

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

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

Over/Under lifting - Appositi accordi regolano i diritti di ogni partner di ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto, determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

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

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

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

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

Ricerca esplorativa - Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei disponibili,

potranno ragionevolmente essere prodotte nelle condizioni esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui realizzazione l'impresa ha già definito un programma di sviluppo.

Riserve possibili - Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, o che presentano un grado di economicità inferiore.

Riserve probabili - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere, ragionevolmente, recuperate.

Riserve recuperabili - Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del grado di incertezza insito in ogni categoria.

Risorse Contingent - Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*.

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

Stirenici - Sono materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso le più svariate tecnologie di trasformazione.

Stoccaggio di modulazione - Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario - Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico - Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo - Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap - Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi

operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Tasso di rimpiazzo delle riserve - Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve trovate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso acquisizioni. Un valore superiore al 100 per cento indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. L'indice viene generalmente mediato su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset *upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equità* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento.

Take-or-pay - Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, sulla base della 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, con la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

TSO (transmission system operators for electricity) rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica.

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

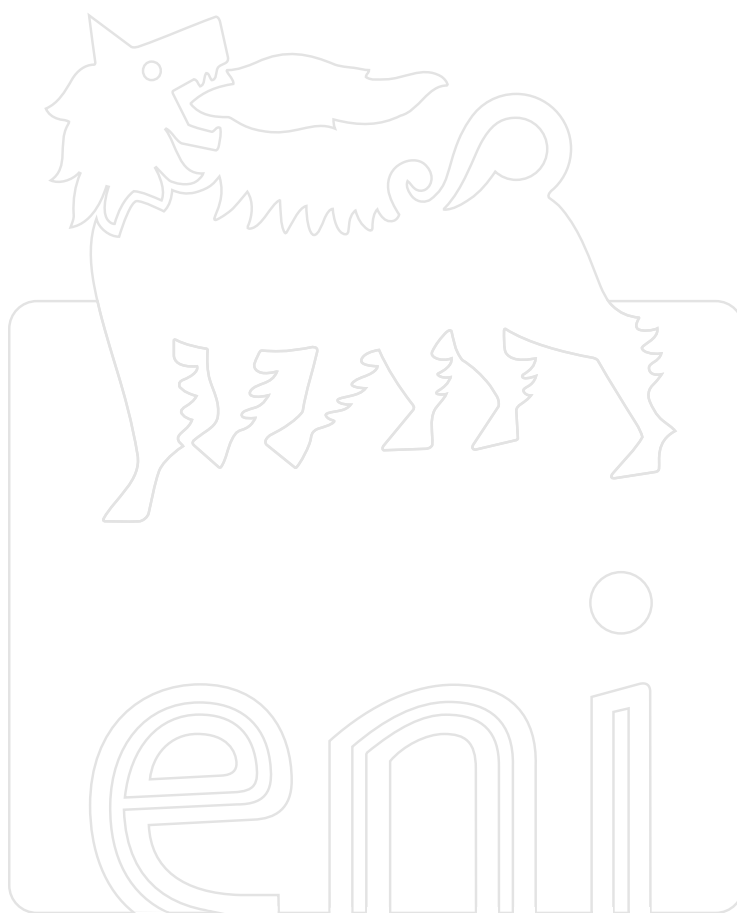
Vita media residua delle riserve - Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Volatile organic compound (VOC) – Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, e terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi.

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

PAGINA BIANCA

Relazione Finanziaria Annuale 2015



Relazione Finanziaria Annuale 2015

03	Relazione sulla gestione
117	Bilancio consolidato
239	Bilancio di esercizio
321	Allegati

Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

La presenza Eni nel mondo

	E&P	G&P	R&M
Europa			
Austria		•	•
Belgio		•	
Cipro	•		
Croazia	•		
Francia		•	•
Germania		•	•
Grecia		•	
Groenlandia	•		
Irlanda	•		
Italia	•	•	•
Lussemburgo		•	
Norvegia	•		
Paesi Bassi		•	•
Portogallo	•		
Regno Unito	•	•	•
Repubblica Ceca			•
Repubblica Slovacca			•
Romania			•
Slovenia		•	•
Spagna		•	•
Svizzera		•	•
Turchia		•	
Ucraina	•		
Ungheria		•	•
Africa			
Algeria	•		
Angola	•		
Congo	•		
Costa d'Avorio	•		
Egitto	•	•	
Gabon	•		•
Ghana			•
Kenia	•		
Liberia	•		
Libia	•	•	
Mozambico	•		
Nigeria	•		
Sudafrica	•		
Tunisia	•	•	•
Asia e Oceania			
Arabia Saudita			•
Australia	•		
Cina	•		•
Corea del Sud		•	
Emirati Arabi Uniti		•	
Giappone		•	
India	•	•	
Indonesia	•		
Iraq	•		
Kazakhstan	•		
Kuwait		•	
Malesia		•	
Myanmar	•		
Oman		•	
Pakistan	•		
Russia	•	•	•
Singapore		•	•
Taiwan		•	
Timor Leste	•		
Turkmenistan	•		
Vietnam	•		
America			
Argentina	•	•	
Canada	•		
Ecuador	•		•
Messico	•		
Stati Uniti	•	•	•
Trinidad & Tobago	•		
Venezuela	•		•



Attività di Eni

La solidità del portafoglio di asset petroliferi convenzionali e a costi competitivi nonché della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata garantiscono l'elevata redditività del business upstream Eni.

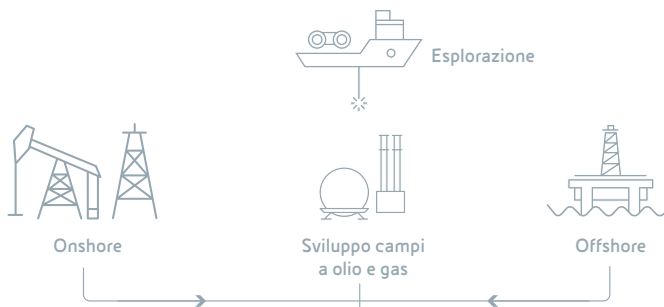
La forte presenza nel mercato del gas e del GNL e le competenze commerciali consentono di cogliere sinergie e di perseguire opportunità e progetti congiunti nella catena del valore degli idrocarburi.

Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, per i nostri stakeholders, nel rispetto dei Paesi in cui opera e delle persone che lavorano in e con Eni.

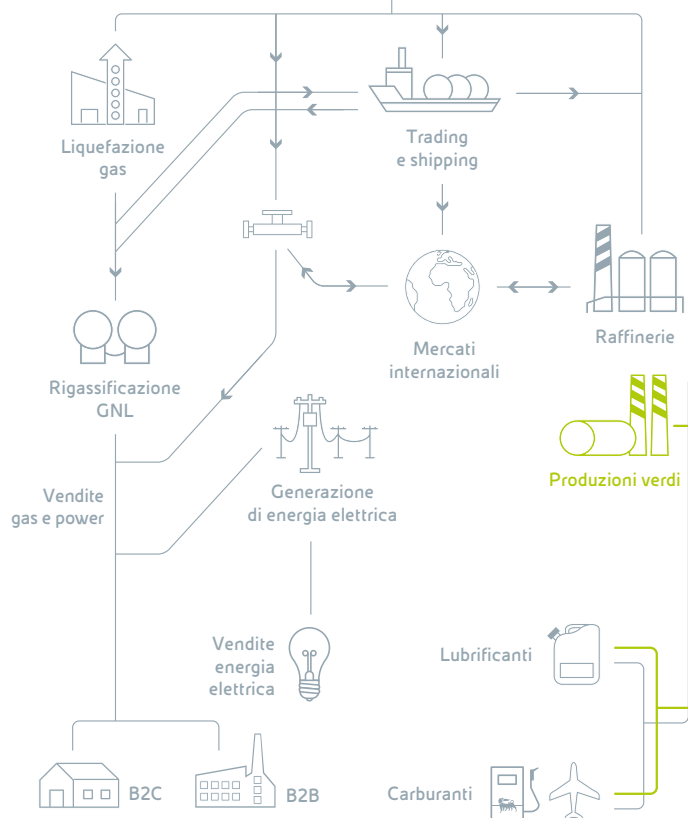
Il nostro modo di operare fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

Upstream

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakistan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 42 Paesi.



Mid-Downstream



Eni commercializza gas sul mercato europeo sulla base di un portafoglio di disponibilità da produzione Eni e da contratti long-term; commercializza GNL su scala globale. Produce e vende energia elettrica con impianti a gas. Attraverso raffinerie di proprietà processa greggi per la produzione di carburanti e lubrificanti venduti all'ingrosso o tramite reti di distribuzione e distributori. Eni è attiva nel trading di olio, gas naturale, GNL ed energia elettrica.

Relazione Finanziaria Annuale 2015



PAGINA BIANCA



Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2015 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

Dal 2011 Eni partecipa all'iniziativa dell'IIRC, Pilot Programme, finalizzata alla definizione di un framework internazionale sul reporting integrato.

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 12 maggio 2016. L'estratto dell'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times" del 7 aprile 2016.

Relazione sulla gestione

4	Lettera agli azionisti
8	Profilo dell'anno
13	Materialità e stakeholder engagement
16	Modello di business
18	Obiettivi e driver di risultato
20	Connessione delle performance
21	Strategia
22	Contesto competitivo
24	Risk Management
28	Governance
	Andamento operativo
32	Exploration & Production
49	Gas & Power
54	Refining & Marketing
59	Discontinued operations
	Commento ai risultati e altre informazioni
62	Commento ai risultati economico-finanziari
63	Conto economico
78	Stato patrimoniale riclassificato
81	Rendiconto finanziario riclassificato
88	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
97	Fattori di rischio e incertezza
108	Evoluzione prevedibile della gestione
109	Altre informazioni
110	Performance integrate
115	Glossario

Lettera agli azionisti

Nel 2015 il processo di trasformazione di Eni, avviato nel 2014 precorrendo il marcato trend decrescente dello scenario petrolifero, è proseguito conseguendo risultati fondamentali in termini di crescita nel core business Oil & Gas, di ristrutturazione degli assetti produttivi degli altri business, di razionalizzazione ed efficienza organizzativa.

Tra gli obiettivi conseguiti, l'operazione Saipem, perfezionata il 26 febbraio 2016 con il rimborso di tutto il credito finanziario, ha consentito oltre al deconsolidamento della partecipazione, di liberare importanti risorse finanziarie da destinare allo sviluppo delle ingenti scoperte di olio e gas, mantenendo al contempo una solida struttura patrimoniale.

Dal punto di vista industriale l'esplorazione è stata, ancora una volta, uno dei principali driver nella creazione di valore. Significative sono state le scoperte in Indonesia, Congo, Gabon e soprattutto nell'offshore profondo egiziano con il super giant Zohr che, con un potenziale di risorse fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto, rappresenta il più grande ritrovamento di sempre nel mar Mediterraneo. Tutte le scoperte fatte saranno caratterizzate da un time-to-market estremamente vantaggioso; in particolare Zohr è previsto entrare in produzione a fine 2017. Complessivamente nel 2015 sono stati scoperti 1,4 miliardi di barili ad un costo unitario inferiore al dollaro.

La produzione 2015 ha raggiunto la media di 1,76 milioni di barili giorno, con una crescita del 10%, record dal 2001. Nell'anno abbiamo avviato la produzione in 10 nuovi campi rilevanti tra cui il West Hub nel Blocco 15/06 in Angola e il super giant a gas Perla in Venezuela. Questi risultati sono frutto del nostro modello di sviluppo che prevede, quando applicabile: i) un approccio per fasi, così da limitare i rischi geologici e l'esposizione finanziaria, ii) l'adozione di soluzioni modulari e standard a più basso costo e più rapida disponibilità e iii) la supervisione diretta da parte di personale Eni delle attività critiche di costruzione e commissioning. In coerenza con tale modello, le

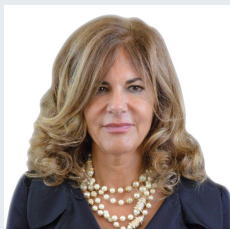
nostre risorse saranno sempre più concentrate sui progetti operati preservando la nostra posizione di leadership nella gestione dei progetti.

Il tasso di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve certe è stato nel 2015 del 148% grazie al progress dei progetti in fase di realizzazione. In particolare si segnalano le promozioni di riserve in Venezuela, Congo, Ghana ed Egitto. Il portafoglio di riserve certe di idrocarburi a fine 2015 ammonta a circa 7 miliardi di barili, interamente convenzionali, con un life index di 11 anni.

Nel business della Raffinazione e del Marketing oil (R&M) abbiamo avviato tutte le iniziative di ristrutturazione degli impianti: il progetto green refinery di Venezia è in fase avanzata, quello di Gela è stato avviato mentre sono proseguite azioni diffuse di miglioramento dell'assetto impiantistico, dei consumi energetici e delle rese presso i siti a carica tradizionale. Queste azioni, unitamente al miglioramento dello scenario e alla stabile performance del marketing, hanno determinato il ritorno del settore ad un risultato operativo ed un free cash flow positivi in anticipo rispetto ai nostri piani.

Nella G&P il risultato operativo è prossimo al break-even mentre la generazione di cassa è stata eccellente per effetto del quasi completo recupero delle posizioni di take-or-pay.

Questi obiettivi sono stati raggiunti mantenendo come punti fermi la minimizzazione dei rischi ambientali e la tutela della salute e sicurezza dei nostri dipendenti e di tutti coloro i quali operano nei siti industriali di Eni.



Emma Marcegaglia
Presidente



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

I risultati ottenuti nel 2015 in termini di sicurezza sul lavoro e di contenimento delle emissioni di gas serra sono stati molto positivi grazie al nostro modello operativo basato sull'adozione di standard di eccellenza, allo stretto controllo dei processi industriali e alla sostenibilità della nostra catena del valore.

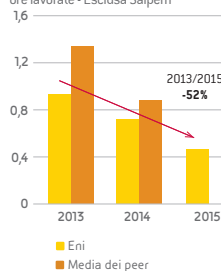
Nella sicurezza sul lavoro i nostri risultati sono da tre anni al top dell'industria. Nel 2014 l'indice di frequenza degli infortuni è stato di 0,7, inferiore del 43% rispetto alla media dei nostri competitor di 1,24. Nel 2015 abbiamo ridotto l'indice di un ulteriore 37% al valore di 0,45, a dimostrazione del nostro impegno costante verso l'obiettivo "zero infortuni".

In termini di gas serra abbiamo ridotto le emissioni di CO₂ nel quadriennio 2010-2014 del 27%, da 59 a 43 milioni di tonnellate, realizzando un livello di emissione unitario pari a 0,2 milioni per tonnellata prodotta di olio equivalente. E per il futuro ci siamo posti l'obiettivo ambizioso di ridurre del 43% le emissioni unitarie entro il 2025. Ciò è stato e sarà possibile grazie al piano d'azione adottato, in grado di coniugare traguardi di breve e di lungo termine. Le leve di questo piano sono: i) la concentrazione del portafoglio su progetti convenzionali che hanno un minore volume di emissioni, ii) la crescente esposizione al gas, iii) il perseguimento di progetti di efficienza energetica e di riduzione del flaring gas, iv) la riconversione di parte della nostra capacità di raffinazione alla produzione di carburanti a carica rinnovabile. Inoltre quest'anno abbiamo costituito una nuova business unit "Energy Solution" con la missione di identificare e sviluppare

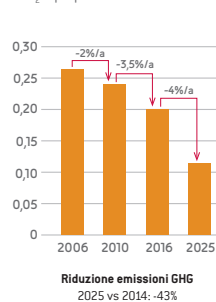
opportunità di crescita nel business delle fonti di energia rinnovabili e abbiamo iniziato a considerare nella valutazione degli investimenti un costo figurativo aggiuntivo di emissione pari a 40 dollari a tonnellata così da enfatizzare l'efficienza energetica tra i requisiti di redditività dei progetti.

Infine registriamo per il dodicesimo anno consecutivo l'assenza di blow-out e incidenti di pozzo.

Indice di frequenza infortuni totali registrabili
n. di infortuni totali/1.000.000 ore lavorate - Esclusa Saipem



Emissioni GHG
TCO₂ eq/tep



Con questa strategia Eni ha realizzato solidi risultati finanziari nel 2015¹.

Innanzitutto la cassa operativa. La generazione di €12,2 miliardi, in riduzione di solo il 15% rispetto al calo di circa il 50% del Brent, colloca Eni tra i best performer nel settore Oil & Gas. Tale

[1] I risultati di seguito descritti escludono il contributo dei settori Saipem e Versalis, in fase di dismissione.

6 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Lettera agli azionisti

risultato è stato conseguito principalmente grazie al contributo del settore E&P che, con circa €9 miliardi, si conferma il principale driver di generazione; azioni di ottimizzazione del circolante di tutti i business hanno inoltre contribuito a questo risultato. Gli investimenti tecnici a cambi omogenei sono stati ridotti del 17% rispetto al precedente anno e sono stati finanziati al 100% con il flusso di cassa operativo in presenza di un prezzo Brent di circa 50 \$/barile, con un sostanziale miglioramento rispetto alla previsione iniziale di copertura a \$63. Il cash out per dividendi è stato di €3,46 miliardi. L'indebitamento finanziario netto a fine 2015, assumendo gli effetti pro-forma dell'operazione Saipem alla data del 31 dicembre 2015, scende di €4,8 miliardi e il leverage si ridetermina in 0,22 rispetto al dato di bilancio di 0,31.

L'utile operativo adjusted di €4,1 miliardi subisce gli effetti negativi dello scenario per circa €9 miliardi parzialmente compensati per circa €2 miliardi dagli effetti della crescita produttiva e delle azioni di efficienza ed ottimizzazione. Il risultato netto adjusted è positivo per €0,3 miliardi.

Guardando al futuro, prevediamo che gli squilibri del mercato dovuti al perdurare della sovrapproduzione e le incertezze sulla progressione della domanda energetica globale porteranno ad una più lenta ripresa delle quotazioni del barile. Su questa base abbiamo rivisto lo scenario assumendo un prezzo di lungo termine del riferimento Brent di 65 \$/barile (\$90 nel precedente piano).

La strategia è stata quindi declinata tenendo in considerazione tre differenti orizzonti temporali: i) il breve termine, nel quale sarà perseguita la solidità finanziaria attraverso la massimizzazione del cash flow ottenuto facendo leva su un ulteriore recupero di efficienza e accelerando le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento dei servizi; ii) il medio termine, con un focus sugli investimenti volti a sviluppare le rilevanti risorse in portafoglio a basso break-even, garantendo il rimpiazzo delle riserve e la crescita della produzione; iii) il lungo termine, ponendo le basi per preparare la Società a un contesto energetico a ridotto contenuto carbonico.

Prevediamo per il quadriennio 2016-2019 una manovra d'investimento di €37 miliardi (esclusi gli investimenti relativi alle dismissioni programmate), per il 90% relativa all'upstream, con una riduzione del 21% rispetto alla precedente manovra a cambi omogenei. La riduzione sarà ottenuta nonostante l'ingresso del

nuovo progetto giant di Zohr, grazie agli effetti della rifasatura/riconfigurazione di diversi progetti di sviluppo e alla riduzione attesa dei costi d'investimento conseguente alle rinegoziazioni dei contratti di fornitura upstream.

Pur in presenza di questa riduzione degli investimenti nel business E&P confermiamo un tasso di crescita medio delle produzioni di oltre il 3% nell'arco del quadriennio ottenuto grazie ai numerosi start-up previsti oltre che alla crescita nei campi avviati nel 2015. Start-up e ramp-up contribuiranno per circa 800 mila boe/giorno di nuova produzione al 2019. Tra i principali progetti: Zohr in Egitto, con FID ottenuta a inizio 2016, Jangkrik in Indonesia con i relativi contratti gas firmati nel 2015, l'East Hub del Blocco 15/06 in Angola, mentre è in fase di ramp-up il West Hub, e il progetto OCTP in Ghana con FID ottenuta nel 2015. Tra gli avvisi 2016 ricordiamo Goliat in Norvegia, avviato a marzo, e il re-start di Kashagan atteso nel quarto trimestre. La redditività delle produzioni sarà sostenuta dalla riduzione dei costi operativi e, in alcuni casi, dalla revisione dei termini dei contratti minerari.

L'esplorazione continuerà a essere focalizzata sui temi near-field ad elevato valore e rapido ritorno, nonché sulla migliore delineazione delle recenti scoperte. L'obiettivo è scoprire nel periodo 2016-2019 1,6 miliardi di boe di nuove riserve a un costo unitario di \$2,3.

In Mozambico prevediamo di ottenere la decisione finale d'investimento per lo sviluppo di Coral entro il 2016, avendo già ottenuto l'autorizzazione governativa al piano di sviluppo ed avendo finalizzato i principali termini per la vendita dell'intera produzione di gas.

Nel settore Gas & Power la priorità è consolidare la redditività in uno scenario sfavorevole a causa della debole ripresa della domanda, della pressione competitiva e delle incertezze istituzionali che frenano il rilancio del gas nel mix energetico europeo. Le principali leve saranno la rinegoziazione dei contratti long-term per allineare i costi di fornitura alle condizioni di mercato, la razionalizzazione della logistica, il focus sui segmenti a elevato valore aggiunto (GNL, retail market) e, a lungo termine, le sinergie conseguibili dalla migliore valorizzazione delle riserve di gas upstream grazie alle competenze nel trading. Tali azioni fanno prevedere che l'utile operativo sia strutturalmente positivo a partire dal 2017.

Nel settore Refining & Marketing si assume un progressivo peggioramento del margine di mercato in considerazione delle criticità strutturali del sistema di raffinazione europeo dovute all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva. Le azioni individuate puntano quindi a fronteggiare queste attese, riducendo ulteriormente il margine di break-even attraverso l'aumento della conversione, l'ottimizzazione degli assetti impiantistici e della logistica e la rifocalizzazione del portafoglio sui carburanti verdi. Nel marketing la redditività sarà sostenuta dalla differenziazione dell'offerta, la qualità e l'innovazione nel servizio e dalla riduzione del costo per litro. Sulla base di questi driver prevediamo risultati e generazione di cassa stabilmente positivi nel prossimo quadriennio.

Le azioni industriali definite nel piano ci consentiranno di preservare la generazione di cassa e di crescere in maniera selettiva, generando valore per gli azionisti. L'esecuzione di un programma di dismissioni per circa €7 miliardi, concentrato negli anni iniziali del piano, contribuirà a garantire le risorse finanziarie addizionali per mantenere gli indici di solidità patrimoniale durante la fase più acuta del downturn. Tali dismissioni deriveranno principalmente dalla diluizione delle elevate quote partecipative detenute in titoli minerari nei quali sono stati conseguiti di recente rilevanti successi esplorativi (strategia Eni del "dual exploration model").

I miglioramenti in efficienza, le rinegoziazioni dei contratti e le ulteriori flessibilità consentite dal portafoglio di titoli minerari ci consentono di abbassare le nostre soglie di prezzo Brent di

break-even. Il livello di Brent a cui è ora prevista nel 2016 la copertura, grazie anche alle dismissioni, degli investimenti e dei dividendi è stato ridotto a circa 50 \$/bl rispetto alla precedente guidance di circa 60 \$/bl, mentre per il 2017 il prezzo di cash neutrality, escluse le dismissioni, è stato ridotto a 60 \$/bl rispetto alla precedente stima di <75 \$/bl.

Siamo consapevoli dell'ampiezza e della complessità delle sfide future che richiedono massimo impegno, senso di appartenenza e dedizione da parte delle donne e degli uomini Eni affinché la Società possa continuare a progredire nella generazione di valore.

Allo stesso tempo siamo certi che grazie alla trasformazione attuata dal management, Eni oggi possa fare leva su di un eccellente posizionamento competitivo, ulteriormente rafforzato dai recenti successi esplorativi, una robusta pipeline di progetti e una solida struttura finanziaria per affrontare al meglio lo scenario.

Riteniamo che le azioni definite nel piano strategico 16-19 siano in grado di coniugare le esigenze di efficienza, selezione dello spending e disciplina di bilancio con quella di una crescita profittevole e sostenibile nel core business Oil & Gas, ponendo le basi per un robusto recupero di redditività anche in un contesto complesso come quello corrente.

Sulla base dei risultati conseguiti e delle prospettive della Società intendiamo proporre all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione di un dividendo di €0,8 per azione di cui €0,4 pagati nel settembre 2015 come interim dividend.

17 marzo 2016

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Profilo dell'anno

Robusta generazione
di cassa

€12,19 mld
con Brent a 53 \$/bl

Ottimizzazione dei costi

Capex **-17%**
Upstream opex **-13%**
G&A **-€0,6 mld**

Processo
di trasformazione di Eni

cessione **12,5%**
di Saipem

Overview > Nel 2015, nonostante il crollo del prezzo del petrolio, Eni ha registrato solidi risultati grazie alla rifocalizzazione del portafoglio, alla crescita profittevole nell'upstream e all'efficienza nei costi.

Risultati adjusted delle continuing operations su base standalone¹ > L'utile operativo adjusted è stato di €4,1 miliardi con una diminuzione del 64% (pari a €7,34 miliardi) attribuibile principalmente all'upstream (-€7,44 miliardi, -64%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi mentre i minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas hanno pesato per €0,7 miliardi.

L'utile netto adjusted di €0,33 miliardi evidenzia un peggioramento di €3,52 miliardi rispetto al 2014 (-91%) per effetto della flessione della performance operativa e dell'incremento del tax rate per effetto scenario.

Ottimizzazione costi > I piani di efficientamento, razionalizzazione e rephasing dei costi hanno consentito di raggiungere risultati oltre le aspettative, con capex in riduzione del 17% (vs. -14% target iniziale), opex per boe -13% (vs. -7% target iniziale) e riduzione delle G&A di €0,6 miliardi (vs. -€0,5 miliardi target iniziale).

Consolidamento business mid-downstream > Il settore R&M ha conseguito l'utile operativo adjusted e il free cash flow positivi in anticipo rispetto al piano strategico. Il settore G&P ha conseguito l'utile operativo adjusted prossimo al break-even, in linea con le previsioni.

Risultato netto delle continuing operations > Perdita netta di €7,68 miliardi per effetto di svalutazioni indotte dallo scenario petrolifero adottato da Eni.

Cash flow > Robusta generazione di cassa a €12,19 miliardi, diminuita del 15%, nonostante la caduta del prezzo del Brent, -47% a 53 \$/bl. Tale flusso di cassa, unitamente agli incassi da dismissioni di €2,26 miliardi, ha consentito di finanziare la gran parte dei fabbisogni relativi agli investimenti esplorativi e nella crescita e al pagamento di dividendi agli azionisti Eni per €3,46 miliardi.

Autofinanziamento > Miglioramento dell'obiettivo di autofinanziamento dei capex conseguito nel 2015 in presenza di uno scenario Brent di circa 50 \$/bl rispetto ai 63 \$/bl originariamente programmati nel periodo 2015-16.

Leverage > Al 31 dicembre 2015 il leverage è pari a 0,31. L'indebitamento finanziario netto è pari a €16,86 miliardi. Con il closing dell'operazione Saipem, il debito netto si riduce di €4,8 miliardi e il leverage proforma si ridetermina in 0,22.

Dividendo > I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €0,8 per azione di cui €0,4 pagati in acconto a settembre 2015.

Cessione di Saipem > Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 per la cessione al Fondo Strategico Italiano (FSI) di una quota del 12,503% del capitale sociale

[1] Non-GAAP measure. Escludono oltre alle consuete voci "profit/loss on stock" e special item, anche l'effetto dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany verso i settori in fase di dismissione I&C e Chimica.