

Inoltre, su istanza di competenza funzionale, il Tribunale ha deciso di trasferire il processo al Tribunale monocratico di Adria derubricando il principale capo di imputazione da disastro ambientale, che non si sarebbe quindi verificato, a pericolo di disastro. L'udienza davanti al Tribunale monocratico di Adria è fissata per il 31 ottobre 2006.

8.2 EniPower SpA

Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. Si è in attesa dello svolgimento dell'udienza preliminare circa la decisione sulla richiesta di rinvio a giudizio, tra gli altri, del rappresentante legale di EniPower.

8.3 Polimeri Europa SpA

Avanti al Tribunale di Gela si è svolto un procedimento penale concernente la presunta violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti per quanto riguarda l'impianto ACN e l'utilizzo del FOK prodotto dall'impianto di *steam cracking* concluso con sentenza di condanna e riconoscimento in via equitativa di un danno ad un'associazione ambientalista costituitasi in giudizio e con rinvio al giudice civile per le determinazioni delle ulteriori richieste di danno. La sentenza è stata impugnata. La prima udienza del processo d'appello è stata rinviata al 5 dicembre 2006.

8.4 Syndial SpA (Ex Enichem SpA)

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation

Italia SpA (EVC Italia), dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. Le istanze istruttorie sono state depositate, si è in attesa che il giudice sciogla la riserva in merito.

Con lo Stato (Presidenza del Consiglio e Ministero dell'Ambiente) si è concluso un accordo transattivo, per i danni al sito di Porto Marghera con la previsione del pagamento da parte di Syndial di 140 milioni di euro di cui parte come contributo al magistrato delle Acque di Venezia.

Il 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di alcuni dipendenti dello stabilimento di Priolo dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento.

Il 15 marzo 2006, il Giudice delle indagini preliminari, accogliendo la richiesta del Pubblico Ministero, ha disposto l'archiviazione del primo procedimento sopra menzionato nei confronti dei dipendenti Syndial per irrilevanza del contributo causale nell'inquinamento del mare da mercurio.

Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro.

Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, rappresentate dall'Avvocatura dello Stato, hanno convenuto Syndial davanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale (sotto le diverse componenti dell'inquinamento del suolo, dell'aria e delle acque, considerando i riflessi a carico dell'ambiente, delle condizioni di vita in generale e della salute degli abitanti) provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto al petitum e causa petendi alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

8.5 Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento ed ha irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro e ha chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate.

La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti.

Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrano essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n.9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

8.5.1 Procedimento istruttorio sul gasdotto TTPC

Il 15 febbraio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni SpA il provvedimento finale di chiusura del procedimento istruttorio avviato nel febbraio 2005 per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante.

I fatti che avevano portato all'avvio dell'istruttoria si riferivano ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che considerò risolti di diritto i contratti di trasporto *ship-or-pay* stipulati il 31 marzo 2003 con quattro shipper aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC per il mancato avverarsi delle condizioni sospensive, ritenendo perciò di non dover procedere al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Nel gennaio 2006 Eni ha proposto, nell'ambito del procedimento, l'adozione di misure pro-concorrenziali, a mitigazione degli effetti dell'asserito abuso di posizione dominante, tra cui in particolare il potenziamento del gasdotto TTPC (Tunisia) per l'importazione in Italia del gas naturale algerino: 3,2 miliardi metri cubi/anno dal 1° aprile 2008 e per ulteriori 3,3 miliardi metri cubi/anno dal 1° ottobre 2008.

Con il provvedimento notificato il 15 febbraio 2006 l'Autorità ha deliberato che la condotta posta in essere da Eni s.p.a., tramite la propria controllata TTPC, costituisce abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE.

L'Autorità ha pertanto inflitto ad Eni una sanzione amministrativa. L'entità di tale sanzione è stata ridotta da 390 milioni a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno della società di attuare le misure pro-concorrenziali proposte secondo gli impegni assunti.

Sia Eni s.p.a. che TTPC Ltd (controllata al 100% da Eni s.p.a.) hanno appellato davanti al TAR Lazio la decisione suddetta al fine di ottenerne l'annullamento, l'udienza di discussione del merito è stata fissata per il 12 luglio.

8.6 Consorzio TSKJ - Indagini della SEC e di altre Autorità

La Securities and Exchange Commission degli USA (SEC) ha notificato a Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui 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.

Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità. Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla SEC e alle altre Autorità la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria.

8.7 Interventi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere n.26 del febbraio 2002 e n.49 del marzo 2002 fissava i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al periodo aprile 2002/marzo 2006.

La Stoccaggi Gas Italia (Stogit) vistasi rigettare le proprie tariffe, pur applicando le delibere dell'Autorità le impugnava avanti il TAR Lombardia per ottenerne l'annullamento.

Con sentenza del 29 settembre 2003 il TAR respingeva il ricorso e successivamente anche l'appello presentato al Consiglio di Stato veniva ugualmente respinto in data 26 gennaio 2006.

8.7.1 Determinazione delle tariffe di vendita gas – Contenzioso sulle delibere AEEG n. 248/04, n. 298/05, n. 63/06 e n. 65/06

La Delibera 248/04, emanata il 29 dicembre 2004 dall'Autorità, modifica dal 1° gennaio 2005 le tariffe ai clienti tutelati; la modifica di maggior rilevanza riguarda il sistema di indicizzazione della componente tariffaria destinata alla copertura dei costi di approvvigionamento¹⁴ (Qe), con l'introduzione di una "clausola di salvaguardia" che riduce del 25% gli aumenti di Qe quando il prezzo del petrolio supera i 35 \$/bbl.

La Delibera prevede inoltre l'obbligo per i fornitori al city-gate di offrire ai propri clienti (i venditori al dettaglio) condizioni economiche "coerenti" con il nuovo sistema tariffario.

Eni, così come molti altri operatori e associazioni di categoria, ha presentato ricorso al giudice amministrativo avverso tale delibera ritenendola illegittima.

Con una serie di sentenze di identico contenuto (tra le quali la sentenza n. 3711 depositata il 6 ottobre 2005 sul ricorso di Eni), il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/04. L'Autorità ha proposto appello.

All'udienza per la discussione della sospensione, tenutasi il 4 aprile 2006, il Consiglio di Stato ha rinviato alla trattazione del merito, fissandone l'udienza per il 6 giugno 2006, unitamente alla trattazione degli appelli sulle altre sentenze di primo grado relative alla delibera 248/04.

Tuttavia, all'udienza del 6 giugno, il Consiglio di Stato ha ulteriormente disposto il rinvio della trattazione a un'udienza successiva alla decisione dell'Adunanza Plenaria sulla sentenza Anigas, che non interverrà ragionevolmente prima di ottobre/novembre 2006.

Nel frattempo, l'Autorità il 29 dicembre 2005 ha pubblicato la delibera n. 298/05 con la quale ha disposto l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il trimestre gennaio-marzo 2006 sulla base dei criteri contenuti nella delibera 248/04 in forza della sospensiva ottenuta sulla sola sentenza Hera Trading.

Avverso tale provvedimento Eni e gli altri operatori hanno presentato ricorsi davanti al TAR per la Lombardia per ottenerne l'annullamento previa sospensiva. Il TAR ha dapprima sospeso, con ordinanze del 31 gennaio 2006, l'efficacia della delibera 298/05. A seguito della decisione del Consiglio di Stato del 21 marzo 2006 di accoglimento dell'appello dell'AEEG sulla sentenza Hera Trading, lo stesso TAR, in

¹⁴ Costo fob inclusi consumi e fiscalità.

data 11 aprile 2006 ha però revocato il precedente provvedimento restituendo efficacia alla delibera 298/05.

Le udienze di merito non sono state ancora fissate.

Il 28 marzo 2006, l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 63/06 con la quale ha provveduto all'aggiornamento tariffario per il trimestre aprile-giugno 2006, sempre in applicazione della delibera 248/04.

Con delibera 65/06 dello stesso 28 marzo 2006, l'Autorità ha altresì disposto che le imprese di vendita riconoscano ai clienti finali civili entro il 30 giugno 2006 un importo a titolo di parziale conguaglio derivante dall'applicazione per il 2005 delle modalità di aggiornamento di cui alla delibera 248/04 in luogo della delibera 195/02.

Anche tali delibere, proprio perché applicano i criteri di cui alla delibera 248/04 sono state impugnate al TAR per la Lombardia, senza tuttavia chiederne la sospensione (che, sulla base dei precedenti non sarebbe stata concessa).

Con la citata delibera 65/06, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti volti a gestire il rimborso complessivo dovuto ai consumatori (sulla base della delibera 248/04) e a definire le modalità applicative della disposizione riguardante la rinegoziazione dei contratti di fornitura rispetto ai fornitori all'ingrosso.

Nell'ambito di tale procedimento l'AEEG ha pubblicato in data 18 maggio 2006 un documento di consultazione in tema di *"Aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, obblighi di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso per gli esercenti l'attività di vendita e misure volte a garantire la promozione del mercato"*.

Eni ha presentato le proprie osservazioni al documento consultivo e si è in attesa delle deliberazioni dell'Autorità.

8.7.2 Richieste di informazioni sui prezzi di approvvigionamento gas

Con delibera n. 107/05 del 15 giugno 2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione amministrativa nei confronti di Eni s.p.a. e di altri operatori del settore importatori di gas naturale, ai sensi della legge 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità), per inottemperanza alla deliberazione 27 ottobre 2004 n.188/04 che richiedeva la trasmissione all'Autorità

di informazioni, tra le quali in particolare date e controparte di ciascun contratto di importazione; prezzi base di acquisto FOB; le formule di aggiornamento dei prezzi di acquisto; relativamente al periodo ottobre 2002-settembre 2004, per ogni contratto di importazione i prezzi medi di acquisto FOB e i volumi acquistati su base mensile.

Contro la delibera 188/04 Eni ha proposto ricorso avanti al TAR per la Lombardia che, con sentenza del 22 marzo 2005, ha annullato la delibera 188/04 nella parte in cui chiedeva di comunicare data di attivazione e fornitore di ciascun contratto, nonché il prezzo base di acquisto FOB.

Con lettera del 14 maggio 2005, Eni ha quindi trasmesso all'Autorità le informazioni chieste ai sensi della delibera 188/04 per quanto non annullata dal giudice amministrativo con la predetta sentenza.

In particolare, Eni non ha fornito i prezzi FOB e i volumi di acquisto su base mensile, al fine di non consentire il calcolo, per induzione, del prezzo base di acquisto FOB che, in base alla decisione del TAR, Eni non è tenuta a fornire.

Con atto di appello notificato nel mese di dicembre 2005, l'Autorità ha impugnato al Consiglio di Stato la sentenza del TAR per la Lombardia relativa alla delibera 188/2004, chiedendone la riforma, onde ottenere esplicitamente anche il prezzo FOB.

Eni si è costituita nel giudizio di appello, presentando appello incidentale. Si è in attesa della fissazione dell'udienza di discussione.

Nel frattempo, con la citata delibera 107/05, l'Autorità, ritenendo le informazioni trasmesse da Eni non sufficienti a ottemperare alla delibera 188/04, come parzialmente annullata dalla sentenza del TAR, ha aperto un'istruttoria ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n.481¹⁵.

Il 7 marzo 2006 l'Autorità ha comunicato le risultanze istruttorie nelle quali ha confermato la propria posizione circa l'insufficienza dei dati forniti, non condividendo l'interpretazione di Eni della sentenza del TAR di parziale annullamento della delibera 188/04.

In data 6 aprile 2006 si è tenuta l'audizione finale davanti all'Autorità.

In quella sede, e nella successiva memoria del 21 aprile 2006, Eni ha ribadito la propria convinzione circa l'adeguatezza delle informazioni fornite alla luce

¹⁵ Che prevede la possibilità per l'AEEG di irrogare sanzioni pecuniarie comprese tra un minimo di 25 mila e un massimo di 150 milioni di euro.

della delibera 288/04, come riformata dal TAR per la Lombardia. Tuttavia, in una logica di massima collaborazione, Eni ha fornito spontaneamente anche i dati relativi ai prezzi medi mensili di acquisto *fob* nel periodo ottobre 2002-settembre 2004, la cui omessa comunicazione aveva determinato l'avvio dell'istruttoria, senza pregiudizio della posizione sostenuta circa la mancanza di un obbligo giuridico in tal senso.

Eni ha quindi richiesto l'archiviazione dell'istruttoria. Si è in attesa della decisione da parte dell'Autorità.

Capitolo IX

Considerazioni conclusive

L'assetto organizzativo della Società si è progressivamente modificato a partire dal 1997 coerentemente con la nuova configurazione che l'Eni è andata assumendo come società operativa con struttura divisionalizzata, modificando il precedente assetto di holding di partecipazione.

Questo processo ha determinato una diversa configurazione anche delle attività delle Corporate e dei servizi condivisi di Gruppo.

Il modello di Governance attuato dall'Eni, l'adeguamento organizzativo e l'integrazione tra strutture della Corporate e del business sono funzionali ai risultati della gestione coerentemente ai piani strategici.

Anche la credibilità sul mercato è stata influenzata dall'efficienza dell'organizzazione gestionale dell'impresa; nonchè dalla validità delle forme di controllo e di pubblicità.

Nell'ultimo anno la società ha dato maggiore impulso all'adeguamento dell'assetto organizzativo in una logica produttivistica ed anche del migliore rapporto direzione-controllo.

Sono stati anche rilanciati i compiti del *Management Committee* (Comitato di direzione) tecnostruttura che realizza le interazioni e le sinergie tra i vari settori aziendali e che si pone come anello tra gli organi statutari e le articolazioni della struttura.

L'Eni è stata la prima in Italia a realizzare questa tecnostruttura sul modello del management committee conosciuto in America.

La politica per il personale si è svolta soprattutto in due direzioni:

1. la crescita della professionalità, favorendo anche la carriera dei giovani migliori;
2. la struttura retributiva che oltre la retribuzione continuativa comprende l'incentivo annuale e l'incentivo a lungo termine (*stock option*);

cosicché oltre ad "incentivare" la produttività si tende a favorire il "vincolo di appartenenza" del personale.

Questa politica del personale non ha però, precluso la recente utilizzazione di personale di elevata professionalità proveniente da valide esperienze esterne all'Eni e tale da realizzare un utile interazione.

La Corporate Governance dell'Eni cumula il controllo del sistema dualistico con quello del sistema monistico.

Infatti, oltre il Collegio sindacale è costituito, (dal 1994) il Comitato di controllo interno (*Audit Committee*).

Inoltre l'Eni per essere emittente estero quotato nei mercati statunitensi (NYSE), ha la necessità di verificare l'adeguatezza del proprio sistema di controllo ai nuovi obblighi previsti dal SOA (Sarbanes-Oxley Act): si tratta della definizione di un complesso di regole destinate ad assicurare la minimizzazione dei rischi aziendali e a garantire la regolarità, sicurezza ed efficienza delle attività ("sistema di controllo interno") e a garantire il rispetto degli obblighi informativi.

Infine la SEC e la normativa di riferimento attribuiscono rilevanza alle dichiarazioni previsionali (*forward – looking statements*) che comprendono le valutazioni del management sull'impatto economico- finanziario sui fattori di rischio.

L'organo deputato al controllo, secondo il sistema dualistico , è il Collegio sindacale che svolge i compiti previsti dalla legge e dallo statuto. Inoltre, per la legge sulla tutela del pubblico risparmio, i sindaci hanno anche la vigilanza "sulla modalità della concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento".

Ma al collegio sindacale dell'Eni si è aggiunta una nuova impegnativa competenza perché dal 1 giugno 2005, svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dalla SOA e dalla normativa SEC all'Audit Committee degli emittenti USA.

A rafforzare il sistema dei controlli, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni spa, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex d.lgs. 8 giugno 2001 n.231" (per la responsabilità amministrativa delle società) ed ha istituito l'organismo di vigilanza.

L'organizzazione dell'Eni comprende anche l'Internal Audit: il responsabile (in qualità di "preposto al controllo interno") assiste l'Audit Committee e svolge gli incarichi da questi affidatogli.

Il Comitato di controllo interno ed il Collegio sindacale valutano il piano di lavoro dell'attività di auditing e le risultanze che emergono dai rapporti di revisione.

Nell'ultimo anno, l'Internal Audit ha svolto un intenso e importante lavoro anche per i problemi particolari che si sono dovuti affrontare (cfr.cap.I).

In breve, il sistema dei controlli dell'Eni non mostra alcuna carenza ed anzi potrebbe apparire sovrabbondante, pur se massimamente efficace.

In coerenza con le scelte strategiche del Gruppo, l'Eni in questi anni è cambiata non solo dal punto di vista organizzativo e strutturale (passata da holding di partecipazione a società operativa), ma anche da quello operativo diventando più internazionale, più integrata e focalizzata sul core business, puntando (non senza contrastanti opinioni anche interne) sulla riduzione del capitale investito nel settore petrolchimico.

Il primo piano strategico che interessa l'arco di tempo in esame è relativo al triennio 2003-2006.

In tale piano la società ribadisce la focalizzazione del core business oil e gas programmando la crescita della produzione e la riduzione dei costi (cfr. cap.III).

Il secondo piano strategico è quello del triennio 2004-2007 che programma uno slancio verso lo sviluppo industriale attraverso vari obiettivi fra i quali la crescita all'estero nel business del gas (cfr. cap. III).

Nel 2003 sono state avviate nuove centrali elettriche.

Nel 2004 la società ha prodotto 1,6 milioni di boe/giorno con un aumento del 4% rispetto al 2003 (secondo quanto programmato).

Nel 2004 il gas venduto risulta 73,43 miliardi di metri cubi con un aumento del gas venduto in Europa e nei paesi extra- europei.

L'errore previsionale di questi piani strategici è stato quello di ritenere prossima una "bolla del gas", per eccesso di offerta.

L'ultimo piano strategico è quello relativo al quadriennio 2006-2009 ed è caratterizzato da un grosso target di investimenti (iniziali 38 miliardi di euro con in più ulteriori 25- 30 miliardi di euro per investimenti non definiti che costituiscono la base del Piano straordinario).

In particolare per Divisione Exploration &Production la strategia conta di far leva sulla posizione di forza in alcuni Paesi (Nigeria, Angola¹⁶, Algeria, Libia e

¹⁶ In Angola, l'Eni nel maggio 2006 si è aggiudicata con gara (Offshore Licensing Round) la titolarità del 35% dei diritti esplorativi dell'area "Blocco 15" e l'operatorship della joint venture incaricata di esplorare

Kazakhstan) con i più alti tassi di sviluppo della produzione di petrolio e gas per conseguire una crescita leader nel settore. L'obiettivo è quello di superare nel 2009 la produzione di 2 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una crescita media annuo del 4%.

A tal fine, nel 2005 è stata incrementata dal 16,67% al 18,52 % la quota di partecipazione al progetto Kashagan (Kazakhstan) il più grande giacimento per riserve recuperabili (circa 13 miliardi di barili mediante reiniezione di gas) scoperto nel mondo negli ultimi trenta anni. La realizzazione del progetto prosegue nel rispetto dei tempi annunciati. La produzione di picco è stimata in oltre 1,2 milioni di barili al giorno.

La strategia nel settore Gas&Power prevede di rafforzare la posizione nel mercato europeo: per il 2012 è programmato di vendere oltre 110 miliardi di metri cubi.

A tal fine è previsto lo sviluppo delle infrastrutture per l'importazione di gas attraverso una rete di trasporto estesa ed integrata, con molteplici punti di ingresso e capacità di stoccaggio per consentire una capacità di importazione addizionale di 25 miliardi di metri cubi al 2009.

E' prevista l'uscita dalla Snam Rete Gas al 2008 come indicato nella legge finanziaria 2006 (ma l'orientamento del Governo appare favorevole a far slittare la data).

Negli ambienti dell'Eni si sostiene che la separazione proprietaria di Snam Rete Gas è inutile e dannosa:

inutile perché

- il contesto normativo e regolamentare già assicura la terzietà e imparzialità della gestione della rete nazionale dei metanodotti e
- l'esistenza di un codice di rete, la regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, la determinazione delle tariffe da parte della stessa e la sorveglianza del Ministero per lo Sviluppo Economico rendono "neutrale" la rete, da chiunque gestita.

Dannosa perché

- nel sostituire un nuovo assetto proprietario ad Eni si perde un know how gestionale unico in Italia;

e sviluppare i giacimenti della stessa. L'attuale produzione in Angola è di 160 mila barili boe, con le nuove esplorazioni in acque profonde la produzione raggiungerà 200 mila barili al giorno nel 2009.

- rappresenta un ulteriore tassello della strategia del “dimagrimento dell’Eni” che, privato degli assets, verrebbe ulteriormente indebolito rispetto ai principali operatori internazionali ancora verticalmente integrati;
- l’imposizione dell’obbligo di vendita, per di più entro un arco temporale predefinito, si scontra, con la migliore valorizzazione dell’asset e con l’attesa remunerazione da parte degli azionisti.

Si sostiene anche che la totale separazione proprietaria fa venire meno la giustificazione del golden share a favore del Governo dello Statuto Eni.

Tale previsione ha lo scopo di consentire allo Stato di proteggere alcuni interessi vitali per il Paese (sicurezza dell’approvvigionamento, infrastrutture strategiche).

La dismissione del controllo Eni in Snam Rete Gas e in Stogit rende più difficile giustificare la permanenza dei poteri speciali, contenuta nello Statuto aziendale, oggetto di valutazione di censura da parte della Commissione Europea.

La prevista perdita del controllo Eni su SRG è circostanza tutt’altro che neutrale rispetto alla questione della legittimità del golden share. perchè il verificarsi di questa circostanza farebbe cadere l’elemento più forte a sostegno della legittimità dei poteri speciali in Eni e, quindi, indebolirebbe sostanzialmente la difesa di tali poteri, lasciando Eni completamente contendibile.

Si sostiene ancora che la norma crea uno svantaggio competitivo per le imprese italiane e la loro discriminazione rispetto ai competitor europei.

La separazione proprietaria del trasporto e degli stoccaggi –voluta dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) – aumenterebbe ancor più la asimmetria del mercato del gas italiano rispetto al resto dell’UE, ponendo l’Italia in posizione di inferiorità rispetto a quei paesi nei quali :

- il mantenimento della proprietà delle reti da parte di operatori verticalmente integrati ;
- le modalità “negoziate” di accesso alla rete;
- l’assenza di autorità di settore;

creano una posizione sfavorevole a eventuali nuovi entranti o comunque squilibrata e asimmetrica rispetto a quella che gli stessi troverebbero sul mercato italiano.

Negli ambienti dell'Eni si rileva anche che non è ripetibile nella specie l'esperienza di Terna perché la rete gas è assimilabile alle autostrade o alla rete ferroviaria.

Si evidenziano infine le problematiche relative alla cessione di Snam Rete Gas sia con la modalità dell'O.P.V. che presenta il rischio dell'acquisto da parte di operatori integrati esteri o da parte di speculatori finanziari e sia con la modalità della trattativa privata con la Cassa Depositi e Prestiti che, però, dovrebbe cedere la quota detenuta dalla stessa Cassa in Eni; il che si ripercuoterebbe sulla contendibilità di Eni.

La normativa in materia comprende norme comunitarie e norme nazionali.

La seconda direttiva gas (2003/55/CE) prevede esclusivamente la separazione societaria, organizzativa e gestionale dell'attività di trasporto: l'art.9 afferma che "non si reputa necessario introdurre l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del sistema di trasporto dall'impresa verticalmente integrata".

Tali principi sono ripresi dai criteri di delega previsti dal disegno di legge Bersani approvato dal Consiglio dei Ministri l'8 giugno 2006.

A questo punto appare opportuno ricordare la crisi del gas che ha colpito l'Italia nell'inverno 2005-2006 e ha messo in evidenza la dipendenza e fragilità della situazione energetica italiana resa ancora più difficile perché circa il 60% dell'energia elettrica italiana è prodotta utilizzando il gas ed il 75% dei sistemi di riscaldamento domestico utilizza il metano.

Attraverso le reti di trasporto il gas viene importato da grandi produttori (soprattutto dalla Russia e dall'Algeria) e in mancanza di valide alternative ciò comporta anche delle conseguenze politiche. Pertanto è necessaria la costruzione di rigassificatori che consentano l'importazione anche da altri Paesi.

Una strozzatura si riscontra anche per il settore raffinazione Eni. Infatti gli altri grandi gruppi petroliferi sono in grado di raffinare quantitativi superiori (fino al 250%) a quelli da loro stessi prodotti, l'Eni ha, invece, un sistema di raffinazione in grado di raffinare soltanto il 70% del proprio prodotto.

Si tratta delle note difficoltà per la costruzione di impianti di raffinazione (analoghe a quelle per la costruzione di rigassificatori). Tuttavia l'Eni programma il miglioramento del sistema di raffinazione e il rafforzamento nell'attività marketing,

programmando un incremento della lavorazione in Europa fino a 42 milioni di tonnellate all'anno per il 2009.

Per il settore Ingegneria e costruzioni l'Eni attraverso la Saipem, che ha acquistato nel febbraio 2006 la Snamprogetti, intende rafforzare la propria leadership nel settore.

Per quanto riguarda l'impiego della cassa il Piano considera priorità investire in progetti ad alta redditività per sostenere la crescita nel lungo termine del core business, con un programma di investimenti per 35,2 miliardi di euro nel quadriennio 2006-2009, con circa due terzi degli investimenti effettuati nelle attività di esplorazione e produzione. Le scelte di investimento si basano sulla prudente assunzione del prezzo di lungo termine del greggio Brent di 30 dollari/barile.

Nel 2005 Eni ha conseguito i migliori risultati operativi e finanziari della sua storia.

L'utile netto di Gruppo registrato ha raggiunto il livello record di 8.788 milioni di euro (9.300 l'utile netto *adjusted*).

La redditività complessiva per gli azionisti è stata del 35%.

L'Eni ha confermato il programma di acquisto di azioni proprie per complessivi 1.034 milioni di euro, raggiungendo il 7,04% del capitale sociale.

Gli investimenti tecnici sono stati 7.414 milioni di euro, superiori del 35% degli ammortamenti, con l'impegno per l'innovazione tecnologica e con attenzione allo sviluppo sostenibile rispettoso anche dei diritti umani e della tutela dell'ambiente.

Nella prima parte del 2006 i risultati operativi e finanziari sono ulteriormente migliorati (cfr. cap.V).

L'utile netto del bilancio consolidato dell'esercizio 2005 (8.788 milioni di euro) segna un aumento del 24,5% rispetto al 2004 che si era chiuso con l'utile netto di 7,1 miliardi di euro, superiore di 1,5 miliardi di euro rispetto al 2003 (+30,2%) che si era chiuso con l'utile netto di 5.585 milioni di euro. A sua volta l'utile netto dell'esercizio 2003 aveva segnato un aumento di circa 1 miliardo di euro (+21,6%) rispetto all'esercizio 2002 che si era chiuso con un utile netto di 4.593 milioni di euro.

L'Eni è la prima società italiana per capitalizzazione, risultati e presenza internazionale.