi

ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement. Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2022	2023	2024	2025	Oltre	
Impegni per investimenti committed	5.107	3.712	2.273	1.420	2.336	14.848

(28) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

85991/605

295

## ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2021			2020		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading <sup>(a)</sup>	6.301	11		5.502	31	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading <sup>(b)</sup>	(611)	597		(19)	(415)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value <sup>(c)</sup>	1.294	230	105	957	150	24
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>	19.124	(226)		10.955	(213)	
- Crediti finanziari <sup>(e)</sup>	6.140	39		1.207	99	
- Titoli <sup>(f)</sup>	53			55		
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(g)</sup>	21.941	(80)		13.141	(31)	
- Debiti finanziari <sup>(h)</sup>	27.794	(250)		26.686	(632)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura <sup>(i)</sup>	96	(215)	(1.264)	(52)	(941)	661

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €903 milioni di proventi (oneri per €766 milioni nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €306 milioni di oneri (proventi per €351 milioni nel 2020).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svlutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €279 milioni di svalutazioni nette (€226 milioni di svalutazioni nette nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €53 milioni di proventi (proventi per €13 milioni nel 2020), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €18 milioni (€22 milioni di interessi attivi nel 2020).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €53 milioni (€92 milioni nel 2020) e svalutazioni nette per €25 milioni (€1 milione di svalutazioni nette nel 2020).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €487 milioni (€531 milioni nel 2020).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

## INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
<b>31.12.2021</b>			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	20.461	1.611	18.850
Altre attività correnti	20.791	7.157	13.634
Altre attività non correnti	1.031	2	1.029
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.331	1.611	21.720
Altre passività correnti	22.913	7.157	15.756
Altre passività non correnti	2.248	2	2.246
<b>31.12.2020</b>			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686
Altre attività non correnti	1.253		1.253
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872
Altre passività non correnti	1.877		1.877

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.540 milioni (€753 milioni al 31 dicembre 2020) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading

& Shipping Inc per €71 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €7.159 milioni (€1.033 milioni al 31 dicembre 2020).

85081/606

## Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

### 1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

#### 1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante Eni-Chem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione, il PM procedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020, il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. La Società ha, quindi, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito

anche in relazione alle posizioni degli ex dirigenti del Gruppo Eni prosciolti per intervenuta prescrizione. Si è in attesa di fissazione del giudizio di appello.

- ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2. Il Pubblico Ministero ha presentato richiesta di archiviazione e il GIP ha fissato una udienza camerale. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto nuove indagini, assegnando un termine di 4 mesi al Pubblico Ministero per il loro svolgimento.

- iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo davanti la Corte d'Appello di Cagliari - Sez. distaccata di Sassari si è concluso in data 14 dicembre 2021, con una sentenza di conferma della pronuncia di condanna di primo grado, anche in relazione alle statuizioni civili. Si è in attesa del deposito delle motivazioni della sentenza ai fini della relativa impugnazione.

iv) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind SpA è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. Una volta istaurato il giudizio di primo grado è stata ammessa la costituzione di parte civile del MITE e il Tribunale ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind quale responsabile amministrativo ex D.Lgs. n. 231/2001, restituendo gli atti al GUP, che ha successivamente emesso il decreto di fissazione di una nuova udienza preliminare fissata al 31 marzo 2022. Per altro verso, è in corso il dibattimento nei confronti degli imputati.

v) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare, nel corso della quale si è costituito parte civile il Comune di Porto Torres, il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose ex art. 674 c.p. nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.L.

gs. 231/01, mentre ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati davanti al Tribunale di Sassari, all'udienza del 28 maggio 2021, limitatamente al reato di disastro ambientale. Una volta instaurato il giudizio di primo grado si è costituito parte civile il MITE. Il Tribunale, in accoglimento delle eccezioni della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio con restituzione degli atti al GUP. Si è in attesa di fissazione di udienza dinanzi al GUP.

vi) **Eni Rewind SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro. Mentre ha pronunciato condanna per un caso di asbestosi.

Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna che ha disposto una perizia. I difensori di Eni hanno ricusato un membro del collegio peritale e la Corte d'Appello ha respinto la richiesta di rigusazione con ordinanza successivamente annullata dalla Corte di Cassazione. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, la Corte d'Appello ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna.

per un caso di asbestosi, dichiarando altresì inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie. In data 24 novembre 2021 la Corte di Cassazione ha annullato, senza rinvio, la sentenza impugnata nei confronti di un imputato per estinzione del reato, ha annullato senza rinvio agli effetti penali la sentenza di condanna impugnata per il reato di lesioni colpose in relazione al caso di asbestosi perché estinto per prescrizione, rigettando i ricorsi della difesa Eni agli effetti civili ed ha, infine, rigettato i ricorsi delle parti civili. Pertanto, penalmente il procedimento è chiuso ma potranno essere avviati eventuali successivi contenziosi agli effetti civili.

vii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è in corso nella fase dibattimentale.

viii) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consi-

stente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AiA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017.

All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna e si è in attesa di fissazione del giudizio di secondo grado.

ix) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento

85291/609

299

di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

- x) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il documento di Analisi di Rischio. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno conferma-

to l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. custodia, accolto dal GIP. Il giudizio immediato successivamente è stato sospeso al fine di consentire la prosecuzione delle attività di ripristino ambientale dei luoghi. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, con istaurazione del giudizio all'udienza del 27 giugno 2022, qualificando l'imputazione

85291/609

85291/609

85291/609

00481/1610

nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della nuova fattispecie di disastro ambientale.

- xi) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso davanti al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.
- xii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini prelimi-

nari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già formulate in precedenza.

- xiii) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti disponendo accertamenti tecnici su tutte le parti della gru, immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista proprietaria dell'imbarcazione. Nel maggio 2021 la Procura di Ancona ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, a seguito di successiva formulazione della richiesta di rinvio a giudizio, è stata fissata udienza preliminare per il giorno 27 giugno 2022.
- xiv) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017

- 20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barriera idraulico con contestuale informazione di garanzia emessa dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS, con successivo dissequestro appena conclusi gli accertamenti. In data 11 ottobre 2021 è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo emesso dal Giudice per le Indagini Preliminari di Gela, su richiesta della Procura della Repubblica, con riferimento agli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (pozzi di emungimento della falda e impianto di trattamento TAF) gestiti oggi da Eni Rewind nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un amministratore giudiziario incaricato della relativa gestione. Le società Eni stanno collaborando con l'amministrazione giudiziaria per la prosecuzione delle attività di bonifica e per fornire un quadro chiaro circa la correttezza del proprio operato.

- xv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché le predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, a seconda di alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. La Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono

state citate in giudizio quali responsabili civili. L'udienza preliminare è in corso di svolgimento.

- xvi) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi torce di stabilimento ed emissioni odorigene – Procedimento penale n. 6580/18 R.G. Mod. 44 contro ignoti.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Peraltro, la Società sta proseguendo con le attività di analisi sui dati disponibili nonché portando avanti alcuni progetti importanti per la minimizzazione di qualsiasi effetto pregiudizievole, anche solo visivo, del fenomeno del flaring con la realizzazione di un nuovo impianto della torcia a terra. Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. L'ordinanza è stata emessa senza che vi siano stati degli accertamenti tecnici sulla reale correlazione tra i picchi rilevati e le attività in corso presso lo stabilimento. Dopo una fitta interlocuzione con le autorità competenti, l'ordinanza è stata revocata. Pur tuttavia, la Procura della Repubblica ha acquisito informazioni e documenti, anche prodotti dalla stessa società, sul tema posto alla base della predetta ordinanza sindacale al fine di verificare, anche sotto il profilo penale, eventuali nessi e responsabilità. La Società ha fornito a tutte le Autorità locali competenti, compresa la Procura della Repubblica, tutte le informazioni e dati utili alla corretta ricostruzione dei fatti. In seguito, nell'ambito del procedimento penale, sono stati iscritti quali soggetti indagati i due direttori pro tempore dello stabilimento ed il responsabile operation per i reati di cui agli artt. 29-quattuordecies D.Lgs. 152/06 e 674 c.p. Il procedimento è pendente in fase di indagine preliminare.

- xvii) **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito.

88891/612

La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio. All'udienza preliminare è stato rilevato un vizio procedurale e gli atti sono stati nuovamente trasmessi alla Procura della Repubblica. All'esito della rinnovata udienza preliminare del 10 febbraio 2022, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio delle persone fisiche con instaurazione del giudizio all'udienza del 26 giugno 2023 ed ha dichiarato la nullità per vizio di notifica della richiesta di rinvio a giudizio per le persone giuridiche, restituendo gli atti al Pubblico Ministero per il suo rinnovo.

- xviii) **Eni SpA R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed inseguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs 231/2001.

La Polizia Giudiziaria, delegata dalla locale Procura della Repubblica ha avanzato richieste di esibizione documentale al fine di acquisire gli elementi utili a valutare se la società abbia adottato o meno un modello 231 idoneo con le relative procedure e sistemi di gestione e organizzazione rispetto alla prevenzione del reato ipotizzato.

La società ha raccolto la documentazione richiesta che è stata fornita tempestivamente. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio con prima udienza fissata per il giorno 8 settembre 2022.

## 1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- i) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada**

**di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la società ha preso parte alla Conferenza di Servizi istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione

85991/613

303

ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata. In data 23 settembre 2020 la società ha preso parte alla CdS istruttoria con il MATTM e gli enti competenti, ed ha esposto, assieme ai consulenti tecnici incaricati, importanti approfondimenti sulla tematica dello stato ambientale della Rada di Augusta. In gennaio 2021, la Società, ricevuta comunicazione della indizione della seconda riunione della CdS istruttoria di pari oggetto alla prima fissata per il giorno 10 febbraio 2021, ha formulato richiesta di prendere parte anche ai lavori di tale seconda riunione e di poter visionare i documenti tecnici che sarebbero stati oggetto di trattazione. Tuttavia, in febbraio 2021, la Direzione Generale per il Risanamento Ambientale del Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile. A seguito di conferenza decisoria, ad aprile 2021, il Ministero ha ritenuto di poter intervenire nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate, sulla base di presupposti discutibili, quali la presunta inottemperanza delle aziende all'atto di diffida e messa in mora del 7 settembre 2017. La società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento. Sono in corso interlocuzioni con il Ministero e l'LCCS per sollecitare la risposta a tale istanza.

- ii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un

nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello ed era stata fissata udienza per il 17 marzo 2022, differita poi dal Tribunale di Gela al 20 aprile 2022.

- iii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente in primo grado un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind affinché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata. Tra il 2014 e il 2021, la società Eni e il Ministero dell'Ambiente hanno cercato di definire una chiusura transattiva del procedimento, senza però giungere a un accordo definitivo. Il Giudice del procedimento ha riavviato l'iter processuale con il deposito il 30 dicembre 2021 della consulenza tecnica definitiva dal CTU nominato. Tale consulenza risulta particolarmente positiva per Eni Rewind in quanto pone in luce la storicità della contaminazione, fissando la baseline al 1989/1990 (data di conferimento Enimont) e ritenendo non vi sia stato deterioramento successivo. La perizia, tra l'altro, evidenzia l'inerzia del Ministero rispetto alle proposte transattive avanzate dalla società e che avrebbero apportato benefici sul territorio. All'udienza del 24 febbraio 2022, a seguito di richiesta di deposito di documentazione sopravvenuta da parte attrice, il giudice ha disposto l'ammissione di una parte della documentazione ed ha trattenuto la causa in decisione concedendo alle parti 60 giorni per il deposito delle memorie conclusionali e 20 giorni per le note di replica. Il 3 luglio 2020 si è conclusa, con dichiarazione del Ministro dell'Ambiente, la parallela procedura di infrazione comunitaria sull'area A1 (avviata volontariamente dalla società e su richiesta del Ministero dell'Ambiente) di c.d. VIA Postuma, riguardante la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio. La posizione aziendale circa l'adeguatezza delle misure di intervento ambientale adottate si è pertanto ulteriormente consolidata. A mar-

*Eni Rewind*

*Eni*

*Eni*

85901/614

zo 2021 la Commissione di Collaudo ha altresì rilasciato certificato di collaudo delle opere realizzate sui suoli, con ciò ulteriormente rafforzando l'idoneità ripristinatoria delle misure realizzate dalla società. Nell'ambito della vicenda riguardante gli interventi ambientali sul SIN di Cengio, in data 10 agosto 2021, la società ha promosso ricorso straordinario al Presidente della Repubblica avverso la nota MITE del 12 aprile 2021 per l'annullamento della parte in cui è stato richiesto alla società di avviare un nuovo procedimento di bonifica al fine di ricostruire, alla luce di una presunta contaminazione, il modello concettuale e i conseguenti interventi atti al suo contenimento/eliminazione, nonché avverso il parere di ISPRA-ARPA Liguria riferito all'analisi di rischio sanitario per una porzione del sito.

- iv) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.

In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19 febbraio 2021 il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30 giugno 2023.

- v) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle

Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. Il 26 maggio 2020, la Ninth Circuit Court ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla Ninth Circuit Court.

La Ninth Circuit Court ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino a gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una c.d. *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della *petition for rehearing en banc*. A gennaio 2021 i convenuti hanno, quindi, depositato la suddetta *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti. Quest'ultima, in accoglimento della *petition*, ha disposto che la Ninth Circuit Court riconsideri la questione della competenza giurisdizionale valutando tutte le argomentazioni giuridiche a favore della competenza federale. A giugno 2021, i convenuti hanno presentato alla Ninth Circuit Court una mozione ("Consent Motion") che illustra argomenti a favore della competenza federale aggiuntivi rispetto alle difese iniziali.

A inizio luglio 2021, la Consent Motion è stata rigettata. Nelle more della decisione della Ninth Circuit Court – che è attesa entro un anno e che, come indicato dalla Corte Suprema, dovrà in ogni caso prendere in considerazione tutte le potenziali basi giuridiche della competenza federale – i procedimenti rimangono sospesi.

- vi) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

88901/615

305

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex art. 244 del codice dell'ambiente con cui avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti) e ha notificato una diffida a partecipare alle attività di bonifica sul sito, inclusa la partecipazione alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che sarebbero stati indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito. Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta partecipando a tali incontri, sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. Per l'esecuzione di tali interventi è stato accantonato un fondo rischi.

## 2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- i) **OPL 245 Nigeria.** Si è concluso presso il Tribunale di Milano in primo grado un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate

in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla c.d. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria. Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informazione volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto.

Kalamo

1

20

I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Nel giugno 2021 la Corte d'Appello di Milano ha, altresì, assolto con la medesima formula assolutoria i due soggetti terzi rispetto ad Eni che avevano optato per il rito abbreviato ed erano stati condannati in primo grado. Questa decisione è diventata definitiva. Il successivo 29 luglio il Pubblico Ministero presso la Procura della Repubblica di Milano e la parte civile, Governo della Nigeria, hanno presentato ricorso in Appello. L'udienza è stata fissata per il 19 luglio 2022. Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da

parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le Corti Inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 MUSD o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di 3,5 BUSD. La quota di interessenza di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni. In data 22 maggio 2020, il Giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No 1215/2012. Il Giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Analogamente la Corte d'Appello ha respinto la domanda del Governo nigeriano di ricorrere contro la decisione rendendo così la stessa definitiva. Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale davanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021.

- ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013-2014-2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle

855.11 / 16/17

307

modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio, nel settembre e dicembre 2019 sono state notificate a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex 2629 bis del Codice civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno

studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine, il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività delle persone coinvolte sia stata svolta nell'interesse di Eni.

In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, dà atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-COVID fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-covid suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte costituzionale e, successivamente una volta che la

R. Calvoto

✓

✓

00001/1618

Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza. L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti. L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a €11,8 milioni.

All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA.

### 3. Altri procedimenti in materia penale

- i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'arti-

colata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti i depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining & Marketing della società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalveti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la

richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo. Anche per tale imputazione a seguito di udienza preliminare è stata conseguita nel dicembre 2019 sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati. Nel corso del 2019 anche in relazione alle pendenze fiscali si è addivenuti ad una definizione ed Eni ha effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non è stato possibile ricostruire la relativa giustificazione. Per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), nel corso del 2019 è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare davanti al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati.

Dal 2020 è pendente il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. È in corso il dibattimento con esame testimoniali e consulenti tecnici.

- ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti. A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22

novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio 2020. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, an-

Relazione

2

Relazione

che per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.

Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.

In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio

consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

In relazione a quanto precedentemente richiesto dall'AG nel luglio 2020 e ad integrazione delle informazioni già prodotte, nel periodo gennaio-marzo 2021 è stata consegnata nel tempo tutta la ulteriore documentazione riguardante un contenzioso in essere con una controparte commerciale.

In data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Viceversa, ad un ex dirigente Eni licenziato già nel 2013 e ad un ex legale esterno Eni, in concorso con altri, viene contestato di avere calunniato l'Amministratore Delegato ed il Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni.

Per quanto riguarda le società, ETS è indagata con riferimento all'illecito amministrativo di cui agli artt. 5, comma 1, lett. a), 25 octies, D.Lgs. 231/01 in relazione all'art. 377 bis c.p. per cui è indagato l'allora dirigente apicale. ETS è già stata posta in liquidazione volontaria con delibera del CDA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021.

#### 4. Contenziosi fiscali

- i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base

all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato dell'Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.

Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPI) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

## 5. Procedimenti chiusi

- i) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Procedimento promosso nel 2011 dalla Procura di Sassari per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione nei confronti dell'allora direttore di stabilimento Eni Rewind SpA di Porto Torres e successivamente nei confronti delle società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali presunti responsabili civili. Il procedimento si è concluso con sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione, passata in giudicato.
- ii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che: (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in

ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind con MNR (Monitoraggio del Natural Recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello e la Società si è costituita in giudizio. Con sentenza n. 18811 depositata in data 2 luglio 2021 la Corte di Cassazione ha statuito definitivamente sul contenzioso di danno ambientale del Sito di Pieve Vergonte respingendo il ricorso presentato dal Ministero dell'Ambiente e confermando le motivazioni della Corte di Appello. In particolare, la Cassazione ha confermato la bontà delle posizioni difensive presentate dall'azienda in termini di ripristino anche naturale e compensazione per il risarcimento del danno ambientale.

## Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Pro-

duction Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

#### **Regolamentazione in materia ambientale**

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile pre-

vedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

#### **Emission trading**

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2021, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,74 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,34 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 12,40 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

85101/623

313

## 29 RICAVI

## RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
<b>2021</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.573		14.710			18.283
- Vendita prodotti petroliferi	885		18.739			19.624
- Vendita gas naturale e GNL	4.122	16.608	34	3.245		24.009
- Vendita prodotti petrolchimici			5.652		7	5.659
- Vendita altri prodotti	40	6	132	5.316	1	5.495
- Servizi	226	359	784	1.956	180	3.505
	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	8.506	16.823	39.836	10.517	72	75.754
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	340	150	215		116	821
<b>2020</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrolchimici			3.277		19	3.296
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	2.366	2	2.515
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000
<b>2019</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.505		17.361			20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189		19.615			20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	8.881	214	3.373		17.922
- Vendita prodotti petrolchimici			4.088		22	4.110
- Vendita altri prodotti	68		16	2.503	6	2.593
- Servizi	283	349	682	2.096	176	3.586
	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	9.117	41.727	7.972	86	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249		118	1.033

(€ milioni)	2021	2020	2019
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	658	818	747
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	30		10

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	107	10	152
Altri proventi	1.089	950	1.008
	1.196	960	1.160

Gli altri proventi comprendono €281 milioni (€357 milioni e €368 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate dall'Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 30 COSTI

### ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.174	21.432	36.272
Costi per servizi	10.646	9.710	11.589
Costi per godimento di beni di terzi	1.233	876	1.478
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	707	349	858
Altri oneri	1.983	1.317	879
	55.743	33.684	51.076
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(185)	(128)	(197)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(5)	(5)
	55.549	33.551	50.874

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €194 milioni (€196 milioni e €275 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €177 milioni (€157 milioni e €194 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €946 milioni (€673 milioni e €1.183 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al

fondo rischi ambientali di €279 milioni (utilizzo netto di €15 milioni e accantonamento netto €329 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €162 milioni (accantonamenti netti di €76 milioni e di €60 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

85911/625

315

**COSTO LAVORO**

(€ milioni)	2021	2020	2019
Salari e stipendi	2.182	2.193	2.417
Oneri sociali	455	458	449
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	165	102	85
Altri costi	204	239	213
	3.006	2.992	3.164
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(111)	(118)	(152)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(7)	(11)	(16)
	2.888	2.863	2.996

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €94 milioni (€105 milioni e €45 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) e oneri per programmi a contributi definiti per €97 milioni (€96 milioni e €99 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

**NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI**

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2021		2020		2019	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	966	18	993	17	1.014	16
Quadri	9.143	78	9.280	73	9.267	77
Impiegati	15.747	380	15.995	349	15.945	361
Operai	5.476	284	4.780	287	4.910	287
	31.332	760	31.048	726	31.136	741

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e

operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

**PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI**

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono

di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche.

I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period.

Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, con-

frontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group")<sup>29</sup> rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento<sup>30</sup>; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico-finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO<sub>2</sub>eq./kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il

10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; tra €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (tra 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021, tra 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (tra 44% e 45% per l'attribuzione 2021; tra 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (c.d. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €16 milioni (€7 milioni e €9 milioni rispettivamente nel 2020 e 2019) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della

pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità

(29) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

(30) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una c.d. market condition.

85001/624

317

strategica (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Salari e stipendi	29	30	28
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	2	2
Altri benefici a lungo termine	15	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		21	12
	47	65	54

### COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,13 milioni, €7,54 milioni e €9,2 milioni rispettivamente per gli esercizi 2021, 2020 e 2019. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,550 milioni, €0,571 milioni e €0,613 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2021, 2020 e 2019. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra som-

ma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

### 31 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.723	3.531	3.087
Oneri finanziari	(4.216)	(4.958)	(4.079)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	127
Strumenti finanziari derivati	(306)	351	(14)
	(788)	(1.045)	(879)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(475)	(517)	(618)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	127
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(94)	(102)	(122)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(304)	(347)	(378)
- Interessi attivi verso banche	4	10	21
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	9	12	8
	(849)	(913)	(962)
Differenze attive (passive) di cambio	476	(460)	250
Strumenti finanziari derivati	(306)	351	(14)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	67	92	112
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	68	73	93
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(144)	(190)	(255)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(100)	(3)	(103)
	(109)	(23)	(153)
	(788)	(1.045)	(879)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13  
 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.  
 Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n.

24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

85991/628

## 32 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

## EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

## ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Dividendi	230	150	247
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	1		19
Altri proventi (oneri) netti	(8)	(75)	15
	223	75	281

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €144 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR'

per €54 milioni (rispettivamente €113 milioni e €28 milioni nel 2020 e €186 milioni e €46 milioni nel 2019).

## 33 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2021	2020	2019
Imposte correnti:			
- imprese italiane	439	199	347
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.609	1.517	4.729
- altre imprese estere	157	84	152
	4.205	1.800	5.228
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(45)	672	599
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	552	73	(172)
- altre imprese estere	133	105	(64)
	640	850	363
	4.845	2.650	5.591

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €214 milioni e l'effetto applicazione dell'addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 per €97 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2020 e nel 2019) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Utile (perdita) ante imposte	10.685	(5.978)	5.746
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	2.564	(1.435)	1.379
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.301	1.980	2.934
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	180	97	9
- effetto trap delle società italiane	140	107	25
- effetto addizionale Ires Legge n. 7/2009 (Libyan Tax)	97		
- effetto imposte estere di società italiane	108	108	105
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	52	(30)	147
- effetto tassazione dividendi infragruppo	54	96	65
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(666)	1.785	938
- altre motivazioni	15	(58)	(11)
	2.281	4.085	4.212
Imposte effettive	4.845	2.650	5.591

85001/629

319

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.040 milioni (rispettivamente, €1.777 milioni e €2.934 milioni nel 2020 e 2019).

Nel 2020 il Gruppo ha rilevato oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla do-

manda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

### 34 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2021 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe

in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.

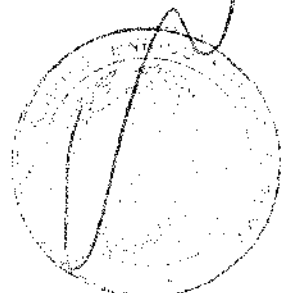
Ai fini della determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito, l'utile (perdita) netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2021	2020	2019
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		3.565.973.883	3.572.549.651	3.592.249.603
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		7.598.593		2.251.406
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.573.572.476	3.572.549.651	3.594.501.009
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	5.821	(8.635)	148
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(95)		
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	5.726	(8.635)	148
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	1,61	(2,42)	0,04
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	1,60	(2,42)	0,04

*Scalvosa*

*1*



*DE*

## 35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

### INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO<sub>2</sub>.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposi-

zioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information dell'Eni al 31 dicembre 2021 è articolata nei seguenti reportable segment:

**Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

**Global Gas & LNG Portfolio (GGP):** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

**Refining & Marketing e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

**Plenitude & Power:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO<sub>2</sub> e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

**Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

85901/632

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
<b>2021</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	21.742	20.843	40.374	11.187	1.698		
	(12.896)	(3.870)	(323)	(670)	(1.510)		
Ricavi da terzi	8.846	16.973	40.051	10.517	188		76.575
Risultato operativo	10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(221)	(139)	(137)	(1)	(186)	(23)	(707)
Ammortamenti	(5.976)	(174)	(512)	(286)	(148)	33	(7.063)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(194)	(28)	(1.342)	(132)	(27)		(1.723)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	1.438	2		112	4		1.556
Radiazioni	(384)		(2)	(1)			(387)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)		(1.091)
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	61.753	10.022	13.326	8.343	1.439	(591)	94.292
Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							43.473
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.639	17	2.366	667	198		5.887
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	17.046	10.072	6.796	3.786	3.338	(49)	40.989
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							52.257
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.861	19	728	443	187	(4)	5.234
<b>2020</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Ricavi da terzi	6.359	6.362	24.937	7.135	194		43.987
Risultato operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(98)	(64)	(118)	2	(26)	(45)	(349)
Ammortamenti	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	282		334	55	1		672
Radiazioni	(322)			(7)			(329)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							30.044
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.505	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							39.750
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644
<b>2019</b>							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore a dedurre: ricavi infrasettori	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	5.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(97)	(234)	(276)	5	(307)	51	(858)
Ammortamenti	(7.060)	(124)	(620)	(190)	(144)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)		(1.127)	(83)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	5	205	41	1		382
Radiazioni	(292)		(6)	(1)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(21)	(63)	10	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							31.646
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	346	3.107	141	1.338		9.035
Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>							39.139
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.980	15	933	357	89	(14)	8.360

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

Valore

}

85091/632

**INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA**

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
<b>2021</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	23.718	6.902	6.114	5.718	17.483	33.499	858	94.292
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.333	199	202	659	1.203	1.604	34	5.234
<b>2020</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644
<b>2019</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.402	306	9	1.017	1.685	3.886	55	8.360

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2021	2020	2019
Italia	29.968	14.717	23.312
Resto dell'Unione Europea	14.671	9.508	18.567
Resto dell'Europa	12.470	8.191	6.931
Americhe	4.420	2.426	3.842
Asia	7.891	4.182	8.102
Africa	7.040	4.842	8.998
Altre aree	115	121	129
	76.575	43.987	69.881

**36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE**

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario,

culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

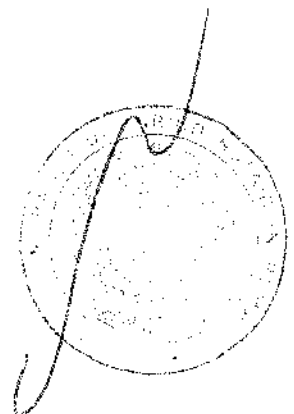
Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che si considera parte integrante delle presenti note.

850 : 1/633 323

## RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		13	57			189	
Angola LNG Ltd						73	
Angola LNG Supply Services Llc				179			
Coral FLNG SA		17		1.260	43		
Gruppo Saipem		4	134	9	28	174	
Karachaganak Petroleum Operating BV		24	213			989	
Mellitah Oil & Gas BV		65	290		3	263	
Petrobrel Belayim Petroleum Co		24	391		2	651	
Société Centrale Electrique du Congo SA		50			66		
Società Oleodotti Meridionali SpA		6	396		18	12	
Vår Energi AS		62	526	495	104	2.224	(409)
Altre <sup>(*)</sup>		137	53	2	95	234	
		402	2.060	1.945	359	4.809	(409)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		124	1	1	13		
Altre		10	5	10	8	10	
		134	6	190	21	10	
		536	2.066	2.135	380	4.819	(409)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		583	461		41	417	373
Gruppo Italgas		1	49		3	560	
Gruppo Snam		160	152		159	1.013	1
Gruppo Terna		51	85		203	309	4
GSE - Gestore Servizi Energetici		311	125		2.216	1.238	765
Altre <sup>(*)</sup>		10	33		20	60	
		1.116	905		2.642	3.597	1.141
Altri soggetti correlati			2			33	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		170	79		30	222	
Totale		1.822	3.052	2.135	3.052	8.671	735

(\*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.



85991/634

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			2020		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		6	52			201	
Angola LNG Supply Services Llc				165			
Coral FLNG SA		6		1.079	49		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			13			52	
Gruppo Saipem		87	254	509	18	350	
Karachaganak Petroleum Operating BV		25	141			816	
Mellitah Oil & Gas BV		54	250		2	156	
Petrobel Belayim Petroleum Co		65	467			556	
Società Oleodotti Meridionali SpA		3	399		20	15	
Société Centrale Electrique du Congo SA		48			57		
Unión Fenosa Gas SA		11	4	57	9		(3)
Vår Energi AS		39	190	456	85	1.126	(118)
Altre <sup>(*)</sup>		72	24	1	66	167	
		416	1.794	2.267	306	3.439	(121)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		112	1	1	11		
Altre		5	23	10	4	9	
		117	24	176	15	9	
		533	1.818	2.443	321	3.448	(121)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		104	165		51	551	86
Gruppo Italgas		1	177		3	714	
Gruppo Snam		189	211		45	1.012	
Gruppo Terna		46	62		152	225	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		52	37		586	309	40
Altre <sup>(*)</sup>		8	49		20	63	
		400	701		857	2.874	134
Altri soggetti correlati							
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		1	4		2	53	
		87	52		19	262	
Totale		1.021	2.575	2.443	1.199	6.637	13

(\*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

85091/635

325

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc				181			
Coral FLNG SA	15			1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503		
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134		
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365		
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590		
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6		63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481		(64)
Altre <sup>(*)</sup>	106	29	1	112	87		
	379	1.983	2.399	285	5.448		(1)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14			
Altre	5	25	14	6	18		
	106	26	197	20	18		
	485	2.009	2.596	305	5.466		(1)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	185	284		105	602		(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677		
Gruppo Snam	278	229		71	1.208		
Gruppo Terna	40	45		171	223		17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468		11
Altre	10	19		12	35		
	542	755		909	3.213		20
Altri soggetti correlati							
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	75	74		33	457		
Totale	1.104	2.841	2.596	1.252	9.173		19

(\*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contrat-

to EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);

- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

85991/636

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- ▶ la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- ▶ l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- ▶ l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;

- ▶ la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri bio-carburanti avanzati nel settore dei trasporti.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- ▶ costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €25 milioni;
- ▶ contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €3 milioni.

#### RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA		199	2		37	
Coral FLNG SA		383			4	1
Coral South FLNG DMCC				1.413	2	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.008	72			
Altre(*)		70	43		35	43
		1.660	117	1.413	78	44
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		38	34		1	1
		38	34		1	1
Imprese controllate dallo Stato						
Enel			109			
Altre		2	17			1
		2	126			1
Totale		1.700	277	1.413	79	46

(\*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

8888 1/637 327

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			2020	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				228		
Cardón IV SA		383			57	
Coral FLNG SA		288			22	1
Coral South FLNG DMCC				1.304		
Gruppo Saipem		2	167			6
Société Centrale Electrique du Congo SA		83			7	
Altre		15	12	1	27	18
		771	179	1.533	113	25
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		36	28		1	
		36	28		1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			11			1
			11			1
Totale		807	218	1.533	114	26

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	19	1.676	95	36
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		48	28		1	
		48	28		1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		4	12			
		4	12			
Totale		971	58	1.676	96	36

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);

- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel.



*Handwritten signature*

85957/638

# INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	4.308	55	1,28	254	41	16,14
Crediti commerciali e altri crediti	18.850	1.301	6,90	10.926	802	7,34
Altre attività correnti	13.634	492	3,61	2.686	145	5,40
Altre attività finanziarie non correnti	1.885	1.645	87,27	1.008	766	75,99
Altre attività non correnti	1.029	29	2,82	1.253	74	5,91
Passività finanziarie a breve termine	2.299	233	10,13	2.882	52	1,80
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.781	21	1,18	1.909		
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	948	17	1,79	849	54	6,36
Debiti commerciali e altri debiti	21.720	2.298	10,58	12.936	2.100	16,23
Altre passività correnti	15.756	339	2,15	4.872	452	9,28
Passività finanziarie a lungo termine	23.714	5	0,02	21.895		
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.389	1	0,02	4.169	112	2,69
Altre passività non correnti	2.246	415	18,48	1.877	23	1,23

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021			2020			2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	76.575	3.000	3,92	43.987	1.164	2,65	69.881	1.248	1,79
Altri ricavi e proventi	1.196	52	4,35	960	35	3,65	1.160	4	0,34
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(55.549)	(8.644)	15,56	(33.551)	(6.595)	19,66	(50.874)	(9.173)	18,03
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(279)	(6)	2,15	(226)	(6)	2,65	(432)	28	-
Costo lavoro	(2.888)	(21)	0,73	(2.863)	(36)	1,26	(2.996)	(28)	0,93
Altri proventi (oneri) operativi	903	735	81,40	(766)	13	-	287	19	6,62
Proventi finanziari	3.723	79	2,12	3.531	114	3,23	3.087	96	3,11
Oneri finanziari	(4.216)	(46)	1,09	(4.958)	(26)	0,52	(4.079)	(36)	0,88

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Ricavi e proventi	3.052	1.199	1.252
Costi e oneri	(7.814)	(5.789)	(6.869)
Altri proventi (oneri) operativi	735	13	19
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(342)	(136)	(839)
Interessi	38	73	81
Flusso di cassa netto da attività operativa	(4.331)	(4.640)	(6.356)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(851)	(842)	(2.332)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(20)	(370)	(339)
Variazione crediti finanziari	(105)	(160)	(241)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(976)	(1.372)	(2.912)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(13)	164	(817)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(13)	164	(817)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.320)	(5.848)	(10.085)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021			2020			2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.861	(4.331)	..	4.822	(4.640)	..	12.392	(6.356)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(12.022)	(976)	8,12	(4.587)	(1.372)	29,91	(11.413)	(2.912)	25,51
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.039)	(13)	0,64	3.253	164	5,04	(5.841)	(817)	13,99

### 37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI<sup>31</sup>

#### INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Nel 2021 e nel 2020 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi. senza di terzi al 31 dicembre 2021 è di €82 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2020).

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interes-

#### MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2021 e nel 2020 non si segnalano modifiche significative di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

#### PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2021

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
<b>Joint venture</b>					
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Plenitude	20,00	20,00
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Plenitude	20,00	20,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Salpem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	30,54	31,20
Vår Energi AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,85	69,85
<b>Joint operation</b>					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
<b>Collegate</b>					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermude)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

(31) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2021 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

8589 1/660

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2021						
(€ milioni)	Cardon IV SA	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Mozambique Rovuma Venture SpA	Saipem SpA	Vår Energi AS	Altre non rilevanti
Attività correnti	285	22	12	202	6.819	1.382	632
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	3	20	9	82	1.632	198	88
Attività non correnti	1.947	1.935	1.306	3.810	4.723	16.589	714
Totale attività	2.232	1.957	1.318	4.012	11.542	17.971	1.346
Passività correnti	373	95	59	162	6.844	2.148	853
- di cui passività finanziarie correnti	4			4	1.256	390	296
Passività non correnti	1.301	1.548	1.085	2.856	4.347	14.900	193
- di cui passività finanziarie non correnti	430	1.414	908	2.823	2.679	4.160	22
Totale passività	1.674	1.643	1.144	3.018	11.191	17.048	1.046
Net equity	558	314	174	994	351	923	300
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	20,00	20,00	35,71	31,20	69,85	
Valore di iscrizione della partecipazione	279	246	238	355	137	645	157
Ricavi e altri proventi	686				6.880	5.191	341
Costi operativi	(546)				(8.532)	(1.207)	(315)
Altri proventi (oneri) operativi					2	(51)	4
Ammortamenti e svalutazioni	(98)				(616)	(1.825)	(39)
Risultato operativo	42				(2.266)	2.108	(9)
Proventi (oneri) finanziari	(67)	(1)	(1)		(140)	(350)	(22)
Proventi (oneri) su partecipazioni					9		
Risultato ante imposte	(25)	(1)	(1)		(2.397)	1.758	(31)
Imposte sul reddito	(131)				(70)	(1.729)	(3)
Risultato netto	(156)	(1)	(1)		(2.467)	29	(34)
Altre componenti dell'utile complessivo	39	31	(9)		(117)	61	5
Totale utile (perdita) complessivo	(117)	30	(10)		(2.584)	90	(29)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(78)				(752)	20	(97)
Dividendi percepiti dalla joint venture						561	25

8507 1/644

331

2020

(€ milioni)	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Seipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Vår Energi AS	Altre non rilevanti
Attività correnti	235	31	6.411	599	804	858
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti		10	1.687	36	222	43
Attività non correnti	2.040	344	4.831	717	16.042	924
Totale attività	2.275	375	11.242	1.316	16.846	1.782
Passività correnti	262	38	4.903	311	189	1.022
- di cui passività finanziarie correnti		11	609	99	33	90
Passività non correnti	1.615	51	3.391	501	15.019	333
- di cui passività finanziarie non correnti	785	39	2.827	421	4.389	237
Totale passività	1.877	89	8.294	812	15.208	1.355
Net equity	398	286	2.948	504	1.638	427
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	49,00	31,08	50,00	69,85	
Valore di iscrizione della partecipazione	199	140	908	242	1.144	188
Ricavi e altri proventi	612	62	7.408	854	2.450	286
Costi operativi	(453)	(19)	(6.980)	(805)	(980)	(304)
Ammortamenti e svalutazioni	(95)	(16)	(1.273)	(108)	(3.425)	(85)
Risultato operativo	64	27	(845)	(59)	(1.955)	(103)
Proventi (oneri) finanziari	(98)	(1)	(166)	(29)	31	(21)
Proventi (oneri) su partecipazioni			37	3		
Risultato ante imposte	(34)	26	(974)	(85)	(1.924)	(124)
Imposte sul reddito	(58)	(6)	(143)	(2)	603	(4)
Risultato netto	(92)	20	(1.117)	(87)	(1.321)	(128)
Altre componenti dell'utile complessivo	(35)		46	(33)	(273)	(25)
Totale utile (perdita) complessivo	(127)	20	(1.071)	(120)	(1.594)	(153)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(46)	10	(354)	(68)	(918)	(93)
Dividendi percepiti dalla joint venture		9	3		274	10

Stalwate

2



HLO

85801/642

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2021			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	3.070	1.234	88	2.855
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	153	808	8	419
Attività non correnti	16.936	9.736	6.320	4.842
Totale attività	20.006	10.970	6.408	7.697
Passività correnti	3.042	1.061	391	2.577
- di cui passività finanziarie correnti		122	1	139
Passività non correnti	6.208	1.935	5.392	3.857
- di cui passività finanziarie non correnti	5.164	696	5.384	3.632
Totale passività	9.250	2.996	5.783	6.434
Net equity	10.756	7.974	625	1.263
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.151	1.084	156	393
Ricavi e altri proventi	21.758	2.739		20.098
Costi operativi	(20.429)	(2.316)		(19.785)
Altri proventi (oneri) operativi				(117)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.054)	307		(40)
Risultato operativo	(1.725)	730		156
Proventi (oneri) finanziari	(85)	(61)		(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni				52
Risultato ante imposte	(1.810)	669		203
Imposte sul reddito				(16)
Risultato netto	(1.810)	669		187
Altre componenti dell'utile complessivo	892	623	46	74
Totale utile (perdita) complessivo	(918)	1.292	46	261
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(362)	90		52
Dividendi percepiti dalla collegata				16

850011643

333

2020

(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral LNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.391	618	133	623
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	97	428	83	303
Attività non correnti	17.938	8.633	4.777	4.072
Totale attività	19.329	9.251	4.910	4.695
Passività correnti	4.897	424	172	656
- di cui passività finanziarie correnti	4.404	101		263
Passività non correnti	2.757	1.187	4.186	3.068
- di cui passività finanziarie non correnti	456	999	4.186	2.928
Totale passività	7.654	1.611	4.358	3.724
Net equity	11.675	7.640	552	971
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.336	1.039	138	321
Ricavi e altri proventi	11.933	976	1	954
Costi operativi	(12.370)	(548)		(917)
Ammortamenti e svalutazioni	(851)	(508)		(75)
Risultato operativo	(1.288)	(80)	1	(38)
Proventi (oneri) finanziari	(91)	(96)	(11)	(13)
Proventi (oneri) su partecipazioni				16
Risultato ante imposte	(1.379)	(176)	(10)	(35)
Imposte sul reddito	4		2	(9)
Risultato netto	(1.375)	(176)	(8)	(44)
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.101)	(710)	(48)	(60)
Totale utile (perdita) complessivo	(2.476)	(886)	(56)	(104)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(275)	(24)	(2)	(26)
Dividendi percepiti dalla collegata				13

## 38 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati<sup>32</sup>. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore<sup>33</sup> di joint venture non incorporate<sup>34</sup>, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash call).

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché

i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa<sup>35</sup>. L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2021, anche tramite una pluralità di atti. Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(32) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(33) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(34) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(35) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

85991/644

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) <sup>(*)</sup>	5.125.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.088.384
Eni Foundation	2.653.205
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Presidio Ospedaliero "Vittorio Emanuele" di Gela	393.255
WEF - World Economic Forum	279.408
Ministero della Salute dell'Angola (MINSa)	265.000
Fondazione Campagna Amica	200.000
The Halo Trust	169.084
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	149.755
Presidio Ospedaliero di Villa d'Agri "Ospedale San Pio da Pietrelcina"	114.660
Croce Rossa di Ancona, Pesaro, Chieti e Pubblica Assistenza città di Ravenna	92.250
Lebanese Armed Forces (LAF)	90.000
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	84.542
Atlantic Council	82.771
Famiglia di un dipendente scomparso	75.000
World Business Council for Sustainable Development	74.335
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	70.000
Council on Foreign Relations	62.331
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
Indian Red Cross Society (IRCS)	52.434
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	51.147
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'innovazione tecnologica	50.000
IFRI - Institut français des relations internationales	50.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	42.082
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	29.349
Global Reporting Initiative	27.500
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	23.452
AMICAL	22.641
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Scuola materna "Sacro Cuore e Maria Ausiliatrice"	20.000
Parrocchia San Domenico Savio - Gela	20.000
Parrocchia di San Giacomo Maggiore Apostolo - Caviaga	20.000
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	20.000
Voluntary Principles Association (VPA)	11.339
Harvard University	10.221
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Sport Insieme Livorno ONLUS	10.000
TDS - Toscana Disabili Sport ASD	10.000
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000

(\*)L'ammontare include anche il contributo relativo al protocollo tra Eni e la Regione Basilicata.

### 39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2021, 2020 e 2019 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

### 40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2021, 2020 e 2019 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

### 41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

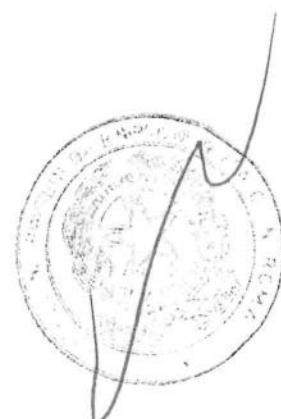
Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive realizzato nel semestre ottobre 2021-marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter

di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti a livello di bilancio consolidato.

Non si segnalano ulteriori fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti e nella Relazione sulla gestione.

Realizzato

---



---

85801/646

## Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo

le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

### COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione

e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2021</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763
Costi capitalizzati lordi	19.707	7.430	19.555	21.644	49.157	13.696	15.576	18.025	1.671	166.461
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)
Costi capitalizzati netti società consolidate <sup>(a)</sup>	4.201	1.236	5.311	7.435	12.840	10.182	5.133	4.151	769	51.258
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Attività relative a riserve certe		11.483	128		1.517			1.987		15.115
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		36	8		3			7		54
Immobilizzazioni in corso		3.179	9		1.323			227		4.738
Costi capitalizzati lordi		16.933	145		2.843		12	2.221		22.154
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.387)	(63)		(313)			(1.324)		(9.087)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate <sup>(a)</sup>		9.546	82		2.530		12	897		13.067
<b>2020</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.447	6.943	17.568	19.523	45.788	12.461	13.576	15.941	1.588	152.835
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate <sup>(a)</sup>	3.882	1.346	4.775	7.362	13.540	9.622	4.573	3.329	783	49.212
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Attività relative a riserve certe		11.466	68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		23	8					6		37
Immobilizzazioni in corso		1.566	9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi		15.186	85		1.401		11	2.048		18.731
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.196)	(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate <sup>(a)</sup>		8.990	26		1.058		11	972		11.057

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €767 milioni nel 2021 e €943 milioni nel 2020 per le società consolidate e per €360 milioni nel 2021 e €170 milioni nel 2020 per le società in joint venture e collegate.

## COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2021</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>198</b>	<b>96</b>	<b>536</b>	<b>509</b>	<b>978</b>	<b>188</b>	<b>973</b>	<b>751</b>	<b>28</b>	<b>4.257</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		936	59		4			2		1.001
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>1.028</b>	<b>59</b>		<b>4</b>			<b>2</b>		<b>1.093</b>
<b>2020</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>491</b>	<b>255</b>	<b>402</b>	<b>491</b>	<b>681</b>	<b>203</b>	<b>1.200</b>	<b>500</b>	<b>11</b>	<b>4.234</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		1.481	3		6			14		1.504
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>1.528</b>	<b>3</b>		<b>6</b>			<b>14</b>		<b>1.551</b>
<b>2019</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.118</b>	<b>292</b>	<b>985</b>	<b>1.684</b>	<b>2.165</b>	<b>496</b>	<b>1.454</b>	<b>1.226</b>	<b>82</b>	<b>9.502</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		1.574	4		5			37		1.620
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate<sup>(c)</sup></b>		<b>3.931</b>	<b>4</b>		<b>5</b>		<b>(1)</b>	<b>37</b>		<b>3.976</b>

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €62 milioni nel 2021, per €516 milioni nel 2020 e per €2.069 milioni nel 2019.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €464 milioni nel 2021, costi per €424 milioni nel 2020 e costi per €838 milioni nel 2019.

(c) Include l'allocatione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

85901/648

## RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui

l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakistan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
<b>Società consolidate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	1.680	826	3.735	3.637	4.712	2.095	2.400	1.085	112	20.282
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	780	387	3.090	1.881	1.461	1.182	941	362	23	10.107
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	582	231	1.640	1.033	753	788	202	345	8	5.582
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		3.587	12		365			367		4.331
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)			(88)		(202)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)					(35)
Costi di ricerca		(35)						(154)		(994)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(197)		(643)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(87)		(1.370)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		1.858			100		(1)	(87)		1.870
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		621			100		(1)	(153)		567

(a) include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

850

1649

339

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
<b>Società consolidate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	799	387	2.226	2.478	3.099	1.335	1.512	638	110	12.584
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(1.071)	(93)	39	992	(238)	315	(125)	(520)	33	(668)
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(852)	(24)	(632)	473	(271)	181	(318)	(434)	22	(1.855)
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		1.644	10		131			307		2.092
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(155)	(2)		(10)		(2)	17		(162)
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		314	(1)		(10)		(2)	(12)		289

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

Stato

100%



85907/650

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	1.493	648	5.165	3.715	5.520	1.961	2.516	1.005	232	22.255
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(392)	168	3.001	1.954	499	994	938	(14)	42	7.190
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate <sup>(a)</sup>	(244)	157	440	1.115	231	668	219	(19)	11	2.578
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		1.757	15		207			315		2.294
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		331	2		67		(3)	25		422
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		152			67		(3)	(29)		187

(a) include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay e che sono invece riportati nella segment information del settore E&P redatte secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

## RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2021 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 69 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione. Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione<sup>(36)</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>(37)</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da

Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2021 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Générale de Surveillance hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2021 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2021<sup>(38)</sup>.

Nel triennio 2019-2021 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 93%<sup>(39)</sup> del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2021 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Belayim in Egitto e i campi dell'Area 1 in Messico.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 58%, 57% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 4% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 4%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 68.277 milioni di

(36) Dal 1991 al 2002 la Società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la Società Ryder Scott. Nel 2018 e nel 2021 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

(37) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com) nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2021".

(38) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

(39) La percentuale sale al 94% considerando le riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) certificate nel 2020 da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

metri cubi nel 2021 (63.338 milioni e 66.024 milioni rispettivamente nel 2020 e 2019); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi,

delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

## RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021 ammontano a 2.020 milioni di boe, di cui 990 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate

possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 118 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005
Promozioni	(232)
Nuove scoperte ed estensioni	62
Revisioni di precedenti stime	174
Miglioramenti da recupero assistito	11
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021	2.020

Nel 2021 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 15 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 168 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 183 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

- i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-232 milioni di boe) a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Merakes in Indonesia (55 milioni di boe), al progetto LNG in Nigeria (45 milioni di boe), a Mizton in Messico (23 milioni di boe), Snorre in Norvegia (13 milioni di boe), Karachaganak in Kazakhstan (11 milioni di boe) e Zubair in Iraq (8 milioni di boe);
- ii) nuove scoperte ed estensioni pari +62 milioni di boe, di cui 19 milioni di barili di olio e 6 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'incremento di 19 milioni di barili è relativo principalmente alla decisione d'investimento dei progetti New Gas Consortium in Angola (6 milioni di barili), di Cuica e

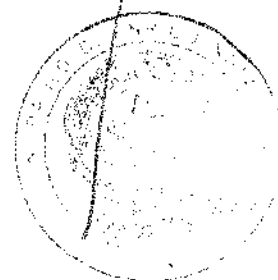
Ndungu nel Blocco 15/06 in Angola (5 milioni di barili) e nel progetto Berkine North in Algeria (5 milioni di barili). L'incremento di 6 miliardi di metri cubi è relativo principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola;

- iii) revisioni di precedenti stime (174 milioni di boe), di cui 9 milioni di barili di olio e 25 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive per 334 milioni di boe sono principalmente riferite a maggiori entitlements nell'area D in Libia (74 milioni di boe) e Val d'Agri in Italia (23 milioni di boe), nonché all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (58 milioni di boe) e alla finalizzazione di accordi commerciali gas in Nigeria (30 milioni di boe). Le revisioni negative di 160 milioni di boe sono riferite principalmente a effetto prezzo relativi a Zubair in Iraq (-56 milioni di boe), all'Area 1 in Messico (-13 milioni di boe), a Coral in Mozambico (-13 milioni di boe), a Belayim in Egitto (-13 milioni di boe), all'effetto prezzo su Merakes in Indonesia (-11 milioni di boe);
- iv) miglioramenti da recupero assistito (12 milioni di boe) riferiti principalmente al campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

85800 / 653 343

## RISERVE CERTE DI PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
non sviluppate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		176	12		15			30		233
non sviluppate		224			3					227
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
Riserve al 31 dicembre 2021	197	412	402	210	610	710	476	243	1	3.261
Sviluppate	146	209	234	164	444	641	262	170	1	2.271
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	51	203	168	46	166	69	214	73		990
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215



Handwritten signature.

85981/654

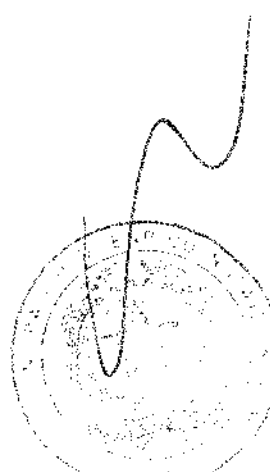
(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

850113/655 345

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
non sviluppate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni <sup>(a)</sup>					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		154	11		8			32		205
non sviluppate		143			4			5		152
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
Riserve al 31 dicembre 2019	194	465	480	264	704	746	491	256	1	3.601
<b>Sviluppate</b>	137	256	313	149	526	682	245	179	1	2.488
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
<b>Non sviluppate</b>	57	209	167	115	178	64	246	77		1.113
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) include 0,6 Mboe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2019 al 2021 sono discusse di seguito.



Handwritten signature or initials at the bottom right corner.

## SOCIETÀ CONSOLIDATE

### Acquisizioni

Nel 2019 l'acquisto di riserve certe (29 milioni di barili) è relativo all'acquisizione del 100% del giacimento produttivo Oooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milioni di boe) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

### Revisioni di precedenti stime

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono pari a 203 milioni di barili e riguardano principalmente: (i) revisioni positive di 79 milioni di barili in Kazakistan e riguardano l'avanzamento nelle attività di sviluppo dei giacimenti Kashagan e Karachaganak; (ii) revisioni positive di 37 milioni di barili in Africa Settentrionale riferite principalmente allo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria e minori contributi dallo sviluppo di progetti in Libia; (iii) revisioni positive di 46 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana e relative all'avanzamento delle attività di sviluppo di progetti in Nigeria e Angola; e (iv) revisioni positive di 45 milioni di barili nel Resto dell'Asia essenzialmente per effetto entitlement.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili. Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakistan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo. Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 milioni di barili) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 milioni di barili). Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 milioni di barili), Angola (8 milioni di barili) e Ghana (3 milioni di barili), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 milioni di barili). In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 milioni di barili), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 milioni di barili). In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis. In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 milioni di barili) e in Algeria (-17 milioni di barili).

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di

barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Nigeria. In Kazakistan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq.

In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.

### Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2019 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

### Estensioni e nuove scoperte

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni di 34 milioni di barili sono riferite essenzialmente per 21 milioni di barili alla decisione d'investimento del progetto Assa North in Nigeria e alla scoperta di Agogo nel Blocco operato 15/06 in Angola nonché all'avanzamento delle attività in Nikaitchuq negli Stati Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.

### Cessioni

Nel 2019 le cessioni di 29 milioni di barili sono relative per 28 milioni di barili alla cessione dell'intera quota degli asset produttivi in Ecuador.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.

## SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

### Acquisizioni

Nel 2019 le acquisizioni di 109 milioni di barili fanno riferimento all'acquisizione di asset di ExxonMobil in Norvegia da parte della joint venture Vår Energi.

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

### Revisioni di precedenti stime

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 42 milioni di barili sono riferite principalmente all'area Resto d'Europa (45 milioni di barili) a seguito delle attività di sviluppo del progetto Balder X in Norvegia.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.

Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

### Estensioni e nuove scoperte

Nel 2019 le estensioni e nuove scoperte di 6 milioni di barili sono riferite allo sviluppo del giacimento Trestakk in Norvegia. Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia.

Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

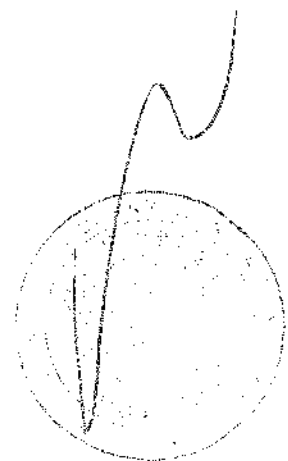
### Cessioni

Nel 2019 le cessioni di 6 milioni di barili sono relative alla cessione di asset minori in Norvegia.

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

*Scalvato*

*1/2*



*Scalvato*

## RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Sub-Sahariana	Africa Kazakhatan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
non sviluppate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione <sup>(a)</sup>	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
non sviluppate		2.692			5.501					8.193
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione <sup>(a)</sup>		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	25.538	64.628	117.547	120.002	48.296	43.101	49.101	12.103	506.310
Sviluppate	20.635	19.808	22.390	103.519	54.479	48.287	27.501	47.284	7.525	351.428
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	5.359	5.730	42.238	14.028	65.523	9	15.600	1.817	4.578	154.882
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

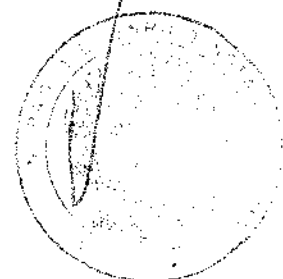
8500:1659

349

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione <sup>(a)</sup>	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate		4.955			5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione <sup>(a)</sup>		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
<b>Sviluppate</b>	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
<b>Non sviluppate</b>	1.928	3.085	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm



85997/660

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione <sup>(a)</sup>	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni <sup>(b)</sup>					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate		2.386			7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione <sup>(a)</sup>		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	29.267	77.920	146.993	124.350	55.747	38.203	53.446	14.350	561.574
<b>Sviluppate</b>	18.592	23.754	39.315	135.274	55.129	55.743	19.403	51.943	9.118	408.271
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
<b>Non sviluppate</b>	2.706	5.513	38.605	11.719	69.221	4	18.800	1.503	5.232	153.303
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 Mscm.

(b) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2019 al 2021 sono discusse di seguito.

## SOCIETÀ CONSOLIDATE

**Acquisizioni**

Nel 2019 le acquisizioni sono pari a 207 milioni di metri cubi e si riferiscono all'acquisizione di Oooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

**Revisioni di precedenti stime**

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono positive per 34.751 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente a: (i) Africa Sub-Sahariana per 21.166 milioni di metri cubi a seguito della decisione finale d'investimento per l'espansione dell'impianto di GNL di Bonny in Nigeria (Eni 10,4%); (ii) Egitto per 13.223 milioni di metri cubi a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo del giacimento Zohr e di altri progetti minori; e (iii) Africa Settentrionale (7.547 milioni di metri cubi) per lo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria. Le revisioni negative di 8.770 milioni di metri cubi in Italia sono riferite alla variazione dei prezzi gas di produzione con conseguenti effetti negativi sull'economicità dei profili di produzione.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacinia-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); (iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; (iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW

e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

**Miglioramenti da recupero assistito**

Nel triennio 2019-2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

**Estensioni e nuove scoperte**

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 10.136 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (7.775 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del progetto Udr-Ghasha nell'off-shore degli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkine North in Algeria.

**Cessioni**

Nel 2019 le cessioni di 1.874 milioni di metri cubi sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.360 milioni di metri cubi) a seguito della cessione della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

## SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

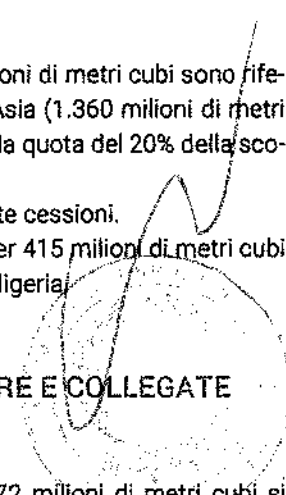
**Acquisizioni**

Nel 2019 le acquisizioni di 11.472 milioni di metri cubi si riferiscono alla citata acquisizione degli asset norvegesi di ExxonMobil da parte di Vår Energi (Eni 70%).

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Alcalá

Am



Am

**Revisioni di precedenti stime**

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 2.583 milioni di metri cubi si riferiscono essenzialmente al Resto d'Europa (2.136 milioni di metri cubi) a seguito dell'avanzamento del progetto Balder X e dei campi Snorre e Smørbukk in Norvegia. Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG. Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.

**Estensioni e nuove scoperte**

Nel 2019 e 2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.

**Cessioni**

Nel 2019 le cessioni sono pari a 5 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto d'Europa, in particolare in Norvegia.

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

## VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e dei gas medi dell'anno relativamente al 2021, 2020 e 2019. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione

senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
<b>Società consolidate</b>										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(855)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte sul reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.863	1.317	9.784	12.846	14.244	21.036	5.839	4.734	897	76.560
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.751	1.147	5.268	8.635	8.636	10.333	3.544	2.754	547	44.615
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		13.155	25		7.199			4.440		24.819
Imposte sul reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.564	16		5.913			3.131		13.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.102	32		2.415			1.732		7.281
<b>Totale</b>	<b>3.751</b>	<b>4.249</b>	<b>5.300</b>	<b>8.635</b>	<b>11.051</b>	<b>10.333</b>	<b>3.544</b>	<b>4.486</b>	<b>547</b>	<b>51.896</b>

85991/664

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		3.120	124		225			4.513		7.982
Imposte sul reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		2.544	70		222			3.138		5.974
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		1.489	27		112			1.678		3.306
Totale	405	1.764	2.639	7.429	5.145	5.199	2.321	2.225	565	27.692

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.734	755	26.154	24.495	26.979	25.834	16.285	3.689	1.168	129.093
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.938	506	12.522	16.666	17.053	20.349	4.906	2.655	1.025	78.620
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.472	569	6.670	10.844	10.449	9.517	2.916	1.468	582	45.487
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		11.622	244		865			5.547		18.278
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.602	167		640			3.764		9.173
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.058	79		318			1.955		5.410
Totale	2.472	3.627	6.749	10.844	10.767	9.517	2.916	3.423	582	50.897

8501/665

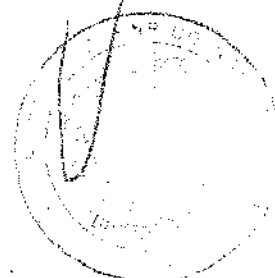
355

## VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2021, 2020 e 2019.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>2021</b>			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>2020</b>			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692



85991/666

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	52.417	5.241	57.652
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	250	2.579	2.839
- cessioni di riserve <sup>(a)</sup>	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	(6.924)	169	(6.755)
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

*Ricco Calvosa*

*Eni*

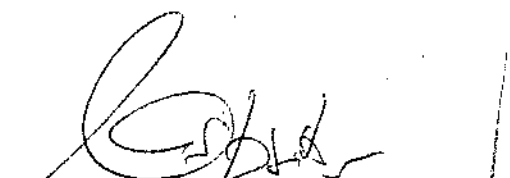
85891/667

# Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2021.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

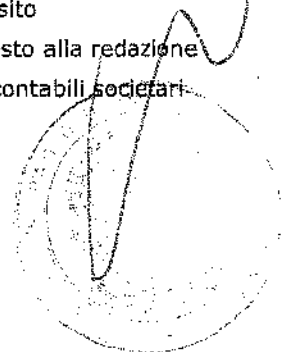
17 marzo 2022

  
Claudio Descalzi  
Amministratore Delegato

  
Francesco Esposito  
Dirigente preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari

  
Lucio Calvoto







65994/668

# Bilancio di esercizio 2021

<b>1</b>	<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BILANCIO CONSOLIDATO</b>	<b>212</b>
<b>3</b>	<b>BILANCIO DI ESERCIZIO</b>	<b>358</b>
	Scheda di bilancio	360
	Note al bilancio di esercizio	366
	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	433
	Attestazione del management	434
<b>4</b>	<b>ALLEGATI</b>	<b>436</b>

859001/669

## Stato patrimoniale

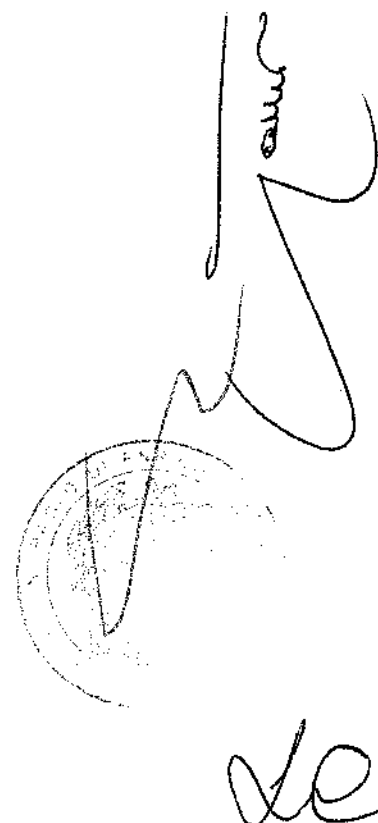
		31.12.2021		31.12.2020	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	6.629.940.550	592.787.360	8.111.215.941	148.064.138
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.855.346.896		5.020.000.942	
Altre attività finanziarie	(16)	4.214.058.273	4.177.330.548	4.822.091.843	4.818.254.040
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	12.991.813.160	6.362.071.943	3.755.913.387	2.259.846.477
Rimanenze	(8)	2.582.459.892		1.098.685.672	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.351.576		22.138.940	
Altre attività	(10)	12.851.272.956	12.545.800.281	1.322.120.444	963.299.411
		45.147.243.403		24.152.167.169	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	5.213.240.489		6.568.559.866	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.691.231.011		1.888.129.130	
Attività immateriali	(13)	246.634.467		100.610.608	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.103.550.042		993.584.286	
Partecipazioni	(15)	56.010.121.022		46.854.796.677	
Altre attività finanziarie	(16)	3.256.878.788	3.236.999.184	4.355.079.257	4.335.201.428
Attività per imposte anticipate	(17)	814.222.871		113.439.722	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.665.001		77.577.010	
Altre attività	(10)	2.056.552.186	1.877.404.294	909.664.462	295.753.995
		70.470.095.877		61.861.441.018	
Attività destinate alla vendita	(25)	2.623.295		1.818.699	
TOTALE ATTIVITÀ		115.619.962.575		86.015.426.886	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	5.865.832.996	5.690.777.240	3.929.488.904	3.730.962.826
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.554.576.291		1.848.002.204	119.785.353
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	382.796.296	168.663.029	422.865.118	207.609.107
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	9.521.008.110	5.214.879.522	4.153.295.991	1.917.841.952
Passività per imposte sul reddito	(9)	116.693.415		4.192.107	
Altre passività	(10)	16.304.620.664	15.139.173.598	2.614.236.326	1.549.634.789
		33.745.526.772		12.972.080.650	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.619.539.276		20.065.902.826	789.167.000
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.939.272.866	1.239.302.612	2.157.524.259	1.472.542.617
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.991.702.544		4.890.082.308	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	393.240.086		376.262.838	
Passività per imposte sul reddito	(9)			9.276.000	
Altre passività	(10)	2.892.166.428	2.229.720.654	837.504.979	308.957.298
		30.835.921.200		28.336.553.210	
TOTALE PASSIVITÀ		64.581.447.972		41.308.633.860	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(26)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.357.403.796		38.716.402.932	
Azioni proprie		(957.944.863)		(581.047.644)	
Utile (perdita) dell'esercizio		7.674.594.671		1.606.976.739	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.038.514.603		44.706.793.026	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		115.619.962.575		86.015.426.886	

85511/640

## Conto economico

(€)	Note	2021		2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		38.248.492.636	19.658.288.347	18.017.275.217	7.640.612.530
Altri ricavi e proventi		474.123.441	124.779.409	405.211.908	183.830.866
Totale Ricavi	(28)	38.722.616.077		18.422.487.125	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.127.031.035)	(14.720.101.558)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(76.931.805)		(9.745.436)	
Costo lavoro	(29)	(1.285.933.456)		(1.238.076.683)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(2.278.104.747)	(3.537.581.909)	(175.744.436)	(595.058.490)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(930.295.323)		(1.013.552.241)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(454.695.559)		(1.573.456.339)	
Radiazioni	(11),(13)	(949.128)		(124.003)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		568.675.024		(3.985.093.885)	
Proventi finanziari		2.049.356.799	203.407.131	2.212.522.760	230.642.035
Oneri finanziari		(2.065.954.646)	(83.932.362)	(2.748.914.676)	(97.687.249)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11.142.441		26.124.850	
Strumenti finanziari derivati		(201.390.025)	105.093.473	210.774.295	(140.562.185)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	(206.845.431)		(299.492.771)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	6.917.670.692		6.519.070.297	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		7.279.500.285		2.234.483.641	
Imposte sul reddito	(32)	395.094.386		(627.506.902)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		7.674.594.671		1.606.976.739	

D'Almeida



Handwritten signature and circular stamp, likely a company seal or official stamp, located at the bottom right of the page.

0539 1/671

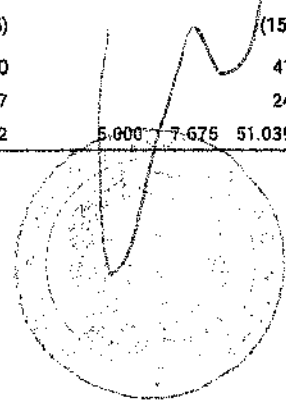
## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		7.675	1.607
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	3	(12)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	1	(8)
Effetto fiscale	(26)		3
		4	(17)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(791)	702
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	26	(31)
Effetto fiscale	(26)	229	(203)
		(536)	468
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(532)	451
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.143	2.058

850 1/612 363

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)	263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707
Utile (perdita) dell'esercizio													7.675	7.675
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3						3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1							1
Componenti non riclassificabili a conto economico							1	3						4
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(562)								(562)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									26					26
Componenti riclassificabili a conto economico						(562)			26					(536)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(562)	1	3	26				7.675	7.143
Acconto sul dividendo 2021 (€0,43 per azione)										(1.533)				(1.533)
Attribuzione del dividendo residuo 2020 (€0,24 per azione a saldo dell'acconto 2020 di €0,12 per azione)											429		(1.286)	(857)
Destinazione utile residuo 2020									(27)	348			(321)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400					(400)				(400)
Piano Incentivazione a lungo termine				23	(23)					16				16
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue												2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(61)				(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				(377)	377				(27)	(1.630)	429	2.000	(1.607)	(835)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A									(264)	262				(2)
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue										(15)				(15)
Altre variazioni						21				20				41
Altri movimenti di patrimonio netto						21			(264)	267				24
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	10.368	959	(958)	958	(531)	(11)	(56)	(2)	23.632		5.000	7.675	51.039



Handwritten signature or initials.

85091/673

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)		2.978	41.636
Utile (perdita) dell'esercizio														1.607	1.607
Altre componenti dell'utile(perdita) complessivo:															
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(9)							(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(8)								(8)
Componenti non riclassificabili a conto economico							(8)	(9)							(17)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						499									499
Differenze cambio da conversione Joint Operation										(31)					(31)
Componenti riclassificabili a conto economico						499				(31)					468
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						499	(8)	(9)	(31)					1.607	2.058
Acconto sul dividendo 2020 (€0,12 per azione)												(429)			(429)
Attribuzione del dividendo residuo 2019 (€0,43 per azione a saldo dell'acconto 2019 di €0,43 per azione)												1.542	(3.078)		(1.536)
Destinazione utile residuo 2019									(13)	(87)				100	
Annullamento azioni proprie				400	(400)										
Piano incentivazione a lungo termine											7				7
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue												3.000			3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				400	(400)				(13)	(80)	1.113	3.000	(2.978)		1.042
Rigiro riserva art.6 comma 2 D.Lgs 38/2005								(9)			9				
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue											(25)				(25)
Altre variazioni						(5)			(4)	5					(4)
Altri movimenti di patrimonio netto						(5)		(9)	(4)	(11)					(29)
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)		263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707

86091/676

365

## Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio	7.675	1.607
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	930	1.013
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	455	1.573
Radiazioni	1	
Effetto valutazione partecipazioni	(894)	2.395
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(7)
Dividendi	(6.006)	(8.914)
Interessi attivi	(176)	(204)
Interessi passivi	520	550
Imposte sul reddito	(395)	628
Altre variazioni	(63)	3
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(401)	1.185
- rimanenze	(1.602)	966
- crediti commerciali	(6.097)	1.033
- debiti commerciali	5.283	(1.236)
- fondi per rischi e oneri	(170)	113
- altre attività e passività	2.185	309
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	63	5
Dividendi incassati	2.893	8.853
Interessi incassati	179	210
Interessi pagati	(517)	(533)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	33	62
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.274	8.426
- di cui verso parti correlate	3.330	(631)
Flusso di cassa degli investimenti	(9.361)	(8.045)
- attività materiali	(848)	(791)
- attività immateriali	(188)	(21)
- partecipazioni	(8.145)	(6.752)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(293)	(404)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	113	(77)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.063	208
- attività materiali	5	9
- partecipazioni	479	2
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.579	193
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		4
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(110)	778
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(7.408)	(7.059)
- di cui verso parti correlate	1.828	(485)
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	955	2.020
Rimborso di passività per beni in leasing	(374)	(337)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.933	(699)
Dividendi pagati	(2.358)	(1.965)
Acquisto azioni proprie	(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	1.985	2.975
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.680	1.998
- di cui verso parti correlate	802	(687)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(27)	(2)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(1.481)	3.359
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	8.111	4.752
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	6.630	8.111

Ricalcolato

Riscritto

Riscritto

## Note al bilancio di esercizio

### 1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

#### CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale<sup>1</sup>, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>2</sup>.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato. Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2022.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

#### CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato<sup>3</sup>, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto<sup>4</sup>; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in as-

senza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni derivanti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

#### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

### 2 SCHEMI DI BILANCIO

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel paragrafo iniziale delle note al bilancio consolidato "Impatti COVID-19".

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2021.

(3) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

(4) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

85301/676

367

## 3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Come già rappresentato nel bilancio consolidato, a cui si rinvia, a partire dall'esercizio 2021 sono entrate in vigore le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark.

Al 31 dicembre 2021, l'esposizione di Eni SpA è rappresentata, essenzialmente, da una linea di credito di 4.500 milioni di dollari USA indicizzata all'USD LIBOR. Con riferimento agli strumenti finanziari derivati si segnala che Eni SpA ha aderito, nel mese di dicembre, ai protocolli di fallback dell'International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Le altre modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti significativi.

## 4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

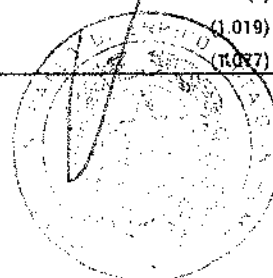
## MODIFICA DELLA CLASSIFICAZIONE DEL JOINT

## ARRANGEMENT MOZAMBIQUE ROVUMA VENTURE SPA

Nell'ambito del monitoraggio continuo dei fatti e delle circostanze rilevanti ai fini della classificazione dei joint arrangement, a partire dal 31 dicembre 2021, è stata modificata la classificazione della partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture. Le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia.

La partecipazione in Mozambique Rovuma Venture SpA è stata rilevata ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette (355 milioni di euro), precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

(€ milioni)	Effetto modifica classificazione Mozambique Rovuma Venture SpA
<b>ATTIVITÀ</b>	
Attività correnti	
Disponibilità liquide ed equivalenti	(29)
Altre attività	(43)
	(72)
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	(1.318)
Diritto di utilizzo beni in leasing	(2)
Partecipazioni	355
Attività per imposte anticipate	(40)
	(1.005)
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>(1.077)</b>
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>	
Passività correnti	
Passività finanziarie	(2)
Altre passività	(56)
	(58)
Passività non correnti	
Passività finanziarie	(1.008)
Fondi per rischi e oneri	(7)
Passività per imposte sul reddito	(4)
	(1.019)
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>(1.077)</b>



8599 1/677

## 5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €6.630 milioni (€8.111 milioni al 31 dicembre 2020) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro 90 giorni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted

cash è di circa €54 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€4.160 milioni) è di 15 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,559%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€1.160 milioni) è di 3 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,066%.

Le expected credit loss su depositi presso banche e Istituti finanziari terzi valutati al costo ammortizzato non sono significative.

## 6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	977	1.003
Altri titoli	4.878	4.017
	5.855	5.020

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendi-

mento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.398 milioni (€1.361 milioni al 31 dicembre 2020).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Euro	3.555	3.337
Dollaro USA	2.248	1.600
Altre valute	52	83
	5.855	5.020

85801/618

369

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	277	284	Baa3	BBB
Cile	159	161	A1	A
Stati Uniti d'America	122	124	Aaa	AA+
Lituania	16	16	A2	A+
Giappone	7	7	A1	A+
Francia	3	3	Aa2	AA
Germania	1	2	Aaa	AAA
Israele	1	1	A2	AA-
	586	598		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	340	342	Baa3	BBB
Svizzera	29	29	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	8	8	Aaa	AA+
	377	379		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	963	977		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.779	1.821	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	865	877	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	262	265	Da Aa3 a Baa3	Da AA- a BBB-
	2.906	2.963		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	524	527	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.092	1.101	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	286	287	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
	1.902	1.915		
Totale Altri titoli	4.808	4.878		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.771	5.855		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

## 7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	9.509	3.397
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	155	127
Anticipi al personale	23	27
Acconti per servizi e forniture	8	12
Crediti verso altri	3.297	193
	12.992	3.756

86081/679

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2022 per €1.128 milioni (€557 milioni nel 2020 con scadenza 2021). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€839 milioni), Refining & Marketing (€261 milioni) e al Power (€28 milioni).

I crediti verso altri di €3.297 milioni includono principalmen-

te: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (€3.178 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€63 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€10 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €3.678 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2021					
Clientela business	589	2.646	196	341	3.772
Pubbliche Amministrazioni		8		2	10
Altre controparti	163	190		55	408
Imprese controllate	9.159				9.159
Valore lordo	9.911	2.844	196	398	13.349
Fondo svalutazione		(78)	(5)	(274)	(357)
Valore netto	9.911	2.766	191	124	12.992
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	3,26	3,60	86,98	
31.12.2020					
Clientela business	283	956	139	299	1.677
Pubbliche Amministrazioni		10		3	13
Altre controparti	82	53		71	206
Imprese controllate	2.160				2.160
Valore lordo	2.525	1.019	139	373	4.056
Fondo svalutazione		(5)	(6)	(289)	(300)
Valore netto	2.525	1.014	133	84	3.756
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,78	6,38	85,00	

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.

L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19 e la ripresa dello scenario petrolifero, con l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi di-

mensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso perdita su crediti atteso per incorporare un accresciuto rischio congiunturale anche nei confronti di clienti affidabili generalmente inclusi nel cluster con rischio di credito medio.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €357 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2020):

(€ milioni)	2021	2020
Fondo svalutazione iniziale	300	311
Accantonamenti su crediti in bonis	78	5
Accantonamenti su crediti in default	10	11
Utilizzi su crediti in bonis	(10)	(1)
Utilizzi su crediti in default	(21)	(26)
Fondo svalutazione finale	357	300

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €57 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €77 milioni (€9 milioni nel 2020) connessi essenzialmente ai nuovi accantonamenti operati (€88 milioni) relativi essenzialmente alla linea di business GGP per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento significativo delle esposizioni allo scenario prezzi, parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€11 milioni); (ii)

utilizzo, in conto, del fondo (€20 milioni) per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Materie prime, sussidiarie e di consumo	323	160
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	178	213
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	265	192
Prodotti finiti e merci	1.816	534
	2.582	1.099

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €323 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€912 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in Francia (€733 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge, Damietta in Egitto e su navi viaggianti (€171 milioni).

Le rimanenze di gas naturale per €269 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €194 milioni (€24 milioni al 31 dicembre 2020) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Valore iniziale - Rimanenze correnti	24	46
Accantonamenti (utilizzi)	170	(22)
Valore finale - Rimanenze correnti	194	24

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.104 milioni (€994 milioni al 31 dicembre 2020) includono 2,3 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

L'incremento delle rimanenze e delle scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.



Handwritten signature.

85091/681

## 9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				21			
IRAP			18					
Crediti per istanze di rimborso		78				78		
Addizionale IRES Legge n. 7/2009			97					
Fondo per imposte sul reddito								9
Altre imposte sul reddito	2		2		1		4	
	23	78	117		22	78	4	9

Le passività per imposte sul reddito correnti di €117 milioni si riferiscono essenzialmente allo stanziamento dell'addizionale IRES Legge n.7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€97 milioni).

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 - imposte sul reddito.

## 10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.603	1.906	15.220	1.866	1.009	338	1.247	387
Passività da contratti per la clientela			425	724			747	393
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e imposte di consumo	12		386		17		311	
- IVA	4		66		4		89	
- Royalty su idrocarburi estratti			109				115	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			8				17	
- Altre imposte e tasse	53	2	53	25	58	2	57	25
	69	2	622	25	79	2	589	25
Altre	179	149	38	277	234	569	32	34
	12.851	2.057	16.305	2.892	1.322	909	2.615	839

il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati. Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €60 milioni e €333 milioni (€62 milioni e €393 milioni nel 2020); (ii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€391 milioni); (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €242 milioni (€226 milioni nel 2020).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €103 milioni, di cui

€62 milioni previsti oltre i 12 mesi (€493 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (c.d. reshuffling) €46 milioni (€133 milioni nel 2020); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori €49 milioni (€46 milioni nel 2020).

Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€117 milioni oltre 12 mesi e €11 milioni entro 12 mesi); (ii) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €4 milioni (€8 milioni nel 2020).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
<b>2021</b>									
Valore iniziale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.244	816	6.569
Investimenti	3	1	88	5	7		403	341	848
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(23)	(415)	(93)	(21)	(17)				(569)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	418	(391)	(4)	(3)		63	(502)	(485)
Radiazioni		(1)							(1)
Dismissioni	(1)		(1)						(2)
Trasferimenti	40	170	92	9	3	(88)	(108)	(127)	(9)
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		57				23	75		155
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.					(1)	(198)	(1.119)		(1.318)
Valore finale netto	497	2.914	515	127	46	3	583	528	5.213
Valore finale lordo	2.185	15.441	11.184	651	715	3	684	1.990	32.853
Fondo ammortamento e svalutazione	1.688	12.527	10.669	524	669		101	1.462	27.640
<b>2020</b>									
Valore iniziale netto	615	2.681	1.392	151	59	293	1.160	1.132	7.483
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA			(28)					(10)	(38)
Investimenti	1	1	52	7	14		349	367	791
Capitalizzazioni ammortamenti							22		22
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(28)	(406)	(144)	(23)	(17)		(3)		(621)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	(299)	(600)	(1)	(1)	(2)	(59)	(501)	(1.529)
Radiazioni		(1)							(1)
Dismissioni									
Trasferimenti	22	149	148	4	2	(25)	(128)	(172)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		559					(97)		462
Valore finale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.244	816	6.569
Valore finale lordo	2.139	15.226	10.905	635	706	283	1.419	1.869	33.182
Fondo ammortamento e svalutazione	1.595	12.542	10.085	497	649	17	175	1.053	26.613

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti di €848 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€422 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€404 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA, deconsolidata con decorrenza 31 dicembre 2021; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Monte Alpi, Brenda e Annalisa); (iii) l'avanzamento

del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€22 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le altre variazioni di €155 milioni riguardano: (i) l'incremento per la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni); (ii) l'incremento per effetto delle differenze di cambio da conversione della Mozambique Rovuma Venture SpA (€96 milioni); (iii) la riduzione dell'asset retirement cost per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€75 milioni).

374

87.991/683

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

%	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 1,9% (2,01% al 31 dicembre 2020). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €53 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €91 milioni.

## 12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
<b>2021</b>								
Valore iniziale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.888
Incrementi	15	19	38	48	48	33	41	242
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(103)	(60)	(34)	(27)	(36)	(16)	(62)	(338)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	61			2			(26)	37
Altre variazioni		(7)	(6)	(7)	(111)	(5)		(136)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.		(2)						(2)
Valore finale netto	880	432	167	44	23	33	112	1.691
Valore finale lordo	1.548	593	301	159	89	59	336	3.185
Fondo ammortamento e svalutazione	768	161	134	115	66	26	224	1.494
<b>2020</b>								
Valore iniziale netto	906	544	199	74	68	22	134	2.027
Incrementi		1	31	8	115	17	109	281
Ammortamenti <sup>(a)</sup>	(100)	(60)	(34)	(40)	(59)	(16)	(58)	(367)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	21		(21)	(11)			(25)	(36)
Differenze di cambio					(1)			(1)
Altre variazioni		(3)	(6)	(3)	(1)	(2)	(1)	(16)
Valore finale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.888
Valore finale lordo	1.633	591	272	121	208	44	296	3.165
Fondo ammortamento e svalutazione	726	109	103	93	86	23	137	1.277

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.691 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €880 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower

i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €432 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €167 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e le locazioni di stazioni di

servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €44 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (v) per €23 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni; (vi) per €72 milioni al contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA incluso nelle "altre tipologie".

I canoni variabili, rilevati a conto economico, riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predefinita nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 18%,

essenzialmente attribuibile alle concessioni autostradali; (ii) il contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 77%.

Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le altre variazioni di €136 milioni riguardano in particolare la chiusura anticipata di un contratto di locazione di un mezzo di perforazione navale della Exploration & Production - drilling rig Saipem 10000 - che è stato oggetto di una nuova negoziazione che ha determinato la sottoscrizione del un contratto in capo alla consociata egiziana leoc Production BV.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2021			
Valore iniziale	423	2.157	2.580
Incrementi		242	242
Decrementi	(374)		(374)
Altre variazioni	334	(460)	(126)
Valore finale	383	1.939	2.322
2020			
Valore iniziale	337	2.320	2.657
Incrementi		281	281
Decrementi	(337)		(337)
Altre variazioni	423	(444)	(21)
Valore finale	423	2.157	2.580

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €374 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €81 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€302 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€130 milioni), mezzi di navigazione (€33 milioni).

376

85801/685

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	21	1
	21	1
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	49	13
- leasing di modico valore	15	15
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	161	114
	225	142
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	338	367
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(19)	(15)
	319	352
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	37	(36)
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(76)	(88)
- oneri finanziari capitalizzati su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	1
	(75)	(87)

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 100%.

### 13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
<b>2021</b>							
Valore iniziale netto	11	65	5	3	84	17	185
Investimenti		29	3	156	188		376
Ammortamenti	(1)	(42)		(5)	(48)		(96)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(1)	(5)		(6)	(1)	(13)
Altre variazioni	1	2	2	8	13		26
Valore finale netto	11	53	5	162	231	16	478
Valore finale lordo	388	1.217	13	221	1.839	94	3.772
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	8	59	1.608	78	3.286
<b>2020</b>							
Valore iniziale netto	16	85	9	31	141	17	299
Investimenti		17	4		21		42
Ammortamenti	(2)	(45)			(47)		(94)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)		(3)		(8)		(16)
Trasferimenti	2	8	(12)	2			(1)
Altre variazioni			7	(30)	(23)		(46)
Valore finale netto	11	65	5	3	84	17	185
Valore finale lordo	387	1.188	8	495	2.078	94	4.172
Fondo ammortamento e svalutazione	376	1.123	3	492	1.994	77	3.985

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €11 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €53 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di

ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €162 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto, effettuato nel corso dell'esercizio 2021, del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta acquisiti a seguito dell'operazione di cessione di Unión Fenosa Gas (€154 milioni).

#### 14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso (di seguito anche "VIU"). In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. La determinazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle CGU O&G è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione all'andamento futuro di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi/ di sviluppo, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (c.d. cash generating unit - "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Le principali CGU di SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie, tradizionali e bio, e gli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) significative sono, generalmente, incluse nel valore di iscrizione delle CGU a cui sono riferibili e il relativo valore d'uso è determinato escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati cor-

porate assets la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dall'ultimo piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve certe e probabili; (b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella determinazione dei flussi di cassa si considerano gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> (ad es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (forestry); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, ai fini della definizione del piano industriale, le previsioni di prezzo adottate da Eni sono elaborate sulla base della view del management sull'evoluzione nel lungo termine dei fondamentali del mercato, tra i quali principalmente l'evoluzione del mix energetico globale nei prossimi venti, trent'anni in relazione agli obiettivi

di decarbonizzazione degli Stati definiti dalla COP21 di Parigi e riaffermati dalla COP26 di Glasgow, la velocità del processo di transizione energetica, gli impatti durevoli della pandemia del COVID-19, l'andamento della domanda e offerta di petrolio e gas naturale nel lungo termine, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori.

Con riferimento al breve-medio termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali di Gruppo traguardando l'azzeramento delle emissioni di ambito tre al 2050. In coerenza con tale percorso che considera le possibili evoluzioni del mercato e delle tecnologie e la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato l'assunzione di un prezzo del petrolio di lungo termine di 62 \$/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 \$ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase-out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi.

Per il 2022-2023, le previsioni di prezzo nominale sono rispettivamente 80 \$ e 75 \$/barile in considerazione della fase di sostenuta ripresa macroeconomica globale, della disciplina finanziaria delle società petrolifere internazionali quotate e dei problemi produttivi dell'OPEC+; i corrispondenti valori delle assunzioni di impairment test 2020 erano 55 \$ e 60 \$/barile.

Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, mentre nel breve termine il benchmark dei prezzi spot continentali "TTF" è previsto in sensibile ripresa a 21,2 \$ e 14,3 \$/mm-BTU rispettivamente nel 2022 e nel 2023 (vs. 4,7-4,9 \$/mm-btu quali corrispondenti valori dell'impairment test 2020), nel lungo termine il valore declina in relazione alle ipotesi di progressivo spiazzamento del gas a opera delle rinnovabili per una previsione di prezzo del TTF in moneta reale 2020 di 6,9 \$/Mbtu nel periodo 2025-2045, per poi declinare ulteriormente a 6,2 \$/Mbtu nel 2050.

Ai fini della determinazione del valore d'uso i flussi di cassa, al netto delle imposte, sono attualizzati al costo medio ponderato del capitale (c.d. weighted average cost of capital - "WACC") definito tenendo conto della rischiosità espressa dalle linee di business in cui opera Eni SpA e, ove necessario, rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione.

In particolare, il costo del capitale proprio (Ke) considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P 500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi

operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Il risultato è un Ke di circa il 10% che ha bilanciato la discesa degli yield sugli asset risk free che entrano sia nel calcolo del Ke sia nella determinazione del costo del debito, mantenendo un costo del capitale di Gruppo nell'intorno del 7%.

Le previsioni dei prezzi delle commodity così come quelle degli altri parametri rilevanti considerate ai fini della definizione del piano industriale Eni sono oggetto di costante monitoraggio da parte del management in relazione all'attuale contesto di estrema volatilità e incertezza connessa alla drammatica evoluzione della crisi Ucraino-Russa.

Sulla base dello scenario adottato ai fini della definizione del piano industriale e il rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine il management ha rilevato delle parziali riprese di valore delle CGU svalutate nel precedente bilancio in particolare per l'aumento dei prezzi del gas. Le riprese di valore hanno riguardato giacimenti a gas in Italia per €481 milioni. Il tasso di attualizzazione post-tax è dell'1,68% che si ridetermina in 6,5% pre-tax.

L'impairment test si completa con la svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie per un ammontare pari a €999 milioni (compresi investimenti di stay-in-business di CGU precedentemente svalutate), con questo azzerando i valori di libro. Il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,7%. Tale perdita ha come driver il sensibile peggioramento dei margini, compressi dal peggioramento dei crack spread dei prodotti e dall'aumento del costo delle utility indicizzate al gas, e le ridotte prospettive di redditività delle CGU Eni a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria della raffinazione europea (dimensione subottimale degli impianti, pressione competitiva da parte di raffinatori più efficienti) e delle proiezioni di modesta ripresa della domanda di carburanti anche per effetto della competizione della mobilità elettrica. Inoltre i costi operativi sono penalizzati dall'aumento degli oneri per acquisto di certificati emissivi nell'ambito dello schema europeo ETS.

Le riprese di valore nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€37 milioni) hanno riguardato principalmente il Power.

Inoltre, nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività si è tenuto conto delle previsioni di costo associate ai progetti di forestry, che rappresenta una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni prevedendo la partecipazione onerosa a iniziative di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production

8581/688

379

ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti sono riferiti all'intera linea di bu-

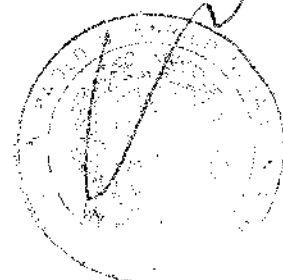
siness e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

## 15 PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021				2020			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	45.652	1.193	10	46.855	40.977	1.540	18	42.535
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA						34		34
Acquisizioni e sottoscrizioni	8.055		90	8.145	6.752	(2)		6.750
Cessioni e conferimenti	(16)	(442)		(458)				
Rami d'azienda	(2)			(2)				
Rettifiche di valore	1.420	(310)		1.110	(2.018)	(376)		(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN			1	1			(8)	(8)
Altre variazioni	4			4	(59)	(3)		(62)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA		355		355				
Valore finale	55.113	796	101	56.010	45.652	1.193	10	46.855
Valore finale lordo	69.436	1.576	101	71.113	69.353	1.684	10	71.047
Fondo svalutazione	14.323	780		15.103	23.701	491		24.192

*Handwritten signature: Balzano*

*Handwritten signature: [illegible]*



*Handwritten signature: [illegible]*

380

25091/689

Le partecipazioni sono aumentate di €9.155 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2020	46.855
Acquisizioni e sottoscrizioni	8.145
- Interventi sul capitale	7.929
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	3.300
Eni International BV	1.792
Eni Angola SpA	1.578
Eni Petroleum Co inc	617
Versalis SpA	500
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90
Eni Natural Energies SpA	41
GreenIT SpA	6
Agenzia Giornalistica Italia SpA	5
- Acquisizioni	216
Eni España Comercializadora de Gas SAU	114
Serfactoring SpA	12
Altre - Acconti	90
Cessioni e Rimborsi	(458)
- Rimborsi di capitale	
Eni West Africa SpA	(16)
- Cessioni	
Unión Fenosa Gas SA	(442)
Rami d'azienda	(2)
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	32
Eni New Energy SpA	(29)
GreenIT SpA	(6)
EniProgetti SpA	1
Rettifiche di valore	1.110
- Riprese di valore	2.275
Eni Investments Plc	910
Eni Petroleum Co inc	747
Eni Angola SpA	355
Unión Fenosa Gas SA	200
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53
Floaters SpA	10
- Svalutazioni	(1.165)
Saipem SpA	(510)
Versalis SpA	(454)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(95)
Raffineria di Gela SpA	(34)
LNG Shipping SpA	(29)
EniProgetti SpA	(21)
Eni Mozambico SpA	(15)
EniServizi SpA	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Servizi Aerei SpA	(1)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Altre minori	(1)

85001/690

381

Segue da pagina precedente

(€ milioni)

Valutazione ai fair value con effetti a PN	1
Interporto di Padova SpA	1
Altre variazioni	4
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	(325)
Eni Trade & Biofuels SpA	109
Eni Global Energy Markets SpA	216
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	1
Altre	2
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA	355
Partecipazioni al 31 dicembre 2021	56.010

La ricapitalizzazione di Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit) di €3.300 milioni è stata operata nell'ambito del programma di prevista quotazione della società e di definizione di una adeguata dotazione patrimoniale della partecipata a supporto, tra l'altro, dei programmi di investimento della partecipata nei business retail e renewables e E-mobility di competenza.

La cessione di Unión Fenosa Gas SA ha determinato: (i) una ripresa di valore fino a concorrenza delle svalutazioni pregresse (€200

milioni) e per la differenza una plusvalenza da cessione (€21 milioni); (ii) un effetto economico negativo connesso con l'acquisizione della partecipazione Unión Fenosa Gas Comercializadora SA (poi Eni España Comercializadora de Gas SAU) per €114 milioni – che ha determinato una svalutazione al day 1 per allineamento ai valori economici (€15 milioni) ulteriormente integrata per tener conto dell'effetto del cash adjustment (€48 milioni). Le altre acquisizioni di €90 milioni si riferiscono all'impegno ad acquisire la partecipazione nella società Crown AB.

85001/691

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente.

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2021	Saldo netto al 31.12.2020	Saldo netto al 31.12.2021 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	10	14	9	(5)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	248	200
Eni Angola SpA	100,000	980	2.913	2.392	(521)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Corridor Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Energia Italia Srl	100,000	...	...	...	...
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000	...	19	132	113
Eni Finance International SA	33,613	362	362	533	171
Eni Fuel SpA	100,000	69	70	81	11
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	61	277	(3)	(280)
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	576	76
Eni International BV	100,000	35.734	37.526	30.485	(7.041)
Eni International Resources Ltd	99,998	1	1	6	5
Eni Investments Plc	99,999	3.201	4.111	3.192	(919)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	...	143	143	...
Eni Mozambico SpA	100,000	31	16	16	...
Eni Natural Energies SpA	100,000	...	40	40	...
Eni New Energy SpA	...	28	...	...	...
Eni Nuova Energia Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Petroleum Co Inc	63,857	686	2.050	1.205	(845)
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	100,000	1.545	4.878	6.450	1.572
Eni Rewind SpA	99,999	...	...	73	73
Eni Timor Leste SpA	100,000	6	4	4	...
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	97	207	103	(104)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000	325	...	9	9
Eni West Africa SpA	100,000	19	4	4	...
EniPower SpA	100,000	914	914	898	(16)
EniProgetti SpA	100,000	21	...	(9)	(9)
EniServizi SpA	100,000	12	10	10	...
Floaters SpA	100,000	241	251	251	...
Ieoc SpA	100,000	24	24	58	34
LNG Shipping SpA	100,000	245	217	214	(3)
Raffineria di Gela SpA	100,000	34	...	(4)	(4)
Serfactoring SpA	100,000	3	15	20	5
Servizi Aerei SpA	100,000	49	47	47	...
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	...
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	7	6	6	...
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	131	79
Versalis SpA	100,000	330	377	964	587
Totale imprese controllate		45.652	55.113		
Imprese collegate e joint venture					
DTT Scrl	25,000	...	...	...	...
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	...
Mozambique Rovuma Venture SpA <sup>(a)</sup>	35,714	...	355	355	...
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	1	1	1	...
Saipem SpA	30,542	908	398	137	(261)
Seram SpA	25,000	...	...	...	...
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	27	(1)
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	...	...	...	...
Transmed SpA	50,000	...	...	4	4
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	52	38
Unión Fenosa Gas SA	...	242	...	...	...
Totale imprese collegate e joint venture		1.193	796		
		46.845	55.909		

(a) A partire dal 31 dicembre 2021 la società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto non è più qualificata come joint operation

Le riprese di valore delle partecipazioni svalutate in precedenti esercizi del settore Exploration & Production (Eni Angola SpA, Eni Investments Plc, Eni Petroleum Co Inc, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Floaters SpA) sono state operate a seguito del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura e dalla valutazione attuale del magazzino rilevante per alcune società oggetto di valutazione; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,5% e il 10,7%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato:

- ▶ Eni International BV, holding di partecipazioni, si è proceduto alla determinazione del fair value, oggetto di fairness opinion da parte di soggetto terzo indipendente, adottando l'ottica del market participant, ovvero utilizzando parametri e assunzioni comunemente (mediamente) utilizzate dal mercato. Per la valutazione degli asset/CGU identificate è stato adottato il metodo dell'Unlevered Discounted Cash Flow ("UDCF"). Il metodo dell'UDCF porta ad esprimere il valore della società ("Equity Value") come differenza tra: (i) il valore dei flussi di cassa operativi che prevede di generare ("Enterprise Value") attualizzati ad un tasso che rifletta appropriatamente le condizioni di mercato riferibili alla realtà oggetto di valutazione, e (ii) il suo debito finanziario netto ("Net Financial Position") alla data di riferimento della valutazione. Gli effetti del capitale circolante sono presi in considerazione soltanto nella misura in cui risultino significativi. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un tasso di sconto:

(i) del 10% per le partecipate del settore Exploration & Production; (ii) compreso tra il 6% e il 9% per le partecipate del settore Refining & Marketing; (iii) del 7,6% per le partecipate del settore Global Gas & LNG Portfolio. Per le partecipazioni ove non risultano significative presenze di asset/CGU si è tenuto conto del patrimonio netto ad uso consolidato che ha tenuto conto dei relativi processi di valutazione;

- ▶ Versalis SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dal complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e dalla valutazione attuale del magazzino della Società, per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 6,5%;
- ▶ Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,6%;
- ▶ Eni Trade e Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,7%;
- ▶ EniPower SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle centrali utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted tra il 4,9 e 6,1%;
- ▶ Agenzia Giornalistica Italia SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dai flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita di 1,3%; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 7,1%.

Con riferimento a Saipem nella parte finale del 2021 la società, controllata congiuntamente con l'altro socio di riferimento CDP, ha registrato un significativo deterioramento della business performance con la rilevazione di ingenti perdite su commesse e importanti svalutazioni dell'attivo che hanno eroso in misura rilevante i mezzi propri peggiorando gli indici patrimoniali e di redditività. In particolare, il 31 gennaio 2022 la Saipem ha ritirato gli outlook annunciati ad ottobre 2021 e comunicato al mercato la previsione di contrazione dei ricavi e dei risultati consolidati rispetto a quanto precedentemente comunicato nonché la previsione della chiusura del bilancio di esercizio 2021 con perdite significative tali da intaccare, per oltre un terzo, il capitale sociale della società configurando le condizioni di cui all'art. 2446 del codice civile. In relazione alla complessità della situazione riscontrata, è stata definita una nuova organizzazione e integrato il management della società, ai fini della definizione di un nuovo piano industriale per il recupero di redditività, il miglioramento della generazione di cassa e il rientro dell'indebitamento sulla cui base innestare una manovra di rafforzamento della struttura

decalvato

g

de

finanziaria e patrimoniale che comporta impegni di cassa e di rilascio di garanzie per i soci così come concordati a valle delle interlocuzioni intercorse. In relazione a quanto sopra la partecipazione nella Saipem è stata oggetto di svalutazione per €510 milioni determinando un valore di iscrizione di €398 milioni. In particolare, ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione, in accordo con lo IAS 36, è stato considerato il maggiore tra il fair value e il valore d'uso della società, nella sua interezza, corrispondente nella circostanza al fair value. Per quanto concerne la definizione del fair value, considerato che le citate ingenti perdite comunicate da Saipem il 31 gennaio 2022 non sono riferibili ad eventi occorsi successivamente alla chiusura del periodo, si è ritenuto necessario adeguare la valutazione di borsa al 31 dicembre 2021, considerando l'eccezionalità del contesto riscontrato, per fattorizzare le informazioni acquisite con la comunicazione del 31 gennaio 2022 configurando un c.d. fair value di livello III funzionale ad

esprimere in modo appropriato il valore della partecipazione nella società alla data di bilancio. In particolare, la configurazione del fair value è stata operata applicando alla quotazione del 30 dicembre 2021 la riduzione percentuale di valore registrata tra il prezzo di mercato del giorno (28 gennaio 2022) antecedente la comunicazione di Saipem e il prezzo espresso dal mercato il giorno (31 gennaio 2022) in cui è avvenuta la comunicazione. Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni) e la partecipazione del 1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

## 16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	22	3.237	23	4.335
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.192		4.799	
	4.214	3.237	4.822	4.335
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.214	3.257	4.822	4.355

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€2.445 milioni) e Versalis SpA (€739 milioni).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Global Energy Markets SpA (€2.305 milioni) in particolare per i depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call), Versalis SpA (€583 milioni), Raffineria di Gela SpA (€290 milioni) e Eni New Energy SpA (€541 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.128 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con sca-

denza oltre i 5 anni ammontano a €917 milioni (€1.234 milioni al 31 dicembre 2020).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €3.430 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,57% e 0,40% e in dollari compresi tra 0,21% e 1,43%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

## 17 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imposte sul reddito anticipate IRES	804	133
Imposte sul reddito differite IRES	(125)	(133)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	42	24
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	19	6
Imposte sul reddito differite estere	(17)	(2)
Totale Eni SpA	720	26
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	94	87
	814	113

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2020	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2021
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(7)	(39)	1		(45)
- differenze su derivati	(4)			4	
- altre	(126)	(77)	103		(100)
	(137)	(116)	104	4	(145)
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati				216	216
- fondi per rischi ed oneri	1.184	199	(208)		1.175
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	967	264	(164)		1.067
- differenze su attività materiali ed immateriali	383	42	(128)		297
- svalutazione crediti	92	4	(3)		93
- fondi per benefici ai dipendenti	83	37	(20)	(2)	98
- perdita fiscale	2.761		(76)		2.685
- altre	148	28	(57)		119
	5.618	574	(656)	214	5.750
- valutazione anticipate	(5.455)	570			(4.885)
	163	1.144	(656)	214	865
Totale Eni SpA	26	1.028	(552)	218	720
Imposte anticipate joint operation	93	44		(38)	99
Imposte differite joint operation	(6)			1	(5)
Totale joint operation	87	44		(37)	94
	113	1.072	(552)	181	814

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €720 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni degli imponibili futuri attesi tenendo conto, tra l'altro, delle previsioni del piano qua-

driennale e delle previsioni long-term coerenti con i processi di impairment. Le altre variazioni delle imposte anticipate nette delle Joint operation riguardano le differenze di cambio da conversione e gli effetti del deconsolidamento della Mozambique Rovuma Venture SpA.

386

85901/695

## 18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	8.770	3.475
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	48	39
Debiti per attività di investimento	210	122
Debiti verso altri	493	517
	9.521	4.153

I debiti commerciali di €8.770 milioni riguardano debiti verso fornitori (€3.832 milioni), debiti verso imprese controllate (€4.708 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€230 milioni).

I debiti verso altri di €493 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€257 milioni); (ii) debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-

or-pay (€185 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€39 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2021				31.12.2020			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	115	274	4.334	4.723	186	748	3.132	4.066
Obbligazioni ordinarie		880	15.289	16.169		980	15.749	16.729
Sustainability-Linked Bond		2	996	998				
Obbligazioni convertibili		399		399			396	396
Altri finanziatori	5.751			5.751	3.743	120	789	4.652
	5.866	1.555	20.619	28.040	3.929	1.848	20.066	25.843

Eni ha sottoscritto, con primari istituti bancari, contratti finanziari sostenibili per un ammontare complessivo di €8.259 milioni legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite così composti:

(i) linee di credito committed per € 4.850 milioni; (ii) finanziamenti per €1.300 milioni; (iii) derivati per la copertura del rischio tasso per €1.109 milioni e bond per €1.000 milioni.

85001/696

387

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2021 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre			Scadenza					Totale quote a lungo termine
	2020	2021	Totale quote a breve termine	2023	2024	2025	2026	Oltre	
Banche	4.066	4.723	389	2.327	534	222	991	260	4.334
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.215	14			1.201			1.201
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.028	1.029	33					996	996
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.012	1.013	15	998					998
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.009	1.010	14				996		996
- Euro Medium Term Notes 0,625%	1.002	1.003	6					997	997
- Euro Medium Term Notes 1,250%	1.000	1.001	8				993		993
- Euro Medium Term Notes 2,000%	1.010	1.010	12					998	998
- Euro Medium Term Notes 0,625%	898	899	2		897				897
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802								
- Euro Medium Term Notes 1,625%	801	801	8					793	793
- Euro Medium Term Notes 1,750%	760	761	12		749				749
- Euro Medium Term Notes 1,500%	756	757	11					746	746
- Euro Medium Term Notes 0,750%	702	703	703						
- Euro Medium Term Notes 1,000%	653	654	5			649			649
- Euro Medium Term Notes 1,125%	596	597	2					595	595
- Euro Medium Term Notes 1,000%	746	746	2					744	744
- Bond US 4,000%	820	890	11	879					879
- Bond US 4,750%	818	887	13					874	874
- Bond US 5,700%	286	310	4					306	306
- Bond US 4,250%	814	883	5					878	878
	16.729	16.169	880	1.877	1.646	1.850	1.988	7.927	15.289
Sustainability-Linked Bond		998	2					996	996
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	396	399	399						
	396	399	399						
Altri finanziatori	4.652	5.751	5.751						
	4.652	5.751	5.751						
	25.843	28.040	7.421	4.204	2.180	2.072	2.980	9.183	20.619

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea

per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €880 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.



L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2021 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
<b>Obbligazioni ordinarie:</b>						
- Euro Medium Term Notes	1.200	15	1.215	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	13	1.013	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	1	1.001	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900	(1)	899	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	7	757	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	3	703	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	4	654	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(3)	597	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	883	7	890	USD	2023	4,000
- Bond US	883	4	887	USD	2028	4,750
- Bond US	309	1	310	USD	2040	5,700
- Bond US	883		883	USD	2029	4,250
	16.058	111	16.169			
Sustainability-Linked Bond	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375
<b>Obbligazioni convertibili:</b>						
- Bond convertibile equity linked	400	(1)	399	EUR	2022	

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Gli obiettivi di sostenibilità riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

L'obbligazione convertibile di €399 milioni prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call

sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (c.d. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario scade nei prossimi 12 mesi.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.102 milioni, di cui €703 milioni relative a obbligazioni ordinarie e €399 milioni relative a obbligazioni convertibili. Le passività finanziarie verso altri di €5.751 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Eni Rewind SpA (€1.338 milioni), Eni Fuel SpA (€343 milioni), EniPower SpA (€259 milioni), LNG Shipping SpA (€305 milioni), Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni

85001/698

389

gas e Luce Società Benefit SpA) (€2.293 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2021 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,6229% e un tasso positivo di 0,0278% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	19.204	1,40	18.386	1,60
Dollaro USA	2.970	4,48	3.528	4,34
	22.174		21.914	

Al 31 dicembre 2021, Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed per €5.000 milioni (€5.295 milioni al 31 dicembre 2020) di cui non utilizzate per €2.800 milioni; questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato. Nel corso dell'esercizio sono stati operati limitati utilizzi delle linee di credito disponibili per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot

del gas e dell'energia elettrica registrati nel dicembre 2021.

Al 31 dicembre 2021 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.262 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Obbligazioni ordinarie	20.109	19.589
Obbligazioni convertibili	513	497
Banche	4.640	3.936
Altri finanziatori		909
	25.262	24.931

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,57% e il 0,40% (tra il -0,58% e il -0,13% al 31 dicembre 2020) e per il dollaro USA compresi tra

lo 0,21% e l'1,71% (tra lo 0,24% e l'1,31% al 31 dicembre 2020).

La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 20 VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2020	3.929	21.914	2.580	28.423
Variazioni monetarie	1.933	955	(374)	2.514
Differenze cambio da conversione e da allineamento	4	144		148
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA		(1.008)	(2)	(1.010)
Altre variazioni non monetarie		169	118	287
Valore al 31.12.2021	5.866	22.174	2.322	30.362

390

85901/699

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti.

## 21 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento

finanziario netto posto a confronto è stato rideterminato alla luce del nuovo schema senza modifiche quantitative.

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.310	1.349
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.320	6.762
C. Altre attività finanziarie correnti	10.047	9.819
D. Liquidità (A+B+C)	16.677	17.930
E. Debito finanziario corrente	7.147	4.909
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	657	1.291
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	7.804	6.200
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(8.873)	(11.730)
I. Debito finanziario non corrente	6.273	6.078
J. Strumenti di debito	16.285	16.145
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	22.558	22.223
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	13.685	10.493

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €54 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading; (ii) crediti finanziari non strumentali all'attività operativa che sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie. Le altre attività finanziarie correnti si incrementano per effetto di depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale

aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call) verso Eni Global Energy Markets SpA; tale fenomeno è compensato dai rimborsi da Eni Finance International SA di crediti finanziari a breve termine.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €383 milioni e €1.939 milioni (rispettivamente €423 milioni e €2.157 milioni al 31 dicembre 2020).

## 22 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2020	3.097	685	328	69	39	134	538	4.890
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	59							59
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	19							19
Accantonamenti	15	138	151	79			276	659
Utilizzi a fronte oneri	(45)	(142)	(48)	(13)	(2)		(302)	(552)
Utilizzi per esuberanza	(2)	(2)		(2)	(31)	(3)	(39)	(79)
Altre variazioni	1						2	3
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.	(7)							(7)
Valore al 31.12.2021	3.137	679	431	133	6	131	475	4.992

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.137 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.523 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,3153% e il 1,5375%; il periodo previsto degli esborsi è 2022-2064; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€555 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€328 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€128 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€116 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€38 milioni), negli impianti di raffinazione (€14 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€8 milioni) e ad altri siti non operativi (€42 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €431 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal

contratto stesso, in particolare gli oneri da riconoscere alla società Floaters SpA relativi alla cessione della FPSO "Firenze" (€227 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €133 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €6 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €131 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €475 milioni comprendono: (i) il fondo coperture perdite partecipazioni (€222 milioni) in particolare Eni Rewind SpA (€209 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€88 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€34 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€14 milioni).

## 23 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Piani a benefici definiti:		
- TFR	133	159
- Piani esteri a benefici definiti	2	3
- Fidej e altri	94	97
	229	259
Altri fondi per benefici ai dipendenti	164	117
	393	376

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €164 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €99 milioni, il contratto di espansione per €50 milioni e i premi di anzianità per €15 milioni.

85991/701

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2021						31.12.2020					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	159	23	97	279	117	396	167	22	90	279	117	396
Costo corrente		1	2	3	34	37		1	2	3	36	39
Interessi passivi							1		1	2		2
Rivalutazioni:	(1)	1	(1)	(1)	(2)	(3)	3		8	11	4	15
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		(3)	(4)		(4)	(1)		1		1	1
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		3	2	2	4	5		7	12	4	16
- Effetto dell'esperienza passata	1	1	(1)	1	(4)	(3)	(1)			(1)	(1)	(2)
Costo per prestazioni passate					77	77						
Benefici pagati	(25)	(2)	(4)	(31)	(20)	(51)	(12)		(4)	(16)	(22)	(38)
Altre variazioni					(42)	(42)					(18)	(18)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	133	23	94	250	164	414	159	23	97	279	117	396
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		21		21		21		20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano		2		2		2						
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati		(2)		(2)		(2)						
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		22		22		22		21		21		21
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		1		1		1						
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa								1		1		1
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	133	2	94	229	164	393	159	3	97	259	117	376

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione e del contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2022.

85991/402 393

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
<b>2021</b>						
Costo corrente		1	2	3	34	37
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					77	77
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione						
Totale interessi passivi (attivi) netti						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"						
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Totale		1	2	3	109	112
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	109	112
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"						
<b>2020</b>						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1		1	2		2
Totale interessi passivi (attivi) netti:	1		1	2		2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	1	1	3	5	40	45
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	40	43
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2021				2020			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
<b>Rivalutazioni:</b>								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		(3)	(4)	(1)		1	
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		3	2	5		7	12
- Effetto dell'esperienza passata	1	1	(1)	1	(1)			(1)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)				
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa						1		1
	(1)	(1)	(1)	(3)	3	1	8	12

394

85901703

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	22	21
	22	21

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2021					
Tassi di sconto	(%)	1,0	0,9	1,0	0,0 - 1,0
Tasso di inflazione	(%)	1,75	1,5	1,75	1,75
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2020					
Tassi di sconto	(%)	0,3	0,4	0,3	0,0 - 0,35
Tasso di inflazione	(%)	0,8	1,3	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2021					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(4)	5	3		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1		
31.12.2020					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(6)	4	4		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(7)	4			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	...	1		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €65 milioni, di cui €17 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2021					
2022		11	...	6	48
2023		10	...	4	49
2024		12	...	4	42
2025		13	...	4	10
2026		13	...	4	4
Oltre il 2026		74	...	72	8
Durata media ponderata	anni	7,1	6,0	14,7	2,6
31.12.2020					
2021		6	...	5	36
2022		8	...	4	34
2023		10	...	4	35
2024		13	...	4	1
2025		14	...	4	1
Oltre il 2025		108	...	76	7
Durata media ponderata	anni	8,2	7,0	14,8	2,8

## 24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	127	40	130	170
- Outright	17	14	12	13
- Interest currency swap	37	32	131	121
	181	86	273	304
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	53	53	95	88
	53	53	95	88
Contratti su merci				
- Over the counter	13.879	15.787	793	1.148
- Future	5	3	2	
- Altri		55	5	
	13.884	15.845	800	1.148
	14.118	15.984	1.158	1.540
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	391	1.102	177	92
	391	1.102	177	92
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili			2	2
Totale contratti derivati	14.509	17.086	1.347	1.634
Di cui:				
- correnti	12.603	15.220	1.009	1.247
- non correnti	1.906	1.866	338	387

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle com-

modity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity - linked cash - settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	(2.441)	(1.320)	102	1.056	(429)	6

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	400	(748)	(529)	424	13	(1.131)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capa-

cità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazioni di ribilanciamento della copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 26 - Patrimonio netto.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.109 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €153 milioni nel corso del 2021) che

maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.083 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

### EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(2.380)	(182)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	6
	(2.278)	(176)

Gli altri oneri operativi netti di €2.278 milioni (oneri operativi netti di €176 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi

al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

### EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020
Strumenti finanziari derivati su valute	(194)	208
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(7)	3
	(201)	211

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €201 milioni comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione

netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività destinate alla vendita di €3 milioni (€2 milioni nel 2020) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.



*[Handwritten signature]*

## 26 PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(958)	(581)
Riserva azioni proprie in portafoglio	958	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(531)	10
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(11)	(12)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(56)	(59)
Riserva IFRS 10 e 11	(2)	263
Altre riserve:	23.632	24.995
Riserve di utili:	23.610	24.977
- Riserva disponibile	22.468	23.835
- Riserva da avanzo di fusione	636	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
- Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	22	18
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
Acconto sui dividendi		(429)
Utile dell'esercizio	7.675	1.607
	51.039	44.707

## CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2021, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,37%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,96%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 65.838.173 azioni, pari all'1,83%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.446.025.060 azioni, pari al 67,84%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicern SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento

del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicern, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

## RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite

fissato dall'art. 2430 del Codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

**AZIONI PROPRIE ACQUISTATE**

Al 31 dicembre 2021, le azioni proprie acquistate ammontano a €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020), e sono rappresentate da n. 65.838.173 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022,

conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022.

**RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO**

La riserva azioni proprie in portafoglio di €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020) è a fronte del valore di iscrizione n. 65.838.173 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2021 in

esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

**ALTRE RISERVE DI CAPITALE**

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione

dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";

- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

**RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE**

La riserva negativa di €531 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura

cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2020	13	(3)	10
Variazione dell'esercizio	(1.320)	383	(937)
Rigiro a conto economico	529	(154)	375
Rigiro a rettifica Rimanenze	30	(9)	21
Riserva al 31 dicembre 2021	(748)	217	(531)

**RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE**

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €11 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

**RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE**

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €56 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessi-

vo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

**RISERVA IFRS 10 E 11**

La riserva negativa di €2 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto

di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata. La riserva si riduce per gli effetti del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 della Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture (€264 milioni), le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia.

**ALTRE RISERVE**

Le altre riserve di € 23.632 milioni riguardano:

Le riserve di utili per €23.610 milioni:

- riserva disponibile: €22.468 milioni, si decrementa di €1.367 milioni essenzialmente per effetto: (i) dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 29 luglio 2021 (€1.533 milioni); (ii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€400 milioni). La riserva inoltre si incrementa per effetto: (i) dall'attribuzione dell'utile 2020 (€348 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 12 maggio 2021; (ii) per gli effetti del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 della Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture (€262 milioni), le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986:

€412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;

- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappre-

senta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario:

€22 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approvati dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€15 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€7 milioni) in relazione ai dipendenti a ruoto delle società controllate.

#### OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Nell'esercizio 2021, Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi; i costi di emissione ammontano a €15 milioni.

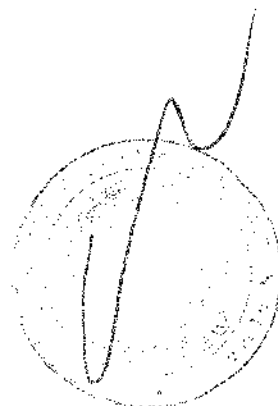
Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di rife-

rimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Alcalino

7



Alcalino

402

85891711

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	4.005		
Riserva legale	959	B	
Riserve di capitale	10.368		10.368
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000	9.839	A,B,C	9.839
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	23.032		
Riserve di utili:	23.610		23.610
- Riserva disponibile	22.468	A,B,C	22.468
- Riserva da avanzo di fusione	636	A,B,C	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	22	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(531)	-	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(11)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(56)		
Riserva IFRS 10 e 11	(2)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	958	-	
Azioni proprie acquistate	(958)	-	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	-	
Utile dell'esercizio	7.675		
	51.039		

Legenda: A) disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziare imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponi-

bili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,4 miliardi.

## 27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

## GARANZIE

Le garanzie di €116.773 milioni (€108.050 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imprese controllate	115.221	106.159
Imprese collegate e joint venture	589	1.018
Proprio	858	776
Altri	105	97
Totale	116.773	108.050

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €115.221 milioni riguardano:

- ▶ per €48.559 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.414 milioni (\$5.000 milioni), di €8.829 milioni (\$10.000 milioni) e di €22.072 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €13.244 milioni complessivi (\$15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.340 milioni;
- ▶ per €20.226 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno

- effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €9.271 milioni;
- ▶ per €8.168 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio (€2.017 milioni), Plenitude & Power (1.226 milioni), Altre attività (€836 milioni), Corporate e società finanziarie (€254 milioni), Refining & Marketing (€3.675 milioni), Chimica (€160 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo è di €534 milioni;
- ▶ per €3.532 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- ▶ per €2.981 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €2.702 milioni;
- ▶ per €4.414 milioni le garanzie rilasciate a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA/Eni Finance International a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo è 337 milioni;
- ▶ per €1.742 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €1.499 milioni;

- ▶ per €1.236 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- ▶ per €157 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €45 milioni le garanzie concesse a favore dell'Ammi-

nistrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €589 milioni riguardano:

- ▶ per €293 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi AS (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €179 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €99 milioni, le garanzie prestate a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti a Seagas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- ▶ per €18 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €858 milioni riguardano le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €858 milioni.

## IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Impegni	126	128
Rischi	674	362
	800	490

Gli impegni di €126 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (€4 milioni) dal protocollo di intenti stipulato nel 1998

con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31