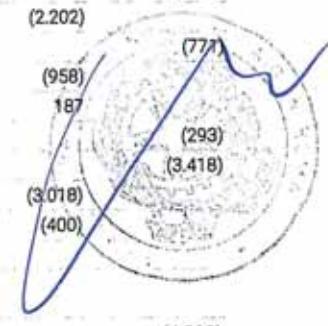


85266 | 382

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2020		2019	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto			1.607		2.978
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa			4.989		3.222
Ammortamenti e altri componenti non monetari		1.013		1.137	
- ammortamenti					
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		1.573		1.144	
- radiazioni				2	
- effetto valutazione partecipazioni		2.395		947	
- differenze cambio da allineamento		(48)		11	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading		54		(8)	
- remeasurement delle passività per leasing		(1)		(3)	
- preventi assicurativi per indennizzi relativi a Immobilizzazioni materiali		(2)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti		5		(8)	
Plusvalenze nette su cessione di attività			(7)		(5)
Dividendi, interessi e imposte			(7.940)		(5.844)
- dividendi		(8.914)		(6.623)	
- Interessi attivi		(204)		(222)	
- interessi passivi		550		611	
- imposte sul reddito		628		390	
Flusso di cassa del capitale di esercizio			1.185		(131)
- rimanenze		966		(553)	
- crediti commerciali		1.033		500	
- debiti commerciali		(1.236)		(246)	
- fondi per rischi ed oneri		113		267	
- altre attività e passività		309		(99)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati			8.592		6.245
- dividendi incassati		8.853		6.623	
- interessi incassati		210		212	
- interessi pagati		(533)		(588)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		62		(2)	
Flusso di cassa netto da attività operativa			8.426		6.465
Investimenti tecnici			(812)		(1.136)
- immobilizzazioni materiali		(791)		(1.109)	
- immobilizzazioni immateriali		(21)		(27)	
Investimenti in partecipazioni			(6.752)		(1.962)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa			(211)		(2.134)
- crediti finanziari strumentali		(211)		(2.134)	
Dismissioni			11		529
- immobilizzazioni materiali		9		8	
- partecipazioni		2		521	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento			(73)		20
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(73)		20	
Free cash flow			569		1.782
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività			778		(2.202)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		778		(2.202)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti			1.321		
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo		2.020			
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		(699)			
Rimborso di passività per beni in leasing			(337)		
Flusso di cassa del capitale proprio			(1.965)		
- dividendi pagati					
- acquisto azioni proprie					
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue			2.975		
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti			(2)		
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI			3.359		(4.902)



Fattori di rischio e incertezza

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi di carattere strategico, commerciale e regolatorio ai quali è esposto il Gruppo nella gestione ordinaria del business. In considerazione delle attività svolte, il Gruppo è esposto al rischio finanziario cioè il rischio che trend sfavorevoli nei prezzi delle commodity, nei tassi di cambio e nei tassi di interesse possano determinare perdite di valore degli asset o riduzioni dei flussi di cassa attesi. Il Gruppo è esposto al rischio liquidità, cioè il rischio di ridotta capacità di accesso al mercato del credito in un momento in cui l'Azienda non disponga di sufficiente liquidità per adempiere le obbligazioni in scadenza, che potrebbe comportare conseguenze avverse significative sui risultati e sul business, nonché il rischio di default delle controparti commerciali o finanziarie. Il rischio finanziario, di liquidità e quello controparte sono descritti in maniera più dettagliata alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato, alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati gestionali e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. La domanda di greggio nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale che a sua volta è influenzata da una molteplicità di variabili ed eventi imprevedibili quali crisi finanziarie, livelli di disoccupazione, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Le previsioni a medio-lungo termine della domanda petrolifera globale sono una materia complessa e soggettiva in ragione del numero delle variabili in grado di influenzare il consumo d'idrocarburi, tra le quali l'espansione demografica, la crescita economica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e., nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe

sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO₂ in risposta ai rischi globali connessi al climate change (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change).

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, il cartello che include i membri dell'originaria OPEC poi esteso ad altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakistan e il Messico, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. Tuttavia, la posizione del cartello è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione dello shale oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possegga un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA e UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, ad esempio l'embargo nei confronti delle esportazioni di greggio iraniano, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

In un quadro di downcycle del prezzo del petrolio in atto dalla seconda metà del 2014 dovuto all'oversupply strutturale del mercato per la forte crescita delle produzioni di shale oil USA, si inserisce tra febbraio/marzo 2020 la crisi causata dall'emergenza sanitaria del COVID-19. Le misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia innescano una recessione globale di enormi proporzioni causando il crollo della domanda di petrolio, di gas naturale e di prodotti petroliferi, conseguenza del blocco dell'attività produttiva e dell'interruzione del commercio internazionale e degli spostamenti delle persone. Il prezzo del petrolio, a causa anche delle divisioni interne all'OPEC+ circa la risposta da dare alla crisi, scende su valori minimi storici tra fine marzo e inizio aprile, intorno ai 15 \$/barile per il riferimento Brent. L'eccesso di offerta e il riempimento degli stoccati fino ai limiti tecnici, oltre a determinare una struttura di prezzi a futuri in forte contango, porta fenomeni estremi quali la registrazione nel mercato USA di prezzi negativi. Successivamente, con il progressivo

85260/384

123

allentamento delle misure di lockdown, la ripresa dell'attività economica e l'implementazione a partire da maggio di importanti tagli alle produzioni OPEC+, il prezzo del Brent registra nei mesi estivi un significativo recupero fino a superare i 40 \$/barile. Tuttavia, il quadro rimane fragile e incerto a causa della continua crescita del numero dei contagi da virus in USA ed Europa e del parziale ripristino nei mesi autunnali delle misure di lockdown in importanti paesi quali UK, Francia, Germania e Italia con impatti negativi sui consumi di carburanti, mentre continua la quasi totale paralisi del settore delle compagnie aeree civili. I prezzi trovano un sostegno grazie alla disciplina produttiva dell'OPEC+ e ai massicci tagli agli investimenti di sviluppo delle international oil companies e degli independent producer USA con una riduzione complessiva stimata nell'ordine del 30% vs. 2019; si tratta della maggiore contrazione di spending mai registrata. In tale ambito è rilevante la flessione delle produzioni di shale oil USA, principale driver dello sbilanciamento di mercato dal 2014 a oggi, che ha portato al crollo della produzione totale di greggio dal picco storico di circa 13 milioni di barili/giorno registrato prima della pandemia a 10 milioni di barili/giorno nel mese di maggio a causa dello shut-in di pozzi non economici ai prezzi depressi per chiudere l'anno a una media di circa 11 milioni di barili/giorno. La situazione degli stocaggi ha iniziato a normalizzarsi per effetto del rimbombo della domanda in Cina e in altri paesi asiatici grandi consumatori, trainata dalla ripresa del ciclo economico e del rallentamento dell'oversupply. Queste riduzioni sono state attenuate dal ritorno sul mercato da settembre delle esportazioni libiche che, grazie all'accordo di pacificazione tra le fazioni contrapposte, hanno rapidamente recuperato il plateau corrente di circa 1,2 milioni di barili/giorno. Il prezzo del petrolio anche sostenuto dalle notizie incoraggianti sul fronte dello sviluppo dei vaccini chiude l'anno intorno ai 50 \$/barile. Nel 2020 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di circa 41,7 \$/barile con una flessione del 35% rispetto al 2019.

Guardando allo scenario 2021 e al medio termine, il recupero della domanda petrolifera globale scesa dal livello pre-pandemico di circa 100 milioni di barili/giorno a una media 2020 di 91 milioni di barili/giorno (-9%) e la conseguente ripresa del prezzo dipenderanno in misura determinante dall'efficacia delle azioni di contenimento della diffusione del COVID-19 e dall'entità della ripresa macroeconomica mondiale, fattore chiave di traino dei consumi energetici, nonché sul lato offerta dalle decisioni dell'OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere. All'inizio del 2021, nonostante la recru-

descenza del virus in particolare nei paesi occidentali e in un quadro di lento ramp-up delle vaccinazioni di massa, il prezzo del petrolio fa segnare un rally fin oltre i 60 \$/barile a fine febbraio dovuto all'inaspettata decisione dell'Arabia Saudita di ridurre di un milione di barili/giorno la produzione nei mesi di febbraio-marzo di fronte all'incertezza globale causata dalla pandemia, del cambio di presidenza USA che alimenta le aspettative di un intervento di straordinarie proporzioni per rilanciare l'economia, nonché dell'accelerazione della ripresa economica in Asia.

La crisi del COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante la già debole situazione del mercato globale del gas naturale, in oversupply strutturale a causa dei massicci flussi di GNL alimentati dalla produzione di gas associato USA e dall'entra in esercizio in questi ultimi anni di significativi investimenti in progetti GNL worldwide con il conseguente aumento della liquidità in tutti i mercati regionali. Tuttavia, dopo il crollo dei consumi e dei prezzi registrato nel primo semestre 2020, il mercato del gas ha registrato una certa ripresa per effetto dei tagli alla produzione GNL prevalentemente in USA di una serie di interruzioni non programmate in alcuni impianti di liquefazione e della ripresa della domanda in Asia che ha allentato la situazione di oversupply. Barometro di tale inversione di tendenza è il prezzo del riferimento spot USA Henry Hub che dai minimi di marzo-aprile a circa 1,5 \$/mmBTU ha recuperato fino a quasi 3 \$/mmBTU tra fine 2020 e inizio 2021 anche per effetto di un inverno particolarmente rigido in Estremo Oriente che ha spinto le quotazioni del GNL su valori record. Nel 2020 i prezzi del gas hanno registrato in media significative contrazioni in tutte le principali aree geografiche, in particolare il riferimento spot per l'Italia al PSV ha registrato una flessione di circa il -35%.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2020 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo 'adjusted') ha registrato una contrazione di €6,7 miliardi rispetto al 2019, imputabile per €6,8 miliardi alla rilevante flessione dei prezzi degli idrocarburi equity, mentre il flusso di cassa netto da attività operativa è diminuito di €7,6 miliardi di cui €6 miliardi per effetto dello scenario prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e

gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Company di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

In tale ambito, considerato che la pandemia COVID-19 e le conseguenti disruptions di mercato possano avere effetti strutturali sulla domanda d'idrocarburi ed esaminate le incertezze e i rischi relativi ai tempi e alle modalità della ripresa dei consumi energetici, il management ha valutato di modificare la propria view di mercato del prezzo degli idrocarburi in risposta ad alcuni trend emergenti. In particolare, il management ha considerato i rischi di una debole ripresa economica post-pandemica, con la possibilità di un periodo prolungato di domanda energetica più contenuta rispetto ai trend pre-pandemia, compresa la diffusione di nuovi modelli di consumo che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Inoltre, i massicci interventi a sostegno dell'attività economica messi in campo dai governi, in particolare in Europa, presentano una forte connotazione ambientale e di sostegno della green economy con una accelerazione del percorso di transizione energetica e di aumento incrementale di prodotti energetici low carbon e a zero emission nel mix di consumo.

Sulla base di queste considerazioni, il management, in occasione della rivalutazione dei piani aziendali in risposta alla pandemia, ha deciso una revisione in riduzione dello scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile (in precedenza 68 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,6 \$/mmbTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmbTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato i piani industriali per il 2020 e il 2021 varando una rifasatura degli investimenti di sviluppo, concentrata nel settore E&P, riducendo lo spending rispettivamente di circa €2,6 miliardi e €2,4 miliardi rispetto al budget originario (circa -35% e -30%), con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow. Sulla base della revisione dello scenario e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività Oil & Gas di circa €2 miliardi. Con riferimento alle svalutazioni vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato, a cui si rinvia.

La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha comportato revisioni negative delle riserve certe d'idrocarburi la cui produzione non è economica ai prezzi correnti. Al 31 dicembre 2020 i volumi di riserve certe di Eni erano di 6,90 miliardi di boe con una riduzione di 363 milioni rispetto al 7,27 miliardi di boe del 2019, mentre il NPV a criteri US SEC era di €27,7 miliardi rispetto ai €51 miliardi del 2019. I dati delle riserve 2020 sono stati determinati con un Brent di riferimento di 41 \$/barile rispetto ai 63 \$/barile del 2019, quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettiva-

85266/386

mente estratti dai pozzi di produzione; (iii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio selettivo nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2020, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto positivo sulle produzioni di circa 12 mila boe/giorno rispetto al 2019.

La crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante le performance della raffinazione tradizionale e della chimica delle commodity a causa del crollo della domanda di prodotti finali, a testimonianza della ciclicità di questi business. Infatti, i risultati del settore Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Negli anni recenti le performance dei due business, nello specifico le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene), sono state influenzate negativamente da fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie caratterizzate da overcapacity e pressione competitiva da parte dei produttori del Medio Oriente, Cina e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di pros-

simità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica. In tale ambito, la crisi economica quale conseguenza del COVID-19 ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio e dei prodotti chimici legati a settori quali l'automotive che sono stati pesantemente influenzati dalla recessione. Nel business raffinazione, il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM); in particolare, durante il secondo semestre i margini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) registrando anche livelli negativi negli ultimi mesi dell'anno a causa della debolezza dei consumi e della parziale ripresa del costo del feedstock sostenuto dai tagli produttivi implementati dall'OPEC+. Inoltre, i tagli hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ cosiddetti "sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Sulla base di questi trend, il management ha rivisto i valori d'uso delle raffinerie Italia rilevando svalutazioni di circa €1,2 miliardi.

L'outlook 2021 del business della raffinazione tradizionale si presenta ancora fortemente negativo a causa del rally del prezzo del petrolio e della domanda ancora depressa di carburanti dovuta alla recrudescenza della pandemia.

Il business Chimica è stato penalizzato in maniera significativa dalla contrazione economica che ha ridotto in particolare la domanda di commodity di base (i monomeri) e di prodotti quali elastomeri/stirenici penalizzati dalla crisi dei settori di sbocco (automotive, beni durevoli, aereospaziale); in controtendenza il polietilene che ha beneficiato di alcuni robusti trend di consumo legati alla "stay-at-home economy" quali la forte richiesta di packaging alimentare e per beni di consumo e di materiale per l'emergenza sanitaria quali le single use plastics. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questo business rimarrà sfidante a causa delle incertezze e dei rischi relativi alla ripresa economica.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business emergenti dei biocarburanti e della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2020 circa l'83% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Sud-Est asiatico. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di molti dei paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento nel corso del 2020 a causa della contrazione delle entrate petrolifere connessa agli effetti della crisi dovuta al COVID-19, riducendo il grado di solvibilità di alcune compagnie petrolifere di Stato e di alcuni operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio controparte o geopolitico sono Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate petrolifere, principale fonte di reddito del Paese, dovuta agli effetti

delle sanzioni USA che ne hanno di fatto precluso l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve petrolifere determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19. Le restrizioni finanziarie USA hanno avuto come target principale la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA").

Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". I due progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di produttività. Correntemente l'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa €1 miliardo, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso dell'esercizio sono proseguite le azioni di recupero del credito, attraverso un programma di rimborsi in-kind con attribuzione a Eni di carichi di prodotto da parte di PDVSA consentendo di confermare la stima di expected loss dei crediti commerciali venezuelani elaborata nel 2017 incorporando l'assunzione di default sovrano. Tali transazioni sono avvenute nel rispetto del regime sanzionatorio USA.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che ha assunto dimensioni preoccupanti a causa della crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19. La compagnia petrolifera di Stato NNPC e altri operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo locali hanno incontrato difficoltà crescenti nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. Nonostante l'accresciuto rischio controparte riflesso in un incremento della stima di expected loss, i piani di rientro delle esposizioni hanno fatto registrare progressi. In particolare, per quanto riguarda i crediti pregressi nei confronti di NNPC oggetto di ristrutturazione, è stata concordata una modalità di rimborso in natura, cioè mediante prelievo sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incremental a contenuto rischio minerario operati da Eni, con incassi in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate, anche quest'ultimo sta procedendo secondo le aspettative.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora. A causa di questi eventi, Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un prolungato periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno. Questo ha determinato un contesto operativo rischioso e inaffidabile con la necessità da parte di Eni di monitorare costantemente i livelli di sicurezza a tutela del personale e degli asset e con numerose perdite temporanee di produzione. Da aprile 2019 il quadro geopolitico ha registrato un ulteriore peggioramento, sfociato nella ripresa della guerra civile tra le due fazioni contrapposte con scontri armati nell'area di Tripoli in un quadro di complesse relazioni internazionali. Dal gennaio 2020 l'escalation militare ha comportato il blocco quasi totale dell'attività produttiva nell'onshore sud-orientale del Paese e la chiusura dei terminali di esportazione nella Cirenaica, con ricadute negative per Eni che ha dovuto interrompere, per causa di forza maggiore, le attività produttive presso i giacimenti di El Feel e di Bu Attifel registrando una perdita media di output nell'esercizio di circa 9 mila barili/giorno (Eni equity). Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Le principali produzioni Eni alimentate dalla piattaforma offshore di Bahr Essalam e dal giacimento onshore di Wafa hanno comunque marciato in modo regolare. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione interno che ha consentito la ripresa di tutte le attività bloccate a causa del conflitto e che potrebbe avviare il Paese verso una stabilizzazione. Nonostante tale sviluppo, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile. Nel 2020, la Libia ha rappresentato circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le opera-

zioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2021-2024 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia.

Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l'amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell'ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell'Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi non hanno registrato da ultimo impatti di particolare significatività ai fini delle attività di Eni in corso. I progetti nell'upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l'adozione del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività e cogliere gli eventuali segnali di discontinuità che dovessero intervenire nel 2021 in esito al cambio dell'amministrazione USA.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende energetiche e in particolare quelle come Eni, attive nella ricerca e produzione degli idrocarburi, sono particolarmente esposte ai rischi connessi al cambiamento climatico in funzione della crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema dei rischi che il riscaldamento globale pone all'ecosistema e alla vita sul pianeta e dell'evidenza sostenuta dalla comunità scientifica che le emissioni di gas climalteranti derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili contribuiscono a causare il riscaldamento globale in atto. Inoltre, i rischi connessi al cambiamento climatico sono diventati uno dei principali driver delle decisioni d'investimento dei prestatori di capitale equity e dei finanziatori.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, 195 Paesi di tutto il mondo hanno firmato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici, con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre nel corso di questo secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per limitare anche in misura ulteriore l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'accordo di Parigi, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016. Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha riconosciuto nell'incremento di 1,5°C il limite massimo di incremento della temperatura globale tale da evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale obiettivo richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

La spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, cosiddetta economia low carbon, 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 quali ad esempio l'aumento della domanda degli electric vehicle "EV" possono comportare nel medio-lungo termine un declino

strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi e un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni, penalizzando in misura rilevante le prospettive reddituali del Gruppo.

La crisi economica conseguente alla pandemia del COVID-19 ha introdotto un elemento di maggiore incertezza nella transizione verso un'economia low carbon, aumentando in misura significativa il novero degli scenari alternativi che essa potrebbe seguire. Questo è dovuto al fatto che la crisi ha modificato le priorità strategiche dei governi, delle imprese, degli investitori, nonché ha inciso sui modelli sociali. È possibile che la crisi del COVID-19 possa determinare un'accelerazione del percorso evolutivo verso un'economia maggiormente sostenibile dal punto di vista climatico, riducendo in modo strutturale la dipendenza dal consumo di idrocarburi. Questo può essere spiegato dal fatto che nell'ambito della risposta alla crisi, gli Stati hanno varato massivi interventi fiscali a sostegno della ripresa economica con una forte connotazione "green" e di sostenibilità, nonché hanno annunciato obiettivi climatici al 2030 maggiormente ambiziosi e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche rinnovabili o a basso contenuto di carbonio. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede rilevanti investimenti sostenibili, rilanciando gli obiettivi di neutralità carbonica al 2050, aggiornando l'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dal precedente 40% al 50% rispetto ai livelli del 1990.

In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a penalizzare il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita.

Gli strumenti normativi comprendono i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/aree geografiche⁽¹⁾, considerati una soluzione efficiente dal punto di vista

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.

85266/390

economico in quanto sono in grado di minimizzare il costo di abbattimento delle emissioni. Attualmente circa il 45% delle emissioni dirette di GHG degli asset operati da Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nel mercato primario (i.e. aste europee) o secondario (i.e. borse), a copertura di eventuali deficit di quote gratuite. Poiché la produzione di energia elettrica non riceve quote gratuite, Eni è strutturalmente corta di permessi di emissione. In particolare nel 2020, a fronte di assegnazioni gratuite di 6,84 milioni di tonnellate di CO₂, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,32 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances sul mercato. Inoltre, in alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che Eni prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring di processo del gas e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Le evoluzioni normative in materia di biocarburanti, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che è entrata in vigore nel 2021), definisce i feedstock che possono essere utilizzati per la produzione, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare, quelli che non sono prodotti in seguito a cambiamento di uso del suolo (e.g. su terreni deforestati) e quelli in grado di garantire livelli di saving di GHG sempre più elevati rispetto al combustibile fossile di riferimento. Attualmente il business R&M ha convertito in Italia un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie, in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili, con la flessibilità di lavorare quantitativi crescenti di cariche advanced e "double counting" non in competizione con la filiera alimentare e a minori emissioni lungo tutta la value chain. Inoltre, Eni a partire dal 2023 prevede l'azzeramento dell'utilizzo di olio di palma come feedstock per le bioraffinerie. Analoghe considerazioni sull'attenzione alla sostenibilità dei feedstock valgono per il business della Chimica, che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da materiali di origine vegetale.

Il driver reputazionale del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili

del cambiamento climatico a causa delle emissioni dirette e indirette dovute alla produzione e all'utilizzo dei prodotti petroliferi. Numerose istituzioni finanziarie hanno annunciato di ridurre progressivamente l'erogazione di fondi per il finanziamento di progetti petroliferi e alcuni fondi d'investimento hanno annunciato l'intenzione di disinvestire dalle società upstream. Qualora tale trend si consolidasse, Eni potrebbe trovare difficoltà nell'accedere al mercato dei capitali e del credito. Inoltre, alcuni Governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per gli effetti e i costi connessi al climate change. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente su questi temi che rappresentano parte integrante della propria strategia. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità promuovendo iniziative sui temi di governance, campagne mirate di comunicazione, partnership internazionali, dialogo con gli investitori.

Per quanto riguarda i **driver scenario di mercato e tecnologico**, su un orizzonte temporale di medio-lungo termine è prevedibile che il mix energetico cambi a favore di fonti low carbon e che la domanda di idrocarburi sia influenzata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza degli EV con conseguenze rilevanti sulle performance del settore Oil & Gas che si troverebbe ad operare in un mercato più competitivo e in contrazione.

Di contro, il deployment commerciale di tecnologie quali la Carbon Capture and Sequestration possono anche, nel medio-lungo termine, supportare l'utilizzo di combustibili fossili quali il gas naturale nella produzione di elettricità da impianti termoelettrici e per produrre nuovi vettori energetici a basso impatto emissivo come l'idrogeno.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni

ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

La strategia di decarbonizzazione annunciata da Eni per il medio-lungo termine, comporta un'evoluzione dell'azienda verso una società energetica pronta a cogliere tutte le opportunità offerte dalla transizione energetica, con un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo sia in termini di attività che di prodotti energetici resi disponibili per l'utilizzo finale. Tale strategia prevede la trasformazione del modello di business in chiave low carbon e sostenibile puntando a ampliare l'offerta di prodotti decarbonizzati green, blue e bio, a ridurre la componente olio a beneficio del gas naturale che nel lungo termine rappresenterà più del 90% della produzione, riducendo inoltre le emissioni di anidride carbonica delle operazioni attraverso le leve dell'efficienza energetica, della cattura e sequestrazione geologica della CO₂ (o suo riutilizzo tramite mineralizzazione o biofissazione) e dei progetti di conservazione delle foreste. L'obiettivo è conseguire al 2050 l'azzeramento delle emissioni nette Scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, in linea con l'obiettivo net-zero al 2050 e compatibile con uno scenario di limitazione del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C entro fine secolo.

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttive potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e guidare la sua evoluzione verso uno scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi e il rischio di riserve "stranded", nonché consentirà di cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita delle energie rinnovabili e dei prodotti decarbonizzati.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portfolio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operazioni e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS WEO 2020. L'analisi condotta a fine 2020 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di

rendimento del portafoglio progetti Eni; in particolare nel secondo stress test i tassi di rendimento evidenziano una riduzione di 1,3 p.p. considerando gli oneri di CO₂ non deducibili/non recuperabili dal cost oil.

Come parte delle attività di verifica della congruità dei valori di iscrizione in bilancio delle attività non correnti di Eni delle quali gli asset Oil & Gas rappresentano circa il 90%, il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali lunghi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2020, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale a servizi energetici efficienti, affidabili e moderni entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione a ampio raggio in tutti i settori di consumo. Sulla base di tali misure lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO₂ al 2070, coerente con il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO₂ dall'atmosfera.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 57 \$/barile al 2025 in termini reali 2019 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contra-

zione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della CO₂ registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2040 arriva fino a 140 \$/t per le advanced economies, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni, che assumono i valori EUA dell'Unione Europea.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2020 la tenuta del valore di libro di tutte le CGU² del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value da impairment test dell'11% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO₂, ovvero del 5% in caso di riconoscimento nel cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

Inoltre, considerati i seguenti fattori:

- (i) il rischio che la pandemia possa avere effetti di lungo periodo sulla domanda d'idrocarburi;
- (ii) la maggiore volatilità del prezzo del petrolio sempre più esposto ai rischi di ciclicità e ai rischi di portata globale;
- (iii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies;
- (iv) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi;

Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a ulteriori scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long-term del petrolio Brent di 50 \$/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 \$/mmBTU flat, il management prevede che l'81% dei volumi delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni ovvero il 93% in termini di valore potrebbero essere prodotte entro il 2035. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti e tempi di "pay-back" in genere medio lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

Il rischio minerario è il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa che deriva dalla perforazione di pozzi sterili o dalla scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi. Inoltre, numerosi rischi operativi possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzamento delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali blow-out di pozzi, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature che possono generare sversamenti di petrolio, fuoruscite di gas, esplosioni e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali e danni materiali.

tali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore, che rappresentano quota rilevante della complessiva produzione equity Eni (circa 65% nel 2020) a causa della maggiore complessità delle operazioni associate alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve convenzionali scoperte comporta normalmente, ma non sempre, anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la First Party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dal first oil/gas consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi d'investimento per difficoltà della First Party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.). Nell'ambito delle problematiche di mercato ed operative legate alla pandemia COVID-19, sono state registrate interruzioni più o meno significative nella catena di fornitura di beni e servizi relativi ai progetti di sviluppo in corso mitigate con opportune azioni di ripianificazione di natura contrattuale.

Considerato, in genere, l'intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i ren-

dimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate). Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. Il rischio blow-out dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 23% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

Per gli incidenti agli asset produttivi e quelli relativi a trasporti avio, marittimi e su strada, le attività di mitigazione sono relative all'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (Pre-sense), l'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (Pre/post Awarding) ed il maggior coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperative.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

85266|394

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- 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;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, 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.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoruscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi

di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide versate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotto. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o che derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. Ad esempio, nel recente passato Eni ha dovuto interrompere, sebbene per periodi contenuti, le attività petrolifere presso importanti asset (il Centro Olio Val d'Agri in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati ai remediation plan, oltre ai rischi di passività legate ai procedimenti in corso

volti ad accertare eventuali responsabilità penali a carico del personale aziendale e amministrative a carico dell'Azienda, nonché richieste di risarcimento danni da parte dei soggetti coinvolti negli episodi di danno ambientale.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse, dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

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

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazio-

nale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse. In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

A settembre 2020 il Ministro dell'Ambiente italiano ha diramato il testo di disegno di legge c.d. "Terra mia" che determina una significativa revisione dell'apparato penale applicabile alla materia ambientale, attraverso modifiche al TUA (D.Lgs. n. 152/2006), al Codice Penale, al Codice Antimafia (D.Lgs. n. 159/2011) e al D.Lgs. n. 231/2001. In particolare, il disegno introduce un aggravamento delle sanzioni penali per i reati di discarica abusiva, abbandono o deposito di rifiuti pericolosi da parte di soggetti privati e di combustione illecita di rifiuti. Inoltre, la condotta di abbandono di rifiuti (art. 255, D.Lgs. n. 152/2006), se pericolosi, passa dall'essere illecito amministrativo all'essere punita a titolo contravvenzionale. Il disegno

di legge introduce una nuova ipotesi delittuosa di natura colposa per l'ipotesi di combustione illecita di rifiuti, di cui all'art. 256-bis, D.Lgs. n. 152/2006.

Con la seconda direttiva europea 2018/2002 (EEDII) sull'efficienza energetica, si conferma il regime obbligatorio di efficienza energetica nel periodo 2021-2030, con l'obiettivo dello 0,8% annuo di nuovi risparmi sui consumi finali di energia. Ogni Stato può adottare uno schema di efficienza energetica obbligatorio, come in Italia i TEE (Titoli di Efficienza Energetica), oppure misure alternative.

Con riferimento al contesto italiano si conferma l'obbligo di diagnosi energetica per le realtà industriali con consumi superiori ai 10.000 tep come da D.Lgs. n. 104/10 e suo successivo aggiornamento con il D.Lgs. n. 73/20 che recepisce la nuova direttiva (EEDII), obbligando i siti rientranti nell'obbligo all'attuazione di almeno uno degli interventi di efficientamento individuati in diagnosi o all'implementazione di un sistema di gestione ISO 50001.

A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT (Best Available Technologies) pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2020 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di proseguire più velocemente verso l'obiettivo di inquinamento zero al 2050 e supportare le politiche in materia di clima, energia ed economia circolare. A tale scopo, a dicembre 2020 si è aperta la consultazione pubblica mirata agli stakeholders interessati che si concluderà a marzo 2021. Le Aziende coinvolte potranno esprimere le proprie considerazioni in merito al futuro sviluppo della Direttiva IED tramite la compilazione di un questionario mirato. Tra le aree suscettibili di miglioramento figurano: l'ampliamento della copertura settoriale, il miglioramento delle disposizioni chiave relative all'autorizzazione e al controllo degli impianti industriali, una più attiva partecipazione dei rappresentanti della società civile al processo deci-

sionale relativo alle autorizzazioni, la garanzia di un maggiore accesso alle informazioni ambientali, attraverso la revisione anche del Regolamento relativo al Registro delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR), strettamente correlato alla Direttiva IED.

Nel mese di ottobre 2020 è stata pubblicata la valutazione effettuata dalla Commissione Europea sull'effettivo impatto della Direttiva sulla riduzione delle emissioni negli anni precedenti per poter analizzare quanto la stessa Direttiva sia in grado di sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Road map) su una serie di proposte in materia. Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a trarre vantaggio dalle nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame delle Autorizzazioni in essere. Nel 2020 alcuni iter di Riesame si sono conclusi mentre altri sono ancora in corso.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente italiano n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.

La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità supe-

riore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgente le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA (Autorizzazione Integrale Ambientale), in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Le nuove Linee Guida su Valutazione Impatto Sanitario (VIS) sono entrate in vigore il 29 luglio 2019 (comunicate dal DM 27 marzo 2019). Le LG VIS arrivano in attuazione dell'articolo 23 del D.Lgs. n. 152/2006 e si applicano attualmente solo ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e le raffinerie, ma si attende l'applicazione più vasta delle linee guida.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS - già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gasificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio dell'iter di riesame. Il processo di Riesame ha come obiettivo di veri-

ficare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

La Commissione europea ha diffuso, il 28 febbraio 2019, il documento di riferimento sulle BAT per la gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. Il documento è stato elaborato nel quadro dell'attuazione della Direttiva 2006/21/Ce sulla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive e copre la gestione dei rifiuti estrattivi da tutte le industrie estrattive terrestri, dalle piccole cave alle grandi miniere di metalli, compresa la prospezione e la produzione di petrolio e gas. Il nuovo approccio delle BAT basato sul rischio considera la diversità dei tipi di rifiuti estrattivi, i siti e gli operatori e copre una vasta gamma di potenziali rischi che devono essere considerati dagli operatori responsabili della gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti, in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento, e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare, per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

Con il D.M. 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il D.M. richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto.

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30/3/2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Coronavirus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambi-

to, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfaciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE "Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva".

È inoltre entrato in vigore il Dpcm italiano 3 novembre 2020 che detta stringenti misure generali sull'emergenza COVID-19 e conferma i protocolli di sicurezza per le attività produttive. Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive sono state recepite dall'Italia nel mese di settembre tramite i seguenti provvedimenti: il D.Lgs. n. 116/2020 che riscrive le regole in materia di gestione dei rifiuti e modifica la disciplina del sistema di tracciabilità dei rifiuti, introduce una nuova definizione di rifiuti urbani e nuove disposizioni in tema End of Waste; il D.Lgs. n. 121/2020 detta le nuove disposizioni sulle discariche di rifiuti.

L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Nel mese di settembre 2020 sono stati emanati i Decreti Legislativi di recepimento del Pacchetto Economia Circolare dell'Unione Europea (Decreti Legislativi n. 116, 118, 119 e 121/2020), che hanno modificato la disciplina italiana in materia di rifiuti, discariche, imballaggi, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, pile e accumulatori, veicoli a fine vita. Tra i numerosi interventi apportati alla normativa di settore è confermata la previsione di un nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un

Registro Elettronico Nazionale (REN). Alcuni ulteriori punti rilevanti compresi nel recepimento sono una nuova definizione di rifiuti urbani, il divieto dal 2030 di conferire in discarica rifiuti idonei al recupero, la previsione di un'attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti avviati a operazioni intermedie di smaltimento, una revisione della disciplina per i rifiuti da manutenzione, l'inserimento di disposizioni speciali per il trasporto intermodale.

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta Direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica. Il recepimento da parte dell'Italia è previsto nel Disegno di Legge di delegazione europea 2019-2020, approvato dal Senato il 20 ottobre 2020 e passato all'esame della Camera dei Deputati. Il Regolamento n. 2020/2151/UE del 17/12/2020 ha frattanto definito le specifiche tecniche delle etichettature per i prodotti monouso in plastica.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordino della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema Nazionale Protezione Ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotto sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati Membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti.

A livello della normativa italiana nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. n. 152/06 introdotto con il D.Lgs. n. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce, per la prima volta nel TUA (Testo Unico Ambientale), la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre, l'articolo prevede le sanzioni in caso di violazione, sforamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a €10.000.

Il 28 agosto 2020 è entrato in vigore il D.Lgs. 20 luglio 2020, n. 102, che aggiorna la materia degli obblighi e dei controlli relativi alla gestione degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera, nonché razionalizza le procedure autorizzative e il sistema delle sanzioni, con riguardo sia alle imprese sia ai privati gestori di impianti termici civili. Inoltre, il nuovo provvedimento introduce una nuova definizione ufficiale di emissione odorigena, che include sia le emissioni convogliate sia quelle diffuse.

Il 29 Dicembre, la Giunta della Regione Basilicata, ha adottato il Disegno di Legge contenente disposizioni per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene. Il testo non è ancora disponibile ma, come riportato dal comunicato stampa, mira a stabilire misure di contenimento delle emissioni e introdurre valori limite con riferimento a specifiche sostanze. Tra le misure, anche specifiche prescrizioni sugli impianti che hanno un potenziale impatto odorigeno, incluso l'obbligo di attuazione di piani di contenimento e la previsione di pro-

cedure volte a definire, in sede di autorizzazione, i criteri di localizzazione in funzione della presenza di ricettori sensibili intorno agli stabilimenti.

Il 4 giugno 2019, durante l'evento Clean Air Dialogues, è stato firmato a Torino il Protocollo Clean Air. Il documento è volto all'individuazione di misure di breve e medio periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico definito dal "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", all'adozione di misure di carattere normativo, programmatico e finanziario per intervenire nei settori a maggiori emissioni e all'individuazione di future strategie nazionali nei settori critici per garantire una migliore qualità dell'aria.

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria - Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems). La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

La Regione Puglia ha approvato con la Deliberazione della Giunta Regionale 2 maggio 2019, n. 805 il Protocollo Operativo per la gestione delle segnalazioni di disturbo olfattivo derivante dalle attività antropiche.

Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione

85266/400

139

Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

Il Parlamento Europeo ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno). La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni, sia di tipo amministrativo sia penale, fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analogia normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. n. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa

in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato ed implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2021), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts/climate/>

te-change/) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano ancora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguiti iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2020 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, riconfermando la valutazione pari ad A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie Oil & Gas, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a

persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annullate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-VPMS" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Questi due piloti permetteranno di approfondire l'analisi costi/benefici di una estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti".

Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed

85266/k02

141

esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Queste attività di prevenzione e preparazione alle emergenze si affiancano alla predisposizione di contratti a livello locale ed internazionale per un'efficace risposta antinquinamento.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,3 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,1 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1,3 miliardi per le responsabilità connesse alle navi noleggiate e fino a \$1 miliardo per le FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard già in portafoglio.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

GESTIONE EMERGENZA COVID-19

Al fine di mitigare il rischio di diffusione in azienda del virus COVID-19, Eni, attraverso la sua Unità di Crisi coordinata dalla Direzione HSEQ, in stretto contatto con il Dipartimento di Protezione Civile e con i principali istituti sanitari, ha individuato,

con approccio omogeneo in tutti i suoi business, le modalità per proteggere la salute dei dipendenti e garantire la continuità delle attività e dell'operatività dei siti. Le principali misure e i risultati hanno riguardato:

- impiego estensivo di smart working (in Italia il 95% del personale negli uffici e il 50% della forza lavoro giornaliera nei siti operativi) reso possibile dal continuo investimento di Eni in infrastrutture tecnologiche e dalla già avviata sperimentazione del progetto dello smart working fin dal 2017;
- definizione di protocolli unici per la gestione degli ingressi, svolgimento delle attività lavorative e sanificazione degli ambienti continuamente allineati con le conoscenze scientifiche e le indicazioni delle Autorità Sanitarie. Tali documenti costituiscono i requisiti minimi da implementare in ogni Paese di presenza in funzione della gravità della Crisi, eventualmente da adeguare alla Legisiazione locale se più stringente;
- monitoraggio continuo dello stato di gravità della crisi pandemica in ogni Paese di presenza;
- implementazione dei protocolli di prevenzione definiti e controllo continuo dello stato di attuazione;
- sotto il profilo sanitario, attuazione della sorveglianza dei casi positivi di dipendenti e contrattisti e delle persone in quarantena;
- monitoraggio costante, in collaborazione con le autorità governative dei Paesi ospitanti, del personale delle consociate estere con presa in carico di tutte le precauzioni appropriate per il personale Eni e famigliari;
- attivazione di servizi di supporto psicologico per i dipendenti;
- aggiornamento continuo verso tutti i dipendenti tramite la Homepage di MyEni, locandine, specifici messaggi di posta elettronica, il Blog e i video messaggi dell'AD;
- realizzazione di iniziative di informazione/formazione mirate agli smart worker sulla gestione del tempo, dei team e delle relazioni con altri colleghi. Molti corsi di formazione sono stati adeguati per poter essere svolti in modalità video in modo da non fermare l'aggiornamento professionale;
- messa a disposizione, in forma volontaria e gratuita, per ora nella regione Lombardia, del test sierologico per i dipendenti.

Eni ha anche mobilitato tutte le risorse disponibili con l'obiettivo di vincere la sfida attraverso numerose attività sanitarie e sociali a supporto della Comunità Italia (Regioni, Dipartimento Protezione Civile, ASL e ospedali) con investimenti di circa €35 milioni. Ha, inoltre, messo a disposizione della ricerca sul COVID-19 le infrastrutture di supercalcolo e le competenze di modellazione molecolare, offrendo il contributo di strumenti e risorse di eccellenza nella lotta all'emergenza globale. Eni ha finanziato anche campagne di informazione pubblica sul ruolo del medico di famiglia e sui servizi agli anziani e, grazie ai suoi dipendenti, ha raccolto e devoluto oltre €600.000 alla Croce Rossa Italiana per fronteggiare l'emergenza.

RISCHI CONNESSI ALLA REGOLAMENTAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

In Italia l'attività di coltivazione degli idrocarburi sia sulla terraferma sia nel mare è condotta in regime di concessione. Le concessioni di coltivazione sono rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) previa intesa, per quelle sulla terraferma, con la Regione territorialmente interessata. La durata delle concessioni è di venti anni; l'ordinamento riconosce al concessionario il diritto ad una proroga di dieci anni e a proroghe successive di cinque anni ciascuna al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, a condizione che il concessionario abbia adempiuto alle obbligazioni relative al programma lavori concordato con il decreto iniziale. Nel caso di ritardi nel conferimento della proroga, la legge prevede che il concessionario possa continuare a esercitare l'attività di coltivazione degli idrocarburi sulla base del decreto originario la cui scadenza è automaticamente prorogata fino al completamento dell'iter amministrativo di rinnovo.

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 del febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevedeva originariamente l'approvazione entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore dalla Legge di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PITESAI). L'approvazione è stata posticipata di sei mesi (quindi entro settembre 2021). Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia

le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro la data prevista, ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre 2019 e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre, altre 41 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Secondo le previsioni della citata normativa italiana sulle aree idonee, le stesse sono identificate "sulla base di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, morfologiche con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine devono essere principalmente considerati i possibili effetti sull'ecosistema, l'analisi delle rotte marine, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste". Tali criteri non sono sufficientemente definiti per consentire prima dell'emanazione del Piano un'oggettiva determinazione di quelle che saranno le aree idonee e non idonee. Pertanto non sono oggettivamente determinabili gli effetti che si determineranno sui volumi di riserve di idrocarburi che potranno essere prodotti e quindi sui relativi flussi di cassa ottenibili, anche se allo stato non si ha motivo di ritenerne che tali effetti possano essere materiali.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

La recessione economica conseguente all'emergenza sanitaria COVID-19 ha accentuato la debolezza del mercato europeo del gas, caratterizzato da una situazione di oversupply strutturale dovuto in particolare all'abbondanza di GNL che favorisce la liquidità e l'interconnessione degli ambiti regionali. La domanda europea ha registrato una flessione del 3% rispetto all'anno precedente, penalizzata oltre che dalla re-

85266/wol

143

cessione, dalla crescente competizione da parte delle energie alternative. In tale scenario i prezzi del gas, come già commentato, hanno registrato pesanti flessioni. Il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un netto calo dell'EBIT nel business delle commercializzazioni di GNL a causa dell'effetto combinato della contrazione della domanda in Asia dovuta alla recessione economica e dall'eccesso di produzione, comportando la rilevante flessione dei margini. L'outlook del business GNL rimane non privo di rischi ed incertezze; i fattori che potrebbero favorire una ripresa sono l'accelerazione dell'attività economica, un certo rallentamento registrato nelle FID di nuovi progetti GNL, nonché la minore produzione di gas associato USA, uno dei driver dell'eccesso d'offerta, in funzione del taglio degli investimenti da parte delle shale oil companies USA. L'andamento negativo del business GNL è stato attenuato dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali facendo leva sulle flessibilità del portafoglio (contratti gas long-term, accesso alle capacità di trasporto e stoccaggio, disponibilità di impianti power a gas). I risultati del settore Global Gas & LNG Portfolio sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel prossimo quadriennio il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente

incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

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

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARE-RA), in virtù della Legge Istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. D.L. Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è fissata al 1° gennaio 2021, mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, sarà il 1° gennaio 2022. Il D.L. prevedeva l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) che stabilisse le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscono ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È, inoltre, operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
- modifica il TIV (Testo integrato vendita) introducendo il Servizio a Tutele graduali fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
- definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).

In gennaio, infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il D.M. "Decreto Ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il D.M. è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il D.M. stabilisce:

- alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele graduali da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
- tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
- tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici.

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica – in vista degli obiettivi di decarbonizzazione –

85266/406

e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale, ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale per il 2022 e il 2023 e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna. Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori e, per gli impianti esistenti, vi è incertezza sulle tempistiche e sulle modalità delle aste per gli anni successivi al 2023.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma del Mercato Infragranieriano, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziate in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione dell'esito del contenzioso sulla cui base è stato stimato l'accantonamento

al fondo rischi nel più recente reporting period o come solo possibile la soccombenza ovvero come inattendibile l'ammontare dell'obbligazione; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili per Eni, con impatti sia economici, sia reputazionali. Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing, anche attraverso l'utilizzo del marchio Eni, sono in crescente diffusione.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (e.g. sanzioni) dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Per far fronte a questa situazione, e rafforzare la resilienza dei sistemi IT, Eni si è dotata, secondo un approccio risk-based consolidato, di opportune misure di mitigazione, al fine di fronteggiare anche l'ulteriore incremento di attacchi causati dal ricorso massivo allo smart working. A tale scopo, sono state introdotte ulteriori azioni di difesa, tra le quali:



- ⇒ il rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica;
- ⇒ il potenziamento dei sistemi di monitoraggio e dei servizi di incident response per rilevare eventuali anomalie delle postazioni in smart working;
- ⇒ l'incremento dei servizi trusted (es. firma elettronica certificata, etc.) con l'estensione al perimetro estero.

Sono stati, inoltre, eseguiti interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali e al contempo è proseguito il programma di Cyber Security Culture, finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai rischi cyber.

Evoluzione prevedibile della gestione

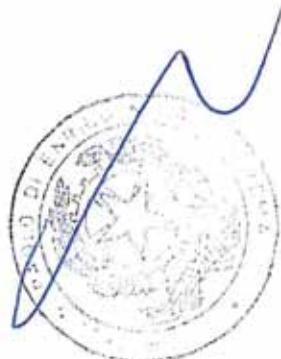
I trend recenti del business evidenziano quanto segue.

Il piano industriale Eni per il 2021 prevede un prezzo del greggio Brent di 50 \$/barile, il margine SERM a 3,8 \$/barile di Brent e un cambio euro/\$ di 1,19. Sulla base di queste assunzioni, il management prevede nel 2021 un flusso di cassa operativo in grado di autofinanziare gli investimenti organici (escluse le acquisizioni) e una parte del dividend floor.

Nel corso del primo trimestre 2021, il prezzo del petrolio si è rafforzato in maniera significativa grazie all'accelerazione della ripresa economica in Asia, ai segnali di recupero degli USA e alla disciplina produttiva dell'OPEC+ registrando una media di

circa 61 \$/barile, mentre il margine di raffinazione ha registrato un andamento fortemente negativo a causa dell'aumento del costo della carica in assenza di ripresa della domanda di carburanti nei mercati di riferimento (soprattutto Italia ed Europa Occidentale).

Il management stima che, rispetto alle assunzioni 2021, per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio e di proporzionali variazioni nei prezzi del gas di produzione il cash flow operativo registri una variazione di circa €150 milioni; per quanto riguarda il SERM per 1 \$/barile di variazione l'impatto sul cash flow è quasi analogo a quello del Brent (+/- €160 milioni).



SC

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2020 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)¹. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità Carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità Carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Sustainable Development Goals (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nella conduzione delle proprie attività.

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. L'integrazione

e la sinteticità sono peraltro alcuni degli elementi distintivi che hanno permesso ad Eni di aggiudicarsi l'edizione 2020 del premio speciale "Oscar di Bilancio per la Dichiarazione Non Finanziaria" promosso da FERPI - Federazione Relazioni Pubbliche Italiana – in collaborazione con Borsa Italiana e Università Bocconi. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2020. Nella DNF 2020, per la prima volta sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum² (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism – Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020. Eni ha annunciato il proprio supporto all'iniziativa, che mira a definire metriche comuni per la creazione di valore di lungo termine e per promuovere ulteriormente la convergenza degli standard e dei principi ESG.

In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2020 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità Carbonica al 2050", e un report dedicato ai diritti umani (Eni for – Human Rights)³. In occasione dell'Assemblea degli Azionisti, Eni pubblicherà una tabella di raccordo con gli standard Exploration & Production del Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.




(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".

(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel Content Index in una colonna dedicata, si veda pagg. 187-190.

(3) L'aggiornamento del report Eni for Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for entro giugno 2021.

85266/410

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE	
RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Modelli di gestione e organizzazione, pag. 153; Terni materiali di sostenibilità, pag. 182 ○ RFA - Modello di business, pagg. 4-5; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Attività di stakeholder engagement, pagg. 18-19; Strategia, pagg. 20-25; Governance, pagg. 32-39 > RCG - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231 	<ul style="list-style-type: none"> > RCG - Il Sistema Normativo di Eni; Principi e valori. Il Codice Etico 	<ul style="list-style-type: none"> ○ RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Fattori di rischio e incertezza, pagg. 122-146 	<ul style="list-style-type: none"> ○ RFA - Approccio Responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Eni in sintesi, pagg. 14-17 	
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	<p>CAMBIAVIMENTO CLIMATICO Art. 3.2, commi a) e b)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 156-162 ○ RFA - Strategia, pagg. 20-25 > RCG - Approccio responsabile e sostenibile 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 	<ul style="list-style-type: none"> ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 160-162 	
ECCellenZA OPERATIVA	<p>PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)</p> <p>RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e, c)</p> <p>DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)</p> <p>FORMATORI Art. 3.1, comma c)</p> <p>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)</p> <p>COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ RFA Governance, pagg. 32-39 ○ DNF Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 163-167; Sicurezza, pagg. 168-169 ○ DNF - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 169-174 ○ DNF - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 174-176 > RCG - Approccio responsabile e sostenibile ○ DNF - Diritti Umani, pagg. 174-176; Fornitori, pag. 177 ○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179 ○ DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155 	<ul style="list-style-type: none"> ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Persone, pagg. 165-167; Sicurezza, pag. 168-169 > RR - Sommario pp. 12-13 ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Rispetto per l'ambiente, pag. 171-174 ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Diritti Umani, pag. 176 ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Diritti Umani, pag. 176; Fornitori, pag. 177 ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pag. 179 ○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pag. 181

Gli effetti della pandemia da COVID-19

In un anno in cui il mondo è stato stravolto dall'emergenza sanitaria legata allo scoppio della pandemia da COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze sfruttando le proprie competenze maturate in un settore complesso come quello dell'energia, al fine di tutelare la salute dei propri dipendenti e dei contrattisti. Eni ha inoltre lavorato in sinergia con Governi, Istituzioni e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia minimizzandone gli impatti sulle comunità locali, sia in Italia che all'estero.

La gestione dell'emergenza della pandemia - Nonostante la portata e la rapidità con cui la pandemia da COVID-19 si è diffusa in tutto il mondo, Eni è intervenuta in modo tempestivo, anche in virtù delle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e grazie agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per essere preparata nella gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, Security ed Incolumità Pubblica.

Sin da gennaio 2020 è stato avviato un costante flusso comunicativo con le società controllate, sia in Italia che all'estero, con l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dell'emergenza e di attuare i necessari provvedimenti preventivi definiti dagli strumenti normativi aziendali e in accordo con le disposizioni delle autorità sanitarie nazionali e internazionali. Eni ha quindi aggiornato il Piano di risposta alle epidemie e pandemie all'interno della procedura di emergenza medica.

In particolare, Eni, tramite il suo Consiglio di Amministrazione, ha definito le linee di indirizzo strategico e di coordinamento anche attraverso la costituzione dell'Unità di Crisi formata da tutte le funzioni centrali competenti di Eni ed avente il ruolo di monitorare la normativa via via vigente e, in applicazione di questa, tenendo conto dell'andamento della pandemia, di indicare le linee di indirizzo strategico per la gestione trasversale dell'emergenza sanitaria, definendo misure tecniche e organizzative da attuare per il

contenimento della diffusione dell'infezione nei luoghi di lavoro. Sulla base delle indicazioni dell'Unità di Crisi, ogni datore di lavoro ha posto in essere le misure e le azioni operative idonee rispetto alla propria unità produttiva tenuto conto delle specificità degli ambienti di lavoro, per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus, principalmente in materia di: i) comunicazione, informazione e formazione; ii) igiene e prevenzione; iii) gestione e utilizzo DPI (Dispositivi di protezione individuale); iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; v) riorganizzazione delle modalità di lavoro e lavoro agile; vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; ix) mantenimento dei servizi essenziali e *business continuity plan*.

Nel mese di marzo 2020, tutti i dipendenti con mansioni che non necessitano di una presenza fisica sul posto di lavoro hanno iniziato a svolgere la propria attività professionale da remoto. Nell'arco di pochi giorni Eni si è organizzata in modo tale che il 99% del personale degli uffici e in totale circa l'87% del totale del personale non turnista (quasi 14.400 dipendenti) potessero proseguire le loro attività in smart working, garantendo la tenuta dell'infrastruttura informatica (per maggiori dettagli si veda Rischio cyber security, pagg. 145-146) e mettendo a disposizione circa 3.000 PC, Hot Spot e monitor. Al contempo, sono stati organizzati i rientri dalle sedi estere di circa 500 colleghi espatriati, predisponendo le necessarie misure logistiche anche tramite voli dedicati.

Ulteriori azioni aggiuntive e complementari sono state attivate a supporto delle istituzioni sanitarie e importanti iniziative sono state messo in atto a favore delle persone Eni (per maggiori info si vedano le sezioni su Persone e Salute, pagg. 163-167) e a sostegno della Salute delle Comunità in coerenza con le esigenze raccolte e l'evoluzione dei piani sanitari nazionali e territoriali (si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181). Infine, per maggiori informazioni sugli impatti della pandemia sull'andamento operativo di Eni si veda pagg. 89-91.

La mission aziendale

La mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione nel settembre 2019 – mostra il percorso che la società ha intrapreso per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climalteranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nonostante il contesto complesso dovuto all'emergenza sanitaria, Eni ha deciso di accelerare il proprio percorso di trasformazione impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050 (per maggiori dettagli si veda il capitolo Strategia pagg. 20-25 e il capitolo Neutralità Carbonica al 2050 pagg. 156-162).

La mission, che si ispira ai 17 SDG al cui raggiungimento Eni

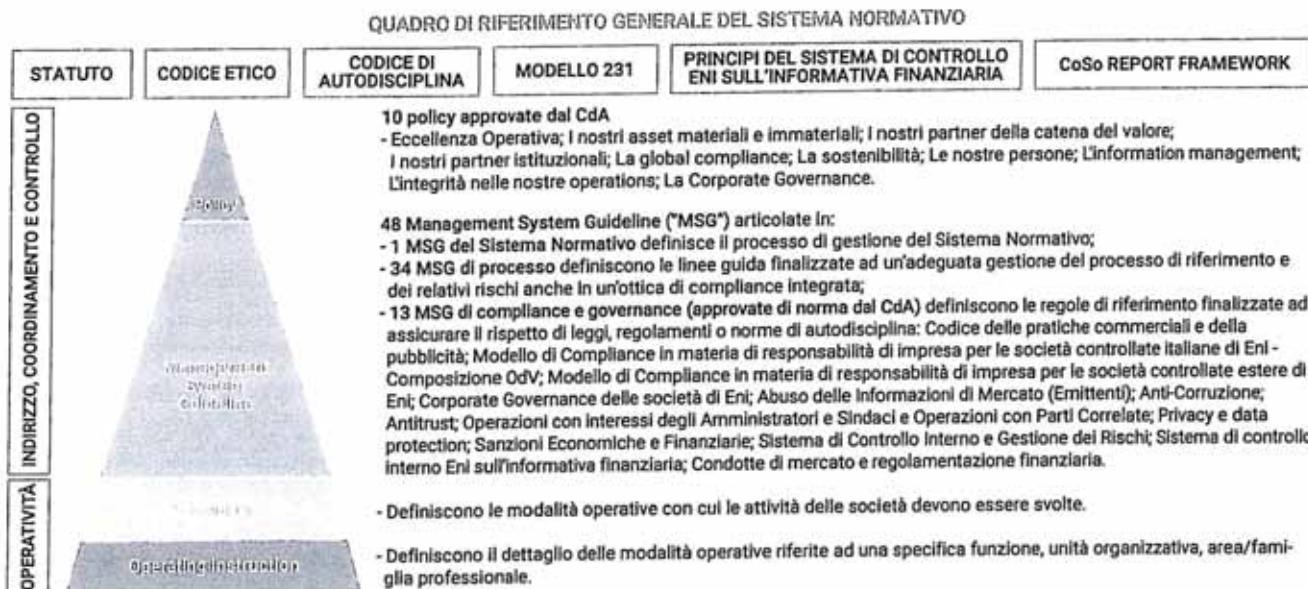
intende contribuire cogliendo nuove opportunità di business, conferma, quindi, l'impegno di Eni per una transizione energetica socialmente equa (*Just Transition*).

Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta verso l'innovazione continua, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, considerando la diversità come una risorsa, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente. Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e il privato, come annunciato nella conferenza internazionale sui finanziamenti allo sviluppo di Addis Abeba del 2015. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di cooperazioni con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella missione e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina 2018 e sul Codice di Corporate Governance 2020⁴, sul Modello 231, sui principi SOA⁵ e sul CoSo Report⁶.



Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le **Management System Guideline ("MSG")** rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le **Procedure** definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamenta-

no l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;

- le **Operating Instruction** definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinati.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.

Nella prima delle due tavole successive (pag. 152), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pag. 153) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro inter-funzionali.

(4) Si ricorda che il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021. Pertanto, a partire da tale data, ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia previste dal nuovo Codice, nonché delle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.

(6) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.


**NEUTRALITÀ
CARBONICA AL 2050**
CAMBIAMENTO CLIMATICO**OBIETTIVO**

Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations, Piano strategico 2021-2024: verso l'obiettivo zero emissioni (febbraio 2021)

PRINCIPI

- decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050;
- riduzione dell'impronta carbonica verso l'afforzamento delle emissioni con il contributo delle iniziative di Forestry e CCS
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder


ECCELLENZA OPERATIVA
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA**OBIETTIVO**

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI

- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo
- creare un ambiente di lavoro sicuro attuando idonee iniziative di prevenzione


ECCELLENZA OPERATIVA
RISPETTO PER L'AMBIENTE**OBIETTIVO**

Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"

PRINCIPI

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based")
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo
- agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali


ECCELLENZA OPERATIVA
DIRITTI UMANI**OBIETTIVO**

Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, Codice di condotta fornitori

PRINCIPI

- rispettare i diritti umani e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione
- garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali
- considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset
- selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani


ECCELLENZA OPERATIVA
TRASPARENZA E LOTTICA ALLA CORRUZIONE**OBIETTIVO**

Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI

Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy), Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale

PRINCIPI

- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione


ALLEANZE PER LO SVILUPPO
COMUNITÀ LOCALI**OBIETTIVO**

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-privato

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI

- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

85266/414

MODELLO DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAVIMENTO CLIMATICO	<ul style="list-style-type: none"> → Nuova organizzazione per essere leader della transizione energetica con due Direzioni Generali: <ul style="list-style-type: none"> • Natural Resources, per la valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, per l'efficienza energetica e la cattura della CO₂ • Energy Evolution, per l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green → Funzione organizzativa centrale dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico → Programma Tecnologie per la Transizione energetica e le biomasse: per promuovere la ricerca e l'innovazione tecnologica relative allo sfruttamento della risorsa gas in un'ottica di piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto in riferimento alla loro possibile applicazione nel processo di ridefinizione del mix energetico → Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti mid-downstream e in fase di estensione a tutta Eni
PERSONE	<ul style="list-style-type: none"> → Processo di gestione e pianificazione occupazionale funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali → Strumenti per la gestione e sviluppo per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze inter-generazionali e inter-culturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità → Gruppo di lavoro per la definizione degli impatti della Digital Transformation sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR → Sistema di gestione della qualità della formazione aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015 → Sistema di knowledge management per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali → Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business → Sistema di welfare per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari
SALUTE	<ul style="list-style-type: none"> → Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali → Medicina del lavoro per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa e Sistema di assistenza e promozione della salute per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi → Preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie → Salute per le comunità: iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità
SICUREZZA	<ul style="list-style-type: none"> → Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS 18001/ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative → Sistema di gestione della sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset) → Preparazione e risposta alle emergenze con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente → Sistema di gestione della sicurezza di prodotto per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita → Gruppo di lavoro per la definizione di metodologie e strumenti per la gestione del Fattore Umano nella prevenzione degli incidenti
RISPETTO PER L'AMBIENTE	<ul style="list-style-type: none"> → Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale → Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti → Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche → Green Sourcing: modello di individuazione di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali → Analisi di circolarità sito-specifiche: mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento → Analisi Legislativa Ambientale Internazionale: approfondimento delle legislazioni vigenti in ambito nazionale ed internazionale per matrice ambientale e definizione di un Ranking di sviluppo normativo per Paese analizzato
DIRITTI UMANI	<ul style="list-style-type: none"> → Processo di gestione dei Diritti Umani regolato da uno strumento normativo interno → Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali → Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment), con un modello di priorizzazione risk based dei progetti industriali → Sistema di gestione della security finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità → Piano triennale di formazione e-learning sulle principali aree di interesse sui diritti umani
TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE	<ul style="list-style-type: none"> → Modello 231: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori) → Compliance Program Anti-Corruzione: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione → Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016 → Unità anti-corruzione collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD → Partecipazione di Eni alle attività del multistakeholder group locali di EITI per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza
FORNITORI	<ul style="list-style-type: none"> → Processo di Procurement volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione e assegnazione contratti, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000) → JUST: iniziativa finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica
COMUNITÀ LOCALI	<ul style="list-style-type: none"> → Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme) in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business → Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti di business → Piattaforma Stakeholder Management System finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance → Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)
INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> → Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata per meglio condividere e valorizzare il know-how → Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica secondo le best practice (planificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia) → Continuo aggiornamento delle procedure relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali

Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica⁷. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi prendendo in considerazione anche gli impatti sull'ambiente, su salute e sicurezza, gli impatti sociali e reputazionali. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG (Environmental, Social and Governance), vengono sottoposti con cadenza semestrale al CdA e al Comitato Controllo e Rischi. È opportuno evidenziare che nel corso del 2020, l'impatto del rischio Climate Change, già top risk, è aumentato per gli effetti della transizione energetica.

tica sul modello di business di Eni e del conseguente impegno del management nella definizione del Piano Strategico di Lungo Termine. Inoltre, si segnala che a causa della pandemia COVID-19 nel 2020 è diventato top risk il rischio biologico, valutato sia come rischio sulla salute delle persone, sia come rischio sistematico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi. Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – top risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHI TRASVERSALI	<ul style="list-style-type: none"> → Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo → Cyber Security → Rapporti con gli stakeholder → Instabilità politica e sociale e Global security risk 		<p>DNF - Neutralità carbonica, pagg. 156-162; Sicurezza, pagg. 168-169; Rispetto per l'ambiente, pagg. 169-174.</p> <p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio cyber security, pagg. 145-146</p> <p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133</p> <p>DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181</p> <p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127</p>
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAIMENTO CLIMATICO <i>Art. 3.2, commi a) e b)</i>		<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Rischio climate change, pagg. 128-131</p> <p>DNF - Neutralità Carbonica al 2050 (risk management), pagg. 158-159</p>

Top risk

⁷ Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato, a pagg. 26-31.

85266/416

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
 ECCELLENZA OPERATIVA PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	<ul style="list-style-type: none"> → Rischio Biologico ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business. → Rischi su salute e sicurezza delle persone: <ul style="list-style-type: none"> • Infortuni a lavoratori e contrattisti • Incidenti di process safety e asset integrity → Rischi connessi al portafoglio competenze 		RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Gestione emergenza COVID-19, pagg. 141-142
 RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	<ul style="list-style-type: none"> → Blow out → Incidenti di process safety e asset integrity → Rischio normativo settore energy → Permitting → Rischi in materia ambientale (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità) 		DNF - Persone, pagg. 163-167, Sicurezza, pagg. 168-169
DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	→ Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)		DNF - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 174-176
FORNITORI Art. 3.1, comma c)	→ Rischi connessi alle attività di procurement		DNF - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 177
TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	<ul style="list-style-type: none"> → Indagini e contenziosi in materia: <ul style="list-style-type: none"> • Ambiente, salute e sicurezza • Corruzione → Rischi connessi alla Corporate Governance 		<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 145</p> <p>RFA - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pagg. 38-39</p> <p>DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179</p>
 ALLEANZE PER LO SVILUPPO COMUNITÀ Art. 3.2, comma d)	→ Rischi connessi al local content		<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133</p> <p>DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181</p>





NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Eni, consapevole dell'emergenza climatica in atto, vuole essere parte attiva di un percorso virtuoso del settore energetico di contributo alla neutralità carbonica entro il 2050, al fine di mantenere il surriscaldamento medio globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board.

Leadership nella disclosure – Eni è stata l'unica società Oil & Gas coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella TCFD ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2020, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change⁸. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, è stato egualato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). Inoltre, nel 2020 l'assessment di TPI⁹ ha riconosciuto ad Eni per la prima volta, la massima valutazione nell'ambito del *management quality*, in ragione della completezza della strategia di decarbonizzazione, ed un posizionamento di alto livello sulla performance emissiva dei prodotti venduti (*carbon performance*). Nello stesso periodo Carbon Tracker¹⁰ ha pubblicato un'analisi, relativa al potenziale rischio di investimento del settore upstream delle principali compagnie Oil & Gas negli scenari di transizione, in cui Eni si classifica al primo posto, distinguendosi per l'ambizione dei target di riduzione di emissioni GHG, per la competitività dei futuri progetti e per uno scenario di prezzo degli idrocarburi di medio-lungo termine tra i più conservativi del settore.

Impegno nelle partnership – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede

nello Steering Committee della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società Oil & Gas, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Per rafforzare l'impegno nella riduzione delle emissioni operative, OGCI ha comunicato nel 2020 un nuovo target collettivo per la riduzione dell'intensità emissiva GHG (Scope 1+2) degli asset operati upstream¹¹, coerente con quanto previsto dagli scenari in linea con l'Accordo di Parigi. L'obiettivo si aggiunge a quello per la riduzione dell'intensità emissiva di metano annunciato nel 2018¹². Inoltre, è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto in un fondo di oltre 1 miliardo di dollari, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e proseguendo nell'iniziativa lanciata nel 2019 (CCUS KickStarter) per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO₂).

Eni promuove la necessità di omogeneizzare le metodologie utilizzate per il reporting sui GHG al fine di rendere comparabili le performance e i target di decarbonizzazione del settore Oil & Gas. In questo senso Eni collabora con la Science Based Target initiative (SBTi), che sta lavorando alla definizione di linee guida e standard applicabili al settore per definire Target di Decarbonizzazione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Inoltre, a dicembre 2020 Eni, insieme ad altre 7 compagnie, ha aderito all'iniziativa Energy Transition Principles, impegnandosi ad aumentare la trasparenza e la coerenza del reporting sulle emissioni GHG e gli obiettivi di Net Carbon Intensity.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2020 - Neutralità Carbonica al 2050¹³; ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2021.

(8) CDP (ex Carbon Disclosure Project) è un'organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate.

(9) Transition Pathway Initiative, iniziativa globale guidata da investitori che valuta il progresso delle compagnie nella transizione low carbon. Il report pubblicato a settembre 2020 costituisce un aggiornamento della prima valutazione TPI pubblicata nel 2019.

(10) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sui mercati finanziari.

(11) Pari a 20 kgCO₂eq./boe al 2025 rispetto alla baseline di 23 kgCO₂eq./boe nel 2017 (una riduzione del 13%).

(12) Target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano delle attività upstream a 0,25% entro il 2025 rispetto al valore di 0,32% del 2017.

(13) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

RACCOMANDAZIONI TCFD	RFA 2020	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2020
	Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario	Addendum Eni For - Neutralità Carbonica al 2050
GOVERNANCE		
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA b) Ruolo della direzione	✓ Elementi chiave ✓
STRATEGIA		
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima c) Resilienza della strategia	✓ Elementi chiave ✓ ✓
RISK MANAGEMENT		
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione b) Processi di gestione c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi	✓ Elementi chiave ✓ ✓
METRICHE & TARGET		
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate b) Emissioni GHG c) Target	✓ Elementi chiave ✓ ✓

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2020 il CSS ha approfondito in tutte le sedute gli aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui gli esiti della Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti Climatici del 2019 (COP25), gli scenari energetici, lo stato dell'arte in materia di ricerca e sviluppo per la transizione energetica, la strategia di decarbonizzazione di Eni, le attività forestry e le partnership sul clima, il coinvolgimento responsabile di Eni nelle politiche climatiche all'interno delle associazioni di categoria, le riso-

luzioni sul clima e la disclosure assembleare dei peers di riferimento¹⁴. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale. Per quanto riguarda il CdA in carica dal 13 maggio 2020, diversi componenti del CdA in carica possono vantare un'esperienza su tematiche ESG¹⁵. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di

(14) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

(15) In particolare, oltre all'Amministratore Delegato, la Consigliera Litvack e il Consigliere Guindani, rispettivamente attuale e precedente Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, nonché i Consiglieri Piccinno e Vermeir. Per maggiori approfondimenti, si rinvia alle biografie dei Consiglieri pubblicate sul sito internet eni.com, sezione Governance: <https://www.eni.com/it-it/chi-siamo/governance/consiglio-amministrazione.html>.

una carbon tax valorizzata sulla base dello IEA¹⁶ Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 128-131, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione e attuazione della strategia di neutralità carbonica e, al fine di favorire il percorso di transizione energetica, nel corso del 2020 Eni si è dotata di un nuovo assetto organizzativo con due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nella valORIZZAZIONE sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, nella commercializzazione del gas all'ingrosso e nei progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e stoccaggio della CO₂ ed Energy Evolution, attiva nell'evoluzione dei business di generazione, e nella trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green, anche attraverso la fusione dei business retail e rinnovabili. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovraintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato sui traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2021 (IBT) è strettamente connesso alla strategia aziendale, in quanto orientato a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in coerenza con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione di Eni. In particolare, viene utilizzato l'indicatore di riduzione dell'intensità emissiva upstream su base equity che include le emissioni indirette (c.d. Scope 2) e le attività non operate. A partire da quest'anno il Piano IBT includerà anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili, in sostituzione dell'indicatore relativo alle risorse esplorative, a sostegno della strategia relativa alla transizione energetica. Ciascuno di questi indicatori è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi e le opportunità *climate-related* è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni sviluppato per assicurare che il management prenda decisioni che tengano conto dei rischi correnti e potenziali, anche di medio e lungo termine, in un'ottica integrata, complessi-

va e prospettica. Alla luce del legame tra la gestione dei rischi e delle opportunità e gli obiettivi strategici di Eni il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano quadriennale di Eni, (obiettivi e azioni con valenza di de-risking), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio. Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine. I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Principali rischi e opportunità. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia a fenomeni fisici. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati. Di seguito si riportano le principali risultanze.

Scenario di mercato. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) identifica due principali percorsi di possibile evoluzione del sistema energetico: lo scenario STEPS (Stated Policies Scenario) che include le politiche attuate e programmate dai Governi e uno scenario decarbonizzato (SDS, Sustainable Development Scenario) che persegue i principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile, tra cui il contenimento dell'aumento della temperatura in linea con l'Accordo di Parigi. Nello scenario SDS, considerato da Eni come principale riferimento per valutare i rischi e le opportunità connessi alla transizione energetica, le fonti fossili mantengono un ruolo centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 46% del mix nel 2040) sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-9,6% vs. 2019, CAGR¹⁷ 2019-2040 -0,5%). In particolare, il gas naturale mantiene la sua quota nel mix energetico (23%), e si presenta come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. La domanda di petrolio prevede invece un picco immediato entro i prossimi due anni e una successiva progressiva riduzione in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti, anche se permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Le rinnovabili assumeranno invece un'importanza crescente nel

(16) International Energy Agency.

(17) CAGR: tasso annuo di crescita composta (Compound Annual Growth Rate).

85266 | 420

percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare nel 2040 il 36% nel consumo primario (vs. 14% nel 2019), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare.

Nel World Energy Outlook 2020 (WEO), la IEA quest'anno ha introdotto uno scenario ancor più sfidante e denominato NZE2050 (Net Zero Emissions). Costruito sullo scenario SDS, richiede infatti una serie di misure molto più incisive rispetto all'SDS, al fine di raggiungere il net zero emissions entro il 2050 e di contenere l'aumento della temperatura a 1,5°C al 2100 rispetto ai livelli preindustriali. La domanda energetica nel NZE2050 diminuisce del 17% già al 2030 (vs. -7% rispetto a SDS), raggiungendo un livello simile al 2006, ma con un'economia di dimensioni doppie. Questo viene reso possibile attraverso un ricorso ancora più marcato (vs. SDS) a elettrificazione, efficienza e cambiamento degli stili di vita dei consumatori.

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. In particolare, tutte le Parti dell'Accordo di Parigi sono chiamate a rivedere e a rafforzare i propri piani nazionali di riduzione delle emissioni (Nationally Determined Contribution - NDC) entro la COP26, che si terrà a novembre 2021 a Glasgow. Al contempo, un numero crescente di governi sta annunciando obiettivi di neutralità carbonica entro il 2050 e alcuni di essi, tra cui l'UE, hanno già trasposto tale obiettivo in legge. L'UE ha infatti pubblicato a dicembre 2019 l'European Green Deal, un insieme di iniziative volte a raggiungere la neutralità carbonica al 2050, obiettivo trasposto in legge con la Climate Law. In tale contesto, l'UE ha anche intenzione di rivedere al rialzo il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 e aggiornare di conseguenza gran parte della legislazione connessa (e.g. Renewable Directive, EU Emissions Trading Directive). Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. Inoltre, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nel campo delle attività bio costituisce una leva chiave per la trasformazione industriale del business Eni. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Reputazione. Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, campagne per bandire la plastica, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di

gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali. Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente (aggiornamento previsto nel primo semestre 2021) la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteoclimatici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più graduati, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno viene valutata attraverso analisi specifiche, come nel caso degli asset Eni nella zona del Delta del Nilo, dove l'impatto risulta comunque limitato ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno. Parallelamente all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai Cambiamenti Climatici anche per gli impatti socio-economici e ambientali nei Paesi ove Eni opera. A tal fine ha avviato un progetto che si concluderà nel 2021, in collaborazione con FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) e IDM (Istituto Di Management) di Pisa per la valutazione dei principali rischi/opportunità connessi ai Cambiamenti Climatici e l'elaborazione di opportune linee guida e misure che costituiranno un supporto metodologico per l'identificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio, e allo stesso tempo rafforzare la struttura finanziaria, Eni ha avviato una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business.

fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, combinando sostenibilità economico finanziaria e ambientale. Sulla base di questi principi, nel 2021 è stata definita la nuova strategia per rilanciare gli obiettivi operativi nel breve, medio e lungo termine, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business e che porteranno Eni alla neutralità carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento. Eni perseguita una strategia che punta a raggiungere entro il 2050 il target di azzeramento delle emissioni nette GHG Scope 1, 2 e 3 (Net GHG Lifecycle Emissions) e l'annullamento della relativa intensità emissiva (Net Carbon Intensity), riferita all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti. Sono stati, inoltre, rafforzati gli **obiettivi intermedi di decarbonizzazione**:

- -25% delle Net GHG Lifecycle Emissions @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Le **azioni** in gran parte già avviate che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio termine, con crescita progressiva della componente gas, che traguarderà il 90% al 2050;
- graduale conversione della raffinazione tradizionale ricorrendo a nuove tecnologie per la valorizzazione di prodotti decarbonizzati e per il riciclo di materiali di scarto;
- incremento della capacità di raffinazione "bio" a 5/6 milioni di tonnellate entro il 2050, palm oil free a partire dal 2023;
- crescita nella capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili, per arrivare a 60 GW al 2050;
- progressivo aumento della produzione di vettori energetici blue (energia elettrica e idrogeno) da gas, associati a progetti di cattura e stoccaggio della CO₂;
- aumento dei clienti retail di Eni gas e luce, con oltre 20 milioni al 2050;
- progetti di conservazione delle foreste per un totale di circa 40 milioni di tonnellate/anno al 2050.

La corretta contabilizzazione delle emissioni GHG è garantita dall'applicazione di un modello di rendicontazione che prevede una rigorosa metodologia per la valutazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la stima delle emissioni e fornisce una vi-

sione integrale e sintetica dell'impronta emissiva associata alle attività Eni. La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti, e gli indicatori risultanti sono oggetto di pubblicazione annuale con annessa certificazione da parte del revisore di bilancio.

Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2021-24 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €5,7 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

A partire dal 2016, tra i primi del settore, Eni si è impegnata a trarre vantaggio da obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. A questi, si sono aggiunti nel 2020 i nuovi obiettivi di medio e lungo termine, contabilizzati su base equity, che sono stati rilanciati durante la presentazione della strategia nel 2021, in cui Eni ha annunciato il target di azzeramento netto delle proprie emissioni Scope 1, 2 e 3 entro il 2050. Di seguito i principali obiettivi di lungo termine di Eni e l'andamento dei relativi indicatori:

Net Zero Carbon Footprint upstream entro il 2030: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto dei carbon sinks, e nel 2020 è risultato in diminuzione del 23% rispetto al 2019 sia per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria, sia per effetto della compensazione tramite crediti forestali pari a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Net Zero GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle attività e i prodotti Eni, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sinks e nel 2020 è in diminuzione del 13% principalmente in relazione al calo delle produzioni e delle vendite in tutti i settori connesse all'emergenza sanitaria.

Net Zero Carbon Intensity entro il 2050: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2020 è sostanzialmente stabile in quanto il calo delle emissioni su tutti i settori è stato accompagnato da una diminuzione proporzionale delle produzioni legata al calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.

Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2020 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

85266/422

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO₂eq. e produzione linda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2020 ha interrotto il trend di progressivo miglioramento per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria e per altre cause tra cui la riduzione nei campi onshore della Libia per cause di forza maggiore dovuta alla situazione di instabilità geo-politica e il calo della domanda di gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo. Nel 2020 l'indice ha registrato un valore pari a 20,0 tonCO₂eq./mgl boe, in aumento del 2% rispetto al 2019. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 26%.

Zero gas flaring di routine entro il 2025: nel 2020 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine, pari a 1,03 miliardi di Sm³, si sono ridotti del 14% rispetto al 2019 e del 39% rispetto al 2014, sia in relazione al completamento di progetti di riduzione del flaring, in particolare in Angola, sia per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria che ha interessato anche alcuni campi con flaring di gas associato.

Riduzione delle fugitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2020 le emissioni fugitive di metano upstream sono risultate pari a 11,2 ktCH₄, in calo di circa il 50% rispetto al 2019, in conseguenza dei cali della produzione e grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair - LDAR) che vengono svolte con cadenza periodica e ad oggi coprono circa 60 asset. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento già a partire dal 2019 del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa: il target estende l'impegno di riduzione GHG (Scope 1 e Scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mante-

nendo l'opportuna flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2020 l'indice è stato pari a 31,64 tonCO₂eq./mgl boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (31,41 tonCO₂eq./mgl boe) principalmente per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria, ed in linea con il trend del settore upstream che pesa maggiormente sull'indice complessivo. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno.

Nel 2020 Eni ha proseguito infatti con il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 287 ktep/anno (per la maggior parte in upstream), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 0,7 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Complessivamente, le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni nel 2020 sono state pari a 37,8 mln tonCO₂eq., in riduzione dell'8% rispetto al 2019 principalmente per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria, nei settori upstream, power e raffinazione.

Il business Energy Solutions nel 2020 è cresciuto in misura significativa facendo registrare un aumento del 76% della capacità installata da fonti rinnovabili rispetto al 2019 (307 MW nel 2020 vs. 174 nel 2019) e portando la produzione a 339,6 GWh. Per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2020 si attestano su un valore di 622 mila tonnellate, in aumento del 143% rispetto all'anno precedente. Per il 2020 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €157 milioni, di cui circa 74 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica verde, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

INDICATORI RELATIVI AI TARGET DI MEDIO LUNGO TERMINE¹⁸

		2020	2019	2018	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2)	(milioni tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8	UPS Net zero 2030
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3) ¹⁹		439	501	505	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3) ²⁰	(gCO ₂ eq./MJ)	68	68	68	Net zero 2050
Capacità installata da fonti rinnovabili	MW	307	174	40	60 GW 2050
Capacità di bioraffinazione ²¹	(milioni di tonnellate/anno)	1,11	1,11	0,36	5/6 milioni di tonnellate/anno 2050

(a) La metodologia di determinazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti è stata affinata al fine di meglio rappresentare le emissioni Scope 3 end-use, aggiornando coerentemente i dati 2019 e 2018.

(b) Il valore della capacità installata della bioraffineria di Gela è stato aggiornato a 750 migliaia di tonnellate/anno a seguito di una revisione delle modalità di calcolo dell'indicatore (aggiornando di conseguenza anche il valore del 2019).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,76	24,32	41,20
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		29,70	21,30	32,27
di cui: CO ₂ equivalente da flaring ^(a)		6,13	2,53	6,49
di cui: CO ₂ equivalente da venting		1,64	0,31	1,88
di cui: CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,29	0,19	0,56
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia boe)	31,64	41,78	31,41
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi 100% operata		19,98	19,84	19,58
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq./kWheq)	391,4	391,0	394
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	248	248	248
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	7,01	21,9
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,8	0,9	1,9
di cui: di routine		1,0	0,3	1,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,73	0,58	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	185	nd	204
da utilizzo di prodotti venduti ^(b)				203
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ^(c)	(GWh)	339,6	243,4	60,6
Consumi energetici da attività produttive/produzione linda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,52	3,88	1,39
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,17
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	124,8	124,8	112,7
Spesa in R&S	(milioni di euro)	157	157	194
di cui: relativa alla decarbonizzazione		74	74	102
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	25	34
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		7	7	15
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	622	256
				219

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(a) A partire dal 2020, l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimata sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Al fine di garantire la comparabilità anche i dati 2019 e 2018 sono esposti con questa modalità.

85266/626



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni ar-

bito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.



Personne

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business, gli indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici e del mercato del lavoro in generale implicano un importante impegno per accrescere il valore del capitale umano nel tempo attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

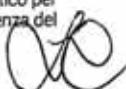
L'approccio alla Diversity & Inclusion di Eni si è sviluppato nel solco della sua sensibilità e tradizione culturale, radicata nella cultura internazionale della pluralità; è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari delle persone. Eni si impegna a creare un ambiente di lavoro nel quale differenti caratteristiche o orientamenti personali e culturali sono considerati una fonte di arricchimento reciproco e un elemento irrinunciabile della sostenibilità del business. In Eni non esistono differenze di genere, religione, nazionalità, opinione politica, orientamento sessuale, status sociale, abilità fisiche, condizioni mediche, condizioni familiari ed età e ogni altro aspetto non rilevante; inoltre, Eni mira a stabilire relazioni lavorative libere da ogni forma di discriminazione, richiedendo che simili valori siano adottati anche da tutte le terze parti che collaborano con Eni. La diversità è infatti una risorsa da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni, tra cui fornitori, partner commerciali ed industriali, come sottolineato dalla propria mission e dal Codice Etico. Eni promuove lo scambio professionale trasversale attraverso una serie di processi, tra cui anche la mobilità geografica, come esperienza importante nel percorso di crescita personale. Il consolidamento negli anni dei processi di inserimento dei neoassunti, affiancamento, training e di condivisione delle competenze e delle best

practice con il personale locale ha garantito nel 2020, anno caratterizzato da un massiccio rientro in sede di personale espatriato, continuità nelle attività operative. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili, a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali¹⁹ con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Queste attività sono continue nel corso dell'anno attraverso la "dematerializzazione" di eventi e incontri che ha permesso di raggiungere luoghi, persone e realtà ad oggi inaccessibili, abbattendo barriere linguistiche e geografiche.

Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti, pag. 13).

Relativamente alla gestione professionale delle proprie risorse, Eni ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job ro-

(19) Progetto Inspiring Girls - Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D - Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla Presidenza Italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri Italiana; Consorzio Elis - Sistema Scuola Impresa; Fondazione Mondo Digitale; WEF - World Economic Forum; ERT - European Round Table.



tation e strumenti di sviluppo. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review, il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati e i processi di valutazione delle soft skills. Il 2020 ha visto un'inevitabile flessione delle iniziative di mobilità, ma i percorsi di crescita e sviluppo interni sono comunque proseguiti, sostenuti in modalità *distance*. Nel 2020, il processo di valutazione delle performance e dei feedback ha coperto il 97%, mentre le attività di valutazione del potenziale²⁰ il 95% del totale programmato con un trend globale in miglioramento (+10 p.p. vs. 2019); infine, sono stati valutati 123 tra dirigenti e quadri tramite la metodologia del Management Appraisal.

FORMAZIONE

L'ambito formativo del 2020 è stato contraddistinto da un'intensa attività di riprogettazione di molti corsi in modalità *distance* dando priorità alle tematiche inerenti alla salute e sicurezza, affiancando corsi a supporto delle persone, fino ai master, ai quali si è voluto dare continuità. La formazione HSE è proseguita laddove possibile in presenza, o in modalità *distance*, e ha riguardato sia contenuti di formazione obbligatoria che non. Inoltre, si è creato un percorso per tutti i dipendenti Eni (Enicampus Live) per favorire una maggiore consapevolezza dei comportamenti individuali rispetto al contesto emergenziale ed acquisire una rinnovata responsabilità sui risultati individuali e di team. Si è ampliata anche l'offerta formativa su Diversity & Inclusion con nuovi contenuti, tra cui un corso dedicato alle "molestie di genere sui luoghi di lavoro". È rimasto prevalente l'impegno per la contaminazione in molte delle iniziative formative, sia di tipo tecnico, che di Corporate Identity (per i neo assunti, junior o expert, per i neo quadri, o per figure manageriali) con i termini emergenti di Transizione energetica, Economia Circolare, Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS), Forestry, Energie rinnovabili e digitalizzazione. È proseguita l'attenzione sia alla sicurezza informatica, attraverso l'erogazione di corsi di cyber security, sia alla formazione con tecniche innovative come il Virtual Reality Training (ad esempio in ambito HSE e Drilling) o l'Augmented Reality ("pilota" in campo HSE).

RELAZIONI INDUSTRIALI

Il percorso di transizione energetica ha determinato l'esigenza di definire un nuovo modello di relazioni industriali e per tale ragione, il 3 dicembre 2020, Eni e le organizzazioni sindacali hanno sottoscritto un nuovo protocollo denominato "INSIEME, modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica". Il protocollo punta alla condivisione di informazioni su tale percorso, all'aggiornamento e

al rinnovamento delle competenze professionali in vista delle nuove sfide di business e alla proposta di un quadro normativo chiaro e favorevole allo sviluppo di un modello di business sostenibile. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility (GFA), rinnovato nel 2019 con le principali sigle sindacali italiane e IndustriALL Global Union²¹. Durante il 2020 è stato assicurato un costante scambio informativo tra azienda e sindacati, all'interno del quadro di competenza previsto per ciascun accordo, sui principali temi d'attenzione (tra cui gestione dell'emergenza, riorganizzazioni aziendali e Brexit).

INIZIATIVE DI WELFARE²²

La situazione di emergenza sanitaria ha impattato su tutti i servizi alle persone, rendendo necessaria sia la revisione delle modalità di organizzazione delle iniziative in un'ottica di massima sicurezza (rafforzata l'attenzione ai servizi sanitari, al supporto dell'organizzazione familiare estiva e ai servizi di ristorazione per i dipendenti) sia l'individuazione di servizi innovativi in grado di rispondere alle esigenze emergenti derivanti dalla complessità familiare e sociale e dalle nuove modalità di lavoro. Tra queste nuove iniziative è stato realizzato un percorso formativo online dedicato ai genitori per orientarsi nella nuova quotidianità, affrontando tematiche come gli impatti delle tecnologie digitali, i bisogni educativi e la costruzione di relazioni.

SALUTE

Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. La strategia di Eni per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, gli interventi a favore delle comunità ed i presidi emergenziali a supporto di situazioni di fragilità create

(20) Le valutazioni di Potenziale sono svolte attraverso la metodologia di Development Center, Assessment online e Assessment individuale.

(21) Organizzazione che rappresenta più di 50 milioni di lavoratori distribuiti in 140 Paesi, nei settori dell'energia, del manifatturiero e minerario.

(22) I benefit sono offerti a tutti i dipendenti in coerenza con i regolamenti previsti dai Fondi di assistenza sanitaria, di previdenza complementare e di altra natura.

85266/426

o aggravate dalla pandemia; ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della valutazione del rischio e degli impatti in ambito sanitario; iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche in considerazione dei rischi inerenti ai nuovi progetti, ai processi industriali e delle risultanze delle attività di igiene industriale; iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari. Nel 2020 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute, con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.

Nel critico contesto sanitario mondiale, Eni ha messo in campo una serie di interventi di prevenzione e assistenza al fine di supportare coloro che in prima linea hanno gestito l'emergenza sanitaria e le strutture sanitarie locali, anche grazie alle numerose esperienze in progetti sanitari maturate in risposta a eventi epidemici nel mondo²³. Infatti, il centro di competenza Eni per la gestione delle emergenze sanitarie ha supportato le unità di business attraverso: i) aggiornamenti epidemiologici e nuove linee guida ermesse da organi internazionali, ii) misure diigiene ai fini della prevenzione e del contenimento di outbreak ed epidemie/pandemie, iii) best practice cliniche e di gestione dei flussi di assistenza, vaccinazioni e raccomandazioni per la travel medicine e iv) supporto nella definizione di specifiche tecniche per i servizi collegati alla risposta alle emergenze.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 30.775 persone di cui 21.170 in Italia (68,7% dell'occupazione) e 9.605 all'estero (31,2% dell'occupazione). Nel 2020 l'occupazione a livello mondo diminuisce di 546 persone rispetto al 2019, pari al -1,7%, con un aumento in Italia (+92 dipendenti) e una riduzione all'estero (-638 dipendenti). La riduzione dell'occupazione, collegata essenzialmente ad uno scenario di business condizionato dall'emergenza sanitaria, ha riguardato sia dipendenti locali che internazionali. Nonostante la discontinuità del mercato dell'energia, Eni ha continuato a perseguire i suoi obiettivi di diversity: nel 2020 le assunzioni a tempo indeterminato del personale femminile si sono attestate al 34,6% del totale delle assunzioni rispetto al 32,3% dell'anno precedente.

Assunzioni - Complessivamente, nel 2020 sono state effettuate 780 assunzioni di cui 607 con contratti a tempo indeter-

minato. Circa il 76% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 23% ha riguardato il business upstream (totale 183 di cui 109 a tempo indeterminato e 74 a tempo determinato), il 20% Support Function, il 10% l'area R&M e il 47% gli altri business.

Risoluzioni - Sono state effettuate 1.600 risoluzioni (934 in Italia e 666 all'estero) di cui 1.323 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato²⁴, con un'incidenza di personale femminile pari al 21,0%. Il 22,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2020 aveva età inferiore a 40 anni. A causa dello scenario di business negativo generato principalmente dall'emergenza sanitaria, il tasso di turnover si riduce rispetto agli anni precedenti principalmente a fronte della riduzione del numero delle assunzioni.

Occupazione femminile - Delle assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel 2020, il 34,6% ha riguardato il personale femminile (in aumento di 2,3 punti percentuali vs. 2019). Nel 2020 la percentuale del personale femminile si attesta a: 16,3% dei dirigenti, 27,7% dei quadri, 29,9% degli impiegati, 2,1% degli operai. In flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate che nel 2020 si attesta al 26% (29% nel 2019), mentre resta sostanzialmente stabile al 37% la percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate. Nel 2020, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,64% rispetto al 26,05% registrato nel 2019, su un totale di donne pari al 24,56% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 379 assunzioni di cui 346 a tempo indeterminato (37,6% donne, con un aumento di circa 5 punti percentuali rispetto al 2019). Nonostante l'incremento dell'occupazione in Italia dello 0,4% rispetto al 2019, si registra una leggera diminuzione del personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29), -0,6% vs. 2019, mentre incrementano le fasce d'età 40-49 (+0,8%) e over 60 (+1,15%) anche per effetto del rientro di personale espatriato. Sempre in Italia, nel 2020 si registrano 934 risoluzioni, di cui 893 a tempo indeterminato (di cui il 19,0% di donne).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'84% nell'ultimo triennio il che conferma l'attenzione di Eni al local content attraverso il coinvolgimento delle comunità locali sulle attività operative nei singoli Paesi. Il ricorso al personale espatriato è limitato a particolari pro-

(23) Per le iniziative in tema salute realizzate a favore della comunità locale in Italia e all'estero si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale a pagg. 180-181.

(24) Di cui circa il 58% per pensionamenti e il 28% per dimissioni.

fessionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. All'estero nel 2020, sono state effettuate 401 assunzioni di cui 261 a tempo indeterminato (di cui il 30,7% di donne) con il 78,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a -265 (+401 assunzioni e -666 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile anche a risoluzioni contrattuali di risorse internazionali impiegate nel business E&P. Sono stati risolti 666 rapporti di lavoro di cui 430 a tempo indeterminato. Di questi, il 35,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 25,1% ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una riduzione di -645 risorse overseas rispetto all'anno precedente (-33,5%), in particolare -392 espatriati italiani (-28,8%) e -253 espatriati internazionali (-44,9%). Il personale locale rimane sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (+0,08%). All'estero operano complessivamente 1.278 espatriati (di cui 968 italiani e 310 espatriati internazionali). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizioni di responsabilità sono non italiani, con un aumento di 1,3 p.p. nel 2020 rispetto al 2019; questo aumento rientra nell'ambito di percorsi di sviluppo professionale che prevedono periodi di attività nelle sedi Eni in Italia o in Paesi diversi da quello d'origine. In particolare, nel 2020 la percentuale dei dirigenti e quadri locali all'estero è aumentata di 2,48 p.p. rispetto al 2019.

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 55%, le aree di business upstream (principalmente in Mozambico, Regno Unito, Messico e Stati Uniti), Retail G&P (Francia e Grecia) e Support Functions, con l'obiettivo principale di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato il business upstream (31,8%), Support Functions (25,3%) e R&M (14,2%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,8 anni (46,7 in Italia e 43,7 all'estero); 49,8 anni (50,7 in Italia e 47,1 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,4 anni (45,5 in Italia e 41,9 all'estero) per impiegati e 41,9 anni (40,6 in Italia e 43,7 all'estero) per il personale operaio.

FORMAZIONE

In un anno segnato dall'emergenza COVID-19, si è registrata una riduzione delle ore totali di formazione erogata nel 2020 rispetto al 2019 pari al 23,6%. Va comunque sottolineato il forte incremento dell'erogazione in modalità distance che ha raggiunto nel 2020 il 67% delle ore totali (vs. 28% nel 2019). La spesa media rispetto al 2019 ha un decremento procapite in quanto risente della riduzione dei costi della formazione complessiva che ha portato ad una diminuzione del 33%; si è potuto comunque raggiungere tale risultato anche grazie ad azioni di efficienza con riduzioni di costi esterni e maggior utilizzo di docenza interna.

SALUTE

Nel 2020, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 354.192, di cui 242.160 a favore di dipendenti, 39.840 a favore di familiari, 65.662 a favore di contrattisti e 6.530 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2020 è pari a 222.708, di cui 99.758 dipendenti, 86.357 contrattisti e 36.593 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2020 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 73 a 28, con una riduzione complessiva del 61%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 64 a 21 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 9 a 7 denunce). Delle 28 denunce di malattia professionale presentate nel 2020, 10 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

85266/u28

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Dipendenti ^(a)	(numero)	30.775	31.321	30.950
Donne		7.559	7.590	7.307
Italia		21.170	21.078	20.576
Ester		9.605	10.243	10.374
Africa		3.143	3.371	3.374
Americhe		925	1.005	1.257
Asia		2.432	2.662	2.505
Australia e Oceania		87	88	90
Resto d'Europa		3.018	3.117	3.148
fascia d'età 18-24		470	564	437
fascia d'età 25-39		8.689	9.289	9.224
fascia d'età 40-54		13.739	13.824	14.058
fascia d'età over 55		7.877	7.644	7.231
Dipendenti all'estero locali	(%)	87	81	83
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti	(numero)	965	1.021	1.008
Quadri		9.172	9.387	9.147
Impiegati		15.941	16.050	15.839
Operai		4.697	4.863	4.956
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.345	15.375	14.603
Diploma		12.026	13.184	13.348
Licenza media		2.604	2.762	2.999
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		30.165	30.571	30.183
Dipendenti a tempo determinato ^(c)		610	750	767
Dipendenti full-time		30.290	30.785	30.390
Dipendenti part-time ^(d)		485	536	560
Assunzioni a tempo indeterminato		607	1.855	1.264
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.323	1.198	1.270
Tasso di Turnover ^(e)	(%)	6,1	9,8	7,6
Dirigenti e quadri locali all'estero		19,13	16,65	16,70
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		18,6	17,3	17,9
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		23,21	22,78	22,12
Quadri		20,40	20,00	20,02
Impiegati		17,03	16,73	17,03
Operai		14,15	13,55	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	26	29	33
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(f)		37	37	39
Ore di formazione	(numero)	1.040.119	1.362.182	1.169.385
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:				
Dirigenti		36,2	43,6	36,9
Quadri		30,7	51,0	41,7
Impiegati		34,9	42,0	37,2
Operai		39,0	43,9	36,2
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	778,4	1.070,8	1.059,5
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	63,40	83,03	80,89
Italia		100	100	100
Ester		41,78	40,97	35,33
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	28	73	81
Dipendenti		7	9	10
Precedentemente impiegati		21	64	71

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda pagina 16), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (6% sul totale delle donne) con contratto part time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.

(d) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.

(e) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.



Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura e della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti.

Nel 2020 sono stati promossi diversi progetti ed iniziative sulla tematica del "Fattore Umano" che hanno riguardato principalmente: (i) la realizzazione di un modello di analisi dei comportamenti alla ricerca dei cosiddetti "segnali deboli" che fornisce raccomandazioni per ridurre l'errore umano, potenziare le "barriere" umane per contrastare i rischi di incidente e valutare l'influenza degli elementi culturali di una data realtà operativa; (ii) la creazione di una metodologia di investigazione degli incidenti per evidenziare le cause ricorrenti; (iii) la predisposizione di un nuovo filone formativo comportamentale con l'obiettivo di favorire una maggiore consapevolezza sugli aspetti HSE nell'ambito della *behavioural safety* e delle *Non Technical Skills*.

Oltre a queste attività innovative, Eni ha continuato a porre particolare attenzione sul rafforzamento della sicurezza durante le attività presso i **siti operativi**, uniformando ulteriormente in appositi strumenti normativi, validi per tutte le realtà di Eni, i principi di base minimi da applicare nelle attività più critiche già adottati a livello di sito. Inoltre, con il perdurare dello smart working, è stata rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" per promuovere la sicurezza a casa partendo dalle "Safety Golden Rules"²⁵ – le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro. Nelle controllate estere upstream è stata anche implementata un'iniziativa volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti.

Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 130 persone del Safety Competence Center (SCC)²⁶ hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva che reattiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, e gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, si sono sviluppati accordi (i cosiddetti "Patti per la Sicurezza") con vari contrattisti operanti in Ghana e Angola.

Nel 2020 è stata avviata la divulgazione massiva delle 10 regole operative condivise sulla **sicurezza di processo** (Process Safety Fundamentals - PSF), che ha coinvolto trasversalmente i diversi business di Eni, coprendo circa l'80% dei dipendenti dei siti operativi.

Inoltre, Eni applica su tutti gli impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi siano ben progettati, ben costruiti e

con i materiali più adeguati, ben operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, per garantire la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento, costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2020, Eni ha dato seguito alle iniziative lanciate nel 2019 per promuovere ulteriormente la cultura dell'Asset Integrity con approccio trasversale e capillare.

In tema di **igiene industriale** è stata posta grande attenzione, nell'ambito dell'emergenza, alla individuazione e gestione di dispositivi di prevenzione individuale (DPI) idonei e sono state promosse iniziative volte alla sensibilizzazione sulla efficace gestione dei fattori di rischio.

Nel 2020 Eni ha proseguito nello sviluppo e nell'implementazione delle iniziative digitali a supporto della sicurezza, tra cui: la realizzazione di un'app per accrescere la cultura HSE, iniziative a supporto dei permessi di lavoro emessi attualmente presente in oltre 60 siti e un progetto per identificare situazioni di pericolo ricorrenti con tecnologie di intelligenza artificiale. Infine, sono state avviate altre iniziative in tema di: preparazione e risposte alle emergenze, utilizzo di prodotti chimici, radio-protezione relativamente ai pericoli derivanti dall'esposizione a radiazioni ionizzanti e sicurezza dei prodotti.

I principali obiettivi aziendali nel 2021 in tema di sicurezza e igiene industriale riguardano: i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche, al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; ii) il consolidamento del Safety Culture Program, indicatore che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; iii) il proseguimento della diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals; iv) l'estensione su tutti i siti Eni dei progetti che applicano nuove tecnologie e nuovi dispositivi digitali a supporto della sicurezza; v) il rafforzamento del presidio in specifici ambiti dell'igiene industriale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2019 (+5%), in particolare l'indice dei dipendenti a causa di un aumento del numero di infortuni (30 rispetto a 19 nel 2019). L'indice dei contrattisti è invece migliorato del 10%. Si è verificato un

(25) Per maggiori dettagli si veda: <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html>.

(26) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

85100/430

infortunio mortale ad un contrattista upstream in Egitto, a causa di schiacciamento.

Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi ricadenti in questa tipologia di infortunio (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale).

In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (27 eventi rispetto ai 37 del 2019, di cui 8 dipendenti e 19 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 18%; anche all'estero il numero di infortuni è diminuito (64 eventi rispetto a 77 del 2019, di cui 22 dipendenti e 42 contrattisti), ma l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+14%).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,36	0,42	0,34	0,35
Dipendenti		0,37	0,50	0,21	0,37
Contrattisti		0,35	0,38	0,39	0,34
Numeri di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	1	0	3	4
Dipendenti		0	0	1	0
Contrattisti		1	0	2	4
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ora lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	0,01	0,01
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,00
Contrattisti		0,00	0,00	0,01	0,01
Near miss	(numero)	841	642	1.159	1.431
Numeri di ore lavorate	(milioni di ore)	255,1	158,8	334,2	330,6
Dipendenti		81,8	54,1	92,1	91,6
Contrattisti		173,3	104,7	242,1	239,0



Rispetto per l'ambiente

Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interrazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici.

Per Eni, la cultura ambientale è una leva importante per la corretta gestione delle tematiche ambientali e per questo nel 2020 ha coinvolto le proprie persone attraverso diverse iniziative tra cui la conduzione sul campo di sessioni specifiche di environmental cultural engagement, l'erogazione di "pillole" di sensibilizzazione sulla corretta gestione degli aspetti ambientali e la realizzazione di una campagna di comunicazione ambientale dedicata a tutti i dipendenti, con interventi di esperti interni ed operativi.

Al contempo, nel rinnovamento della cultura ambientale, Eni ha

coinvolto direttamente i propri fornitori, le cui attività devono riflettere i valori, l'impegno e gli standard Eni. Nel 2020, è stato esteso il Patto per la sicurezza anche all'ambiente, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili attraverso l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente, i cui dati sono raccolti con specifici strumenti denominati "sicurometro" e "ambientometro".

L'impegno di Eni nel 2020 ha riguardato anche il fronte della digitalizzazione ambientale con particolare riferimento alla ottimizzazione dei processi tramite la realizzazione di strumenti informatici per la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali sito-specifici.

Il percorso di transizione verso un'economia circolare rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, che si fonda sulla revisione dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset, riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili, ridu-

cendo e valorizzando gli scarti (da produzione, rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero ed estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione. Al riguardo, a partire dal 2017 Eni ha avviato la realizzazione di analisi di circolarità sito-specifiche, passando da un iniziale approccio qualitativo, basato sul criterio delle 3R (Reduce, Reuse, Recycle), a valutazioni quantitative con un modello di misurazione costruito sulla base di principi riconosciuti a livello internazionale e validato da un ente terzo. Tale modello, attraverso il monitoraggio di specifici indicatori, tra i quali quelli HSE, consente sia di misurare lo stato di circolarità attuale sia l'effetto delle opportunità di miglioramento individuate, anticipando al contempo l'impostazione di future normative nazionali e internazionali in materia.

La gestione dei rifiuti da parte di Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica del soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero, al fine di garantire il rispetto della normativa e dell'ambiente. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind che nel 2020 ha avviato un progetto di digitalizzazione per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti e ha implementato soluzioni per assicurarne la tracciabilità fino al loro corretto smaltimento/recupero finale, a fronte dell'evoluzione normativa che ha rafforzato le responsabilità delle aziende in tale ambito.

Con riferimento alla risorsa idrica, Eni opera una **gestione efficiente** attraverso la valutazione dell'utilizzo dell'acqua e degli impatti delle proprie attività sulle risorse idriche a vantaggio dell'ecosistema, di altri utenti e dell'organizzazione stessa. Eni, specialmente nelle aree a stress, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori durante il processo di qualifica. A seguito dell'adesione al CEO Water Mandate del 2019, Eni ha avviato una serie di iniziative tra le quali, in linea con il primo degli elementi chiave del Mandato, alcuni studi per valutare opzioni per incrementare la resilienza e l'efficienza idrica dei propri asset. In termini di trasparenza, anche nel 2020, Eni ha dato riposta pubblica al questionario CDP Water Security, confermando il punteggio A- ottenuto lo scorso anno.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli oil spill, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione, ed a seguire mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione, in Italia sulla rete oleodotti del

Centro Olio Val D'Agri, è stata completata su due dorsali l'installazione della tecnologia e-VPMS® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System²⁷ – Brevetto proprietario) che ha tra l'altro ottenuto il riconoscimento di Conformità al Piano Industria 4.0²⁸ da parte di ente terzo, mentre in Nigeria, dove il sistema è già operativo sugli oleodotti di Kwale-Akri e Ogboinbiri-Tebidaba, è stata temporaneamente sospesa l'installazione sulla pipeline Clough Creek-Tebidaba (52 Km) a causa della pandemia e si prevede una ripianificazione nel 2021. Infine, sul fronte R&S sono proseguite le sperimentazioni di varie tecnologie, tra cui quelle di monitoraggio dell'integrità delle pipeline e dei serbatoi e di early warning per rischi idrici e di inquinamento, sia su asset upstream che downstream. Inoltre, sulla rete retail in Italia, è continuata la sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete con nuovi serbatoi a doppia parete oppure la resinatura, il cui completamento è previsto nel corso del 2021.

Nell'ambito della preparazione, per minimizzare i tempi di intervento, è proseguita sulla rete degli oleodotti in Italia un'analisi della pericolosità di eventi naturali, quali frane ed esondazione fiumi, al fine di identificare le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa.

Nell'ambito del recupero sostenibile dei luoghi che sono stati oggetto di effrazioni, si stanno effettuando interventi di bonifica anche attraverso una tecnologia che ricorre all'utilizzo di specie vegetali (phytoremediation). Infine, sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP²⁹ al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practice e di iniziative regionali quali ad esempio la GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa³⁰ e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative³¹, congiuntamente alle autorità locali.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni ha adottato un modello di gestione specifico sul tema BES che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES³² si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)³³ e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come

(27) e-VPMS® è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.

(28) Il Piano Industria 4.0, inserito nella Legge di Bilancio 2017, è uno strumento che ha l'obiettivo di supportare e incentivare gli investimenti privati funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.

(29) IPIECA - Associazione di sostenibilità su temi ambientali e sociali del settore Oil & Gas; IOGP - Associazione dei produttori Oil & Gas upstream per la condivisione di best practice su tematiche di sostenibilità.

(30) Collaborazione tra l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) e IPIECA per migliorare la capacità dei Paesi partner di prepararsi e rispondere alle fuoriuscite di petrolio marino.

(31) Fondata da un gruppo di aziende Oil and Gas, tra cui Eni, ha lo scopo di incoraggiare e supportare l'industria e i governi nell'adozione di capacità di risposta alle fuoriuscite di petrolio comprovate, credibili, integrate e sostenibili a livello nazionale, regionale e internazionale.

(32) Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni <https://www.eni.com/assets/documents/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf>

(33) Rio de Janeiro, 1992.

85288/432

BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo sostenibile delle comunità locali) siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, Eni dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive con l'obiettivo primario di evitare perdita netta (no net loss) di biodiversità. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder è fondamentale per l'attuazione e il miglioramento continuo nella gestione della tematica BES e garantisce l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità locali, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le loro aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le loro esigenze. Il coinvolgimento dei principali stakeholder è un processo inclusivo e trasparente che avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e continua per tutto il ciclo di vita. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, dal 2019, Eni si è impegnata a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO³⁴. Tale impegno conferma la Policy sulla biodiversità e servizi ecosistemici che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la missione aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore. Nel 2020 Eni ha aderito ai principi del "Together with Nature", impegnandosi, oltre a riconoscere lo stretto legame tra cambiamento climatico e perdita di biodiversità, a ridurre al minimo i rischi e massimizzare gli sforzi per la protezione e la conservazione degli ecosistemi esistenti, attraverso l'applicazione di soluzioni basate sulla natura (*Nature-based Solutions*), fondate su rigorosi principi ecologici.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 i prelievi di acqua di mare sono aumentati complessivamente del 10%, principalmente per l'incremento registrato presso l'impianto petrolchimico di Priolo (dove l'at-

tività è ripresa dopo la fermata per manutenzione del 2019 e dove, a partire dal secondo semestre 2020, si è proceduto ad effettuare prove di funzionalità sulla rete acqua mare con incremento dei relativi prelievi). Sull'aumento dei prelievi di acqua mare hanno inoltre influito le attività upstream di start up in Angola. L'incremento dei prelievi di acqua mare è stato in parte compensato dalla minore quantità di materie prime lavorate presso la raffineria di Taranto (-8 Mm³). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 7% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 70% al settore R&MeC, hanno registrato un calo dell'11%. Il trend è riconducibile alla riduzione dei prelievi di acque superficiali di oltre 19 Mm³ presso il petrolchimico di Mantova dovuto sia alla cessazione delle attività di manutenzione del 2019 sia alle attività di sensibilizzazione e controllo delle singole utenze messe in campo dal sito nel corso del 2020. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci è salita al 91% rispetto all'89% del 2019. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 53%, in diminuzione rispetto al 2019 (in cui è stata pari al 58%) a causa delle fermate in Libia, dei malfunzionamenti ai sistemi di reiniezione dei campi di Loango e Zatchi in Congo e del campo di Ebocha in Nigeria (con difficoltà nell'eseguire attività di manutenzione a causa del ridotto presidio di personale per l'emergenza COVID-19) nonché dell'uscita dal dominio di consolidamento di Eni Ecuador che registrava performance particolarmente elevate in termini di percentuali di reiniezione. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici³⁵ e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino l'1,5% dei prelievi idrici totali di Eni. Nel 2020, in particolare, Eni ha prelevato 113 milioni di metri cubi (Mm³) di acqua dolce, di cui 26,5 Mm³ da aree a stress idrico (11,8 Mm³ da acque superficiali, 5,4 Mm³ da acque sotterranee, 4,6 Mm³ da terze parti, 3,2 Mm³ da acquedotto e 1,5 Mm³ da TAF). L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 20,7 Mm³. Nel 2020, Eni ha scaricato 93,6 milioni di metri cubi di acqua dolce, di cui 18,3 Mm³ in aree a stress idrico (pari al 20%). I barili sversati a seguito di oil spill operativi sono diminuiti del 7% rispetto al 2019. Tra gli eventi più significativi si segnalano uno sversamento in Nigeria di quasi 300 barili presso il Terminale di Brass (quasi tutti recuperati) e uno spill di 63 barili presso lo stabilimento petrolchimico di Brindisi (quantità completamente recuperata). Complessivamente è stato recuperato il 64% dei volumi di spill operativi. Il 73% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Nigeria. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2020, si è registrata una diminuzione sia del numero di spill sia delle quantità sversate. Il 76% dei volumi sversati hanno riguar-

(34) Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni: <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attività-di-esplorazione-e-sviluppo-nei-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html>

(35) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

dato le attività upstream in Nigeria, dove le quantità spillate si sono ridotte del 29% rispetto al 2019. In Egitto sono stati registrati due eventi, di cui uno ha causato lo sversamento di 1.000 barili da una linea di greggio nel deserto (70% già recuperato). In Italia è stata registrata un'effrazione all'oleodotto Genova-Ferrera Erbognone presso Novi Ligure, che ha causato lo sversamento di circa 400 barili di greggio. Complessivamente è stato recuperato il 46% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi versati a seguito di chemical spill sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA.

I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2020 sono diminuiti del 19% rispetto al 2019, per il calo sia dei rifiuti non pericolosi (pari al 76% del totale) che dei pericolosi. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, dove sono state generate oltre 350.000 tonnellate in meno rispetto al 2019 a causa del rallentamento delle attività a seguito dell'emergenza COVID-19 e a seguito della cessazione delle attività di Construction presso Zohr (Egitto). La riduzione dei rifiuti pericolosi è riconducibile sia al settore E&P (per le ridotte attività di perforazione che hanno avuto luogo in Nigeria e Kazakistan) sia al settore R&MeC, dove le raffinerie di Taranto e Sannazzaro hanno registrato un sensibile calo della produzione di rifiuti per il rallentamento delle attività operative a seguito dall'emergenza sanitaria. La quota Eni di rifiuti recuperati e riciclati nel 2020 è stata pari al 13% dei rifiuti totali smaltiti³⁶, in aumento rispetto al 2019 grazie all'incremento dei rifiuti non pericolosi recuperati sia presso il settore E&P (Distretto Centro Meridionale) sia presso il settore R&MeC (raffinerie di Gela e Taranto). Nel 2020 sono state generate complessivamente 4,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 73% da acque di falda trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. Sono stati spesi €411 milioni in attività di bonifica.

Le emissioni di inquinanti in atmosfera sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di ossidi di zolfo (SO_x) che sono

lievemente aumentate rispetto al 2019 (+0,1%), in particolare per le attività upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas inviato alle torce di emergenza presso il Centro Olio Val d'Agri, gas che ha una maggiore percentuale di acido solfidrico (H_2S).

Nel 2020, Eni ha aggiornato la valutazione dell'esposizione al rischio biodiversità ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower e alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette³⁷ o di siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA)³⁸. L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis e EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 18 siti in 7 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania, Svizzera e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 74 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, di cui 30, localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito), hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. Il numero di siti e concessioni in sovrapposizione alle aree protette/KBA è in linea con i risultati del 2019. In più nel 2020 è stata eseguita un'analogia mappatura per gli oleodotti R&M in esercizio in Italia che ha evidenziato che circa il 10% della lunghezza totale degli oleodotti attraversa (sotto superficie) aree protette e KBA, rispettivamente per tratti di lunghezza totale di 118 km e 146 km. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000³⁹ che ha un'estesa dislocazione sui territori europei. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dall'UNESCO (WHS)⁴⁰; un solo sito upstream⁴¹ è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta.

(36) Nel dettaglio, nel 2020 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 4% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 29% è stato incenerito, il 2% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 55% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 14% è stato recuperato/riciclato, il 50% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 3% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 33% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(37) Fonte: World Database of Protected Areas.

(38) Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi, 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

(39) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(40) WHS, World Heritage Site.

(41) Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

85266/434

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
		Totali	di cui società consolidate integralmente	Totali
Prelievi idrici totali ^(a)	(milioni di metri cubi)	1.723	1.683	1.597
di cui: acqua di mare		1.599	1.580	1.451
di cui: acqua dolce		113	101	128
di cui: prelevata da acque superficiali		71	62	90
di cui: prelevata da sottosuolo		21	18	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		7	6	8
di cui: acqua da TAF ^(b) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	3
di cui: risorse idriche di terze parti ^(c)		10	10	6
di cui: prelevata da altri stream ^(d)		0	0	1
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		11	2	18
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	91	92	89
Acqua di formazione reiniettata		53	33	58
Scarico idrico totale ^(e)	(milioni di metri cubi)	1.583	1.580	1.432
di cui: in mare		1.501	1.501	1.334
di cui: in acque superficiali		67	67	79
di cui: in rete fognaria		11	10	14
di cui: ceduto a terzi ^(f)		4	2	5
Oil spill operativi ^(g)				
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	46	29	67
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	958	780	1.033
Oil spill da sabotaggi (compresi furti) ^(h)				
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	109	107	140
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	5.831	4.826	6.232
Chemical spill				
Numero totale di chemical spill	(numero)	24	24	21
Volumi di chemical spill	(barili)	3	3	4
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	1,8	1,5	2,2
di cui: pericolosi		0,4	0,3	0,5
di cui: non pericolosi		1,4	1,2	1,7
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO _x eq.)	51,7	31,2	52,0
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x eq.)	15,3	4,8	15,2
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	21,4	10,8	24,1
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,3	0,6	1,4

(a) Inoltre, si segnala che le acque di produzione nel 2020 sono state pari a 57,4 Mm³.

(b) TAF: Traitamento acque di falda.

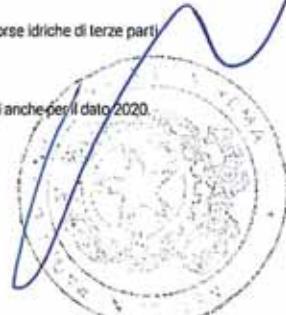
(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Anche ai fini di una maggiore aderenza alle richieste dello standard "GRI 303: Water and effluents 2018" adottato da Eni a partire da quest'anno, il dato relativo alle risorse idriche di terze parti viene riportato separatamente, a differenza di quanto avveniva nelle edizioni precedenti dove confluiva nel "di cui: prelevata da altri stream".

(e) Si segnala che nel 2020 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposa sono state pari a 30,5 Mm³. Del totale degli scarichi idrici il 6% è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

(g) Il dato 2019 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2019. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2020.



XO

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE CON SITI OPERATIVI R&M, VERSALIS, ENIPOWER E CONCESSIONI UPSTREAM⁽⁴²⁾

Siti operativi/Concessioni Eni ^(d) (numero)	SITI OPERATIVI R&M, Versalis, EniPower						Concessioni Upstream		
	In sovrapposizione a siti operativi			Adiacente a siti operativi (<1km) ^(e)			Con attività operativa nell'area di sovrapposizione		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Siti operativi/Concessioni Eni ^(d) (numero)	11	11	n.d.	13	15	n.d.	30	31	27
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS) (numero)	0	0	n.d.	0	0	n.d.	0	0	0
Natura 2000	5	5	n.d.	19	21	n.d.	16	15	15
IUCN ^(f)	4	4	n.d.	13	11	n.d.	2	3	3
Ramsar ^(g)	0	0	n.d.	3	3	n.d.	3	2	2
Altre Aree Protette	2	2	n.d.	4	3	n.d.	11	12	7
KBA	5	6	n.d.	8	11	n.d.	12	13	12

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 5 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

(d) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.



Diritti umani

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGPs)⁽⁴³⁾ e perseguito un'ottica di miglioramento continuo. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta nel dicembre 2019 ed aggiornato nel corso del 2020⁽⁴⁴⁾, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato da Eni sul tema e delle attività portate avanti negli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGPs Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati.

I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2020 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella quarta edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni ha confermato la propria leader-

ship, classificandosi come prima ex aequo con una sola altra società tra le 199 valutate.

Nel 2020 Eni ha ulteriormente rafforzato il processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali. Inoltre, Eni ha adottato una nuova procedura interna che delinea il processo di due diligence sui diritti umani come richiesto dagli UNGPs ed ha aggiornato il proprio Codice Etico.

Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sui diritti umani avviato nel 2016, nel 2020 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Inoltre, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni, anche relative ai diritti umani, inviate o trasmesse da stakeholder, persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.

L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGPs – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

(43) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eni-report-human-rights.pdf>

85266/436

sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro (si veda capitolo Persone); (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner); (iv) nei servizi di security.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. In coerenza con l'evoluzione a favore di una just transition e del suo impegno per la decarbonizzazione, nel 2020 Eni ha inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività del business Energy Evolution, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

In alcuni Paesi, quali la Norvegia, l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. Nel corso del 2020 Eni ha approvato e pubblicato una Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska⁴⁴, riferita alle attività di business svolte dalla società Eni US Operating in quell'area.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** viene garantito attraverso l'adozione di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo Fornitori).

Nel 2020 è stato pubblicato il Codice di Condotta Fornitori che declina i principi contenuti nel Codice Etico verso i fornitori cui ne è richiesta la sottoscrizione in fase di qualifica o assegnazione dei contratti, impegnandosi a rispettare i valori di Eni e a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione.

Per supportare la due diligence sui diritti umani, Eni ha inoltre introdotto un nuovo modello risk-based per segmentare i fornitori qualificati secondo un potenziale rischio di violazione diritti umani in considerazione dei rischi Paese e merceologico. La valutazione di tali rischi si basa sull'applicazione di una metodo-

logia oggettiva e trasparente, che prevede la classificazione non solo del contesto geografico ma anche la valutazione delle peculiarità dell'attività svolta, avvalendosi di informazioni verificate durante il processo di qualifica, che ha accertato sia la complessità (ad esempio competenze richieste, forza lavoro impiegata, attrezzature e materiali impiegati) sia la rilevanza in termini HSE del settore merceologico di riferimento. I fornitori valutati in ambito diritti umani svolgono attività direttamente correlate ai fabbisogni di Eni, di tipo sia industriale (tra cui montaggi elettrici e strumentali) sia civile (tra cui servizi di pulizia). Il modello consente di applicare presidi di controllo differenziati sulla base del livello di rischio, utilizzando criteri ispirati a standard internazionali, come ad esempio lo standard SA 8000.

Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondate rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"⁴⁵ e nella Posizione sui "Conflict minerals"⁴⁶.

Con riferimento ai Business Partner nei contratti upstream, Eni adotta clausole ad hoc per il rispetto dei diritti umani.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights cui Eni ha aderito nel 2020. Nel maggio 2020 Eni è stata ammessa come "Engaged Corporate Participant" alla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder dedicata al rispetto dei diritti umani nella gestione delle operazioni di Security che coinvolge governi, imprese e ONG. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, nel 2020 Eni ha dato avvio al modello di "human rights due diligence", volto a identificare il rischio di impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e a valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione. Al riguardo, è stato redatto il piano d'azione "Security & Human Rights" che ha previsto: i) il campionamento dei contratti di vigilanza in essere nei primi 10 Paesi risultanti dal risk-based model, al fine di verificare la presenza o meno al loro interno delle clausole sui diritti umani; ii) la verifica dell'alocazione/utilizzo di beni e servizi di security messi a disposizione delle forze di sicurezza, pubblica e privata, che operano presso i siti di Eni Pakistan; iii) la realizzazione del workshop di formazione e informazione in materia di "Security & Human Rights" in Angola.

(44) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/indigenous-peoples-policy-1dec2020-final.pdf>.

(45) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(46) In adempimento alla normativa della US SEC.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 è proseguita la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human Rights in the Supply Chain" che ha raggiunto un completamento del 99% rispetto alle iscrizioni. Inoltre, è continuata l'erogazione per tutta la popolazione Eni su base volontaria, dei percorsi di sostenibilità e diritti umani: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani", "Sostenibilità e integrazione con il business", "SDGs" e il nuovo "SDGs Follow Up: L'Agenda 2030"; tenendo conto delle due tipologie di fruizione la percentuale complessiva è pari al 92%.

Nel 2020 è stata inoltre riconfermata l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto alla popolazione target della famiglia professionale Security (quadri e dirigenti). L'e-learning è stato realizzato in tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie al corso sopra menzionato, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale formato in tema di diritti umani si è attestata al 91%.

Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2020, la sessione formativa

è stata realizzata in Angola e ha visto la partecipazione in presenza di 32 rappresentanti delle forze di sicurezza⁴⁷.

Sebbene nel 2020 non siano stati avviati nuovi "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) a causa dell'emergenza, è proseguita la realizzazione delle azioni previste dai Piani di Azione relativi alle analisi di impatto sui diritti umani, svolte nel corso del 2019 e del 2018 sullo sviluppo dell'Area 1 in Messico e sullo sviluppo dell'Area 4 in Mozambico. Inoltre, nel 2020 Eni ha pubblicato un Report⁴⁸ sul completamento del Piano di Azione riferito al progetto Cabinda Nord in Angola ed un Report⁴⁹ sull'avanzamento del Piano di Azione riferito al citato progetto di sviluppo dell'Area 1 in Messico.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2020 è stata completata l'istruttoria su 73 fascicoli⁵⁰, di cui 25⁵¹ includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 28 asserzioni con i seguenti esiti: per 11 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere; (ii) azioni verso partner commerciali/fornitori; (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 16 fascicoli, in 6 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	33.112	25.845	10.653
In classe		260	108	164
Distance		32.852	25.737	10.489
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ⁵²	(%)	92	97	91
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ⁵³	(numero)	32	696	73
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ⁵⁴	(%)	91	92	96
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	97	90
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno	(numero)	25 (28)	20 (26)	31 (34)
Asserzioni fondate		11	7	9
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		7	8	9
Asserzioni non fondate/not applicable ⁵⁵		11	11	16

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. Il dato 2020 viene calcolato considerando solo i dipendenti Eni, a differenza del dato 2019 che include anche i contrattisti.

(d) Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenioso, contenzioso e indagine; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziati Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

(47) All'evento hanno preso parte, in presenza o da remoto, altre 100 persone circa, tra cui il management e dipendenti di Eni, appartenenti ad altre oil companies e ONG.

(48) <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/HRA-Action-Plan-Cabinda-Centrum-summary-report-December-2020.pdf>.

(49) <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/Eni-Mexico-Summary-report-on-the-implementation-of-Human-Rights-Action-Plan-Area-1-update-2019-2020.pdf>.

(50) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

(51) Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

85266/638

177



Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, tecnico-operativa, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani e cyber security. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del processo di procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnico-operativa, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori con cui si assumono l'impegno a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare. Nel corso del 2020 Eni ha avviato l'iniziativa Just (Join Us in a Sustainable Transition), finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale. In particolare, Eni ha: (i) esteso a tutti i processi di qualifica una valutazione relativa al rispetto dei diritti umani; (ii) avviato l'osservatorio "Transizione Sostenibile e Supply Chain" per raccogliere le esperienze di sostenibilità dei fornitori; (iii) introdotto criteri di sostenibilità e meccanismi premianti in gara per favorire le best practice dei fornitori; (iv) avviato un workshop sperimentale con società qualificate appartenenti al settore del trattamento chimico, fisico, biologico dei rifiuti liquidi per favorire l'adozione di modelli di economia circolare e/o iniziative di sostenibilità; (v) supportato l'iniziativa JUST attraverso interventi di comunicazione esterna ed interna, veicolando i principali obiettivi attraverso eniSpace, la piattaforma di collaborazione e comunicazione tra Eni e il mercato della fornitura, con la finalità di ribadire l'impegno di Eni nei confronti della sostenibilità della sua supply chain. Eni ha inoltre avviato lo sviluppo, in collaborazione con Boston Consulting Group (BCG) e Google Cloud, di Open-es,

una piattaforma digitale aperta e dedicata a tutti i fornitori del settore energetico con l'obiettivo di mettere a fattor comune e valorizzare informazioni, best practice e modelli di sostenibilità lungo la filiera e incentivare l'intera catena di fornitura verso la transizione energetica del settore. Infine, nell'ambito dell'**emergenza sanitaria COVID-19**, Eni ha istituito una task force per garantire la continuità, in sicurezza, delle attività dei contrattisti ed assicurare al contempo la resilienza della catena di fornitura durante la crisi, in modo da poter garantire un riavvio, a valle della situazione emergenziale, sicuro e tempestivo. Tra le misure attivate vi sono: (i) la rinegoziazione dei contratti, ricercando vantaggi reciproci quali l'estensione della loro durata a fronte di maggiore flessibilità ed efficienza e identificando forme contrattuali in grado di sostenere, ove possibile, i livelli occupazionali; (ii) misure a tutela dei fornitori a maggior rischio finanziario ad esempio ribilanciando i termini di pagamento; (iii) strategie di gara per favorire l'apertura del mercato anche alle piccole e medie imprese oppure, laddove non praticabile, favorendo joint venture tra piccole/medie imprese.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020, 5.655 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). Per il 15% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 828) sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento. Di questi, solo una quota parte, pari a 124, ha ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure è stata oggetto di un nuovo provvedimento ostantivo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostantivo preesistente. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di diritti umani, ad esempio norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

	(numero)	2020	2019	2018
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	5.655	5.906	5.184	
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento	828	898	1.008	
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti	124	96	95	
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale



A dimostrazione dell'impegno a favore dei 10 Principi delle Nazioni Unite per il **business responsabile**, nel 2020 Eni è stata confermata nel Global Compact LEAD. Tali principi, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corrutte. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA⁵², tutti gli strumenti normativi **anti-corruzione** emessi da Eni SpA. Inoltre, le società e gli enti in cui detiene una partecipazione non di controllo sono incoraggiati a rispettare gli standard definiti nella normativa interna anti-corruzione, adottando e mantenendo un adeguato sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti stabiliti dalle leggi in materia.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione Eni è sottoposta ciclicamente ad audit di sorveglianza e ricertificazione che si sono sempre conclusi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni, attraverso l'unità anti-corruzione, supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (c.d. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elaborazione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel corpo normativo anti-corruzione di Eni. Le principali attività anti-corruzione e l'informativa sugli strumenti normativi relativi emessi nel periodo di riferimento sono oggetto di relazioni periodiche indirizzate agli organi di controllo interno e al Chief Financial Officer di Eni.

Eni realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse

iniziativa formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni in funzione di specifici driver di rischiosità di corruzione come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Sono inoltre proseguite le attività di informazione e aggiornamento periodico attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi inclusi eventuali temi anti-corruzione.

Nel 2020, in occasione del loro insediamento, ai membri del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA sono stati illustrati a fini formativi gli elementi chiave del Compliance Program Anti-Corruzione anche in termini di coerenza di quest'ultimo rispetto alle best practice internazionali.

Inoltre, è proseguito anche il programma di formazione anti-corruzione per alcune categorie di terze parti di Eni con l'obiettivo di sensibilizzarli sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.

L'esperienza di Eni in materia anti-corruzione matura anche attraverso la continua partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali che rappresentano per Eni strumento di crescita e di promozione e diffusione dei propri valori. Al riguardo, si segnala, nel 2020, la partecipazione attiva di Eni nell'ambito del Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum e dell'Oil & Gas ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas).

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

(52) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

85266/440

179

La strategia fiscale di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società⁵³, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"⁵⁴ ed ha come primo obiettivo l'assolvimento delle imposte nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di poter contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale.

Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting).

Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.

In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è far dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo⁵⁵. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI⁵⁶.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione ⁵⁷	(numero)	31	31	27	32
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	3.388	3.276	13.886	951
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		3.769	3.694	9.461	1.950
Workshop generale		904	832	1.237	1.765
Job specific training		568	539	1.108	1.461
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	9	8

(a) I dati del 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

(53) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.

(54) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

(55) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country-by-Country Report pubblicato nel novembre 2020 relativo all'anno 2019:

<https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2019/Country-by-Country-2019-ITA.pdf>.

(56) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil and Gas nella reportistica Country-by-Country (per maggiori informazioni si veda:

<https://eiti.org/news/extractive-companies-champion-tax-transparency>).

(57) Tale dato include gli accertamenti effettuati su eventuali segnalazioni.

Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione pubblica sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli Stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020 sono stati svolti, in 21 Paesi, 31 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2020 i casi di corruzione accertati⁵⁷ relativi ad Eni SpA sono pari a 0; per i procedimenti in corso si veda la sezione "Contenzioso" da pagina 276 in poi.

A partire da marzo 2020, a causa dell'emergenza legata al COVID-19, gli eventi formativi pianificati in aula sono stati effettuati in modalità distance. Inoltre, nel 2020 è proseguita la formazione online sui temi anti-corruzione secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale.

Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Kazakistan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le controllate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.



ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE



Una leva del modello di business di Eni è rappresentata dalla promozione dello sviluppo locale, attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi in cui Eni è presente, destinando al mercato locale la produzione di gas e favorendo l'accesso all'elettricità, insieme ad un'ampia serie di iniziative di sviluppo socio-economico in linea con gli obiettivi di sviluppo dei Paesi stessi. La diffusione imprevedibile e rapida della pandemia ha destabilizzato i sistemi sanitari, sociali ed economici in tutto il mondo, ma allo stesso tempo ha mostrato come di fronte alle grandi sfide non si possa che unire le forze, agire insieme, valorizzando i fattori in comune con i diversi partner impegnati nelle aree di interesse: dalle Organizzazioni Internazionali alle Banche di sviluppo, dalle Istituzioni Nazionali al settore privato, dalle Università ai Centri di Ricerca, dagli Enti di Cooperazione alle Organizzazioni della Società Civile presenti nei territori in cui Eni opera, con l'obiettivo comune di favorire uno sviluppo sostenibile locale nell'innato rispetto della dignità di ogni persona. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommission, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (**Local Development Programme - LDP**) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGPs) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDCs), prevedono cinque linee di azione:

→ **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici e al supporto dei servizi/

sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili;

→ **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo;

→ **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali;

→ **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;

→ **Human Rights:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite Human Rights Impact Assessment, definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGPs) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di sviluppo locale sopra richiamati.

La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori di sviluppo per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi. In questa direzione si muovono molte delle partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo, come ad esempio gli accordi siglati nel 2020: in Ghana con l'ufficio locale della World Bank e la Ghana Alliance for Clean Cookstoves and Fuels (GHACCO) per migliorare i sistemi di cottura e ridurre lo sfruttamento delle foreste, in Angola con USAID⁵⁸ nell'ambito della diversificazione economica con un focus sull'empowerment femminile, in Kenya con la Fondazione E4Impact per lo sviluppo dell'imprenditorialità locale. Inoltre, nel 2020 sono stati sottoscritti accordi di cooperazione con alcune Organizzazioni della Società Civile come AMREF, AVSI, CUAMM e Viss⁵⁹.

Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

→ strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di

(58) Agenzia degli Stati Uniti per lo Sviluppo Internazionale.

(59) Organizzazioni della Società Civile riconosciute come organizzazioni internazionali di cooperazione allo sviluppo leader in ambiti come accesso all'energia, diversificazione economica, educazione, accesso all'acqua e servizi igienici, tutela del territorio, salute delle comunità.

85266/462

181

riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale, come ad esempio la Social Context analysis – anche in base al global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP (United Nations Development Programme) e Oxford University – e gli Human Rights Impact Assessment - (HRIA);

- strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, tra cui Stakeholder Management System - SMS, Logical Framework Approach - LFA e Monitoring, Evaluation and Learning - MEL;
- strumenti di valutazione di impatto, utili a valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione, come ad esempio Eni Local Content Evaluation - ELCE e Eni Impact Tool⁶⁰;
- analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere upstream, che nel 2020, è risultata pari a circa il 38% dello speso totale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €96,1⁶¹ milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €44,2 milioni, di cui €36,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi circa €28,2 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €16,9 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €41,8 milioni, di cui €20,8 milioni in Asia, €16,3 milioni in Africa, €4,4 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2020 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'acqua attraverso desalinizzatori in Iraq e pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici nel nord-est

della Nigeria; (ii) l'accesso all'elettricità in Libia e in Nigeria; (iii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Congo e Nigeria sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Nigeria e Ghana; (iv) l'accesso all'educazione con attività sia per gli studenti che per i formatori in Angola, Mozambico, Ghana, Iraq e Messico. Nell'ambito degli interventi attuati in risposta alle esigenze sanitarie delle popolazioni dei Paesi in cui è presente, nel 2020, Eni ha sostenuto 22 iniziative contro la pandemia COVID-19, in 14 Paesi esteri, rivolte in particolare ai gruppi vulnerabili locali, ospedali, istituzioni sanitarie e ministeri della salute, fornendo: ventilatori e respiratori; apparecchiature per terapia intensiva e altre apparecchiature mediche; dispositivi di protezione individuale. Inoltre, il piano di risposta all'emergenza ha previsto: (i) l'implementazione di campagne di sensibilizzazione comunitaria e azioni di "community engagement" volte a prevenire la diffusione del virus; (ii) creazione di punti di accesso e distribuzione di acqua sicura dotati di sapone per il lavaggio delle mani; (iii) misure di protezione sociale e assistenza alimentare come la distribuzione di pasti per famiglie, gruppi vulnerabili e mense scolastiche; (iv) misure di supporto al sistema educativo attraverso la creazione di spazi di apprendimento diffusi e la distribuzione di materiale didattico. Oltre al supporto per combattere la pandemia, Eni ha realizzato 29 iniziative in 13 Paesi per miglioramento dello stato di salute delle popolazioni dei Paesi partner quale prerequisito essenziale allo sviluppo socio-economico, attraverso rinforzamento delle competenze del personale sanitario, costruzione e riabilitazione di strutture sanitarie e loro equipaggiamento, accesso all'acqua potabile, informazione, educazione e sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte.

Infine, nel 2020, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 4 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 3 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment).

Nel corso del 2020 sono stati ricevuti 107 grievance⁶², di cui il 53% sono stati risolti e chiusi. I reclami hanno riguardato principalmente: la gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

	Totale	di cui società consolidate integralmente	2020	2019	2018
			Totale	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale			(milioni di euro)		
di cui: infrastrutture	96,1	80,4	95,3	94,8	
	41,8	38,8	43,4	32,4	

(60) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.

(61) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2020 sono pari a €12,2 mln, di cui: €11,8 mln in Mozambico, €0,4 mln in Ghana e €0,004 mln in Kazakistan.

(62) Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare le tematiche rilevanti per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricoprono le tematiche prioritarie per gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, attraverso il cosiddetto "multi-stakeholder approach" e identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intera catena delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

L'aggiornamento dell'analisi è stato effettuato a partire dagli aspetti materiali dello scorso anno cui sono state aggiunte le priorità segnalate dall'ESMA⁶³ in materia di dichiarazioni non finanziarie.

Analisi delle priorità interne ed esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

→ della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze, mappate e pesate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System - SMS), che supporta la gestione delle relazioni con gli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili che intrattengono rapporti con stakeholder specifici a livello centrale su base

continuativa durante l'anno attraverso incontri, consultazioni, iniziative, workshop, ecc.;

→ dei rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk⁶⁴. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;

→ degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2020.

La combinazione di queste analisi permette di includere le tematiche prioritarie sia per gli stakeholder rilevanti sia per l'azienda stessa.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Il management coinvolto nel processo di reporting non finanziario ha validato gli aspetti materiali, che, a loro volta, sono stati presentati al CSS e al CdA, congiuntamente alla relativa analisi.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2020 ai quali sono stati associati gli SDG su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2020

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050		SDG DI RIFERIMENTO
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO ₂ ,	1 - 9 - 12 - 13 - 15 - 17
ECCELLENZA OPERATIVA		
PERSONE	Occupazione, Diversità e Inclusione Formazione	4 - 5 - 8 - 10
SALUTE	Gestione dell'emergenza sanitaria Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	3 - 5 - 8
SICUREZZA	Sicurezza delle persone, asset integrity	3 - 8
AMBIENTE	Risorsa idrica, biodiversità, oil spill, qualità dell'aria, bonifiche e rifiuti	3 - 6 - 9 - 11 - 12 - 14 - 15
DIRITTI UMANI	Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security	1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Trasparenza e Lotta alla corruzione	16 - 17
ALLEANZE PER LO SVILUPPO		
ACCESSO ALL'ENERGIA	Accesso all'energia	17
SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE	Diversificazione economica; Educazione e Formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico Private Supporto per l'emergenza sanitaria	1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 11 - 8 - 9 - 10 - 13 - 15 - 17
LOCAL CONTENT	Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza	4 - 8 - 9
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY		1 - 9 - 12 - 13 - 17

(63) ESMA, l'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (European Securities and Markets Authority), è l'organismo dell'UE con il compito di sorvegliare il mercato finanziario europeo ed ha rilasciato un public statement il 28 ottobre 2020 contenente anche le priorità relative alla reportistica non finanziaria.

(64) RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder e fonti pubbliche esterne alle società.

85266/444

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 2020. 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 – e (iii) "Standard 207: Tax" del 2019. 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.

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2018-2020. 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 2020 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 si-

gnificative aggiornate. 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, per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società che hanno impatti HSE⁶⁵ e include: i) le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni e ii) le società controllate di Eni aventi un rischio HSE⁶⁶. Relativamente alla salute, i dati considerano le società che hanno impatti salute ed includono le 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). Il perimetro dei dati relativi alla formazione anticorruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta EITI è relativo alle società di bilancio in cui sono condotte tali attività. Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), 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 2020 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Infine, gli indicatori relativi a persone, diritti umani e fornitori si riferiscono ai dati delle società consolidate integralmente.

(65) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co; Cardón IV SA; Castlero Gas Livorno SpA; Esacontrol SA; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Eni Gas Transport Services Srl; Eni Iran BV; Eni Ukraine Llc; EniProgetti Egypt Ltd; Groupement Sonatrach-Agip; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA - in liquidazione; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; Mozambique Rovuma Venture SpA; Oleodotto del Reno SA; OOO "Eni-Nefto"; Oléoduc du Rhône SA; Petrobel Belayim Petroleum Co; Servizi Fondo Bombole Metano SpA; Società EniPower Ferrara Srl; Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA; Tecnoesa SA; Versalis Pacific (India) Private Limited; Vår Energi AS.

(66) Sulla base della tipologia di attività svolta e della numerosità del personale impiegato, sono incluse nel perimetro di consolidamento le società controllate di Eni SpA con impatti HSE (significativi e limitati) e sono escluse quelle con impatti HSE assenti.

KPI **METODOLOGIA****CAMBIAMENTO CLIMATICO**

EMISSIONI GHG	<p>Scope 1: le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.</p> <p>Scope 2: 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>Scope 3: 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 & 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 IPIECA) 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 CO₂, CH₄ e N₂O e sono contabilizzate al 100%.</p> <ul style="list-style-type: none"> → Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. → R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) → 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)
EFFICIENZA OPERATIVA	<p>L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO₂eq.) 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"> → Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica; → R&M: incluse solo le raffinerie; → Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; → EniPower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. <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 UPSTREAM	<p>L'indicatore considera le Emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (Revenue Interest) e al netto degli annullamenti di crediti forestali 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 e al netto degli offset. 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 al gas acquistato 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>
ANZIANITÀ LAVORATIVA	<p>Numerico medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.</p>
ORE DI FORMAZIONE	<p>Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzate 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>

85266/446

KPI METODOLOGIA

DIRIGENTI E QUADRI 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 rivelato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose 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 rilevati nel 2020 in Eni riguardano:

- Manovre di mezzi pesanti;
- Sollevamenti di carichi;
- Sistemi energizzati, in particolare attrezature contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, quest'ultime relative a parti di attrezature di perforazione o da taglio.

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 da 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 2.000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOPG 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 e oleodotti R&M, Versalis e EniPower 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 R&M, Versalis e EniPower 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. 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. In particolare, nel 2020 i volumi versati da spill operativo hanno impattato per il 95% suolo e per il 5% corpo idrico, quelli a causa di sabotaggio hanno impattato per il 93% suolo e per il 7% corpo idrico.

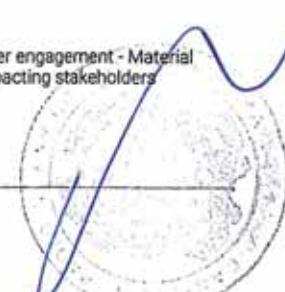
KPI	METODOLOGIA
RIFIUTI	<p>Rifiuti da attività produttiva: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.</p> <p>Rifiuti da attività di bonifica: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto.</p> <p>Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.</p>
TUTELA DELL'ARIA	<p>NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Compresa emissioni di NO ed NO₂, escluso N₂O.</p> <p>SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃.</p> <p>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.</p> <p>PST: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.</p>
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, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/not applicable.
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; 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 comportamento commerciale 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). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US e Eni Angola, Eni México S. de RL de CV e IEOC.
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 rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) in linea con quanto previsto dallo standard GRI di riferimento (207-4).
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	<p>E-learning rivolto a risorse in contesto di a medio/alto rischio di corruzione.</p> <p>E-learning rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione.</p> <p>Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione.</p> <p>Job specific training: eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.</p>
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate 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	<p>L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2020 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 e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): 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.</p> <p>I Paesi selezionati sono Ghana, Angola, UK, Iraq, Nigeria, Congo e Messico. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata una componente di spesa rilevante rispetto al totale speso del Gruppo Eni.</p>

85265/448

187

CONTENT INDEX

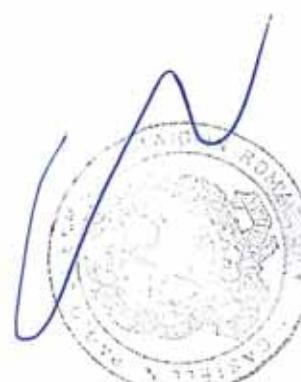
Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 1		
102-2	Principal attivit, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover		
102-4	Paesi di operativit	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 2		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover https://www.eni.com/it/chi-siamo/governance/azionisti.html		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 14-17		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 165-167; 184-185		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 177		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 210-213; 473		
102-11	Modalit di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
STRATEGIA				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 8-13		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunit	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31; 122-146		Risk and opportunity oversight - Integrating risk and opportunity into business process
ETICA E INTEGRIT				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 4-7; 38-39 DNF, pagg. 150; 152		Governing purpose - Setting purpose Ethical behaviour - Protected ethics advice and reporting mechanisms (si veda anche pagina 178)
GOVERNANCE				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 32-39		
COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 167; 184		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
PRATICHE DI REPORTING				
102-45	Societ consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 438-473 DNF, pag. 183		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 183, 188-190		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 182, 188-190		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 161-162; 173		



Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 182-183, 188-190		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it-IT/documentazione/2019.html		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 183; 187-190		
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 191-193		
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO				
Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO ₂ ,				
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 152-153; 156; 182; 188		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 29; 128-131 DNF, pagg. 156-162		
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		Climate change - TCFD implementation
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. 160-162; 184		Climate change - Greenhouse gas (GHG) emissions
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-7	Ossidi di azoto (NO _x), ossidi di zolfo (SO _x) e altre emissioni significative	DNF, pagg. 171-173; 186		
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 160-162; 184		
PERSONE				
Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità				
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 165-167; 184		
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-166; 182; 184-185; 188		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 165-167; 185		Employment and wealth generation - Absolute number and rate of employment
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 185; 188		
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 165-167; 185		
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167; 184		Skills for the future - Training provided
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		Dignity and equality - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 12
		DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 188		Dignity and equality - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 13

85266/450

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167 Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari, Consiglio di Amministrazione		Quality of governing body - Governance body composition Dignity and equality - Diversity and inclusion
SICUREZZA Sicurezza delle persone e Asset integrity				
	Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)	Perimetro: interno ed esterno (fornitori) DNF, pagg. 152-153; 168-169; 182; 185; 189		Health and well being - Health and safety
403-9	infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 168-169; 185		Health and well being - Health and safety
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità, Oil spill, Qualità dell'aria, Bonifiche e rifiuti				
	Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3 ; 303-1; 303-2)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185; 189		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. 171-173; 185		Freshwater availability - Water consumption and withdrawal in water stressed areas
303-4	Scarichi idrici	DNF, pagg. 171-173; 185		
	Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 185; 189		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 171-174; 185		Nature loss - Land use and ecological sensitivity
	Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185-186; 189		
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 171-173; 186		
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 171-173; 185		
	Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 189		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 276-284		
DIRITTI UMANI 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 ¹) DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		Dignity and equality - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 176; 186		
	Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF ¹) DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 176; 186		
	Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF ¹) DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 189		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 176		
	Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF ¹) DNF, pagg. 152-153; 177; 182; 186; 189		
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 177; 186		



SC

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 178-179; 186; 190		Ethical behaviour - Anti-corruption
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pag. 179		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. 178-179; 186. Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato.		
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATO Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. 181; 186		
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 182; 190		Employment and wealth generation - Financial investment contribution Nel 2020 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €1.444 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €1.968 milioni.
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pag. 190		Community and social vitality - Total tax paid Eni nel 2020 ha pagato €2.049 milioni di imposte.
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 190		Employment and wealth generation - Economic contribution 1) Nel 2020, Eni ha generato un valore economico pari a €46 miliardi di cui sono stati distribuiti €41 miliardi, in particolare: 81% sono costi operativi, 7% salari e stipendi per i dipendenti, 7% pagamenti ai fornitori di capitale, 5% pagamenti alla Pubblica Amministrazione. 2) Eni nel 2020 ha ricevuto circa €84 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione, principalmente all'estero.
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. 180-181		
LOCAL CONTENT				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF ¹) DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 180-181; 186		
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 156-169; 182; 190		Innovation of better products and services - Total R&D expenses DNF, pagg. 160-162

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



Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 marzo 2021 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016, e aggiornati al 2019, dal GRI - Global Reporting Initiative (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

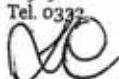
Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono, infine, responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 051 2132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Picciapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Trollo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felisent 90 Tel. 0422 696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311



Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'*ISAE 3000 Revised ("reasonable assurance engagement")* e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni UK Limited e Versalis SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

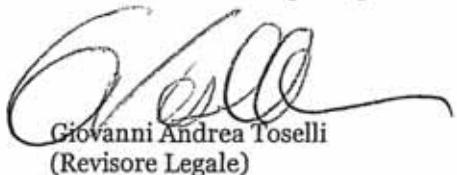
- a livello di capogruppo,
- a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
- b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accettare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati;
- per i siti di Eni SpA (Raffineria di Venezia e Distretto Centro-Settentrionale – Centro Olio Trecate), Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (Nuovo Centro Olio Gela), Eni UK Limited (Liverpool Bay Offshore Assets) e Versalis SpA (Stabilimento di Porto Marghera), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato incontri ed approfondimenti nel corso dei quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

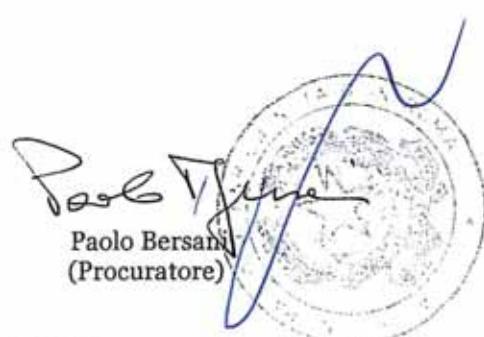
Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Roma, 2 aprile 2021

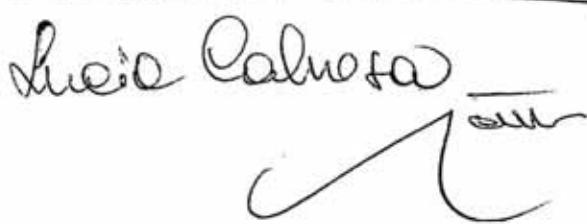
PricewaterhouseCoopers SpA



Giovanni Andrea Toselli
(Revisore Legale)



Paolo Bersani
(Procuratore)




Altre informazioni

decalogo

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 2020 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 52 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 2020 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 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 Finance USA Inc;

- 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 procedurale 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 2020.

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

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

12

DP

85266/456

195

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.

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_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. 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 H₂S), 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 (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq.) 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.

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 linda 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).

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 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

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).

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 (Infiltramento) 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'intestazione 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.

85266/458

197

Alcalde

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 diseguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>

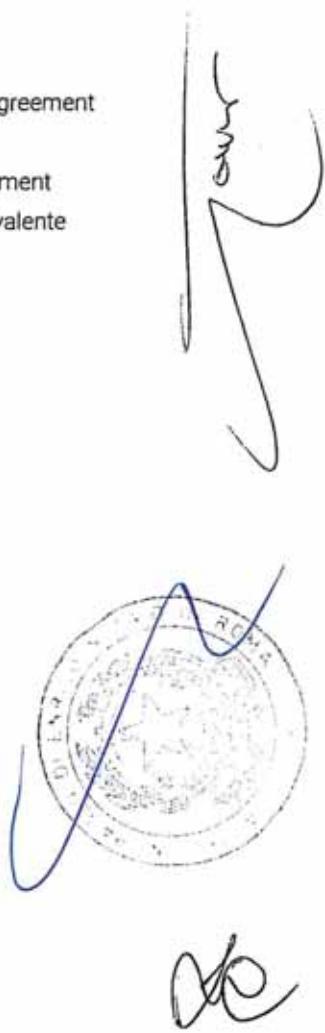
Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

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	mgi	migliaia
bbl	barili	mld	miliardi
bbl/g	barili/giorno	mln	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	n.	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	NGL	Natural Gas Liquids
/g	giorno	PCA	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	tep	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	ton	tonnellate
mc	metri cubi	TWh	Terawattora



85266/459

Bilancio consolidato

2020

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
2 BILANCIO CONSOLIDATO	198
Schemi di bilancio	200
Note al bilancio consolidato	208
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	316
Attestazione del management	335
Relazione della Società di revisione	336
3 BILANCIO DI ESERCIZIO	344
4 ALLEGATI	436

200 85266/460

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2020		31.12.2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	9.413		5.994	
Attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.502		6.760	
Altre attività finanziarie	(16)	254	41	384	60
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	10.926	802	12.873	704
Rimanenze	(8)	3.893		4.734	
Attività per imposte sul reddito	(9)	184		192	
Altre attività	(10) (23)	2.686	145	3.972	219
		32.858		34.909	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	53.943		62.192	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	4.643		5.349	
Attività immateriali	(13)	2.936		3.059	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	995		1.371	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	6.749		9.035	
Altre partecipazioni	(15)	957		929	
Altre attività finanziarie	(16)	1.008	766	1.174	911
Attività per imposte anticipate	(22)	4.109		4.360	
Attività per imposte sul reddito	(9)	153		173	
Altre attività	(10) (23)	1.253	74	871	181
		76.746		88.513	
Attività destinate alla vendita	(24)	44		18	
TOTALE ATTIVITÀ		109.648		123.440	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.882	52	2.452	46
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	1.909		3.156	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	849	54	889	5
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	12.936	2.100	15.545	2.663
Passività per imposte sul reddito	(9)	243		456	
Altre passività	(10) (23)	4.872	452	7.146	155
		23.691		29.644	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	21.895		18.910	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	4.169	112	4.759	8
Fondi per rischi e oneri	(20)	13.438		14.106	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.201		1.136	
Passività per imposte differenti	(22)	5.524		4.920	
Passività per imposte sul reddito	(9)	360		454	
Altre passività	(10) (23)	1.877	23	1.611	23
		48.464		45.896	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)				
TOTALE PASSIVITÀ		72.155		75.540	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		34.043		35.894	
Riserve per differenze cambio da conversione		3.895		7.209	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		4.688		1.564	
Azioni proprie		(581)		(981)	
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.635)		148	
Total patrimonio netto di Eni		37.415		47.839	
Interessenze di terzi		78		61	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(25)	37.493		47.900	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		109.648		123.440	

Rue de Belvosa

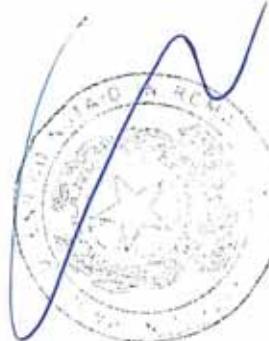


85266/461

Conto economico

(€ milioni)	Note	2020		2019		2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	1.164	69.881	1.248	75.822	1.383
Altri ricavi e proventi		960	35	1.160	4	1.116	8
TOTALE RICAVI	(28)	44.947		71.041		76.938	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.551)	(6.595)	(50.874)	(9.173)	(55.622)	(8.009)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(226)	(6)	(432)	28	(415)	26
Costo lavoro	(29)	(2.863)	(36)	(2.996)	(28)	(3.093)	(22)
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	(766)	13	287	19	129	319
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(7.304)		(8.106)		(6.988)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(3.183)		(2.188)		(866)	
Radiazioni	(11) (13)	(329)		(300)		(100)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.275)		6.432		9.903	
Proventi finanziari	(30)	3.531	114	3.087	96	3.967	115
Oneri finanziari	(30)	(4.958)	(26)	(4.079)	(36)	(4.663)	(283)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	31		127		32	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	351		(14)		(307)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(1.045)		(879)		(971)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)		(86)		(68)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		75		281		1.163	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)	(1.658)		193		1.095	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		(5.978)		5.746		10.107	
Imposte sul reddito	(32)	(2.650)		(5.591)		(5.970)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		(8.628)		155		4.137	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		(8.635)		148		4.126	
Interessenze di terzi		7		7		11	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		(2,42)		0,04		1,15	
- diluito		(2,42)		0,04		1,15	

Riccardo Calmo



202

85266 | 462

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.628)	155	4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(16)	(42)	(15)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)		(7)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	24	(3)	15
Effetto fiscale	(25)	25	5	(2)
		33	(47)	(2)
Componenti riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	(3.314)	604	1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	661	(679)	(243)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	32	(6)	(24)
Effetto fiscale	(25)	(192)	197	58
		(2.813)	116	1.578
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(2.780)	69	1.576
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(11.408)	224	5.713
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		(11.415)	217	5.702
Interessenze di terzi		7	7	11

Riccardo Calzavara

85266/463

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni										
(€ milioni)	Note	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	Totali	Interessenze di terzi	Totali patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900
Utile (perdita) dell'esercizio							(8.635)	(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	(25)				9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				24			24		24
Componenti non riclassificabili a conto economico					33			33		33
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)		(3.313)	(1)			(3.314)			(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				469			469		469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				32			32		32
Componenti riclassificabili a conto economico			(3.313)		500		(2.813)			(2.813)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			(3.313)	533		(8.635)	(11.415)	7	(11.408)	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)	1.542				(3.078)	(1.536)			(1.536)
Acconto sul dividendo	(25)	(429)					(429)			(429)
Attribuzione del dividendo di altre società								(3)	(3)	
Destinazione utile residuo 2019		(2.930)					2.930			
Annnullamento azioni proprie	(25)			(400)	400					
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate	(26)							15	15	
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(25)				3.000			3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(1.817)		2.600	400	(148)	1.035	12	1.047	
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue		(25)					(25)			(25)
Altre variazioni		(9)	(1)	(9)			(19)	(2)	(21)	
Altri movimenti di patrimonio netto		(34)	(1)	(9)			(44)	(2)	(46)	
Saldi al 31 dicembre 2020	(25)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	78	37.493	

*Riccardo Calisto**Tommaso**AE*

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni										
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
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	(25)				(37)			(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(7)			(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)			(3)		(3)
Componenti non riclassificabili a conto economico					(47)			(47)		(47)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604				604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)			(482)			(482)			(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)			(6)			(6)			(6)
Componenti riclassificabili a conto economico				604	(488)		116			116
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				604	(535)		148	217	7	224
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)	1.513				(2.989)	(1.476)			(1.476)
Acconto sul dividendo	(25)	(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	(25)	(400)		400	(400)		(400)			(400)
Operazioni con gli azionisti		708		400	(400)	(4.126)	(3.418)	(5)		(3.423)
Altri movimenti di patrimonio netto		1		27			28	2		30
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900

Riccardo Polito

85266/465

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	34.525	4.818	1.839	(581)	3.374	48.030	49	48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)		245					245		245
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	34.770	4.818	1.889	(581)	3.374	48.275	49	48.324
Utile dell'esercizio						4.126	4.126	11	4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					(17)		(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					15		15		15
Componenti non riclassificabili a conto economico					(2)		(2)		(2)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			1.787				1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(185)		(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(24)		(24)		(24)
Componenti riclassificabili a conto economico		1.787	(209)				1.578		1.578
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		1.787	(211)		4.126	5.702	11	5.713	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	1.441				(2.881)	(1.440)			(1.440)
Acconto sul dividendo	(1.513)					(1.513)			(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società							(3)	(3)	
Destinazione utile residuo 2017	493				(493)				
Operazioni con gli azionisti	421				(3.374)	(2.953)	(3)	(2.956)	
Altri movimenti di patrimonio netto	(2)		(6)			(8)			(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	35.189	6.605	1.672	(581)	4.126	51.016	57	51.073

Due's Oalvo +00



Rendiconto finanziario

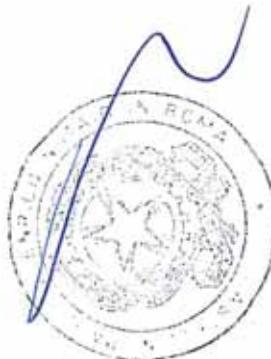
(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.628)	155	4.137
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12) (13)	7.304	8.106	6.988
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	3.183	2.188	866
Radiazioni	(11) (13)	329	300	100
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	1.733	88	68
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)	(170)	(474)
Dividendi	(31)	(150)	(247)	(231)
Interessi attivi		(126)	(147)	(185)
Interessi passivi		877	1.027	614
Imposte sul reddito	(32)	2.650	5.591	5.970
Altre variazioni		92	(179)	(474)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(18)	366	1.632
- rimanenze		1.054	(200)	15
- crediti commerciali		1.316	1.023	334
- debiti commerciali		(1.614)	(940)	642
- fondi per rischi e oneri		(1.056)	272	(238)
- altre attività e passività		282	211	879
Variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)	109
Dividendi incassati		509	1.346	275
Interessi incassati		53	88	87
Interessi pagati		(928)	(1.029)	(609)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.049)	(5.068)	(5.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
- di cui verso parti correlate	(36)	(4.640)	(6.356)	(2.707)
Flusso di cassa degli investimenti		(5.959)	(11.928)	(9.321)
- attività materiali	(11)	(4.407)	(8.049)	(8.778)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)		(16)	
- attività immateriali	(13)	(237)	(311)	(341)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(109)	(5)	(119)
- partecipazioni	(15)	(283)	(3.003)	(125)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(166)	(237)	(366)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(757)	(307)	408
Flusso di cassa dei disinvestimenti		216	794	2.142
- attività materiali		12	264	1.089
- attività immateriali			17	5
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)		187	(47)
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)	
- partecipazioni		16	39	195
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		136	195	294
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		52	95	606
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		1.156	(279)	(357)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.587)	(11.413)	(7.536)
- di cui verso parti correlate	(36)	(1.372)	(2.912)	(3.314)

*Massimo Callegari**C. C.*

85263/467

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	5.278	1.811	3.790
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.100)	(3.512)	(2.757)
Rimborso di passività per beni in leasing	(12)	(869)	(877)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	937	161	(713)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.965)	(3.018)	(2.954)
Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(4)	(3)
Rimborsi di capitale ad azionisti terzi			(1)	
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)	
Acquisto di azioni proprie			(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(25)	2.975		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		3.253	(5.841)	(2.637)
- di cui verso parti correlate	(36)	164	(817)	16
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(69)	1	18
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		3.419	(4.861)	3.492
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	5.994	10.855	7.363
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(5)	9.413	5.994	10.855

*Alberto Ballozzi**T. Ballozzi**ALB*

Note al bilancio consolidato

IMPATTI COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla riduzione sostanziale della domanda globale di petrolio greggio a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 \$/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stocaggi sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 \$/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali UK, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta la disciplina produttiva dell'OPEC+ continua a sostenere il mercato, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione crollati a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera rispetto ai valori ancora depressi di ottobre chiudendo l'anno a 50 \$/barile, per poi risalire a una media di oltre 60 \$/barile nel primo trimestre 2021.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 causata dalla pandemia, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 \$/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM una diminuzione del 60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent a lungo termine di 60 \$/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda di idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive dell'OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda per €1 miliardo, nonché alla rilevazione per €3,2 miliardi di svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, per €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri rilevati dalle partecipate.

Tutti questi fattori hanno portato a registrare una perdita operativa di €3,3 miliardi.

Questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita da circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili.

Il flusso di cassa netto da attività operativa di €4,8 miliardi è diminuito del 61% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovu-

85783|469

ti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19.

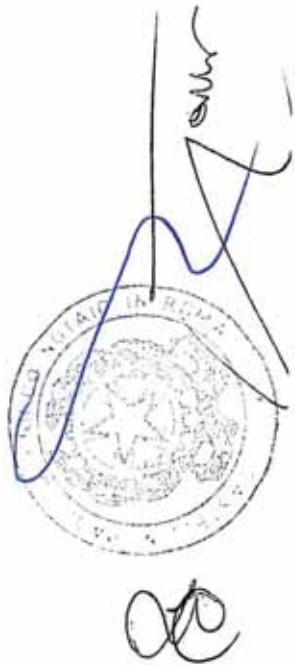
Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di importi significativi. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata;
- attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con notevoli risparmi di costi;
- ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi. Tali strumenti sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto;
- ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020;
- rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la

volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 \$/barile, ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha contenuto l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta: (i) disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi; (ii) linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi; (iii) attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a: (i) debiti finanziari a breve termine di €2,9 miliardi; (ii) obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi; (iii) investimenti committed di €4,3 miliardi; (iv) rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi; (v) il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi, che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del floor dividend del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.



1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale¹, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")² 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. 38/05³. 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 2020, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021, 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; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrate, 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.

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 partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa 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 (cd. 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 delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Sono escluse dall'area di consolidamento: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società il cui consolidamento non produce effetti significativi rappresentate dalle 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

(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 2020.

85266/47d

obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Le esclusioni operate non comportano effetti rilevanti⁴ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁵.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessi 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 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 plusvalenza/minusvalenza calcolata come 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 mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁶. 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 (cd. 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, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

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 scelte finanziarie e gestionali della partecipata 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 consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

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 netto⁷. 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

(4) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzino 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 2020".

(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, finanziaria e sul risultato economico, 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.

valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante 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 partecipante 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 (cd. 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 (cd. 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 coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad 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 plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente fra-

zione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁸; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁹. 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 value¹⁰, 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 (cd. partial goodwill method)¹¹. 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

(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) Le previsioni dei principi contabili internazionali consentono, in alternativa, l'adozione del cd full goodwill method che comporta la rilevazione anche della quota di goodwill (badwill) attribuibile alle interessenze di terzi; la scelta delle modalità di determinazione del goodwill/badwill (partial vs full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

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 interessi 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 differenza¹².

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 attività e passività della partecipata 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 risultino 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 INFRAGRUPO

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

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, 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 Gruppo¹³. 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 2020	Cambi al 31 dicembre 2020	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018
Dollaro USA	1,14	1,23	1,12	1,12	1,18	1,15
Sterlina inglese	0,89	0,90	0,88	0,85	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,66	1,59	1,61	1,60	1,58	1,62

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

(13) 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".

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 (cd. 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.

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 "Ammorta-

mento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. 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; differentemente, 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/

85266 / 475

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 operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹⁴ 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 AGREEMENTS E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso 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 sostentimento 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.

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

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 e delle svalutazioni. 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 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 (cd. 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 operate 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.

85266 / 477

LEASING^{15, 16}

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 corrispettivo¹⁷; 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")¹⁸. 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 leasing¹⁹, 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 tassi²⁰; (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

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 locatario²¹; (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 cumulate²², 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

(15) Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.

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

(17) 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.

(18) 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.

(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease componenti 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).

(20) 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.

(21) 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.

(22) 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.

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 (cd. 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.

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 (cd. 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 mezzi 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 componenti, 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 caratteri-

stiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

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 cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi

85266/479

di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. 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 cash generating unit 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 cash generating unit, 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 è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.

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 CO₂ (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 forestry²³ 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 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 di tale settore.

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 cash generating unit 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 e ai singoli business rientranti nel settore Eni gas e luce, Power & Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. 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 cash generating unit 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 cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

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

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 valore²⁴.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

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

trattualmente, 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.

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 minerali, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe 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 dei 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

(24) 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.

85265/481

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 inherente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Ove appropriato, sulla base dei fatti e circostanze, i flussi di cassa attesi sono stimati dalla Direzione Aziendale tenendo anche conto delle riserve unprovvedute adeguatamente rischiate. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

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. 14 - 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 (cd. business model

hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni²⁵ (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 (cd. 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 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 cosiddetto expected credit loss model²⁶.

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

(26) 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.

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 (cd. 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 (cd. 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, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti⁽²⁷⁾.

Considerate le 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/giudiziari. 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. 7 - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, 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; differentemente, 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.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. 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 manage-

(27) 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.

85266/483

ment 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), i derivati 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 (cd. 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"; differentemente, 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"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato隐式 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 im-

pliciti 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 (cd. 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) è probabile l'esistenza di 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'adegua-

mento 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 dal 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, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, 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 generalmente 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.

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 passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, anche in considerazione delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevate quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Come le altre società del settore, 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 attendibilmente²⁸.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato do-

(28) 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.

85266/685

vuti 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.

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 (cd. 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 (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. 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'u-

tile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. 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.

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 (cd. 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 assegna 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 aenti 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 aenti diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi 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, caratterizza 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 cedole²⁹. 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

(29) 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.

85266/487

significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permute 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 principalmente 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 clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. 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 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 fisicamente 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 interessi 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 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 univoci 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 operare 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

85266/489

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 forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. 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 conside-

rando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. 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'esercizio 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. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.

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

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significa-

tivi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fatti/specie non rilevanti.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMologati DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/25 emesso dalla Commissione Europea in data 13 gennaio 2021 sono state omologate 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. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMologati DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. In data 25 giugno 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 17 "Amendments to IFRS 17" e all'IFRS 4 "Extension of Temporary Exemption from Applying IFRS 9", relative alle attività assicurative, prevedendo, tra l'altro, il differimento di due anni dell'entrata in vigore dell'IFRS 17. Pertanto, le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

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 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 37 "Onerous Contracts - Cost of Fulfilling a Contract" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche allo IAS 16 "Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use" (di seguito le modifiche), 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 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche all'IFRS 3 "Reference to the Conceptual Framework" (di seguito le modifiche), per: (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 (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare il fatto che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 12 febbraio 2021, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 "Disclosure of Accounting Policies" (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 "Definition of Accounting Estimates" (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.

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

85266/491

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €9.413 milioni (€5.994 milioni al 31 dicembre 2019) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 3 mesi per €6.913 milioni (€3.984 milioni al 31 dicembre 2019) 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 e in dollari USA e rappresenta-

no l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro di €5.948 milioni è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,4%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €944 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 0,25%.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Titoli ermessi da Stati Sovrani	1.223	1.462
Altri titoli	4.279	5.298
	5.502	6.760

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 rendimen-

to, 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 €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Euro	3.731	4.272
Dollaro USA	1.688	2.279
Altre valute	83	209
	5.502	6.760

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

	Valore Nomina (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	499	506	Baa3	BBB
Cile	187	192	A1	A+
Altri(*)	168	172	da Aaa a Baa1	da AAA a A-
	854	870		
Tasso variabile				
Italia	253	255	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Altri	43	43	da Aaa a Baa3	da AA+ a BBB
	352	353		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.206	1.223		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	974	992	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	893	910	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	54	55	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	1.921	1.957		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	791	787	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.298	1.301	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	234	234	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.323	2.322		
Totale Altri titoli	4.244	4.279		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.450	5.502		

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

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.248 milioni e di livello 2 per €254 milioni. Nel corso dell'esercizio 2020 non vi

sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	7.067	8.519
Crediti per attività di disinvestimento	21	30
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.293	2.637
Crediti verso altri	1.525	1.687
	10.925	12.873

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

Il decremento dei crediti commerciali di €1.432 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi. Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commer-

ciali con scadenza 2021 per €1.377 milioni (€1.782 milioni nell'esercizio 2019 con scadenza 2020). Le cessioni 2020 hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €730 milioni, al settore Eni gas e luce, Power & Renewables per €324 milioni e al settore Global Gas & LNG Portfolio per €323 milioni.

85266/493

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.015 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2019) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni. L'esposizione verso la società di Stato NNPC di €605 milioni (€764 milioni al 31 dicembre 2019) per circa il 50% è 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 in due/tre anni allo scenario Brent Eni. 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. La recuperabilità dell'esposizione per attività d'investimento corrente, interamente scaduta, è stata valutata in maniera più conservativa rispetto a quella assunta nel bilancio 2019 per incorporare gli effetti della crisi del COVID-19 nella capacità di rimborso del partner. L'esposizione verso una società petrolifera nigriana ammonta a €134 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2019) 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.

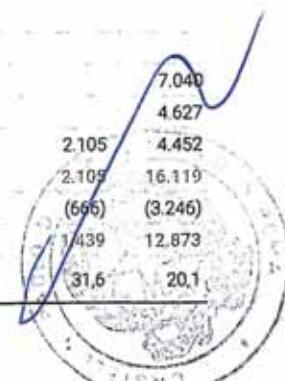
I crediti verso altri comprendono: i) per €376 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2019) il valore recuperabile di credi-

ti 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. 16 - 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. Nell'esercizio le percentuali di incasso del fatturato gas dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima; ii) per €325 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2019) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.553 milioni e €4.304 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					
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
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
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		7.040
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		4.627
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	4.452
Valore lordo	4.769	3.457	1.465	4.323	2.105	16.119
Fondo svalutazione	(13)	(4)	(16)	(2.547)	(666)	(3.246)
Valore netto	4.756	3.453	1.449	1.776	1.439	12.873
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1



dc

85266 / 496

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 e power 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 state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabilità di

default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza, su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico, nonché di previsioni aggiornate sulle probabilità di accadimento di rischi operativi negli stati di presenza del settore Exploration & Production incorporate nella stima del country risk premium. Per quanto riguarda i clienti del business di Eni gas e luce le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Eni gas e luce 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	
31.12.2020						
Clienti Eni gas e luce:						
- 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
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	376	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	1.160	137	65	102	641	2.105
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	1.144	110	39	53	93	1.439
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €1.016 milioni (€2.914 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	2020	2019
Fondo svalutazione iniziale	3.246	3.150
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	112	95
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	231	525
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(82)	(119)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(275)	(484)
Altre variazioni	(75)	79
Fondo svalutazione finale	3.157	3.246

85206/495

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €84 milioni (€65 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail; l'incremento rispetto al 2019 è dovuto agli effetti della crisi economica sulla solvibilità delle aziende medio-piccole.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: i) al settore Exploration & Production per €118 milioni (€339 milioni nel 2019) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e 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 Eni gas e luce per €97 milioni (€87 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €357 milioni (€603 milioni nel 2019) sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €200 milioni (€343 milioni nel 2019) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €178 milioni (€319 milioni nel 2019) riferiti principalmente alla clientela retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €101 milioni (€177 milioni nel 2019) riguardano per €73 milioni l'utilizzo in contropartita alla derecognition di crediti verso PDVSA per effetto di rimborsi in-kind.

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

(€ milioni)	2020	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(343)	(620)	(498)
Perdite nette su crediti	(36)	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	153	233	120
	(226)	(432)	(415)

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

8 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	706	950
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.580	1.477
Prodotti finiti e merci	1.603	2.284
Altre	4	23
Totale rimanenze correnti	3.893	4.734

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

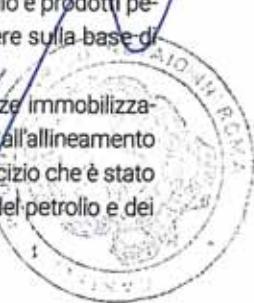
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.463 milioni (€1.359 milioni al 31 dicembre 2019).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €874 milioni (€1.467 milioni al 31 dicembre 2019) e prodotti chimici per €443 milioni (€547 milioni al 31 dicembre 2019).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €348 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2019).

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €995 milioni (€1.371 milioni al 31 dicembre 2019) sono possedute da società italiane per €977 milioni (€1.353 milioni al 31 dicembre 2019) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.



9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	184	153	243	360	192	173	456	454

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

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

stazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €254 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2019).

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.548	152	1.609	162	2.573	54	2.704	50
Passività da contratti con la clientela			1.298	394			1.669	456
Attività e passività relative ad altre imposte	450	181	1.124	26	766	223	1.411	63
Altre	688	920	841	1.295	633	594	1.362	1.042
	2.686	1.253	4.872	1.877	3.972	871	7.146	1.611

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €475 milioni, di cui €315 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€742 milioni al 31 dicembre 2019, di cui €557 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 longterm, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €53 milioni e oltre i 12 mesi per €651 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2019); l'incremento è motivato dalla riduzione della domanda gas per effetto della pandemia COVID-19 e da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €338 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €546 milioni (€1.228 milioni al 31 dicembre 2019) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali in particolare

l'avanzamento del progetto Zohr. Nel 2020 il decremento è dovuto alla compensazione con le fatture gas per la vendita della produzione equity considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €62 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2019) e alla quota a lungo termine per €393 milioni (€455 milioni al 31 dicembre 2019).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2019 sono indicati alla nota n. 28 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €516 milioni (€628 milioni al 31 dicembre 2019) e passività per Iva per €212 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €559 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività non correnti comprendono: (i) passività per ricavi e proventi anticipati per €323 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) 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 i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €65 milioni e oltre i 12 mesi per €372 milioni

85266/497

237

(€148 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) depositi cauzionali per €261 milioni (€265 al 31 dicembre 2019), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per

€228 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2019).

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

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appalto E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2020							
Valore iniziale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Investimenti	12	6	229	265	3.127	768	4.407
Capitalizzazione ammortamenti				4	100		104
Ammortamenti ^(*)	(55)	(5.642)	(508)				(6.205)
Riprese di valore	13	183	342		98	12	648
Svalutazioni	(82)	(1.551)	(972)		(567)	(582)	(3.754)
Radiazioni			(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
2019							
Valore iniziale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti ^(*)	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623

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

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €73 milioni (€93 milioni nel 2019) riferiti al settore Exploration & Production per €51 milioni (€71 milioni nel 2019). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,3% e il 2,2% (2,6% e 2,8% al 31 dicembre 2019).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.444 milioni (€6.889 milioni nel 2019) e comprendono bonus dell'ammontare di €57 milioni riferiti per €55 milioni all'acquisizione di riserve unproved in Algeria. Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.



SC

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
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	4 - 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. 14 - 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 €4.068 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 riduzione dei tassi di attualizzazione e 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 (€439 milioni).

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.690 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Egitto, Italia, Algeria, Iraq, Stati Uniti, Kazakhstan e Messico.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €296 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 Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.268 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €66 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.246	1.101	1.263
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	408	368	235
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(226)	(183)	(61)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(48)	(46)	(297)
Cessioni		(15)	(6)
Variazione dell'area di consolidamento			(58)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita			(24)
Differenze cambio da conversione	(112)	21	49
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.268	1.246	1.101

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

	2020		2019		2018	
	(€ 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	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- da 1 a 3 anni	250	11,0	171	6,4	87	2,9
- oltre 3 anni	861	19,3	890	26,4	903	24,2
	1.268	37,0	1.246	40,5	1.101	34,1
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	631	14,9	556	11,3	217	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	480	15,4	505	21,5	773	22,4
	1.260	37,0	1.246	40,5	1.101	34,1

85200/699

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€480 milioni) si riferiscono ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico (€151 milioni) per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono ad altre iniziative in corso nei principali

Paesi di presenza (Nigeria, Congo, Egitto ed Indonesia). 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
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
2019								
Valore iniziale	769	921	77	103	77	29	502	2.478
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	253	939	139	162	115	19	535	2.162

Gli unproved mineral interest comprendono €800 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) 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 €1.085 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. 27 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro. Tale verifica si basa sull'assunzione che la licenza esplorativa venga rinnovata o convertita in licenza di sviluppo alla scadenza del titolo attesa nel maggio 2021. Eni ha presentato istanza di rinnovo/conversione della licenza nel rispetto dei termini contrattuali. Considerata l'inerzia delle competenti Autorità nigeriane nei confronti della legittima richiesta Eni e l'approssimarsi della scadenza del titolo, nel mese di settembre 2020 Eni ha av-

vitato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.343 milioni e €18.226 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €358 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 2019) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €103 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2019).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

12 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
2020									
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 ^(*)	(232)	(189)	(252)	(57)	(2)	(118)	(22)	(56)	(928)
Svalutazioni				(21)	(15)			(11)	(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
2019									
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	5.656
Riclassifiche da attività materiali				30				16	46
Riclassifica ad attività destinate alla vendita								(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	3.294	346	569	492	7	720	43	218	5.639
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	684
Ammortamenti ^(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	(999)
Svalutazioni				(13)				(28)	(41)
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	85
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	(69)
Valore finale netto	3.153	313	497	460	6	707	32	181	5.349
Valore finale lordo	3.393	528	757	532	7	806	54	274	6.351
Fondo ammortamento e svalutazione	240	215	260	72	1	99	22	93	1.002

(*) 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 €3.274 milioni (€3.895 milioni al 31 dicembre 2019) 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 i 9 e 16 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 €788 milioni (€831 milioni al 31 dicembre 2019) 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 del car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €526 milioni (€574 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

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 €1,7 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 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto dal valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (iii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG, sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%), per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono rilevati 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 di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €148 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €48 milioni.