

prevalentemente all'estero, mentre, il comparto industriale (Divisione R&M) e petrolchimico è caratterizzato da contratti di importo più contenuto, per la maggior parte concentrati sul territorio nazionale.

Eni ha riferito al riguardo che è, comunque, in corso un processo di accorpamento dei volumi per singolo atto negoziale, anche attraverso l'incremento dell'utilizzo dei contratti aperti, al fine di diminuire il numero complessivo dei contratti ed aumentare efficienza ed efficacia del processo.

#### 4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali

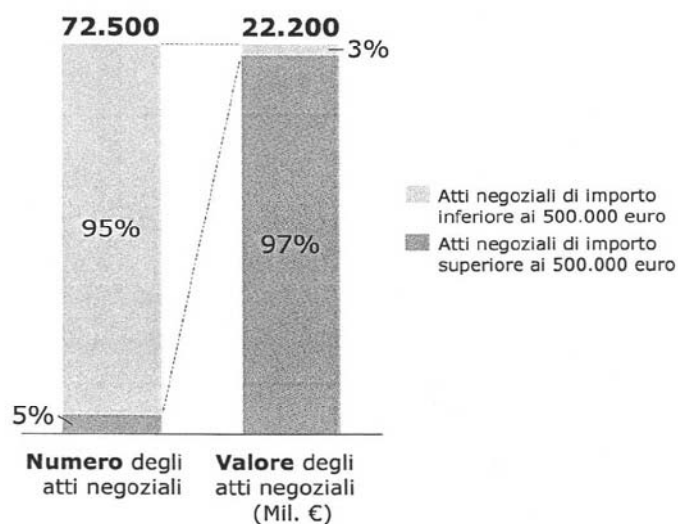
L'atto negoziale con maggiore incidenza è risultato, in Italia e all'estero, il contratto aperto, che rappresenta quasi l'80% del valore complessivo dell'attività posta in essere, come meglio evidenziato nel grafico che segue:



La principale motivazione del ricorso alla tipologia del contratto aperto è da ricollegarsi alla circostanza che tale strumento consente di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, consentendo economie di scala ed anche di massimizzare il risultato economico, riducendo il numero dei contratti, attraverso un approccio al mercato caratterizzato dalla concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. Impostazione che garantisce anche una maggior efficienza ed efficacia dei processi, attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

#### 4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Oltre il 95% del valore complessivo dell'approvvigionato è rappresentato da contratti di importo superiore ai 500.000 euro, pari al 5% circa del numero dei contratti. Il dato, ottenuto anche dall'accorpamento dei volumi sopra indicati, è evidenziato nel seguente grafico:



Come già cennato, la stipulazione di contratti di importo particolarmente rilevante è tipica della Divisione E&P, in ragione del maggiore impegno della stessa su grandi progetti di investimento.

La Divisione R&M e le caposettore si caratterizzano, invece, per un maggior numero di contratti di importo non rilevante, per effetto della tipologia delle attività di approvvigionamento svolte a supporto delle attività di manutenzione degli impianti produttivi.

#### 4.1.4. Procedure di affidamento

Dall'analisi comparativa svolta dalla Società, è risultata elevata l'incidenza di affidamenti effettuati attraverso l'indizione di gara: 75%, contro il 25% circa di processi condotti mediante assegnazione diretta.

Il dato è particolarmente significativo in considerazione delle dimensioni, della complessità e delle specificità delle forniture di Eni, e costituisce il risultato dell'attenzione che la società pone per un sempre maggiore utilizzo delle procedure di gara, finalizzato alla trasparenza dei processi, all'economicità ed alla concorrenzialità nelle procedure di affidamento.

#### **4.1.5. Attività di audit relativa al settore approvvigionamenti (procurement)**

A seguito dell'unificazione (nel 2007) delle attività di audit di gruppo in capo alla Direzione Internal Audit di Eni S.p.A., quest'ultima svolge le attività di competenza, oltre che con riferimento alla corporate e alle tre divisioni, anche alle società controllate in Italia e all'estero, ad esclusione di quelle con azioni quotate (e rispettive controllate), che sono dotate di una propria funzione di internal audit.

L'Internal Audit Eni, come cennato nel paragrafo dedicato al Sistema di controllo interno, svolge le attività di competenza in attuazione di un Piano annuale di Audit, volto ad individuare, a livello di gruppo, i processi aziendali considerati maggiormente strategici e a più elevato rischio. Tra questi ultimi, in particolare, rientra il processo di Procurement (per il quale, peraltro, già a partire dal 2006, nell'ambito della Direzione Internal Audit è stata istituita un'unità dedicata allo svolgimento delle relative attività di verifica).

In base alle metodologie adottate dall'Internal Audit, a ciascun "oggetto di audit" viene associato un risk scoring index (RSI), indicatore di rischio teorico che tiene conto delle valutazioni del management effettuate in sede di self risk assessment e di altri parametri quali/quantitativi. Tale indicatore contribuisce alla determinazione del cd. risk coverage, grado di copertura del rischio teorico associato ai processi oggetto di audit.

Con riferimento al processo di Procurement di Eni S.p.A. e delle società controllate italiane ed estere rientranti nel perimetro di attività dell'Internal Audit, nel periodo 2008-2011 è stato realizzato un risk coverage pari a circa il 65%, e, quindi, con una "copertura" superiore ad oltre la metà del rischio complessivo associato a tale processo.

In esito alle verifiche svolte dall'Internal Audit nel corso del 2010 in ambito Procurement non sono emerse situazioni di particolare criticità, tenuto anche conto delle iniziative adottate dal management a fronte delle aree di miglioramento rilevate, in particolare in relazione alle attività di assegnazione dei contratti.

#### **4.1.6. Contenziosi civili ed amministrativi in corso o chiusi nel 2010, relativamente all'attività di procurement**

Eni S.p.A. è interessata da numerosi procedimenti civili e amministrativi; alcuni di questi sono, come si riferisce nel capitolo VI, connessi con lo svolgimento dell'attività negoziale di procurement, relativamente ai quali, salva diversa indicazione riportata nelle relazioni ai bilanci consolidati, non è stato previsto alcuno specifico stanziamento, essendo stato ritenuto dalla Società improbabile un esito sfavorevole, o in quanto l'ammontare dell'eventuale costo non era quantificabile in misura

attendibile, ovvero in quanto non rientranti nei contenziosi rilevanti con effetti significativi sul bilancio consolidato della Società.

#### **4.2. Rischi operativi**

##### *✓ Rischi connessi con la situazione in Libia*

Nell'aprile 2010, il 25% del capitale sociale di Greeb Stream BV, società che è proprietaria e gestisce il gasdotto per l'importazione in Italia del gas naturale della Libia, è stato da Eni ceduto alla compagnia di Stato libica National Oil Corporation (OIL). Tale cessione ha determinato la riduzione al 50% della partecipazione di Eni nella Società Green Stream ed in seguito anche ai relativi nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo di tale società, che è stata, pertanto, deconsolidata dal 1° maggio 2010.

Nel 2010 il gasdotto della Green Stream ha trasportato in Italia circa 9 miliardi di metri cubi di gas.

Dal 22 febbraio 2011, in seguito alla crisi (tuttora) in atto in Libia, sono state sospese le forniture attraverso il gasdotto suddetto, nonché alcune attività di produzione petrolifera e di gas naturale. Eni ha riferito al riguardo che, comunque, gli impianti non hanno subito danneggiamenti e che tali sospensioni non pregiudicano la capacità della Società di assicurare l'approvvigionamento di gas ai propri clienti.

Dopo che la situazione in Libia sarà tornata alla normalità, l'Eni sarà in grado di tornare a livelli di produzione vicini a quelli precrisi.

Le ricadute sui risultati economici e finanziari saranno, ovviamente, direttamente condizionate alla durata della crisi, allo stato non prevedibile.

La maggior parte dei dipendenti Eni ha lasciato al Libia. La produzione di idrocarburi si è ridotta, rispetto a quella prevista di 280 mila boe/giorno, a circa 70/75 mila boe/giorno di gas, totalmente utilizzato per la produzione di energia elettrica in Libia (e non possono, ovviamente, escludersi ulteriori riduzioni).

Relativamente alla situazione ora descritta, va tenuto presente, sotto un profilo più generale, che, nel 2010, circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da Paesi situati al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale. Paesi, ed in specie quelli dell'Africa Settentrionale e del Medio Oriente, spesso interessati da instabilità politica, cambi di Governo, tensioni, disordini (con gravi ripercussioni sull'attività economica e commerciale) dalla durata e dagli esiti non prevedibili.

In una tale situazione di incertezza, al conseguimento degli obiettivi previsti di vendita di gas e di mantenimento della quota di mercato potrà pervenirsi solo

attraverso la rinegoziazione di contratti di fornitura a lungo termine, il consolidamento della base in Italia ed il rafforzamento della leadership nel mercato europeo.

✓ *Rischi connessi con la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza del personale operante e di terzi e con l'attività di ricerca*

Le attività di Eni in Italia ed all'estero devono essere svolte nel rispetto della normativa che regola le azioni nei vari territori e Paesi, che, generalmente, richiede l'ottenimento di autorizzazioni volte a salvaguardare l'ambiente, la salute e la sicurezza, l'osservanza delle quali comporta costi significativi per i bilanci della Società, e, la loro inosservanza l'irrogazione di sanzioni civili e/o penali a carico dei responsabili ed, in più di un caso, l'insorgere di responsabilità, anche per l'azienda sulla base del modello europeo di responsabilità che in Italia è stato recepito con le previsioni del D.Lgs. 231/2001.

Quella della normativa suddetta che è finalizzata alla tutela dell'ambiente prevede, oltre che il rispetto dei limiti di emissioni di sostanze inquinanti (in aria, acqua e suolo) la corretta gestione dei rifiuti prodotti.

Sotto tale ultimo riguardo, va rammentato che, in Italia, alla fine del 2009, è stato introdotto Sistema informatico di tracciabilità dei Rifiuti (**SISTRI**), al fine di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto della produzione sino allo smaltimento e/o al recupero dello stesso e di, contestualmente, contrastare i comportamenti illegali.

La Società nel 2010 ha organizzato un apposito gruppo di lavoro per la fissazione di criteri omogenei, in ambito Eni, di implementazione del Sistema, la cui operatività era stata fissata dal 1° giugno 2011<sup>61</sup>.

\*\*\*\*\*

Quanto alla tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro, Eni ha dato applicazione alla normativa di settore italiana (Decreti Legislativi nn. 81/2008 e 106/2009) ed europea (Regolamento comunitario REACH – Registration, evaluation, authorisation and restriction of chemical substances, n. 1907/2006) ed ha impostato apposite Linee Guida H.S.E. (Health Security and Environment), volte a garantire la salute e la sicurezza dei dipendenti, delle popolazioni e dei clienti, ed alla salvaguardia dell'ambiente e dell'incolumità pubblica.

<sup>61</sup> Nel maggio del 2011, il mondo imprenditoriale (Confindustria, Confapi, Alleanza delle Cooperative Italiane, Rete Imprese Italia) ha ripetutamente richiesto al Governo di sospendere ulteriormente (dopo due proroghe concesse nel 2010) l'obbligatorietà del Sistri, per il tempo necessario a garantirne l'effettiva operatività. Aderendo a tali richieste, il Governo ha ulteriormente posticipato al 1° ottobre 2011 l'operatività del sistema

Ciò, tenuto anche conto dei gravi incidenti industriali avvenuti negli ultimi anni e della considerazione che la codificazione e la procedimentalizzazione delle varie fasi della produzione permette di ridurre i rischi industriali connessi all'errore umano.

Oltre all'ora cennato sistema di controllo dei rischi operativi, adottato da tutto il Gruppo, Eni ha anche attivato coperture assicurative (per un ammontare che varia sulla base dell'evento), aderendo alla mutua Oil Insurance Limited, allo scopo di mitigare gli effetti negativi connessi con danni causati a terzi ed all'ambiente (come nel caso di sversamento da petrolio), le polizze coprono gli oneri per le bonifiche e per i danni a terzi, fino ad un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore ed a 1,5 miliardi di dollari per le raffinerie onshore).

Sull'argomento, può ricordarsi che, in seguito all'incidente accaduto nel 2010 nell'offshore del Golfo del Messico al **pozzo Macondo** gestito da BP, il Governo degli Usa e di altri Paesi hanno già adottato, o stanno adottando, normative più rigorose per l'attività di ricerca e di estrazione di idrocarburi. In particolare, gli Usa hanno imposto una moratoria per alcune attività di perforazione offshore fino al 30 novembre 2010 (poi sospesa nell'ottobre del 2010).

A sua volta, il nostro Paese, con il D.Lgs. 29 giugno 2010 n. 128, ha introdotto restrizioni all'attività di ricerca e di estrazione di idrocarburi (pur confermando l'efficacia delle autorizzazioni già concesse). Tale provvedimento ha anche dato luogo ad alcune incertezze interpretative, non ha avuto riflessi importanti sull'attività posta in essere nel 2010.

Quanto all'Europa, il Parlamento europeo ha approvato, il 7 ottobre 2010, una risoluzione relativa all'esplorazione ed all'estrazione di petrolio, non accogliendo la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere offshore. Tale risoluzione prevede la modifica di tre direttive: la Seveso II; quella sulla responsabilità ambientale e la direttiva Via; modifiche alle quali dovrà uniformarsi la normativa italiana.

Ovviamente, eventuali nuove e più rigorose regole saranno suscettive di far aumentare i costi di gestione per la Società e di influenzare i piani di esplorazione e di estrazione.

Quanto più specificamente alla moratoria disposta dagli Usa in seguito all'incidente di Macondo, l'Eni riferisce che la stessa ha determinato solo effetti marginali per la produzione annua, mentre ha comportato costi per l'inattività degli impianti (a noleggio) di perforazione.

Nel corso del 2011, prevedibilmente, riprenderanno le operazioni autorizzate nel 2010, temporaneamente sospese.

Comunque, al fine di garantire la massima sicurezza delle operazioni Eni nel Golfo del Messico, la Società ha aderito al Consorzio facente capo alla Società Helix, che ha contribuito alle operazioni di contenimento del pozzo di Macondo<sup>62</sup>.

#### **4.3. Investimenti nel settore energetico in Iran**

Nell'esercizio della propria attività operativa, Eni è tenuta ad osservare le misure che vengono prese nel contesto internazionale volte ad imporre limitazioni alle attività petrolifere o commerciali con determinati Stati.

In tale ambito si collocano le sanzioni disposte dagli Usa nei confronti dello Stato iraniano.

In particolare, gli Usa hanno stabilito misure sanzionatorie per le imprese straniere che effettuino investimenti nel settore energetico iraniano superiori ai 20 milioni di dollari in un anno.

Sino al 2010, peraltro, nessuna società è stata sanzionata sulla base di tali misure.

Dal 2010 sono stati approvati nuovi provvedimenti e si è proceduto ad un'applicazione più rigorosa delle misure esistenti.

Eni, presente in Iran per alcuni progetti derivanti da contratti di servizio firmati tra il 1999 ed il 2001, era tra le società che il Dipartimento di Stato statunitense aveva individuato come possibile oggetto di misure restrittive.

Nel novembre 2010, a seguito dell'impegno di Eni a non intraprendere nuove attività nel settore energetico iraniano, il Dipartimento di Stato Usa ha deciso di applicare alla società, fino a che manterrà l'impegno preso, una "Special Rule", in virtù delle quale non le saranno imposte sanzioni per gli investimenti già effettuati in Iran.

E' stato così ottenuto un risultato importante, in quanto, grazie alle nuove speciali regole concordate con gli Usa, potranno essere portati a termine contratti stipulati da Eni con la Compagnia di Stato iraniana nel 2000 e 2001 per un valore complessivo di circa 3,8 miliardi di dollari.

#### **4.4. Contesto operativo del settore del gas**

La Società prevede che almeno sino al 2013 permarrà lo squilibrio tra domanda ed offerta (per effetto dell'eccesso di questa) nel settore del gas, con riflessi negativi sull'Ebitda relativo a questo settore, che, nel 2010, ha rappresentato circa il 5% dell'Ebitda di Eni. Nel 2010 la domanda di gas, pur aumentata sia in Italia (+ 6%) che in Europa (+ 4%), è rimasta, comunque, inferiore a quella registrata nel 2007 (cioè nel periodo anteriore a quello del crollo del consumo che si è avuto nel 2009).

<sup>62</sup> In particolare, è stato impostato un sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) che contiene i pozzi sottomarini in eruzione, evacua in superficie gli idrocarburi, li stiva e li trasporta alla costa

L'incremento della domanda non si è, peraltro, riflesso sulle vendite che si sono avute nel 2011, diminuite del 6,4%, a causa dell'accresciuta pressione competitiva e dell'oversupply, che hanno determinato la perdita di quote di mercato (- 10% rispetto al 2009)<sup>63</sup>.

I fattori di rischio nel comparto sono riferibili all'incertezza della situazione economica generale; alla crescita di modelli più efficienti di consumo; alla promozione dello sviluppo di fonti alternative e rinnovabili<sup>64</sup>, nonché allo sviluppo di nuove estrattive.

Fattori positivi sono, invece, individuabili nel minore impatto ambientale del gas rispetto agli altri combustibili fossili e il prevedibile sviluppo (specie in un'ottica di riduzione della produzione di energia da impianti nucleari) della produzione di energia elettrica tramite l'impiego del gas.

L'attenuazione dei rischi che gli ora cennati fattori positivi sono suscettivi di determinare induce la Società a prevedere – prudenzialmente – che lo squilibrio tra domanda ed offerta si attenuerà nel tempo e che la prima riprenderà a crescere sino al 2020 al tasso annuo medio del + 1,7% in Italia e del + 1,1% in Europa.

Tale prevedibile miglioramento della domanda – come sopra cennato – non risulterà tuttavia sufficiente a riequilibrare il mercato, almeno per i prossimi tre anni a causa del perdurare dell'eccesso dell'offerta, determinato dall'incremento della capacità dei gasdotti della Russia, dell'Algeria e della Libia - conseguente agli investimenti realizzati negli anni precedenti la crisi – e dell'ampia disponibilità di gas che si è realizzata in Qatar, Yemen, Indonesia e di riserve negli Usa.

Eccesso di offerta che potrà venir in parte attenuato, in futuro, dalla generale ripresa economica e, soprattutto, da quella che verificherà in Asia.

L'attuale situazione caratterizzata da una domanda contenuta e da un'offerta abbondante costituiscono anche fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi connessi con i contratti "take or pay" (T.O.P.).

A tale riguardo si è girà riferito per il passato che l'Eni, per coprire la domanda di gas in Italia, ha stipulato contratti di acquisto di gas di lungo termine con i Paesi produttori<sup>65</sup>.

Tali contratti prevedono clausole "T.O.P.", per effetto delle quali l'acquirente è tenuto a pagare per il prezzo convenuto (o per una frazione di questo) una quantità minima di gas, anche se non ritirata, con la facoltà di prelevare negli anni successivi il

<sup>63</sup> Nella campagna commerciale dell'anno termico 2010/2011 si è tuttavia registrata un'inversione di tendenza con un leggero recupero

<sup>64</sup> Nel dicembre 2008, il Parlamento Europeo ha varato un "pacchetto" di interventi, noto come "pacchetto 20-20-20", che impone entro il 2020 il raggiungimento dei seguenti obiettivi: riduzione del 20% (rispetto al 1990) delle emissioni di gas serra; miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; incremento del 20% della produzione di energia delle fonti rinnovabili

<sup>65</sup> Si tratta di contratti che dal 2010 garantiscono circa 80 miliardi di metri cubi di gas l'anno ed hanno una durata residua media di 19 anni

gas pagato, ma non ritirato, per un prezzo che tiene conto di quanto già corrisposto. La clausola "T.O.P." prevede che, nel caso del mancato prelievo del volume annuo minimo<sup>66</sup>, Eni paghi, per la quantità non prelevata, una quota, variabile da contratto a contratto, di un prezzo pari alla media dei prezzi base mensili riscontrati nell'anno di mancato prelievo. La Società ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stato prelevato il volume annuo minimo (A.M.Q.). Ogni contratto determina il limite temporale di recupero. Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolata in percentuale sulla media aritmetica dei prezzi base mensili dell'anno del prelievo.

L'applicazione della clausola del "take or pay" ed il connesso sistema degli anticipi contrattuali espone Eni sia ad un rischio prezzo (che può aumentare, ma anche diminuire), la parte più rilevante del quale si forma nell'anno del mancato prelievo, sia ad un rischio di volume, nel caso dell'impossibilità di recuperare i volumi prepagati.

La capacità di Eni di recuperare i volumi prepagati nel biennio 2009/2010 e di adempiere ai futuri obblighi connessi con la clausola T.O.P. dipenderà dall'andamento del mercato, nonché da quello della situazione in Libia, criticità che – come già cennato - in atto viene affrontata dalla Società temperando le minori disponibilità di gas libico, con quello proveniente dal proprio portafoglio.

#### **4.5. La regolamentazione del settore del gas in Italia**

Con il D.Lgs. 130 del 13 agosto 2010<sup>67</sup> sono stati introdotti limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto ed introdotte nuove misure per una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

La quota di ogni operatore non potrà superare il 40% dei consumi nazionali; in caso di superamento di tale limite, sono stati previsti meccanismi di "gas release" a prezzi regolamentati; la detta soglia potrà essere elevata al 55% a condizione di potenziare le capacità di stoccaggio di 4 miliardi di metri cubi in cinque anni.

Eni ha assunto gli impegni previsti dal decreto legislativo, sulla base dei quali dovrà, tra l'altro, consentire a clienti industriali ed a consorzi di clienti produttori di energia elettrica, la partecipazione alla realizzazione della struttura di stoccaggio.

##### *✓ Modifica dei criteri per la determinazione delle tariffe per il mercato tutelato*

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con la deliberazione ARG/Gas 89/10 del 18 giugno 2010, ha previsto, per l'anno termico 1° ottobre 2010/30 settembre 2011, la riduzione del 7,5% della componente energia legata ai costi di

<sup>66</sup> "Annual Minimun Quatity" - AMQ

<sup>67</sup> In sostituzione dei "tetti antitrust" introdotti dal D.Lgs. 164 del 2000, in scadenza al 31 dicembre 2010

approvvigionamento contenuta nella tariffa di fornitura del gas naturale per i clienti residenziali e condomini con consumi non superiori a 200.000 metri cubi. Ritenendo che la stessa non consenta un'adeguata copertura dei costi di approvvigionamento Eni<sup>68</sup> ha impugnato tale delibera.

✓ *Piattaforma di negoziazione per l'offerta gas*

Con decreto in data 18 marzo 2010 del Ministro dello Sviluppo economico è stato dato avvio alla "piattaforma di negoziazione per l'offerta gas", organizzata per gli scambi di gas naturale e finalizzata a consentire una maggiore concorrenza nel mercato all'ingrosso del gas. La "piattaforma" è organizzata e gestita dal "Gestore del Mercato Elettrico" (GME)<sup>69</sup>. Eni è tenuta ad offrire sulla piattaforma circa 200 milioni di metri cubi di gas relativamente alle importazioni effettuate negli anni termici 1° ottobre 2008/30 settembre 2009 e 1° ottobre 2009/30 settembre 2010, e circa 215 milioni di metri cubi per le royalty relative al 2009. Dal dicembre 2010 il GME ha assunto il ruolo di controparte nelle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale.

✓ *Direttive 2009/73 CE*

La III Direttiva gas n. 2009/73 CE del 13 luglio 2009 ha previsto l'ulteriore fase di apertura al mercato comune del gas, stabilendo che gli Stati membri nei quali il sistema di trasporto appartiene ad un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, optino, entro il 3 marzo 2011, tra due modalità mediante le quali garantire l'indipendenza del trasportatore.

I modelli tra i quali scegliere sono<sup>70</sup>:

a) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:

- Ownership Unbundling (O.U.): le società che detengono la proprietà delle reti e gestiscono le attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
- Independent System Operator (I.S.O.): le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti, affidandone la gestione ad un soggetto terzo;

<sup>68</sup> Unitamente ad altri operatori

<sup>69</sup> Sulla "piattaforma" sono scambiati i volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento di obblighi di legge, connessi all'autorizzazione all'importazione di gas da Paesi extra UE e le royalty in natura dovute allo Stato

<sup>70</sup> Sull'argomento sono stati già forniti elementi nel precedente referto

- b) separazione funzionale rafforzata – Independent Transmission Operator (I.T.O.): le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Il Consiglio dei Ministri, nella seduta del 31 maggio 2011 ha approvato il decreto di recepimento della direttiva 2009/73 CE, prevedendo l'adozione del modello I.T.O., da parte di Snam Rete Gas, entro il 3 marzo 2012. L'autonomia della rete di trasporto viene quindi raggiunta non attraverso la separazione della proprietà delle reti dell'impresa verticalmente integrata, bensì attraverso un sistema di regole che rafforza l'unbundling già operante nel gruppo Eni.

#### **4.6. Procedura antitrust per abuso di posizione dominante**

Nel maggio 2011 Eni e Cassa DD.PP. hanno approvato i termini del contratto di compravendita per la cessione alla C.D.P. della partecipazione di Eni in Trans Austria Gas leitung GmbH (TAG)<sup>71</sup>, pari all'89% delle azioni esistenti (ed al 94% dei diritti economici).

La cessione<sup>72</sup> viene operata ai fini della chiusura della procedura antitrust relativa ad un abuso di posizione dominante in cui Eni sarebbe incorsa nella gestione di alcuni gasdotti di importazione di gas naturale situati in Svizzera, Germania ed Austria.

In particolare, la procedura di infrazione è stata avviata, nel febbraio 2007, dalla Commissione Europea nei confronti di Eni in relazione alla gestione dei diritti di trasporto in Tag e nei gasdotti Temp (Germania) e Transitgas (Svizzera). L'8 luglio 2010 Eni ha presentato alla CE formali "impegni" per la chiusura della procedura.

Il 29 settembre 2010 la CE ha chiuso l'istruttoria rendendo vincolanti gli impegni, i quali, relativamente a Tag, prevedono che Eni e C.D.P. sottoscrivano entro il 29 giugno 2011 un contratto di compravendita della partecipazione di Eni in Tag<sup>73</sup>.

Il prezzo concordato per l'operazione è di 485 milioni di euro; oltre a tale prezzo, C.D.P. corrisponderà ad Eni il finanziamento soci Eni in capo a Tag in essere (pari a circa 192 milioni di Euro) ed erogherà un nuovo finanziamento soci di pari

<sup>71</sup> TAG è una Joint venture creata da Eni (89%) ed OMV (11%) che la gestiscono pariteticamente (50% - 50%); gli interessi delle parti sono stati invece misurati sulle quote di capacità originariamente impegnate dalle stesse; Jag gestisce la capacità di trasporto del tratto austriaco del gasdotto che dalla Russia arriva in Italia, attraverso Ucraina, Slovacchia ed Austria; il gasdotto, operativo dal 1974, si estende per circa 380 chilometri dal confine austro-slovacco (Baumgarten) sino al sud dell'Austria (Arnoldstein), garantendo circa il 30% delle importazioni di gas in Italia (41,5 miliardi di metri cubi)

<sup>72</sup> La cessione è stata operata in favore della C.D.P., avendo, nel 2009, il Governo italiano dichiarato il controllo della partecipazione in Tag strategico per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas all'Italia

<sup>73</sup> Gli impegni prevedono anche che, qualora non venga rispettato il detto termine, un "Divestiture Trustee", nominato da Eni ed approvato dalla CE, provveda alla vendita della partecipazione senza vincolo di prezzo e di vendere alla C.D.P. o ad altro soggetto facente capo allo Stato Italiano

importo. E' previsto anche un "prezzo addizionale" che C.D.P. corrisponderà ad Eni il 31 dicembre 2029, pari al Fair Market Value di Tag a tale data.

Alla chiusura dell'operazione Eni incasserà, pertanto, circa 677 milioni di euro.

#### **4.7. Transazione ambientale**

E' proseguita nel 2010 l'attività volta alla stipulazione di una transazione "globale" in materia ambientale che si prevede di definire nella seconda metà del 2011.

Si tratta di un'ipotesi di transazione tra Eni, per conto di alcune Società controllate (Sindyal S.p.A.; Polimeri Europa S.p.A.; Ra.Ge.; Enimed S.p.A.; Napoletana Gas S.p.A.; Ionica Gas S.p.A.; Enipower S.p.A.; Enipower Mantova S.p.A.) ed il Ministero dell'Ambiente – avviata da anni, dai risvolti molto complessi e delicati, relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres<sup>74</sup> e Gela), nei quali le dette Società, in qualità di proprietarie di alcune aree industriali, hanno avviato interventi di bonifica e di riparazione ambientale.

Oggetto della transazione è anche la chiusura del cospicuo contenzioso pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

L'iniziativa è da ricondursi all'esplicita previsione dell'art. 2 del D.L. 30 dicembre 2008 n. 208, convertito nella legge 27 febbraio 2009 n. 13<sup>75</sup>, che – nell'ambito degli strumenti di attuazione di interventi di bonifica e messa in sicurezza di uno o più siti di interesse nazionale – ha attribuito al Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare la facoltà di predisporre uno schema di contratto, concordato con le imprese interessate, volto alla stipula di una o più transazioni globali in materia di riparazione e di risarcimento del danno ambientale (di cui si cenna nel successivo capitolo VI).

La struttura dell'avviata transazione è alquanto complessa; i contenuti della stessa possono, comunque, riassumersi nei seguenti:

---

<sup>74</sup> Relativamente alla situazione specifica del sito di Porto Torres, può segnalarsi che, il 26 maggio 2011, è stato sottoscritto tra Eni, Governo, Amministrazioni regionali e locali ed organizzazioni sindacali di categoria un importante protocollo per la "chimica verde", inteso ad avviare un progetto di riconversione industriale del sito reso possibile dall'impiego di nuove tecnologie. In particolare, dal giugno 2011 saranno progressivamente fermati tre impianti e realizzato un complesso di sette impianti per la produzione di monomeri, additivi per lubrificanti e gomme e di polimeri biodegradabili. Il progetto prevede in sei anni investimenti per 700 milioni di euro ed interventi di bonifica per 500 milioni di euro.

<sup>75</sup> La disciplina del risarcimento del danno ambientale è contenuta nella Direttiva n. 2004/35/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 21 aprile 2004 sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, cui è tenuto il soggetto responsabile della contaminazione (sulla base di un principio noto, internazionalmente, con l'espressione "chi inquina paga"), recepita nel nostro Paese con il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, poi modificato dall'art. 5 bis del D.L. 25 settembre 2009, n. 135 (convertito nella legge 30 novembre 2009, n. 166). Tale ultima disposizione ha previsto che l'obiettivo prioritario è l'effettivo ripristino dello stato dei luoghi e che al risarcimento pecuniario va riguardato solo quale soluzione residuale.

- impegno delle Società alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per complessivi 1 miliardo e 250 milioni di euro;
- versamento, da parte delle stesse, al Ministero dell'Ambiente di 450 milioni di euro, a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica;
- investimenti per 600 milioni di euro, per interventi di carattere ambientale (di cui 235 milioni di euro a titolo di riparazione complementare e compensativa in adesione alle indicazioni della Direttiva n. 35/2004 C.E. sulla responsabilità ambientale) previsti nel piano industriale 2011/2014, che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale degli impianti;
- devoluzione gratuita alle Amministrazioni competenti di aree industriali, allo scopo di favorire programmi di sviluppo dei territori interessati;
- chiusura del contenzioso in atto con il Ministero dell'Ambiente ed altre Amministrazioni regionali e locali.

Anche la procedura per addivenire alla transazione è complessa, essendo prevista l'acquisizione dei pareri tecnici di Ispra e Covis, di quello (giuridico e di merito) dell'Avvocatura dello Stato, nonché la valutazione finale sull'ipotesi di transazione da parte di una Conferenza dei Servizi alla quale parteciperanno anche le Regioni ed i Comuni interessati.

La stipula della transazione consentirà di accelerare la realizzazione dei progetti di messa in sicurezza e bonifica ed il risanamento ambientale delle aree interessate (attraverso la conclusione di successivi specifici accordi per singolo sito), di rendere disponibili le aree per nuovi progetti ed investimenti e di definire i numerosi contenziosi pendenti.

L'operazione, sia pure onerosa (è stato previsto nel bilancio consolidato uno stanziamento straordinario nel fondo rischi ambientali per 1.109 milioni di euro, con un minor utile netto per la Società – per effetto della relativa fiscalità – di 783 milioni di euro)<sup>76</sup>, si rivela, tuttavia, vantaggiosa per Eni, che potrà, attraverso la transazione, oltre che chiudere definitivamente annose vertenze, precludere ogni ulteriore o futura richiesta di riparazioni o di risarcimento relativa ai siti in questione, disporre interventi di bonifica, riparazione ambientale e messa in sicurezza, con risvolti molto positivi sotto il profilo dell'attività operativa e di immagine.

---

<sup>76</sup> Nel caso di definizione della transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati sarà disposta progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti

#### 4.8. Relazioni istituzionali e Comunicazione

Nella tabella che segue vengono riassunti i costi<sup>77</sup> di gruppo per Relazioni istituzionali e Comunicazione, suddivisi per settore di destinazione.

(migliaia di euro)

	2010	Budget 2011
Corporate	66.800	87.398
Settore E&P	8.117	14.253
Settore G&P	45.112	51.649
Settore R&M	58.232	69.456
Società operative e di scopo	3.723	5.361
<b>Totale Eni</b>	<b>192.119</b>	<b>241.456</b>

#### Stampa della rivista Aziendale

La rivista aziendale Oil viene realizzata dall'AGI – Agenzia Giornalistica Italia S.p.A. – che affida le attività tipografiche a fornitori esterni.

Nel 2010 e nel 2011, la stampa della rivista aziendale è stata curata da due diverse società esterne al Gruppo.

Per assicurare la completa rotazione di fornitori che assicurino le necessarie competenze tecnico-gestionali, selezionati con sistemi di qualità ISO 9001/2000, nel quadriennio 2008/2011, hanno operato tre diversi fornitori<sup>78</sup>.

#### Rifacimento del sito Eni

Nel corso del 2007 è stato realizzato il restyling del sito Eni<sup>79</sup>; il contratto è stato assegnato a seguito di gara.

Tale gara è stata oggetto di uno specifico audit, dal quale è risultato che è stata osservata la normativa aziendale di riferimento.

Nel quinquennio 2006/2010, l'Agi ha assegnato contratti per un ammontare complessivo di 2,9 milioni di euro circa, per attività web relative al sito istituzionale ed alla realizzazione e manutenzione dei siti di divisioni e società.

Gli incarichi sono stati conferiti ad una stessa ditta, in quanto è stata ravvisata la necessità dell'inserimento dei vari siti nell'ambito della linea di comunicazione e di

<sup>77</sup> Si tratta, in particolare, di: sponsorizzazioni, eventi, fiere e mostre, pubblicazioni, prodotti multimediali, audiovisivi, ricerche di mercato, siti internet, attività culturali e di comunicazione esterna

<sup>78</sup> Le assegnazioni sono avvenute con modalità "fornitore unico" nel 2010 e 2011 ed a seguito di gara nel 2008 e nel 2009

<sup>79</sup> Eni, per il secondo anno consecutivo, nel 2010 si è posizionata al primo posto nella classica mondiale del *CSR Online Awards* per la comunicazione web delle iniziative di sostenibilità; l'analisi ha valutato i siti di 91 società presenti nel Dow Jones Sustainability Index.

Inoltre, nel 2010, grazie al sito eni.com, per il terzo anno consecutivo, Eni ha vinto il titolo di migliore società nella comunicazione finanziaria online in Italia nelle classifiche della H&H Webranking 2010 Italy Top 100 e, in Europa, nella classifica della H&H Webranking 2010 Europe Top 500, classifiche che premiano la qualità della comunicazione societaria dei siti istituzionali delle maggiori 100 società italiane e delle 500 maggiori società europee per capitalizzazione.

Nell'aprile 2011 eni.com si è classificato al quarto posto nella classifica mondiale Financial Times Bowen Cragg che valuta i siti delle 75 società a maggior capitalizzazione

immagine di Eni all'interno del Portale, che era stato già realizzato utilizzando la tecnologia della società incaricata. La conoscenza, da parte della stessa, delle complesse caratteristiche tecnologiche del Portale Eni, ha consentito di ridurre i costi ed i tempi di realizzazione delle nuove attività.

#### **4.9. "Fondazione Eni Enrico Mattei" – Premio "Eni Award"**

La "Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)" – costituita nel 1989 da Eni e da nove delle sue Società, con patrimonio iniziale di 13 milioni di euro e con sede a Milano<sup>80</sup> - si è presto affermata quale centro di eccellenza nello studio e nella ricerca sui problemi della sostenibilità (nelle sue tre dimensioni, ambientale, economica e sociale), dei cambiamenti climatici e dell'energia.

Scopo della Fondazione è quello di creare un diretto collegamento tra università ed impresa, fornendo opportunità di formazione e di crescita per i giovani ricercatori, svolgendo una intensa attività di network scientifico e realizzando progetti speciali di carattere innovativo. Tali attività hanno consentito alla Feem di acquisire una rilevante e diffusa reputazione internazionale<sup>81</sup>.

I risultati dell'attività di ricerca sono divulgati attraverso pubblicazioni<sup>82</sup> e l'organizzazione di conferenze e seminari<sup>83</sup>.

La fondazione si avvale di n. 166 unità di personale<sup>84</sup>, oltreché di 9 dipendenti Eni distaccati<sup>85</sup>.

Le risorse di cui la Fondazione ha potuto disporre nel 2010 sono ammontate a circa 7,2 milioni di euro (dei quali 4,6 milioni di euro circa, da Eni, Saipem e Snam Rete Gas e 1,7 milioni di euro, dalla Commissione europea e da contributi di terzi).

Dal 2003, la Fondazione supporta Eni nell'organizzazione della segreteria scientifica del premio "Eni Award".

Il premio annuale "**Eni Award**" è stato istituito nel luglio 2007 (in sostituzione del Premio "Eni-Italgas", che, nel 2006, era giunto alla sua 19<sup>a</sup> edizione).

Lo scopo del premio è quello di sviluppare il miglior utilizzo delle fonti energetiche, promuovere la ricerca sull'ambiente e valorizzare nuove generazioni di ricercatori.

<sup>80</sup> Attualmente, oltre alla sede legale ed amministrativa di Milano, la FEEM ha una sede a Venezia ed una a Viggiano (Basilicata)

<sup>81</sup> I progetti di ricerca seguiti nel 2010 sono stati 49; il piano di ricerca e di studio 2011/2013 prevede che la maggior parte delle attività siano concentrate sui programmi "Cambiamenti climatici e sviluppo sostenibile" e "Energia: risorse e mercati"

<sup>82</sup> Le principali pubblicazioni nel 2010 sono state: la rivista "Equilibri"; le "Note di lavoro"; n. 7 libri; newsletter digitali; ecc.

<sup>83</sup> Nel 2010, ne sono stati organizzati 83

<sup>84</sup> Di cui, 103 ricercatori, 36 collaboratori e 27 dipendenti

<sup>85</sup> Il costo di tale personale distaccato è a carico della Fondazione

Il premio – che possiede una dotazione annuale di 750.000 euro (che, dal 2011, aumenterà ad 850.000 euro) - ha in breve assunto una valenza internazionale ed è, ormai, divenuto, a livello mondiale, il premio di riferimento sul tema dell'energia sostenibile.

Le candidature sono aumentate dalle 167 del 2008 alle oltre 1.000 del 2010 – delle quali 924 non italiane – (con un incremento di oltre il 450%); tra i candidati sono, da tempo, presenti Premi Nobel; dodici Premi Nobel si sono fatti garanti di altrettante candidature e più di uno dei ricercatori premiati ha vinto, in seguito, il Premio Nobel per la stessa ricerca.

La Commissione scientifica del premio, chiamata a selezionare le candidature, è composta da 25 membri (tra i quali due Premi Nobel, Rettori di Università e scienziati dei più avanzati Istituti di ricerca mondiali).

Nelle varie edizioni sono stati premiati 63 ricercatori provenienti da dieci Paesi (tra i quali tre Premi Nobel) e sono stati coinvolti oltre 800 ricercatori a livello mondiale.

I riconoscimenti si articolano in tre premi che vengono attribuiti al ricercatore od al gruppo di ricercatori che abbiano conseguito o promettano di conseguire in ambito internazionale significativi risultati nei campi:

- ✓ dello sviluppo di tecnologie per l'uso più efficiente degli idrocarburi (premio "Nuove frontiere degli idrocarburi"<sup>86</sup>, consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 300.000 euro);
- ✓ delle fonti di energia rinnovabili (premio "Energie rinnovabili e non convenzionali"<sup>87</sup>, consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 200.000 euro);
- ✓ della correlazione tra le attività umane e l'ambiente naturale (premio "Protezione dell'Ambiente"<sup>88</sup>, consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 200.000 euro).

Vengono anche annualmente attribuiti due premi (di 25.000 euro ciascuno) a ricercatori italiani sotto i trenta anni, per tesi di dottorato sulle medesime materie dei tre premi internazionali<sup>89</sup>.

#### **4.10. Relazioni con il territorio**

Si è già segnalato nei precedenti referti che Eni costantemente si impegna per instaurare costanti e proficui rapporti con i Paesi produttori e con le popolazioni ove

<sup>86</sup> Nel 2010 attribuito "ex equo" ad un ricercatore spagnolo ed a un ricercatore australiano

<sup>87</sup> Nel 2010 attribuito ad una ricercatrice del Mit di Boston

<sup>88</sup> Nel 2010 attribuito ad un ricercatore dell'Università di Princeton

<sup>89</sup> I candidati sono stati ricercati, nel 2010, in 30 Università e, nel 2011, in 38