

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del risultato registrato nelle aree Perforazioni mare, in relazione ai maggiori tassi di utilizzo di alcuni mezzi, e *Leased FPSO* a seguito essenzialmente dell'acquisizione della commessa di recupero del petrolio presente nei serbatoi della petroliera *Prestige* affondata al largo delle coste della Galizia nel novembre 2002.

Altre attività

L'aggregato Altre Attività ha registrato la perdita operativa di 244 milioni di euro con una riduzione di 49 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 16,7%, riferita essenzialmente alla *Syndial SpA* (42 milioni di euro) a seguito: (i) delle minori svalutazioni di *asset* (38 milioni di euro); (ii) della riduzione dei costi fissi (14 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione; (iii) all'aumento del margine di vendita dei prodotti (11 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla circostanza che nel 2003 vennero rilevate plusvalenze da vendite di immobilizzazioni materiali di 13 milioni di euro; (ii) dagli oneri connessi al ripristino del pontile danneggiato di Porto Torres (7 milioni di euro).

Corporate e società finanziarie

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la perdita operativa di 269 milioni di euro con una riduzione di 12 milioni di euro dovuta essenzialmente al miglioramento del risultato della *Padana Assicurazioni SpA*, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento della perdita operativa della Corporate in relazione ai maggiori costi di ricerca (27 milioni di euro), in parte connessi all'avvio di nuovi progetti (8 milioni di euro), solo parzialmente compensati dai minori costi di informatica (12 milioni di euro).

Oneri finanziari netti

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Oneri finanziari netti	(259)	(270)	(139)	131	(48,5)
Proventi finanziari su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	122	116	108	(8)	(6,9)
Differenze cambio nette	(30)		(2)	(2)	..
Stanziamiento al fondo rischi			(62)	(62)	..
	(167)	(154)	(95)	59	(38,3)

Gli oneri finanziari netti sostenuti nel 2004 (95 milioni di euro) sono diminuiti di 59 milioni di euro rispetto al 2003, pari al 38,3%, a seguito dei minori tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor -0,2 punti percentuali) e della riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio⁴. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dallo stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a *British Telecom Plc* del credito vantato verso la collegata *Albacom* (Eni 35%) di 87 milioni di euro⁵.

Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nel 2004 ammontano a 229 milioni di euro (nel 2003 sono stati rilevati oneri netti su partecipazioni di 17 milioni di euro) e rappresentano il saldo tra proventi di 311 milioni di euro e oneri di 82 milioni di euro. I proventi riguar-

(4) Esclusi i finanziamenti finalizzati alla realizzazione di progetti di investimento nei settori Exploration & Production e Gas & Power, i cui oneri finanziari sono imputati all'attivo patrimoniale fino alla data di entrata in esercizio.

(5) V. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

dano essenzialmente: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (199 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power (109 milioni di euro, tra cui la Trans Austria Gasleitung GmbH 32 milioni di euro, la Transmediterranean Pipeline Co Ltd 19 milioni di euro, l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA 19 milioni di euro e la Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH 11 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (50 milioni di euro) e Refining & Marketing (35 milioni di euro); (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (72 milioni di euro, di cui 48 rivenienti dalla Nigeria LNG Ltd partecipata al 10,4%); (iii) le plusvalenze da dismissioni (36 milioni di euro) riferite in particolare alla vendita della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (23 milioni di euro) e del 50% della società Finifast Srl nel settore Refining & Marketing (3 milioni di euro). Gli oneri riguardano essenzialmente le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate riguardanti in particolare l'Albacom SpA (41 milioni di euro), le partecipate del settore Exploration & Production (27 milioni di euro, tra cui la Discovery Producer Services Llc per 8 milioni di euro, la Geopromtrans Llc per 5 milioni di euro e il Caspian Pipeline Consortium per 4 milioni di euro), la Galp Energia SGPS SA (5 milioni di euro, su cui ha inciso l'ammortamento di 107 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile) e la Unión Fenosa Gas SA (3 milioni di euro, su cui ha inciso l'ammortamento di 10 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile).

Il miglioramento dei proventi netti su partecipazioni di 246 milioni di euro (da oneri per 17 milioni di euro a proventi per 229 milioni di euro) è dovuto: (i) alla minore svalutazione rilevata sulla partecipazione Albacom (35% Eni) di 87 milioni di euro; (ii) ai miglioramenti gestionali delle partecipate Blue Stream (50% Eni), Galp Energia (33,34% Eni) e Unión Fenosa Gas (50% Eni) pari complessivamente a 61 milioni di euro; (iii) ai maggiori dividendi incassati (50 milioni di euro), in particolare dalla Nigeria LNG.

Proventi straordinari netti

I proventi e gli oneri straordinari netti sono indicati nella tabella seguente:

	(milioni di euro)		
	2002	2003	2004
Proventi straordinari			
Plusvalenze da vendite:			
- plusvalenza sul collocamento del 9,054% di Snam Rete Gas			519
- altre plusvalenze	257	290	142
	257	290	661
Altri proventi straordinari	112	273	44
	369	563	705
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- oneri e stanziamenti ai fondi per rischi e oneri	(157)	(248)	(601)
- incentivazione esodi	(114)	(116)	(54)
- svalutazioni e minusvalenze	(55)	(66)	(20)
	(326)	(430)	(675)
Altri oneri straordinari	(72)	(84)	(86)
Totale oneri straordinari	(398)	(514)	(761)
	(29)	49	(56)

Le plusvalenze da vendite di 661 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (519 milioni di euro); (ii) la vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (94 milioni di euro); (iii) la vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (27 milioni di euro); (iv) la vendita di stazioni di servizio nel settore Refining & Marketing (12 milioni di euro).

Gli oneri e gli stanziamenti ai fondi per rischi e oneri (601 milioni di euro) riguardano in particolare: (i) oneri ambientali nella Syndial (162 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (141 milioni di euro); (ii) l'accantonamento al fondo rischi e spese future della stima dell'onere (91 milioni di euro) relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi (fortemente influenzata dal livello eccezionale dei sinistri verificatisi nel 2004: uragano Ivan nel Golfo del Messico; incendio piattaforma El Temsah nell'*offshore* egiziano) che sarà liquidato nei prossimi cinque esercizi; (iii) oneri per passività ritenuti probabili in relazione alle garanzie rilasciate a fronte di operazioni di dismissione nel settore Refining & Marketing (64 milioni di euro); (iv) stanziamenti a fondi rischi per un contenzioso fiscale in Angola (39 milioni di euro) e oneri di ristrutturazione (14 milioni di euro) riferiti al processo di razionalizzazione in corso in UK nel settore Exploration & Production; (v) interventi di ristrutturazione di siti inattivi Syndial (20 milioni di euro).

Gli oneri di incentivazione all'esodo (54 milioni di euro) riguardano in particolare i settori Refining & Marketing (20 milioni di euro), Corporate e finanziarie (11 milioni di euro), Gas & Power (10 milioni di euro) e Petrochimica (6 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di solventi di Fornovo a seguito della riorganizzazione delle attività (18 milioni di euro).

Nel 2003 i proventi straordinari hanno riguardato essenzialmente l'indennizzo riconosciuto dalla Edison SpA a fronte del contenzioso ex Enimont (200 milioni di euro) e le plusvalenze sulla vendita di stazioni di servizio e di altri *asset* nel settore Refining & Marketing (237 milioni di euro). Gli oneri straordinari hanno riguardato essenzialmente: (i) lo stanziamento di oneri ambientali da parte della Syndial SpA (82 milioni di euro) e del settore Refining & Marketing (51 milioni di euro), nonché di costi futuri di gestione di siti inattivi della Syndial SpA (48 milioni di euro); (ii) gli oneri di incentivazione esodi (116 milioni di euro); (iii) le svalutazioni e le minusvalenze (66 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (4.653 milioni di euro) sono aumentate di 1.412 milioni di euro, pari al 43,6%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte (3.146 milioni di euro) e della circostanza che nel 2003 vennero rilevate imposte anticipate di 701 milioni di euro connesse alla rivalutazione dei beni prevista dalla legge finanziaria 2004 (414 milioni di euro) e al riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici della Stoccaggi Gas Italia SpA (287 milioni di euro), nonché al venir meno di norme fiscali agevolative. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dagli effetti connessi alla rilevazione di imposte anticipate sulle differenze temporanee tra i valori di libro e i valori fiscalmente riconosciuti: (i) della Stoccaggi Gas Italia SpA riferiti alle rimanenze non rilevate nel 2003 (259 milioni di euro)⁶; (ii) della Syndial, a seguito dell'inclusione della società nel Consolidato fiscale nazionale, riferite essenzialmente a fondi rischi e a svalutazioni di immobilizzazioni materiali non dedotti; (iii) della Agip Caspian Sea BV, a seguito dell'approvazione da parte delle Autorità kazake del piano di sviluppo del giacimento di Kashagan, riferite essenzialmente ai costi di ricerca esplorativa interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (88 milioni di euro). Hanno contribuito alla riduzione del carico fiscale,

(6) Nell'esercizio 2003 la Stoccaggi Gas Italia SpA ha applicato la legge 28 dicembre 2001, n. 448 che consente alle società destinatarie di conferimenti fiscalmente neutri di allineare il valore fiscale dei beni ricevuti in conferimento al maggior valore di libro degli stessi mediante il versamento dell'imposta sostitutiva corrispondente al 9% della differenza tra i due valori. Nel bilancio consolidato 2003, sulla differenza temporanea tra i valori fiscalmente riconosciuti e i valori di iscrizione sono state rilevate imposte differite attive di 287 milioni di euro (al netto dell'imposta sostitutiva dovuta di 154 milioni di euro) e di ciò è stata data notizia alla voce "Imposte sul reddito" del "Commento ai risultati economico-finanziari". Nella determinazione delle imposte differite attive non venne tenuto conto, in applicazione dei principi contabili di riferimento, della differenza temporanea relativa alle rimanenze di gas naturale (696 milioni di euro) perché il recupero d'imposta non venne considerato ragionevolmente certo considerato che la legge 170/1974 non prevedeva un limite al rinnovo delle concessioni di stoccaggio ("... le concessioni... possono essere rinnovate per periodi di 10 anni"). Diversamente, la recente legge 23 agosto 2004, n. 239 fissa un termine; infatti l'art. 1, comma 61 dispone: "I titolari delle concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di 2 proroghe di 10 anni qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e abbiano adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime". In relazione a ciò, sono state rilevate imposte differite attive di 259 milioni di euro.

l'esenzione dall'Ires delle plusvalenze derivanti dalla cessione di partecipazioni e la riduzione di un punto percentuale dell'Ires (dal 34 al 33%).

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (614 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (489 milioni di euro) e Saipem SpA (114 milioni di euro). L'incremento di 45 milioni di euro rispetto al 2003 è dovuto in particolare all'aumento della quota dei terzi azionisti in Snam Rete Gas in relazione alla vendita del 9,054% del capitale sociale.

Stato patrimoniale

	31.12.2003	31.12.2004	(milioni di euro) Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	36.360	37.616	1.256
Immobilizzazioni immateriali	3.610	3.190	(420)
Partecipazioni	3.160	3.282	122
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	983	772	(211)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.018)	(972)	46
	43.095	43.888	793
Capitale di esercizio netto	(679)	(604)	75
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(555)	(590)	(35)
Capitale investito netto	41.861	42.694	833
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.318	32.466	4.148
Indebitamento finanziario netto	13.543	10.228	(3.315)
Coperture	41.861	42.694	833
Cambio EUR/USD al 31 dicembre	1,263	1,362	0,099

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare sul dollaro (+7,8% rispetto al 31 dicembre 2003), ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 31 dicembre 2004 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.080 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 760 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 320 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 42.694 milioni di euro con un incremento di 833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici e in partecipazioni effettuati. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto: (i) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; (ii) delle vendite di immobilizzazioni e rami d'azienda effettuate principalmente dal settore Exploration & Production; (iii) dei rimborsi dei finanziamenti strumentali all'attività operativa da parte di Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd (complessivamente 122 milioni di euro), società valutate con il metodo del patrimonio netto. L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 90,1% (90,9% al 31 dicembre 2003).

Il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) passa dallo 0,48 al 31 dicembre 2003 allo 0,31 al 31 dicembre 2004.

Le immobilizzazioni materiali (37.616 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (54,7%), Gas & Power (27,8%) e Refining & Marketing (8,8%).

Il fondo ammortamento e svalutazioni (41.352 milioni di euro) rappresenta il 52,4% delle immobilizzazioni materiali lorde (52,6% al 31 dicembre 2003).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (3.282 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (568 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas (408 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (192 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (171 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (168 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (148 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (116 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (97 milioni di euro), il 12,04% della Darwin LNG Pty Ltd (89 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria LNG Ltd (86 milioni di euro) e il 49% della Superoctanos CA (82 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (772 milioni di euro) riguardano essenzialmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie del Gruppo nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (531 milioni di euro) ed Exploration & Production (154 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2004 (32.466 milioni di euro) è aumentato di 4.148 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito essenzialmente dell'utile netto dell'esercizio prima degli interessi di terzi azionisti (7.888 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro) e dall'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 760 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

	31.12.2003	31.12.2004	(milioni di euro) Variazione
Rimanenze	3.293	3.320	27
Crediti commerciali	9.772	10.785	1.013
Debiti commerciali	(5.950)	(6.353)	(403)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.532)	(3.102)	(570)
Fondi per rischi e oneri	(5.708)	(6.102)	(394)
Altre attività (passività) d'esercizio ⁽¹⁾	446	848	402
	(679)	(604)	75

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 428 milioni di euro (447 al 31 dicembre 2003) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA di 474 milioni di euro (483 al 31 dicembre 2003).

I crediti commerciali aumentano di 1.013 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo in dollari dei greggi e dei prodotti petroliferi, nonché della crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro. L'incremento è riferito in particolare al settore Gas & Power (274 milioni di euro), Petrolchimica (250 milioni di euro), Exploration & Production (214 milioni di euro) e Refining & Marketing (117 milioni di euro).

I debiti tributari e il fondo imposte netto aumentano complessivamente di 570 milioni di euro a seguito dell'incremento dei debiti per accise e imposte di consumo (520 milioni di euro) connesso essenzialmente alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto sulle accise dovute sul prodotto immesso in consumo in Italia nella seconda metà del mese di dicembre.

I fondi per rischi e oneri (6.102 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 2.057 milioni di euro (2.040 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi ambientali di 1.639 milioni di euro (1.631 milioni al 31 dicembre 2003), la riserva sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA di 693 milioni di euro (599 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo rischi per contenziosi di 213 milioni di euro (181 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 179 milioni di euro (218 milioni al 31 dicembre 2003), il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 91 milioni di euro (121 milioni al 31 dicembre 2003) e il fondo per esodi agevolati di 36 milioni di euro (65 milioni al 31 dicembre 2003).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 ammonta a 10.228 milioni di euro con una diminuzione di 3.315 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2003.

	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	16.254	12.725	(3.529)
Disponibilità liquide	(1.580)	(1.084)	496
Titoli non strumentali all'attività operativa	(794)	(802)	(8)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(272)	(415)	(143)
Altro	(65)	(196)	(131)
	13.543	10.228	(3.315)

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 12.725 milioni di euro, di cui 5.051 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 936 milioni di euro) e 7.674 milioni a lungo termine. In particolare le obbligazioni ammontano a 5.331 milioni di euro (4.793 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

L'indebitamento finanziario lordo di 12.725 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 63%; dollaro USA 24%; sterlina inglese 10%; altre valute 3%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	2002	2003	2004
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	7.888
<i>a rettifica:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.682	5.493	5.245
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(152)	(35)	(374)
- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	3.305	3.268	4.935
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	14.057	14.880	17.694
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(510)	(465)	(564)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati	(2.969)	(3.588)	(4.768)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.578	10.827	12.362
Investimenti tecnici	(8.048)	(8.802)	(7.503)
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(1.315)	(985)	(316)
Dismissioni e cessioni parziali di imprese consolidate	935	650	1.549
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(319)	1.110	82
Free cash flow	1.831	2.800	6.174
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(1.171)	1.400	131
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	3.736	1.629	(3.619)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	(3.165)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(64)	(107)	(17)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	486	(211)	(496)
Free cash flow	1.831	2.800	6.174
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(51)	(692)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	39	1	279
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	990	1.422	27
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	(3.165)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.037)	(2.402)	3.315

Il flusso di cassa generato dalla gestione (12.362 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 279 milioni di euro) sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.819 milioni di euro) e al pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro, di cui 2.828 da parte dell'Eni SpA); (ii) dagli effetti delle variazioni dell'area di consolidamento (351 milioni di euro riferiti essenzialmente al consolidamento della Serfactoring SpA).

Alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 3.315 milioni di euro ha contribuito l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 320 milioni di euro).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

(milioni di euro)

	2002	2003	2004	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.615	5.681	4.912	(769)	(13,5)
Gas & Power	1.315	1.760	1.446	(314)	(17,8)
Refining & Marketing	550	730	669	(61)	(8,4)
Petrolchimica	145	141	99	(42)	(29,8)
Ingegneria e Costruzioni	233	278	209	(69)	(24,8)
Altre attività	119	70	48	(22)	(31,4)
Corporate e società finanziarie	71	142	120	(22)	(15,5)
Investimenti tecnici ⁽¹⁾	8.048	8.802	7.503	(1.299)	(14,8)
Investimenti in partecipazioni	1.366	4.255	316	(3.939)	(92,6)
	9.414	13.057	7.819	(5.238)	(40,1)

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 164, 186 e 210 milioni di euro, rispettivamente nell'esercizio 2002, nel 2003 e nel 2004.

Gli investimenti tecnici (7.503 milioni di euro, di cui il 94% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (4.369 milioni di euro), in particolare in Libia, Iran, Angola, Italia, Kazakhstan, Egitto, Nigeria e Norvegia e la ricerca esplorativa (499 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (721 milioni di euro); (iii) la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi sulle raffinerie finalizzati ad adeguare le caratteristiche dei carburanti per autotrazione alle specifiche previste in ambito comunitario, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 669 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (451 milioni di euro). Gli investimenti dell'aggregato Corporate e società finanziarie (120 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti della Serleasing SpA (50 milioni di euro) relativi in particolare ad attrezzature informatiche, il progetto *Eni Slurry Technology* (44 milioni di euro) e le applicazioni informatiche dell'Eni SpA (17 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.165 milioni di euro) riguarda essenzialmente il pagamento del dividendo di 2.828 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (195 milioni di euro), della Saipem SpA (37 milioni di euro) e di altre società consolidate (17 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro)⁷.

Gli incassi da dismissioni (1.828 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito) riguardano essenzialmente: (i) il settore Gas & Power (676 milioni di euro), relativi alla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentanti il 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (650 milioni di euro), nonché di altri *asset* (26 milioni di euro); (ii) il settore Exploration & Production (576 milioni di euro), relativi alla vendita di *asset* minerari localizzati in particolare nel Mare del Nord, Italia, Azerbaijan, Gabon e Mauritania nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario (548 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (28 milioni di euro); (iii) il settore Refining & Marketing (414 milioni di euro), relativi alla vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (365 milioni di euro), di stazioni di servizio (17 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (32 milioni di euro); (iv) gli aggregati Altre attività e Corporate e società finanziarie (106 milioni di euro), relativi alla vendita del ramo d'azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (49 milioni di euro), della partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA (28 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (29 milioni di euro); (v) il settore Petrolchimica (46 milioni di euro), relativi alla vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri di Baytown (30 milioni di euro), nonché di altri *asset* e partecipazioni minori (16 milioni di euro).

(7) Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2004 sono state acquistate 4,23 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 70 milioni di euro (in media 16,597 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 234,8 milioni di azioni proprie, pari al 5,86% del capitale sociale, per il corrispettivo di 3.238 milioni di euro (in media 13,789 euro per azione).

altre informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa del bilancio consolidato (nota n. 23).

Indagini della Magistratura

Sono in corso indagini della Magistratura milanese sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. Alla EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (D.Lgs. 231/2001). Nell'adunanza del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, che non hanno ancora esaurito tutti i rapporti con le società appaltatrici o fornitrici, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni. L'Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due dirigenti dell'Eni, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato all'Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e due società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi.

Consorzio TSKJ - Indagini della SEC

La *Securities and Exchange Commission* degli USA (SEC) ha notificato all'Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui l'Eni ha prontamente aderito, al fine di acquisire documentazione e altri elementi informativi concernenti il consorzio TSKJ in merito alla costruzione in Nigeria (Bonny Island) di impianti di liquefazione di gas naturale. Il consorzio TSKJ è partecipato al 25% dalla Snamprogetti (Eni 100%) e, per la restante parte, da controllate della Halliburton/KBR, della Technip e della JGC. Le indagini della SEC riguardano presunti pagamenti impropri a pubblici ufficiali da parte della TSKJ. Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla SEC la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria. Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità.

Introduzione dei principi contabili internazionali

In relazione all'entrata in vigore del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (IFRS)¹.

Al fine di adempiere alle disposizioni del Regolamento, a partire dal luglio 2002 l'Eni ha avviato il programma di implementazione degli IFRS attraverso la formazione di gruppi di lavoro per tematica di bilancio – costituiti da personale dell'Eni SpA e delle società del Gruppo – con il compito di definire la proposta di revisione delle Norme di Gruppo, evidenziare le differenze con i criteri definiti ai fini *Italian GAAP* e *U.S. GAAP* e fornire un supporto all'analisi delle implicazioni sui sistemi informativi derivanti dall'adozione degli IFRS.

Nel dicembre 2003 è stata definita la proposta di revisione delle Norme di Gruppo relativa alle tematiche di bilancio considerate maggiormente significative; nel settembre 2004 le Norme sono state aggiornate per tener conto delle numerose pronunce dello IASB intervenute tra dicembre 2003 e marzo 2004. Al riguardo, rileva la circostanza che il processo di definizione del quadro normativo di riferimento è sostanzialmente terminato solo nel

(1) Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del "Preface to International Financial Reporting Standards", gli IFRS (*International Financial Reporting Standards*) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), ex *International Accounting Standards Committee* (IASC) e comprendono: (i) gli *International Financial Reporting Standards* (IFRS); (ii) gli *International Accounting Standards* (IAS); (iii) le interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di *International Financial Reporting Standards* (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

dicembre 2004 con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE dei principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea.

Nell'ottobre 2004 è stato trasmesso alle società del Gruppo il flusso informativo per la raccolta delle informazioni necessarie alla valorizzazione dell'effetto conseguente all'adeguamento dei saldi iniziali (1° gennaio 2004) delle attività e passività ai nuovi principi alla data di transizione. Infatti, secondo le disposizioni dell'*IFRS 1* "Prima adozione degli *International Financial Reporting Standard*", l'Eni deve redigere una situazione patrimoniale alla stessa data che: (i) rileva tutte e solo le attività e passività considerate tali in base ai nuovi principi; (ii) classifica e valuta le attività e le passività per i valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine (applicazione retrospettiva); (iii) riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli *IFRS*.

L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e passività agli *IFRS* è rilevato a patrimonio netto, dedotto il relativo effetto fiscale da imputare al fondo imposte differite.

L'introduzione dei nuovi principi nel Gruppo è agevolata dall'esperienza maturata nell'applicazione dei principi contabili statunitensi (*U.S. GAAP*) che l'Eni deve seguire nella redazione del *Form 20-F* da depositare annualmente presso la SEC.

Gli *IFRS* che determinano gli impatti più significativi per il Gruppo sono: (i) la revisione del valore netto degli impianti, anche per tener conto delle disposizioni relative alla separazione di componenti significative di beni complessi; (ii) l'eliminazione del criterio Lifo nella valutazione delle rimanenze; (iii) l'applicazione del concetto di "probabile", in luogo della "ragionevole certezza", per la rilevazione delle imposte anticipate; (iv) l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto; (v) la determinazione degli accantonamenti a fondi rischi e spese future con l'attualizzazione degli oneri che si prevede di sostenere quando l'effetto finanziario del tempo è significativo; (vi) l'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione dei benefici a favore dei dipendenti; (vii) l'imputazione all'attivo patrimoniale, in contropartita a uno specifico fondo, dei costi stimati (attualizzati) per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture; (viii) la disposizione secondo cui l'avviamento non è oggetto di ammortamento e la sua recuperabilità è verificata almeno annualmente.

Relativamente agli *IAS 32* e *39*, riguardanti la valutazione degli strumenti finanziari ivi inclusi i derivati, l'Eni si è avvalsa della facoltà concessa dall'*IFRS 1* di definire quale data di transizione il 1° gennaio 2005.

Con riferimento alle attività minerarie, non vi sono elementi di discontinuità rispetto ai criteri attualmente adottati perché nel dicembre 2004 lo IASB ha emesso il principio contabile internazionale *IFRS 6* "Exploration for and evaluation of mineral resources" che consente di mantenere i criteri di rilevazione e di valutazione delle spese esplorative (es. studi geologici e geofisici, acquisizioni di permessi esplorativi, pozzi esplorativi, etc.) precedentemente adottati.

La PricewaterhouseCoopers ha in corso il lavoro di revisione della situazione contabile di apertura al 1° gennaio 2004; tenuto conto delle obiettive difficoltà applicative dei nuovi principi e in particolare dell'adozione del metodo retrospettivo, la quantificazione puntuale potrà essere diffusa solo dopo i risultati della revisione.

Allo stato, è prevedibile un aumento del patrimonio netto e corrispondentemente del capitale investito netto al 1° gennaio 2004 a seguito, in particolare, della revisione del valore netto degli impianti e dell'adozione del costo medio ponderato, anziché del Lifo a scatti annuali, nella valutazione delle rimanenze di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale. Quest'ultima modifica influenzerà la volatilità dei risultati perché mentre in precedenza la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze, salvo nel caso di riduzione dei volumi, con l'adozione del costo medio ponderato la variazione ha una diretta influenza con la rilevazione di *profit* o *loss in stock* derivanti dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

In linea con il documento di consultazione diffuso dalla Consob, nella relazione trimestrale al 31 marzo 2005 saranno fornite le riconciliazioni tra i principi contabili precedentemente

adottati e quelli *IFRS*; e precisamente: (i) riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004; (ii) riconciliazione del risultato economico dell'esercizio 2004.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività. In questa sede si evidenzia:

Vendita della partecipazione in Albacom

Il 4 febbraio 2005 i soci di Albacom SpA – Eni SpA (35%), Mediaset SpA (19,5%) e Banca Nazionale del Lavoro SpA (BNL) (19,5%) – hanno venduto a British Telecom Plc (BT) la loro partecipazione nella società. Inoltre il contratto prevede la cessione a BT da parte dei soci Eni (per una quota di 87 milioni di euro) e Mediaset del credito acquistato al valore nominale da BNL relativo al finanziamento di 250 milioni di euro da quest'ultima concesso ad Albacom che era garantito dai soci in misura proporzionale alla loro partecipazione al capitale sociale; anche BNL ha ceduto a BT la parte residua del finanziamento. Il corrispettivo per la cessione della partecipazione e del credito, pagabile dopo 5 anni, è legato a una formula parametrata all'EBITDA realizzato da Albacom nell'esercizio che chiude al 31 marzo 2009 con un limite minimo (*floor*) e massimo (*cap*) maggiorati di interessi. Tenuto conto delle oggettive incertezze, nella valutazione degli effetti dell'operazione nel bilancio 2004 è stato assunto il prezzo minimo che per la quota Eni ammonta a 26 milioni di euro rilevando un onere complessivo, prima dell'effetto fiscale, di 103 milioni di euro riferito quanto a 41 milioni alla partecipazione (corrispondente al valore di iscrizione) e quanto a 62 milioni di euro all'accantonamento al fondo rischi a fronte del credito ex BNL di 87 milioni di euro.

Snam Rete Gas

Il 18 febbraio 2005 il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero dell'economia e delle finanze, ha approvato lo schema di Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) che definisce i criteri e le modalità di dismissione della partecipazione posseduta dall'Eni nel capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (50,06%) nel cui statuto saranno introdotti i poteri speciali a favore del Ministero dell'economia e delle finanze previsti dalla normativa in materia di dismissioni di partecipazioni dello Stato. Dopo che sarà stato pubblicato il DPCM, proseguirà il processo di vendita di quote del capitale sociale di Snam Rete Gas fino a ridurre la propria partecipazione al 20% entro il 1° luglio 2007.

Porto Marghera

Il 15 febbraio 2005 l'Eni ha stipulato un accordo con il Ministero dell'ambiente e il Ministero delle infrastrutture e trasporti per la messa in sicurezza di una parte dell'area di Porto Marghera impegnandosi a versare al Ministero dell'ambiente la somma di 41,6 milioni di euro, comprensivi del contributo per la messa in sicurezza dell'area, che sarà utilizzato dal Magistrato alle Acque di Venezia. L'onere trova copertura nel fondo rischi iscritto nel bilancio 2004.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2005 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- produzione giornaliera di idrocarburi: in aumento rispetto al 2004 (1,62 milioni di boe/giorno), in linea con il tasso medio di incremento annuo programmato nel periodo 2004-2008 (superiore al 5%). La maggiore produzione sarà realizzata all'estero (in particolare in Libia, Angola, Egitto, Algeria e Kazakhstan) a seguito dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nell'ultima parte del 2004 e degli avvisi programmati nel 2005;

- volumi venduti di gas naturale²: sostanzialmente stabili (84,45 miliardi di metri cubi nel 2004); le maggiori vendite attese nei mercati in Europa (Spagna, Germania e Turchia) saranno assorbite dalla prevista riduzione in Italia;
- volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia: in aumento di circa il 6% (28,26 miliardi di metri cubi nel 2004) a seguito dell'evoluzione attesa della domanda;
- produzione venduta di energia elettrica: in aumento di circa il 50% (13,85 terawattora nel 2004) a seguito dell'entrata in marcia commerciale di nuova capacità di generazione (circa 3 gigawatt) presso i siti di Brindisi e Mantova (la capacità complessiva installata di generazione elettrica al 31 dicembre 2004 è di 3,3 gigawatt), nonché della piena marcia commerciale dei gruppi di potenza installati nel 2004 a Ravenna e a Ferrara Erbognone;
- lavorazioni in conto proprio di petrolio e di semilavorati: sostanzialmente stabili (37,68 milioni di tonnellate nel 2004) a seguito in particolare delle maggiori lavorazioni all'estero a supporto della crescita delle vendite nel resto d'Europa, che si prevede saranno assorbite dalla riduzione attesa in Italia, anche a seguito della ridotta attività prevista sulla raffineria di Gela dovuta al danno alle infrastrutture di attracco delle navi per il carico/scarico del petrolio e dei prodotti causato dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004;
- vendite di prodotti petroliferi sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa: in aumento di circa il 4% (12,3 milioni di tonnellate nel 2004); l'erogato medio della rete a marchio Agip è previsto in aumento sia in Italia (2.528 mila litri nel 2004) sia nel resto d'Europa (2.393 mila litri nel 2004).

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di 7,3 miliardi di euro, di cui circa il 91% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali progetti di investimento sono: (i) nel settore Exploration & Production, lo sviluppo di giacimenti in Libia, Italia, Angola, Kazakhstan, Egitto e Nigeria, nonché la ricerca esplorativa; (ii) nel settore Gas & Power, il potenziamento e il mantenimento delle strutture di trasporto e di distribuzione del gas naturale e la prosecuzione del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing, il completamento del gassificatore dei residui pesanti da lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, il miglioramento dell'efficienza delle strutture produttive e della qualità dei prodotti, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Nel corso del 2005 è prevista la vendita, in esito al processo di gara in corso, del 90% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA con obbligo dell'acquirente di acquistare le residue azioni (10%) al compimento del quinto anno dalla data dell'acquisto.

(2) Compresi i volumi di gas per autoconsumi e la quota Eni delle vendite di società collegate e di imprese rilevanti.

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

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

Boe *Barrel of Oil Equivalent* viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

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

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*): contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*): contratto tipico del settore delle costruzioni

offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

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

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

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

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

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

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

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

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la pro-

glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo

www.eni.it

Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

duzione 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 a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

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

Production Sharing Agreement 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 dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

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

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

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

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.

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.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

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 di fine anno e la produzione dell'anno.

PAGINA BIANCA