

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Utile netto - continuing operations		3.586	4.166	(580)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		1.482	2.016	(534)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.996)	29	(2.025)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.495)	(6.291)	3.796
Variazione del capitale di esercizio		(52)	765	(817)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.756	5.938	(3.182)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		3.281	6.623	(3.342)
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa		3.281	6.623	(3.342)
Investimenti tecnici		(773)	(846)	73
Investimenti in partecipazioni		(2.586)	(8.299)	5.713
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		(1.139)	3.820	(4.959)
Dismissioni		3.108	2.214	894
Altre variazioni relative all'attività di investimento		382	(507)	889
Free cash flow		2.273	3.005	(732)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		3.557	(2.362)	5.919
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.319)	2.683	(4.002)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.880)	(2.881)	1
Effetto delle fusioni			6	(6)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		1.631	451	1.180
Free cash flow		2.273	3.005	(732)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.880)	(2.881)	1
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)		(117)	(605)	488
Debiti e crediti finanziari società disinvestite ^(b)		265		265
Variazioni dell'indebitamento per effetto delle fusioni			51	(51)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(459)	(430)	(29)

(a) La voce, nel 2016, accoglieva gli effetti della rinuncia ai crediti finanziari non strumentali all'attività operativa verso Versalis SpA nell'ambito dell'operazione complessiva di ricapitalizzazione della società.

(b) La voce accoglie gli effetti della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		361	489	(128)
Gas & Power		11	28	(17)
Refining & Marketing		369	308	61
Corporate		32	21	11
Investimenti tecnici		773	846	(73)

(2) Si rinvia al Commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
	(€ milioni)				
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.178		8.046
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.297		1.172
Attività immateriali			195		1.205
Partecipazioni			42.337		40.009
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			5.090		3.163
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	258		1.735	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 19)	4.832		1.428	
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(156)		220
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 21)	3		387	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(159)		(167)	
Totale Capitale immobilizzato			55.941		53.815
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.389		1.277
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		5.111		6.813
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(5.254)		(5.333)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			698		817
- passività per imposte sul reddito correnti		(64)		(4)	
- passività per altre imposte correnti		(809)		(887)	
- attività per imposte sul reddito correnti		59		92	
- attività per altre imposte correnti		267		346	
- attività per imposte anticipate		1.152		1.185	
- altre attività non correnti	(vedi nota 21)	80		80	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	265		101	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(229)		(73)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(23)		(23)	
Fondi per rischi ed oneri			(3.781)		(4.054)
Altre attività (passività) di esercizio:			(711)		(959)
- altri crediti	(vedi nota 9)	510		596	
- altre attività (correnti)		693		1.011	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 21)	399		618	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(583)		(636)	
- altre passività (correnti)		(872)		(1.205)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(858)		(1.343)	
Totale Capitale di esercizio netto			(2.548)		(1.439)
Fondi per benefici ai dipendenti			(353)		(391)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(vedi nota 33)		2		4
CAPITALE INVESTITO NETTO			53.042		51.989
Patrimonio netto			42.529		41.935
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.962		
- passività finanziarie a lungo termine		18.843		19.554	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.973		3.014	
- passività finanziarie a breve termine		4.146		4.159	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.214		4.583	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	2.442		6.028	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.793		6.062	
Totale Indebitamento finanziario netto			10.513		10.054
COPERTURE			53.042		51.989

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile netto - continuing operations		3.586		4.166
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.482		2.016
- ammortamenti	727		815	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	111		443	
- radiazioni	5		209	
- effetto valutazione partecipazioni	367		374	
- differenze cambio da allineamento	(26)		(64)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	256		223	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	42		16	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(1.996)		29
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.495)		(6.291)
- dividendi	(3.061)		(6.486)	
- interessi attivi	(204)		(161)	
- interessi passivi	599		588	
- imposte sul reddito	171		(232)	
Variazione del capitale di esercizio		(52)		765
- rimanenze	(238)		(66)	
- crediti commerciali	241		1.353	
- debiti commerciali	335		93	
- fondi per rischi ed oneri	(195)		(30)	
- altre attività e passività	(195)		(585)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.756		5.938
- dividendi incassati	3.076		6.458	
- interessi incassati	201		165	
- interessi pagati	(576)		(692)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	55		7	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		3.281		6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa		3.281		6.623
Investimenti tecnici:		(773)		(846)
- immobilizzazioni materiali	(738)		(788)	
- immobilizzazioni immateriali	(35)		(58)	
Investimenti in partecipazioni		(2.586)		(8.299)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		(1.140)		3.820
- crediti finanziari strumentali	(1.140)		3.820	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute				
Variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale				(507)
Titoli strumentali all'attività operativa		1		
Dismissioni:		3.108		2.214
- immobilizzazioni materiali	14		5	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	1.033		2.209	
- altre attività destinate alla vendita				
- Imprese consolidate e rami d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.362			
- imposte pagate su dismissioni	(301)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		382		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	382			
Free cash flow		2.273		3.005
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		3.557		(2.362)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556		(1.105)	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	1		(1.257)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(1.319)		2.683
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(1.345)		2.135	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	26		548	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(2.880)		(2.881)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)		(2.881)	
Effetto delle fusioni				6
Flusso di cassa netto di periodo		1.631		451

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL&GAS

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 il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa in caso di aumento dei 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 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). Sulla base del portafoglio corrente di asset oil&gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2018 di 60\$/bl, per ogni variazione di +/- 1 \$/bl l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

La ripresa del prezzo del petrolio avviata dalla seconda metà del 2017 si è rafforzata nella parte finale dell'anno e nello scorcio iniziale del 2018, con le quotazioni del riferimento Brent che hanno raggiunto quota 70\$/bl, il valore massimo da tre anni a questa parte. La quotazione media Brent del 2017 è stata di circa 54 \$/bl con un incremento del 24% rispetto al 2016, scontando la fase di debolezza della primavera 2017. Il mercato petrolifero è stato sostenuto dal migliore equilibrio nei fondamentali per effetto della buona dinamica della domanda (cresciuta nel 2017 di circa 1,5-1,7 milioni barili/giorno) trainata dalla ripresa globale e dal contenimento dell'offerta che hanno determinato la progressiva normalizzazione dei livelli delle scorte globali di greggio. Sul lato offerta hanno influito la piena regimazione dei tagli produttivi adottati dall'OPEC e da altri dieci Paesi produttori (in primis la Russia) pari a circa 1,8 milioni barili/giorno, l'elevato livello di compliance alle quote produttive e, in prospettiva, l'accordo di fine novembre di prorogare i tagli per tutto il 2018 rispetto alla scadenza inizialmente concordata di marzo. Altri fattori a sostegno dei prezzi sono stati il riaffacciarsi delle tensioni geopolitiche nell'area del Golfo e l'ir-

rigidimento dei rapporti USA-Iran, nonché il declino produttivo del Venezuela alle prese con la crisi politica e finanziaria interna. Le statistiche sulla ripresa dell'attività del tight-oil USA puntano a una ripresa dell'attività.

Guardando al medio-lungo termine, il management prevede uno scenario mid-cycle con un prezzo di lungo termine di \$72 in termini reali 2021 (crescita nominale del 2% corrispondente alla previsione Eni del tasso di inflazione di lungo termine dei Paesi OCSE) sulla base dell'analisi dei fondamentali del settore, considerando la moderata ma costante crescita della domanda energetica globale e il probabile deficit produttivo che si verrà a creare nel medio termine a causa dei massicci tagli agli investimenti fatti dalle compagnie petrolifere internazionali in risposta alla contrazione dei cash flow durante il downturn. Tuttavia valutati i rischi e le incertezze di tali scenari globali, relativi in particolare alla posizione dell'OPEC, al riaffiorare del rischio geopolitico, alla circostanza che i mercati futuri del prezzo del greggio rimangono in backwardation, all'evoluzione dei costi marginali e dei rendimenti per rig delle produzioni unconventional USA e all'andamento macroeconomico globale, la direzione aziendale conferma un approccio prudenziale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa "capital discipline". Per il quadriennio 2018-2021 Eni prevede un programma d'investimenti di €31,6 miliardi, in marginale aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2018, Eni prevede un livello di spending di circa €7,7 miliardi, in linea con il 2017. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'idrocarburi pari a circa il 3,5% in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management ha fatto leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Tali azioni, unitamente alla ristrutturazione dei business mid e downstream e al ridimensionamento dei costi corporate, hanno l'obiettivo di ridurre il livello di prezzo del Brent al quale la Compagnia consegue la cash neutrality, cioè la copertura dei fabbisogni per investimenti e il pagamento del dividendo attraverso il cash flow operativo, stimata a circa 57 \$/bl per il 2017 e proiettata in media a circa 55 \$/bl nel prossimo quadriennio. L'attività oil&gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve d'idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente i nostri investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial pa-

per coprire eventuali deficit. Nonostante la riduzione del livello di Brent, che consente l'autofinanziamento degli investimenti (per il 2017 pari a circa 43 \$/bl), il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi politici; e (v) l'efficiente gestione del circolante.

Nel caso in cui il nostro 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. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti. Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Sulla base di tali considerazioni, un'evoluzione negativa dello scenario o una riduzione strutturale del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni. Inoltre, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura 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 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. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

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. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2017 minori entitlement di produzione rispetto al 2016, pari a circa 20 mila boe/giorno, o 2.000 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio.

Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati del business varia in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2017 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. 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 e l'approvvigionamento di gas.

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; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Il Venezuela, sta attraversando una fase di esposizione a questo rischio.

L'attività Eni nel Paese è concentrata in due grandi progetti: il giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e dal campo a olio pesante onshore PetroJunin, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta". Eni ha investito circa €1,5 miliardi nelle due iniziative petrolifere ai quali si aggiungono crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas

del giacimento Perla pari a circa €500 milioni, posseduti sia dalla venture sia dalle controllate Eni in Venezuela. Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica e delle statistiche ufficiali relative alla storia recente delle crisi finanziarie di Stati sovrani. Sulla base degli esiti rilevati e considerata la strategia e l'essenzialità delle forniture erogate da Eni, ai fini della determinazione del valore recuperabile delle suddette attività, il management ha effettuato un apprezzamento del rischio prevedendo una dilazione dei tempi di incasso; inoltre, in considerazione del deterioramento del contesto operativo Paese e dei rischi finanziari di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate di Perla alla categoria unproved (315 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa SEC.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario. L'esposizione Eni verso il Paese comprende un ammontare significativo di crediti in sofferenza (circa \$1 miliardo) relativi alla quota di costi progressi di competenza della società petrolifera di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Tale esposizione è oggetto di un piano di rimborso "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato derivante da iniziative di sviluppo incrementali "rig-less" a ridotto rischio minerario. Conseguentemente, i crediti sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso di rimborsi futuri. Considerato che la società di Stato ha pagato regolarmente le chiamate fondi per gli anni 2016 e 2017 nei progetti operati da Eni, è stata confermata la recuperabilità dei crediti relativi a esercizi progressi. Gli altri crediti in sofferenza sono stati rettificati per riflettere i limitati progressi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2017 (€258 milioni).

È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi non migliori.

Infine, per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione alla regimazione del progetto gas supergianti di Zohr in fase di ramp-up. Il grado di solvibilità delle società petrolifere di Stato partner di Eni nei progetti minerari in Egitto è in progressivo miglioramento, come evidenziato dall'azzeramento dei crediti commerciali scaduti, dovuti da tali partner per le forniture di idrocarburi equity di Eni e dal sostegno finanziario al progetto Zohr sotto forma di anticipi commerciali a valere sulle forniture future di Eni. Tuttavia Eni continuerà a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerando che una parte significativa delle revenue associate alla commercializzazione del gas equity di Zohr deriverà da forniture alle Compagnie di Stato.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba" all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, che causarono l'interruzione per quasi un anno delle attività petrolifere Eni nel Paese con ricadute materia-

li sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile che ha comportato frequenti perdite di produzione per Eni. Da circa un paio d'anni le attività petrolifere Eni nel Paese marciano con una certa regolarità ed in linea con i piani aziendali con episodi di disruption sempre più rari, benché non del tutto assenti. Nel 2017 la produzione equity Eni è stata di 384 mila boe/giorno, il livello più elevato registrato storicamente da Eni nel Paese. Nonostante i recenti sviluppi positivi, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta oltre il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine.

Altro Paese, dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva. Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra 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 2018-2021 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 interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

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 71 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 imprevedibile, 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.

SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla crisi Russia, Ucraina e Venezuela.

Per quanto riguarda il primo, le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing

le proprie attività. È possibile, a tale riguardo, che il recente insprimento, lo scorso agosto 2017, delle sanzioni statunitensi ad opera del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (in breve "CAATSA") possa determinare la perdita di opportunità di business in area upstream, così come il probabile rallentamento o congelamento dell'avanzamento di alcuni progetti di esplorazione già avviati in territorio russo.

Per quanto riguarda il Venezuela, sono state pubblicate di recente, sia sanzioni USA sia UE. In particolare, le sanzioni USA sono orientate, principalmente, a colpire le fonti di finanziamento per il governo venezuelano, PDVSA o soggetti dagli stessi controllati, tramite, tra l'altro, il divieto di compiere transazioni relative a "new equity" e "new debt" superiori a determinate scadenze. Tali sanzioni hanno effetti diretti limitati su Eni che tuttavia ne risente l'effetto che determinano nel deterioramento della situazione finanziaria del Paese.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente 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 riserve. Nel caso in cui Eni non conseguiva un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

L'attività upstream è esposta per sua natura ai rischi operativi di eventi dannosi con potenziale impatto a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché dei beni di proprietà della società. Considerata l'instabilità degli idrocarburi e la complessità delle operazioni di giacimento, Eni è esposta al rischio di incidenti quali fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi di gravità tale da poter causare potenzialmente perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento e altre ricadute e conseguentemente 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 (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi).

Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni nell'offshore profondo e ultra profondo (deep offshore), per la ricerca e sfruttamento di idrocarburi liquidi per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale

in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio, il Mar Nero e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo d'idrocarburi.

Nel 2017 Eni ha derivato circa il 53% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti. Il processo di sviluppo successivo alla scoperta si estende in genere per un periodo di vari anni, che comprende la verifica della fattibilità economico-tecnica del progetto, la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, l'ottenimento dei finanziamenti, la fase di ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi con ricadute significative sulla redditività complessiva.

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre quasi sempre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti 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 e produzione. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili (ad esempio Artico, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri), dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative, mentre la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale può comportare la dilatazione dei tempi di sviluppo e un corrispondente aumento dei costi. 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 fasatura dei progetti di sviluppo, 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 per quanto possibile il rischio di blow-out. Nell'ottica di aumentare ulteriormente il controllo su tali attività,

da quest'anno è stato ridefinito il metodo per la classificazione dei pozzi complessi, attraverso la nuova definizione di un nuovo indicatore di rischio (detta WCER- Well Complexity & Economic Risk), che si applica ai pozzi operati e non operati, basato sulla complessità tecnica dei pozzi e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. La Società presidia in modo rigoroso le analisi del rischio geologico, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi complessi, operati e non operati, con elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle tecnologie e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusa 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.

La Società esercita inoltre, sulle attività non operate, un puntuale controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità.

Questo rischio è in parte mitigato dalla qualità del portafoglio operativo Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi (elevata pressione/temperatura). In particolare Eni prevede un'incidenza del 26% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio.

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. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 42% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,4 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre ulteriormente il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti, gas, GNL e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche catastrofiche quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture, rilascio di contaminanti, 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 sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, di operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, spegnimento di incendi occorsi a raffinerie e complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore

petrolifero sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando 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 voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. 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. L'accadimento di incidenti e altri eventi dannosi sopra descritti potrebbe assumere proporzioni anche catastrofiche, ed avere impatti potenzialmente rilevanti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o 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. In tale ambito si registra l'interruzione dell'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA"), protrattasi per un intero trimestre (18 aprile-18 luglio), che è stata disposta da un provvedimento amministrativo dell'Ente territoriale Regione Basilicata motivato dal rinvenimento di tracce di idrocarburi nelle aree antistanti il COVA. Nonostante la tempestività e l'efficacia delle misure di MISE – Messa In Sicurezza di Emergenza – attuate da Eni, la fermata del COVA ha avuto un impatto non trascurabile sui risultati 2017 di Eni; ulteriori provvedimenti relativi a parti del processo produttivo (water reinjection) hanno rallentato ulteriormente la produzione.

L'interruzione dell'attività è avvenuta anche per la piattaforma Goliat nel Mare di Barents. La Petroleum Safety Authority (Psa) norvegese, il 6 ottobre ha ordinato uno stop della produzione del giacimento, che ha registrato una serie di incidenti legati a difetti dei motori elettrici. Successivamente la Psa ha richiesto di presentare un piano dettagliato sulla gestione del risk management e delle riparazioni del giacimento Goliat.

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; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinan-

ti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali.

In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro 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. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. 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 subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività addizionali in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio.

Syndial, preposta da Eni al presidio di tali tematiche, ne dà attuazione anche attraverso lo sviluppo di tecniche proprietarie e di un approccio sostenibile alla bonifica.

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 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 nuova 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 una ade-

guata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

A livello internazionale, dopo l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi e del successivo inizio del dibattito in Europa del cosiddetto "Clean Energy Package for all Europeans" a fine 2016, si sono susseguiti i dibattiti in seno alla Commissione UE sugli emendamenti alle normative in vigore per convergere all'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 °C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

In tema di energia e ambiente, come detto, vi è stato un lungo ed articolato dibattito sul pacchetto legislativo "Energia Pulita per tutti gli Europei". Questo pacchetto mirato a dare impulso alla trasformazione del mercato europeo dell'energia verso l'energia pulita modernizzando l'economia europea, si articola su 4 ambiti (mercato elettrico, fonti rinnovabili, efficienza energetica, governance). Il pacchetto presenta tra le proposte legislative: la proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica e la proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

L'accordo in commissione è stato trovato solo a fine anno (seduta del 18 dicembre del consiglio UE) su tutti gli ambiti. Le proposte sono state portate al voto nella successiva sessione plenaria del Parlamento Europeo del 17/01/2018. L'iter dovrà poi concludersi con il voto in Consiglio.

Per la direttiva sull'efficienza energetica la proposta prevede l'obiettivo vincolante di risparmio energetico al 2030 che salga al valore minimo di 35% a livello europeo ma senza target nazionali vincolanti. In linea con l'attuale quadro gli stati membri dovrebbero conseguire un risparmio addizionale annuale pari a 1,5%. Ciò ridimensiona l'iniziale proposta della Commissione di un valore pari al 40%.

La proposta di revisione della direttiva sulle energie rinnovabili prevedrebbe un valore obiettivo al 2030 del 35% di quota nel mix energetico per gli usi finali (35% nella proposta del Parlamento Europeo; 27% nella proposta del Consiglio) e un obiettivo nel settore dei trasporti (12% nella proposta del Parlamento Europeo; 14% nella proposta del Consiglio). In ambito biocarburanti sarebbe previsto un limite massimo per quelli di prima generazione, che nelle varie proposte in discussione potrebbe mantenersi al 7% nei trasporti, ovvero prevedere una traiettoria di riduzione, ovvero richiedere di mantenere i livelli del 2017.

Nella proposta del Parlamento Europeo (votazione del 17 gennaio 2018) è stata inserita anche una limitazione sull'utilizzo dell'olio di palma dal 2021, mentre tale limitazione non compare nella proposta del Consiglio né in quella della Commissione Europea. Consiglio, Parlamento e Commissione saranno chiamate a trovare una posizione di compromesso. Per i biofuel di seconda generazione gli obiettivi sarebbero del 1,5% al 2021 e del 10% al 2030.

Questi obiettivi, una volta definiti, dovranno essere armonizzati con quanto già varato a livello italiano dalla SEN a novembre 2017.

La strategia infatti prevede che le rinnovabili entro il 2030 raggiungano una quota pari al 28% dei consumi di cui il 55% fonti rinnovabili elettriche, 30% termiche e 21% nei trasporti.

Eni, già dal 2015 è impegnata nella produzione di biocarburanti. Nell'ambito della riconversione in bioraffinerie degli impianti di Marghera e Gela (il cui avvio è previsto nel 2018), ha impiegato la tecnologia Ecofining di proprietà Eni che assicura una flessibilità nella gestione dei feedstock in ingresso ed è già orientata alla produzione di biocarburanti di seconda generazione (es. UCO).

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2017 [The Global Risk Report 2018], il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. 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. 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. 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 migliorare la gestione dell'acqua. A questo proposito prosegue l'impegno di Eni in progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Sebbene solo il 5% dei prelievi di acqua dolce in Eni si collochino in aree a stress idrico, i prelievi di UPS sono localizzati per oltre il 50% (per il 78% secondo la classificazione FAO) in Paesi a stress idrico, rendendo elevata l'esposizione del business al rischio idrico, come peraltro rilevato dall'analisi del CDP(2016). 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. Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione delle acque di strato non reiniettabili presso il COVA di Viggiano, attualmente esitate su autobotte, ricercando soluzioni volte al recupero/riutilizzo in un'ottica di economia circolare ed uso efficiente delle risorse.

Dal 1° gennaio 2017 entrano 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 alla fine del 2016 hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle nuove BAT (Best Available Techniques) di settore per tutte le raffinerie italiane.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto MATTM n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie

finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

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. Sempre nell'ambito della direttiva sulle emissioni industriali (IED - 2010/75/UE), dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi per i grandi impianti di combustione e a tale riguardo le raffinerie Eni hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA avviati a dicembre del 2016 e tuttora in corso per recepire i requisiti delle BAT di settore pubblicate a ottobre 2014 (DEC 738/2014/UE).

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, 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.

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, 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 gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. 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).

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

Alla fine del 2017 le istituzioni comunitarie sono convenute a un accordo sulle proposte di direttiva incluse nel Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea. Queste, una volta approvate, effettueranno 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.

Nel 2016 l'UE 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 dovrà 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.

Nel 2017 la Commissione Europea ha avviato la procedura di infrazione contro l'Italia per la violazione della Direttiva 2008/50/CE che fissa dei valori limite di qualità dell'aria.

In risposta il Mattm ha aggiornato i metodi di riferimento per la misurazione di taluni inquinanti implementando il D.Lgs.155/2010 sulla qualità dell'aria in recepimento della Direttiva 2015/1480/UE. Il DM 26 gennaio 2017 in vigore dal 9 febbraio aggiorna gli allegati tecnici del D.Lgs.155/2010 recependo le indicazioni europee. In particolare viene completamente sostituito l'allegato VI al D.Lgs.155/2010 aggiornando i metodi di riferimento per la misurazione di alcuni inquinanti, con speciale attenzione al particolato. Inoltre nel 2017 il Mattm e le regioni padane hanno sottoscritto il Nuovo Accordo di bacino padano per l'attuazione di misure congiunte per il miglioramento della qualità dell'aria (in vigore dal 1° ottobre 2017).

Il Parlamento UE 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 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 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'impatto di tale adeguamento comporterà 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 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 della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo (upstream); e (v) audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). Nel settore della sicurezza di processo e sull'asset integrity, oltre che attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati, Eni ha sviluppato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali in corso di implementazione presso le aree operative. La nuova Norma ISO 14001:2015 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.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business 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. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi

Eni che supporta le unità di business e le società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Nel 2017 la Commissione Europea ha allineato il regolamento EMAS (il regolamento 1221/2009/CE) alla nuova edizione della Norma ISO 14001. Il nuovo regolamento EMAS (2017/1505/UE) è entrato in vigore il 18 settembre 2017. Inoltre, con la decisione 2017/2285 la Commissione UE ha adottato la modifica delle Linee Guida per l'utente che illustrano le misure necessarie per aderire a EMAS.

Eni è impegnata quotidianamente nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia all'estero sia in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti e dove si riportano gli spill operativi. 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 IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety) e BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Anche in Italia si registrano effrazioni sulla rete downstream che, in aumento a partire dall'autunno 2013, hanno raggiunto il picco nel 2015 e sono state progressivamente contrastate attraverso l'installazione a tappeto del dispositivo proprietario eVPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). In tal senso sono stati sperimentati positivamente, sistemi che permettono il monitoraggio da remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni"). In fase di ricerca sulle stesse tematiche è anche l'applicazione di tecnologie di videosorveglianza evoluta. È prevista inoltre l'evoluzione del sistema eVPMS (progetto eVPMS-TIP) al fine di rilevare le vibrazioni da scavo nel terreno e conseguentemente riuscire ad intervenire preventivamente all'effrazione del tubo.

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 \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A quest'ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio

di time charter e di \$1 miliardo delle 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 di portafoglio.

A seguito dell'incidente di Macondo, verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni partecipa attivamente al Joint Industry Project, promossi da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies (rinnovato impegno con il GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative). 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; ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua, in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono deboli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale, e della modesta dinamica della domanda, penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche, in particolare dallo sviluppo delle rinnovabili e dall'economicità del carbone, in un quadro di incertezza istituzionale a livello EU sul tema del ruolo del gas nel mix energetico complessivo. Tra il 2018 e il 2021 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. L'aumento dei consumi nel settore termoelettrico, calmierato dalla crescita delle rinnovabili, sarà compensato da una riduzione dei consumi nei settori finali, a causa degli interventi di efficienza energetica prevalentemente concentrata nel segmento civile.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term che prevedono clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2017, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente correlato per circa il 90% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti

ti formule oil-linked, riducendo il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio, il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e il permanere di offerta abbondante, determinerà una notevole pressione competitiva. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario 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 ridurre i vincoli di prelievo.

L'esito delle rinegozziazioni 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 rinegozziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

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 rinegozziazione 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. Grazie agli esiti delle rinegozziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo

patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,2 miliardi alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

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

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), 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 (cosiddetto "servizio di tutela").

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.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 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 parimenti con la Delibera 447/2013/R/GAS, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegozziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine" [APR - ammontare pro-rinegozziazione], che ha esplicitato i suoi effetti sui tre anni termici 2014/2016.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata fino al 30 settembre 2018, mentre un fattore di rischio è relativo al possibile 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» ha infatti fissato per il 1° luglio 2019 la fine del regime di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas. La legge 124/17 prevede un periodo di sei mesi di monitoraggio e implementazione regolatoria per verificare e garantire le pre-condizioni di liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità. L'obiettivo è 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 - sulla base degli atti implementativi a cura di ARERA – è previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA. Sulla base delle risultanze del citato monitoraggio ed adeguamento regolatorio, la legge rinvia la definizione delle modalità di gestione della fine della tutela ad un decreto successivo del Ministro dello Sviluppo Economico. Nell'ambito delle tariffe di trasporto gas, sono in corso sviluppi della regolazione in Italia,

dal momento che l'Autorità di regolazione ha avviato nel 2017 un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori.

Sono allo studio i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023): tuttavia, gli impatti per Eni di tale evoluzione andranno considerati alla luce del fatto che, dopo il 2019, vengano meno gli attuali contratti pluriennali ship-or-pay sulle capacità di entry nel sistema nazionale e che, per effetto di un recente provvedimento dell'Autorità di regolazione, è già in essere la possibilità, a decorrere dall'anno termico 2017-2018, di differire nel tempo, entro i tre anni successivi alla scadenza contrattuale, l'utilizzo delle capacità di trasporto pluriennali contrattualizzate in corrispondenza degli stessi punti di entry (c.d. "reshuffling"), con effetti economici positivi sulle capacità solo parzialmente utilizzate.

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 stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (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 CLIMATICO

La crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema del cambiamento climatico, potrebbe generare per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. A breve-medio termine il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerati dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico. Il rischio di lungo termine è la possibilità che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo. Inoltre vi sono rischi

fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico. Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

In aggiunta a quelli esistenti, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) potrebbe avere una ricaduta negativa sul consumo potenziale di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio¹, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale regolamentazione. Attualmente circa il 50% delle emissioni dirette GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme europeo che prevede a carico dell'impresa l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria. Nel 2017 Eni ha sostenuto i costi di acquisto dei permessi di emissione relativi a circa 11 milioni di tonnellate di CO₂. In alcuni ambiti operativi l'Azienda è soggetta a veri e propri meccanismi di carbon pricing (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongano alle imprese di dotarsi di sistemi di controllo, monitoraggio e riduzione delle emissioni con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di valorizzazione del flaring gas, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Cambiamento Climatico" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" [DNF].

L'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) potrebbero determinare nel lungo termine il declino della domanda globale di idrocarburi e della produzione. Inoltre breakthrough tecnologici nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV - electric vehicles) potrebbero comportare lo spiazzamento degli idrocarburi. Poiché il business Eni dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, nello scenario in cui le leggi esistenti o

[1] Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono il 13% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2017 la % sale al 23.

quelle future in materia di riduzione delle emissioni, breakthrough tecnologici nel settore delle rinnovabili o adozione di massa degli EV determinassero la contrazione della domanda petrolifera, si potrebbero verificare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento del titolo.

Il rischio fisico è legato al verificarsi di fenomeni meteorologici estremi quali uragani, inondazioni, monsoni, siccità, innalzamento del livello dei mari, la cui crescente frequenza e intensità sono correlate da parte della comunità scientifica al fenomeno del global warming. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni meteorologici estremi prolungati nel tempo, potrebbero causare il rischio sistemico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. In funzione della localizzazione geografica, eventi meteorologici 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.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione da parte delle istituzioni e dalla comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico. Questo potrebbe comportare una minore attrattività delle azioni Eni, in particolare da parte dei fondi e degli investitori che valutano il profilo di rischio ESG nelle loro decisioni di investimento.

Il business upstream è l'elemento principale di creazione di valore delle compagnie petrolifere; tuttavia rappresenta la fonte più significativa di emissioni GHG, che possono insorgere a causa di:

- attività di perforazione;
- gas flaring o venting;
- fuggitive e perdite di metano;
- perdite nella liquefazione;
- modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti);
- complessità della produzione;
- complessità dei processi.

Gli altri business Eni, concentrati principalmente in Europa, fanno parte del sistema ETS europeo. Il business R&M ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili. Le altre raffinerie Eni hanno un valore di libro marginale rispetto al totale dell'attivo fisso di Eni e sostengono correntemente costi elevati per il controllo e la riduzione delle emissioni. È prevedibile che uno scenario low carbon possa sostenere la redditività dei biocarburanti; tuttavia il management dovrà considerare l'evoluzione delle normative in materia, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), che definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per produrre biocarburanti, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare. Ciò potrebbe comportare il phase-out dell'olio di palma, che ad oggi alimenta le bioraffinerie

Eni, con la necessità di sostenere eventuali costi di adeguamento impiantistico.

Analoghe considerazioni 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 feedstock vegetali.

L'auspicato processo di sostituzione del carbone con il gas naturale nella produzione di energia elettrica dovrebbe infine sostenere la redditività del settore G&P di Eni grazie all'ampia disponibilità di gas e GNL assicurati dai contratti di approvvigionamento long-term e dalle produzioni equity provenienti dai grandi long-life projects E&P in Mozambico e in Egitto, nonché alla significativa presenza nel settore della generazione di energia elettrica da gas.

La strategia di risposta Eni ai rischi connessi al climate change è articolata su tre linee d'azione:

- aumentare l'incidenza delle riserve gas sul totale delle riserve d'idrocarburi in portafoglio;
- miglioramento continuo dell'efficienza energetica nelle operazioni e riduzione delle emissioni dirette di GHG;
- sviluppo per linee organiche e in sinergia con gli asset esistenti del business delle rinnovabili.

Tale strategia è stata disegnata dal Consiglio di Amministrazione della Società. Per maggiori informazioni sulla strategia Eni di adattamento allo scenario low carbon, dei processi interni di governance e risk management nonché le assunzioni di scenario si rinvia al capitolo dedicato all'interno della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (pag. 106).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e la sua capacità di adattamento al futuro scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi della compliance, il rischio di riserve "stranded"², nonché cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portfolio di asset e di nuovi investimenti oil&gas di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni e alle condizioni fisiche di conduzione delle operations.

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 (v. di seguito). Tale analisi di sensitività è eseguita sia in sede di FID sia in sede di monitoraggio dei progetti. L'analisi condotta a fine 2017 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS in quanto elaborato con la finalità di fornire un benchmark ai fini della misurazione del progresso verso un futuro energetico più sostenibile. Per la prima volta tale scenario integra tre dei Sustainable Developments Goals: la lotta al cambiamento cli-

[2] Stranded reserves: riserve con elevato break-even o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

104 COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI | FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

matico, il conseguimento dell'accesso universale all'energia e il miglioramento della qualità dell'aria. Lo scenario IEA SDS disegna un percorso di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi di Parigi e che riguarda il conseguimento dell'accesso universale all'energia nel 2030 e una forte riduzione dei decessi prematuri da inquinamento atmosferico entro il 2040.

Nello scenario IEA SDS, che prevede che la domanda di petrolio raggiunga un picco intorno al 2020, il prezzo del petrolio ha un trend sostanzialmente allineato a quello dello scenario Eni, mentre i prezzi del gas sono superiori di oltre il 15% rispetto allo scenario 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, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS la tenuta del valore di libro di tutte le CGU del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione dell'ordine del 4% del fair value degli asset oil&gas dovuta all'effetto del costo della CO₂.

Per ridurre il rischio di revisioni negative della resource base alla categoria stranded, Eni ha progressivamente ridotto il break-even dei progetti oil&gas attraverso l'ottimizzazione del portafoglio assets con forte incidenza del gas convenzionale, l'esplorazione near field e il miglioramento dell'efficienza nello sviluppo. Per maggiori informazioni v. la sezione "Scenario e Strategia".