

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

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)

Voci dello Stato patrimoniale riclassificato
(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

(milioni di euro)	31 dicembre 2009			31 dicembre 2010	
Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.930		6.161
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.637		1.957
Attività immateriali			988		994
Partecipazioni			29.374		31.924
Attività destinate alla vendita			911		6
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			10.804		12.284
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 7)	1.079		1.494	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	9.725		10.790	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(330)		(143)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 18)	10		217	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(340)		(360)	
Totale Capitale immobilizzato			49.314		53.183
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.266		1.906
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		7.006		8.249
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(4.384)		(5.092)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.478		1.537
- passività per imposte sul reddito correnti		(151)		(75)	
- passività per altre imposte correnti		(914)		(1.086)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		437		244	
- attività per altre imposte correnti		421		224	
- attività per imposte anticipate		1.759		2.046	
- altre attività non correnti		62		64	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	77		190	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 22)	(161)		(70)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(52)			
Fondi per rischi e oneri			(3.208)		(3.574)
Altre attività (passività) di esercizio:			(2.994)		(1.477)
- altri crediti	(vedi nota 7)	542		287	
- altre attività (correnti)		666		706	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 18)	636		1.903	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(1.320)		(1.059)	
- altre passività (correnti)		(969)		(980)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(2.549)		(2.334)	
Totale Capitale di esercizio netto			(836)		1.549
Fondi per benefici ai dipendenti			(306)		(306)
CAPITALE INVESTITO NETTO			48.172		54.426
Patrimonio netto			32.144		34.724
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		15.935		18.338	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.496		558	
- passività finanziarie a breve termine		3.177		5.829	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		428		427	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	5.148		4.591	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4		5	
Totale Indebitamento finanziario netto			16.028		19.702
COPERTURE			48.172		54.426

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

	2009	2010
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto	5.061	6.179
a rettifica:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari:	1.372	923
- ammortamenti	772	827
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	593	96
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	7	
- plusvalenze nette su cessione di attività	(1.325)	(194)
- valutazione Partecipazioni valutate al costo		1.992
- differenze cambio da allineamento		(21)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:	(4.077)	(7.390)
- dividendi	(4.903)	(7.783)
- interessi attivi	(382)	(290)
- interessi passivi	592	604
- differenze cambio	(34)	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	650	79
- altre variazioni		
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:	960	(2.721)
- rimanenze	1.020	(956)
- crediti commerciali e diversi	966	(1.246)
- altre attività	490	(1.085)
- debiti commerciali e diversi	(1.089)	723
- fondi per rischi ed oneri	152	(157)
- altre passività	(579)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:	2.762	7.085
- dividendi incassati	4.904	7.782
- interessi incassati	376	321
- Interessi pagati	(452)	(596)
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.066)	(422)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	4.753	5.853
Investimenti tecnici:	(1.241)	(1.220)
- immobilizzazioni immateriali	(93)	(1.059)
- immobilizzazioni materiali	(1.148)	(161)
Investimenti in partecipazioni, titoli	(6.491)	(2.987)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:	(2.003)	(1.447)
- crediti finanziari strumentali	(1.989)	(1.433)
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(14)	(14)
Dismissioni:	4.579	136
- immobilizzazioni immateriali	1	29
- immobilizzazioni materiali	15	
- partecipazioni	4.563	107
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:	29	(185)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	29	(185)
Free cash flow	(374)	150
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:	(181)	556
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(181)	556
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:	4.433	2.920
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	7.194	252
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(2.761)	2.668
Flusso di cassa del capitale proprio:	(4.165)	(3.622)
- dividendi distribuiti	(4.165)	(3.622)
- acquisto netto di azioni proprie		
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)	(3)	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(5)
Flusso di cassa netto di periodo	(290)	(1)

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2010 la divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento (si veda in proposito il paragrafo "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas"), ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management per la gestione attiva del margine economico, sottoposte in data 15 giugno 2010 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negozia-

zione dei derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione possono avere finalità di:

- a) *copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging)*. Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) *gestione attiva del margine economico (attività di positioning)*. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) *arbitraggio*. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) *trading proprietario*. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato.

In aggiunta, i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato

un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle divisioni e società Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati

in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, Le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX

(futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2010 in termini

di VaR [raffrontati con quelli dell'esercizio 2009] per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VaR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VaR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici benchmark legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e risk management adottato dalla divisione Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

[Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%]

[milioni di euro]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	6,85	1,65	3,35	1,98	2,82	1,09	1,55	1,60
Tasso di cambio	1,22	0,07	0,35	0,31	0,99	0,13	0,50	0,51

[1] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

[Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno intervallo di confidenza: 95%]

[milioni di dollari]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	37,51	4,74	17,65	6,64	46,08	4,40	23,53	10,49
Area Gas & Power ⁽²⁾	51,62	28,01	40,97	38,26	101,62	40,06	61,76	43,30

[2] I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche la consociata Tigaz, a partire da inizio 2010.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate ed Eni Adfin dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle

Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello

di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi bond, riservati agli investitori istituzionali, sul mercato dell'euro con due emissioni da 1 miliardo di euro ciascuna e bond riservati a investitori professionali, sul mercato del dollaro americano, per 800 milioni di dollari. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasti-

cità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.358 milioni di euro, di cui 2.498 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 4.901 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,4 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2010.

Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stabile; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook stabile.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Anni successivi	Totale
	2011	2012	2013	2014	2015		
Passività finanziarie a lungo termine	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	21.268
Passività finanziarie a breve termine	6.515						6.515
Passività per strumenti derivati	1.131	276	74	18	48	85	1.632
	8.609	3.859	2.559	2.027	2.863	9.498	29.415
Interessi su debiti finanziari	720	712	654	563	460	1.726	4.835
Garanzie finanziarie	339						339

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Anni successivi	Totale
	2011	2012-2015			
Debiti commerciali	13.111				13.111
Altri debiti e anticipi	9.464	29		38	9.531
	22.575	29		38	22.642

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostan-

ti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Anni successivi	
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	1.023	863	587	517	311	752	4.053
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	44	60	116	362	146	11.998	12.726
Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾	338	307	261	263	184	661	2.014
Impegni di acquisto ⁽⁴⁾	16.891	15.425	15.896	15.970	15.734	179.998	259.914
- Gas							
Take-or-pay	15.708	14.403	14.961	15.004	14.788	172.025	246.889
Ship-or-pay	794	708	646	668	655	4.892	8.363
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	169	160	165	175	168	1.142	1.979
- Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾	220	154	124	123	123	1.939	2.683
Altri impegni	4	4	4	4	4	129	149
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
	18.300	16.659	16.864	17.116	16.379	193.538	278.856

(1) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(3) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili [1.109 milioni di euro].

(4) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.479 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53,3 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimen-

sioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2011	2012	2013	2014	2015 e anni successivi	
Impegni per major projects	5.443	5.606	2.867	3.304	8.396	25.616
Impegni per altri investimenti	7.210	4.700	4.253	2.802	6.017	24.982
	12.653	10.306	7.120	6.106	14.413	50.598
- di cui: investimenti ambientali per transazione MATTM	207	184	125	36	50	602

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2010 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2010 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale dove Eni è stata costretta allo shut-down di alcune produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di

importazione GreenStream. Ulteriori 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 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 atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integran-

te. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'upstream il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "Project risk assessment and management". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischi associati alla recente instabilità politica in Africa settentrionale e Medio Oriente

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente stanno attraversando da mesi una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Si tratta di situazioni in continua evoluzione, delle quali è difficile prevedere gli esiti finali. Lo scenario è particolarmente complesso in Libia, dove è in atto un conflitto interno. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. In considerazione della crisi attualmente in atto, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese; pertanto la produzione Eni in Libia si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 70-75 mila barili/giorno. Ulteriori riduzioni del livello produttivo sono possibili se non probabili. La maggior parte dei dipendenti Eni in Libia ha lasciato il Paese. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici, sui flussi finanziari e sugli asset Eni in Libia saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia [D.Lgs. 231/01].

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. Per quest'ultimo aspetto, il Sistema Informatico di Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), introdotto alla fine del 2009, ha avuto nel corso del 2010 un forte impatto sull'azienda da un punto di vista operativo e organizzativo. È stato attivato un gruppo di lavoro coordinato a livello corporate per stabilire i criteri omogenei di implementazione per tutte le unità di business per poter affrontare gli obblighi richiesti. Il nuovo sistema ha l'obiettivo di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto dalla produzione fino allo smaltimento/recupero, contrastando i fenomeni di illegalità in tale ambito. Il SISTRI sosti-

tuirà la gestione cartacea della documentazione relativa ai rifiuti (registrazione delle operazioni di carico e scarico, formulario, MUD), dato che le stesse informazioni saranno a disposizione dell'Autorità online e in tempo reale. Il Sistema sarà operativo dal giugno 2011.

Eni aderisce su base volontaria a numerose iniziative per favorire l'implementazioni di best practices industriali. In particolare in tema di gestione della risorsa idrica, Eni ha aderito, nell'ambito del Carbon Disclosure Project, all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 finalizzata a valutare la strategia, i piani di gestione e la governance adottata dalle maggiori compagnie a livello mondiale per un uso sostenibile dell'acqua. La percentuale di siti in aree a stress idrico ed il rischio collegato alla risorsa acqua sono stati anche oggetto, per la prima volta, di comunicazione nel Down Jones Sustainability Index.

In riferimento all'habitat, il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi. In Italia, il concetto di tutela della biodiversità è stato rafforzato tramite la Strategia Nazionale sulla Biodiversità, entrata in vigore a ottobre 2010, che si pone come strumento di integrazione della biodiversità nelle politiche nazionali, riconoscendo la necessità di mantenerne e rafforzarne la conservazione e l'uso sostenibile.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la recente normativa italiana (D.Lgs. 81/08 e successivi aggiornamenti ex D.Lgs. 106/09) e gli adempimenti previsti dall'applicazione del Regolamento Comunitario REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals - Regolamento (CE) n. 1907/2006 del 18 dicembre 2006), hanno introdotto nuovi obblighi che hanno avuto un impatto soprattutto organizzativo sulla gestione delle attività nei siti Eni e in particolare nel rapporto con contrattisti, clienti e fornitori. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché volte alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali. Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Incidenti industriali ad alto profilo avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.