

Il sistema del gas in Italia: aspetti istituzionali, di regolazione e business

Indice

INTRODUZIONE	1
1. IL SETTORE DELL'ENERGIA E LA FILIERA DEL GAS	5
1.1. Energia nel mondo	5
<i>1.1.1. Politica energetica europea</i>	9
1.2. Gli utilizzi del gas naturale	13
<i>1.2.1. Dalle caratteristiche del settore alla crisi economica</i>	16
1.3. Gas ed elettricità	19
1.4. La filiera del gas	21
1.5. Approvvigionamento	22
<i>1.5.1. Produzione e importazione</i>	23
<i>1.5.2. La geopolitica e gli approvvigionamenti</i>	27
<i>1.5.2.1. Nabucco e Southstream</i>	35
1.6. Architettura della rete	39
<i>1.6.1. I componenti dei gasdotti</i>	40
<i>1.6.2. Componenti primari</i>	41
<i>1.6.2.1. Le dimensioni rilevanti della scelta</i>	43
<i>1.6.3. I compressori</i>	45
<i>1.6.3.1. Capacità</i>	46
<i>1.6.3.2. Vincoli</i>	47
<i>1.6.4. I componenti secondari: hub fisici</i>	47
<i>1.6.5. Siti di stoccaggio</i>	48
1.7. Trasporto	49
<i>1.7.1. Rigassificazione</i>	54
1.8. Stoccaggio/dispacciamento	59
1.9. Distribuzione	60
1.10. Vendita	64
<i>1.11. Le diverse classi di clienti</i>	65

1.12. Contratti lungo la filiera	71
1.12.1. <i>Forme contrattuali</i>	72
1.12.2. <i>Il “Punto di Scambio Virtuale”</i>	77
1.11.3. <i>Mercato di bilanciamento</i>	78
1.11.4. <i>Mercati europei</i>	79
1.11.5. <i>Tariffe di trasporto rigassificazione e stoccaggio</i>	85
2.LA CONCORRENZA NEL SETTORE E NELLE DIVERSE FASI DELLA FILIERA ...	87
2.1. Il valore del mercato	87
2.2. I Leader	90
2.2.1. <i>Exxon Mobil Corporation</i>	90
2.2.2. <i>Royal Dutch Shell</i>	90
2.2.3. <i>BP Plc</i>	91
2.2.4. <i>China Petroleum & Chemical corporation (Sinopec)</i>	91
2.2.5. <i>TOTAL S.A.</i>	91
2.2.6. <i>Chevron Corporation</i>	91
2.2.7. <i>PetroChina Company Limited</i>	91
2.2.8. <i>Conoco Phillips</i>	92
2.2.9. <i>Eni Spa</i>	92
2.2.10. <i>OAQ Gazprom</i>	92
2.3. La concorrenza nei settori a rete	94
2.4. Presenza degli operatori del settore in Italia	95
2.4.1. <i>Divisione della filiera</i>	96
2.5. Concorrenza nella fase upstream.....	97
2.6. Concorrenza nel settore del trasporto	104
2.7. Gli operatori nello stoccaggio	106
2.8. La concorrenza nella distribuzione e gli ambiti territoriali	109
2.8.1. <i>Il problema delle aggregazioni e il meccanismo delle gare</i>	113
2.9. Gli operatori nella vendita e gli effetti della liberalizzazione	116
2.10. Applicazione del “modello di Porter” al settore del gas.....	122
2.11. I principali concorrenti nel downstream in Italia.....	123
2.11.1. <i>Eni S.p.A.</i>	124
2.11.1.1. <i>Snam Rete Gas S.p.A.</i>	130
2.11.2. <i>Enel S.p.A.: Enel Rete Gas ed Enel Energia</i>	136

2.11.3.Edison S.p.A.: Edison Stoccaggi, Edison D.G. Edison Energia.....	145
2.11.4.Operatori stranieri nel downstream italiano del gas	150
3. IL PROGETTO DI LIBERALIZZAZIONE	152
3.1.L'inizio di un processo di liberalizzazione: Direttiva 98/30/CE	152
3.2.L'inizio della liberalizzazione del mercato in Italia e il Decreto Letta	159
3.2.1.Approvvigionamento.....	160
3.2.2.Attività di GNL	161
3.2.3.Trasporto e dispacciamento	162
3.2.4.Stoccaggio	163
3.2.5.Distribuzione	165
3.2.6.Vendita.....	167
3.2.7.I clienti idonei.....	168
3.3.Unbundling (art.21)	169
3.3.1.Separazione societaria	170
3.3.2.Separazione gestionale	171
3.3.3.Separazione contabile	171
3.3.4.I soggetti che devono applicare l'unbundling	171
3.3.5.Considerazioni conclusive in merito al prima fase della liberalizzazione del gas	172
3.4.La seconda fase della liberalizzazione: Direttiva 2003/55/CEE	173
3.5.Terzo pacchetto energia	176
3.5.1.Regolamento della comunità europea n.713/2009.....	177
3.5.2.Direttiva 2009/73/CE	178
3.5.2.1.Third Party Acces	179
3.5.2.2.Unbundling: separazione proprietaria e funzionale	180
3.6.Schema di decreto legislativo n. 335 per l'adozione della direttiva 2009/73.....	184
3.7.Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas	188
3.7.1.Parere dell'AEEG in merito all'unbundling e all'attuazione della direttiva 2009/73/CE	189
3.8.Le tariffe per il trasporto.....	191
3.8.1.Deliberazione Arg/Gas 184/09.....	193
3.8.2.Il calcolo della tariffa	200
3.8.3.Delibera ARG/com 218/10	204
3.9.Le tariffe dello stoccaggio	207

3.10.Le tariffe della distribuzione.....	208
3.11.Delibera ARG/gas 64/09 e le tariffe della vendita	211
3.12.Mercato tutelato e mercato libero	213
3.13. Codice di rete europeo.....	217
4.LA STRATEGIA DI ENI, TRA ASPETTI NORMATIVI , DI REGOLAZIONE E DI BUSINESS	220
4.1.La strategia aziendale	220
4.1.1.La struttura di Eni e la matrice di Ansoff.....	220
4.1.2.La struttura conglomerale e il “raggio d’azione” di Eni	223
4.1.3.Società unbundled: Snam Rete Gas S.p.A.	227
4.2. Come Eni si dovrà adeguare al decreto legislativo in attuazione della direttiva europea 2009/73	228
4.3.Le ragioni dei limiti del modello adottato dal governo italiano	232
4.4.Il titolo Eni.....	233
4.5.La posizione del fondo Kinght Vinke	236
4.5.1.Stime sui multipli	238
4.5.2.La “somma delle parti”	240
4.6.La posizione di Eni in opposizione alla separazione societaria	243
4.7.Possibili soluzioni secondo Vinke.....	244
4.7.1.GasCo e OilCo	244
4.7.2.NetCo	246
4.7.3.La soluzione auspicata	247
4.8.Considerazioni sull’andamento del titolo	248
4.9.Il calcolo dei multipli su dati di bilancio	251
4.9.1.Multiplo EV/EBITDA	251
4.9.2.Multiplo P/E	253
4.10.Confronto Eni - Total	256
4.11.La valutazione dei dividendi	258
4.12.Un’analisi di Snam Rete Gas.....	261
4.13.Il peso delle singole divisioni	264
4.14.Strategie adottabili per la vendita di Snam	266
4.14.1.Fusione Terna e Snam o creazione di una rete europea	266
4.14.2.La vendita di Italgas: applicazione matrice BCG.....	268
4.15.Tesi contrarie all’operazione di separazione	270
4.16.Considerazioni	271

Conclusioni.....	275
Bibliografia.....	277

IL SISTEMA DEL GAS IN ITALIA: ASPETTI ISTITUZIONALI, DI REGOLAZIONE E BUSINESS

INTRODUZIONE

Nel luglio del 2000, è stato introdotto per la prima volta in Italia il disegno di liberalizzazione del settore del gas, attraverso l'emanazione del Decreto Legislativo n.164 del 2000, in attuazione della Direttiva Europea 98/30/CE. La direttiva prevedeva una serie di obiettivi minimi, lasciando ai singoli paesi membri la libertà di definirne di più ambiziosi. Gli interventi normativi nella materia, che si sono susseguiti, possono essere raggruppati in tre pacchetti diversi e nell'agosto del 2009 è stato emanato il Third Internal Energy Market Package. Questa situazione ha segnato l'inizio del dibattito relativo alla possibilità di separare proprietariamente Eni e Snam.

Eni Spa, come società integrata nella produzione e nella vendita di gas naturale, rappresenta l'incumbent nel mercato italiano. Snam è la società del gruppo attiva nell'attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale, costituita nel 2001 proprio in seguito all'imposizione dell'unbundling, allora identificato nella necessità di separare societariamente, legalmente e contabilmente le fasi della filiera.

La posizione europea, a proposito dell'obiettivo concreto di raggiungere la creazione di un mercato libero, è che, a questo punto, il processo di unbundling debba andare oltre la semplice separazione proprietaria e garantire l'effettiva indipendenza delle attività regolate, rispetto all'impresa verticalmente integrata, preferibilmente con il ricorso alla separazione proprietaria e in alternativa a quella funzionale.

È in questo contesto normativo che si colloca l'indagine svolta nel seguente lavoro.

Attraverso un'indagine del settore, con l'utilizzo di strumenti come il "modello delle cinque forze competitive" di Porter, si sono sottolineati oltre agli aspetti normativi, di cui si è detto, anche quelli di business e quelli istituzionali, che sono determinanti per le scelte strategiche dell'azienda.

L'analisi ha portato alla segmentazione del settore in una serie di attività, ciascuna con caratteristiche specifiche, e ci ha consentito di definire una suddivisione della filiera del gas tra settori contendibili, quali l'approvvigionamento, la vendita e, teoricamente, lo stoccaggio e quelli di stampo monopolistico, come il trasporto e la distribuzione. Sono stati definiti gli aspetti principali delle varie fasi, come il ruolo della geopolitica nelle attività di

approvvigionamento, il peso di un adeguato sviluppo infrastrutturale per l'attività di trasporto, che richiede metanodotti che si sviluppano per migliaia di chilometri, spesso anche attraversando aree che presentano formidabili problemi tecnici e il principio del Third Party Access, il ruolo degli Enti locali nella distribuzione, l'importanza dell'attività di stoccaggio e l'evoluzione del segmento della vendita.

Un punto fondamentale della trattazione è il confronto tra il settore del gas e quello elettrico, che per lungo tempo sono stati considerati talmente simili da poter essere oggetto di un'unica regolamentazione. Attualmente, e soprattutto con riferimento al processo di liberalizzazione, le strade si sono separate. I motivi sono diversi:

1. nel settore del gas, l'attività industriale è basata sull'utilizzo di un input non riproducibile, rappresentato dal giacimento, di cui il mondo non dispone in maniera omogenea, mentre l'elettricità, grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili, è e sarà sempre riproducibile;
2. il monopolio naturale del trasporto occupa una parte preponderante della struttura industriale del gas e lo stesso non può dirsi per la rete elettrica, dove pesa sul costo totale per un valore pari al 5-15%;¹
3. Nel settore del gas, a causa degli ingenti investimenti richiesti, i contratti hanno storicamente assunto la forma di impegni di lungo periodo (tendenzialmente ventennali), mediante la formula take or pay, sottoscritti dal venditore e dall'acquirente, in cui il primo s'impegna a vendere quantitativi prefissati di gas per tutta la durata del contratto e il secondo a ritirarli e pagarli (il gas va pagato anche se non viene prelevato), il settore elettrico, caratterizzato da mercato spot molto liquido, prevede, invece, la possibilità di operazioni orarie.

Proprio in relazione alle forme contrattuali si è considerato anche il processo evolutivo, che sta caratterizzando il mercato del gas e che ha visto come primo passo la creazione del "Punto di Scambio Virtuale".

Il PSV, nato su iniziativa di Snam, è un mercato over the counter (contrattazioni bilaterali) che consente lo scambio di gas presso un punto virtuale collocato dopo i punti di entry della rete nazionale dei gasdotti, evitando allo shipper di legarsi ad uno specifico punto di riconsegna della rete.

¹ Bollino Andrea (2010), L'energia la follia del mondo, Rubbettino

Dal 1 dicembre del 2010, è attiva la procedura di ammissione al mercato a pronti del gas naturale (MGAS), che si divide in:

- Mercato del giorno prima (MGP-GAS)
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)

Mentre, con il DCO 45/10 è stato introdotto un servizio di bilanciamento del gas naturale semplificato e basato su meccanismi di mercato (SBSM).

Nel secondo capitolo si è passato all'analisi della concorrenza. In questo, si è confermato quanto detto in precedenza relativamente alla differenza tra settori contendibili e quelli a stampo monopolistico, sottolineando soprattutto come il settore sia caratterizzato dalla presenza di monopoli/oligopoli internazionali a monte e da quella di un monopolista nazionale nelle fasi di trasporto, distribuzione e stoccaggio, un elemento che in seguito verrà considerato fondamentale ai fini della quesito sulla possibilità di attuare l'operazione di separazione. Nella vendita il processo di liberalizzazione ha portato allo sviluppo di un altro fenomeno, quello dell'aggregazione societaria, che ha avuto, come diretta conseguenza, la riduzione del numero di operatori.

Si è realizzato poi un confronto con gli operatori principali del settore downstream in Italia, da cui è emersa la preponderanza di Snam, e quindi di Eni, il ruolo forte di Edison e la crescente presenza di Enel.

Nell'ultimo capitolo, si è passati alla fase più dinamica del lavoro, avendo ottenuto tutte le informazioni necessarie ad esprimere una valutazione di fattibilità e convenienza.

Si è partiti dagli obblighi legali per poi considerare anche gli input esterni.

Il fondo americano Knight Vinke ormai da anni continua a presentare la propria opinione in merito alla necessità dell'operazione, per risanare l'andamento di mercato del titolo. Questo, a detta degli americani, quoterebbe a sconto rispetto al settore e quindi ai diretti competitor, attivi nel contesto energetico e indicati nel secondo capitolo, a causa della struttura conglomerale adottata.

Il processo evolutivo della società l'ha portata da una holding ad una corporation integratae attraverso l'utilizzo del modello di Ansoff è stato possibile classificare la strategia organizzativa della società, come una di diversificazione prodotto/mercato.²

Quindi gli americani propongono ad Eni di ricorrere alla separazione proprietaria, in quanto rappresenterebbe la scelta che permette di massimizzare il valore per i propri azionisti. A supporto della propria posizione, il fondo americano ha calcolato i multipli per il 2009 e il 2010 sulla base di stime e proposto le sue soluzioni. La prima prevede la separazione della società in due società distinte, una impegnata nel gas e l'altra nel petrolio, la seconda lo spin-off di una società NetCo, in cui sarebbero dovute confluire tutte le attività regolate in cui è attualmente impegnata Snam Rete Gas.

Per poter esprimere un'opinione in merito è stata formulata un'analisi parallela, attraverso la costruzione di multipli, calcolati sulla base dei risultati registrati dal gruppo negli anni 2009 e 2010, e i risultati così ottenuti sono stati confrontati con quelli del settore.

È emersa una situazione ben più rosea rispetto a quella descritta dal fondo americano pro-separazione, ma si sono considerate comunque proposte alternative a quelle descritte precedentemente, come la possibile fusione tra Snam Rete Gas e Terna S.p.A., società prima appartenente ad Enel e poi scorporata come risultato del processo di liberalizzazione applicato al mercato elettrico, oppure la separazione tra Eni e Snam Rete Gas e il contestuale ritorno di Italgas in Eni.

A questo punto, i risultati sin qui raggiunti sono stati incrociati con quanto emerso dai primi due capitoli relativi all'analisi del settore. Soprattutto è stato rilevante considerare le ambiguità di un'operazione di liberalizzazione in un contesto caratterizzato dalla presenza di un solo monopolista a monte come fornitore: Gazprom. A supporto, è stata anche enunciata la posizione contraria all'operazione di Bollino, il quale ha esposto le motivazioni della propria opinione attraverso il modello economico "bilaterale".³

² Eni: Presentazione Assetto Organizzativo di Eni, 4 febbraio 2009

³ Bollino Andrea (2010), L'energia la follia del mondo, Rubbettino

1. II SETTORE DELL'ENERGIA E LA FILIERA DEL GAS

“L’energia è il cuore della nostra economia e della nostra società. Quando investiamo nella direzione dell’energia stiamo investendo nel nostro futuro. Al contrario, trascurando l’efficienza energetica e la catena degli approvvigionamenti, rischiamo di andare incontro a conseguenze profonde e irreversibili. Ecco perché è cruciale predisporre adeguati piani di sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture energetiche... Il mercato, da solo, può garantire gli approvvigionamenti, ma per un suo corretto funzionamento è indispensabile anche poter contare su un appropriato substrato di regole a livello europeo; cosa che abbiamo fatto introducendo il terzo pacchetto di Direttive sul mercato interno dell’energia. D’altra parte, le questioni energetiche non sono solo strettamente legate alla nostra vita quotidiana, ma anche ad eventi di natura geopolitica di portata planetaria”. Günther Oettinger, in occasione dell’emanazione del Third Internal Energy Market Package.

Secondo il commissario UE all’energia, la priorità nello sviluppo di una politica energetica capace di far fronte alle esigenze europee vede, accanto allo sviluppo delle energie rinnovabili, la necessità di procedere nella strada della liberalizzazione del settore energetico per ridurre la dipendenza estera. Tenuto conto che lo scenario evolutivo mondiale del settore energetico è caratterizzato dalla previsione di trend crescenti di consumo, con un aumento atteso fino ad un ammontare pari al 50% di quello attuale.

1.1. Energia nel mondo

Secondo lo IEO2010Reference, il consumo mondiale di energia aumenterà nel periodo tra il 2007 e il 2035 di 49 punti percentuali, in media dell’1,4% annuo, passando da 590 quadrilioni (Btu) a 739 quadrilione (Btu) nel 2035.

La recessione iniziata nel 2008 ha avuto (ed ha) un impatto rilevante sul mondo e sul settore. Dopo una crescita positiva del PIL mondiale tra il 2003 e il 2007 del 4,9%, questo risulta essersi ridotto nel 2008 al 2,7% e diminuito di un ulteriore punto percentuale nel 2009⁴. Confermando le stime del Fondo monetario internazionale, il PIL nel 2010 è salito di 4,9 punti percentuali, dando un segno di ripresa.⁵ Sebbene la recessione causata dalla crisi

⁴ The World Factbook 2009, Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2009.

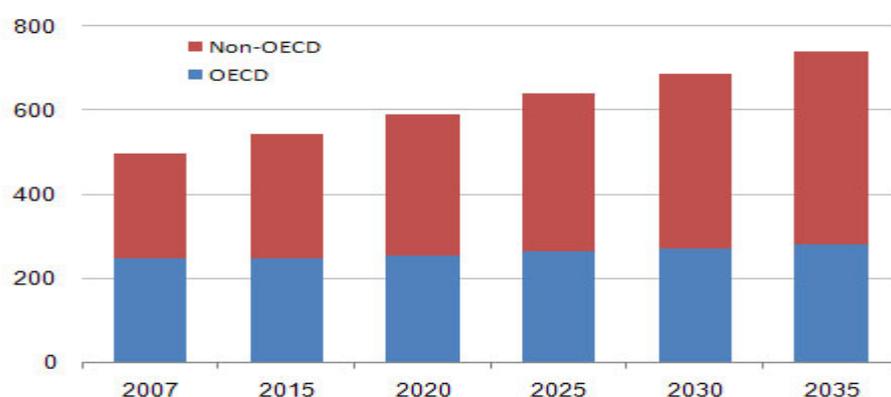
⁵ The World Factbook 2009, Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2009.

sembri essere ormai agli sgoccioli, le sue ripercussioni sono ancora tangibili e la ripresa sembra ancora lontana.

Infatti, la crescita della domanda di energia, scesa all'1,2% nel 2008, si è ridotta ulteriormente di una percentuale stimata intorno ai 2,2 punti percentuali nel 2009, con una ripresa, però, nell'anno successivo.⁶

La crisi ha anche contribuito a modificare l'assetto mondiale: la ripresa è guidata dalla Cina e dall'India, mentre il Giappone e i Paesi europei soffrono un certo ritardo nello sviluppo.

Grafico 1.1: Consumo mondiale di energia (Btu)



Fonte: EIA

In termini prospettici e su un orizzonte di medio-lungo periodo, il rapporto evidenzia che saranno sempre i combustibili fossili a rappresentare la principale risorsa energetica mondiale e tra questi, il ruolo predominante continuerà ad essere ricoperto dal petrolio, nonostante le ben note problematiche, quali l'esaurimento delle riserve e l'inquinamento, si tradurranno comunque in una riduzione della domanda dal 35% del 2007 al 30% del 2035.⁷

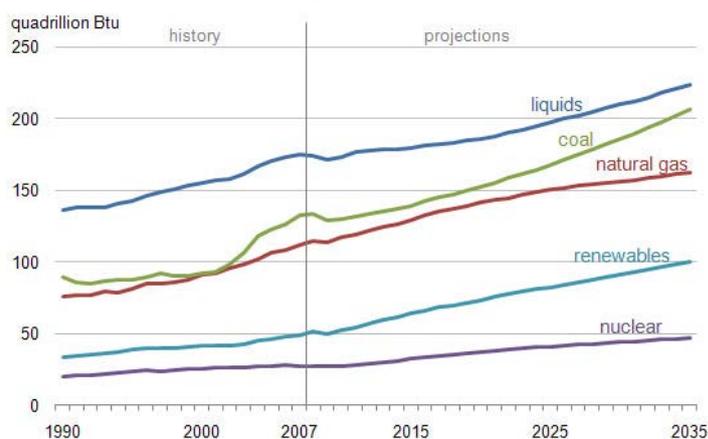
Questo e le altre fonti liquide rappresentano le fonti di energia a crescita più lenta (0,9% l'anno, sempre relativamente al periodo che va dal 2007 al 2035).⁸

⁶ Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

⁷ Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

⁸ Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

Grafico 1.2: Quote di consumo per fonte di energia (Btu)



Fonte: EIA

Sono le fonti rinnovabili a rappresentare la vera alternativa ai combustibili fossili, secondo il prospetto IEO2010 la crescita del consumo di queste è stimata pari al 2,6% annuo. L'aumento sembra dettato non solo dai sempre più elevati prezzi del petrolio, ma anche da una maggiore sensibilizzazione collettiva per la tutela del pianeta, gravemente danneggiato anche e principalmente dall'impatto sullo stesso dei combustibili fossili.⁹

Il gas comunque rimane una fonte molto importante per la produzione di energia elettrica in tutto il mondo.

L'utilizzo del gas, piuttosto che del petrolio, per la realizzazione di energia elettrica implica costi più bassi, inoltre, gli impianti sono meno "capital-intensive" rispetto a quelli che richiedono l'utilizzo del carbone o delle fonti rinnovabili.¹⁰

Secondo lo WEO-2011, la domanda globale di gas dovrebbe raggiungere i 5,1 trilioni di metri cubi nel 2035, con un aumento di 1,8 miliardi di metri cubi rispetto ad oggi e di 0,6 rispetto alle previsioni stimate nello WEO-2010. Nel mix energetico mondiale si crede raggiungerà una quota pari al 25%, riducendo così la quota di carbone.

Per quanto concerne la domanda di carbone è previsto un aumento in media dell'1,6% annuo dal 2007 al 2035, ma l'aumento principale si avrà dopo il 2020, quando fino al 2035, si stima aumenterà di 35 punti percentuali l'anno principalmente per l'utilizzo che si crede ne

⁹ E da ragioni geopolitiche

¹⁰ Lo stima un declino dell'utilizzo del petrolio quale fonte energetica dal 35% del 2007 al 30% nel 2035, principalmente a causa dell'incremento del prezzo. Il petrolio continua ad essere la fonte preferita nel settore dei trasporti a fronte dell'assenza di significative svolte tecnologiche.

farà la Cina. L'uso attuale del carbone è stato ridotto dalla recessione, essendo questo principalmente impiegato nell'industria pesante, duramente colpita dalla crisi.

La quota principale di gas è rivolta al settore industriale, quello che ha maggiormente sofferto gli effetti della recessione economica. Nonostante la domanda di questo settore tra il 2008 e il 2009 si sia ridotta di 6 punti percentuali, si calcola che questa per il futuro si manterrà comunque alta; nel 2035 il 39% della fornitura di gas mondiale sarà utilizzata per scopi industriali¹¹. Per quanto riguarda la generazione di energia elettrica, a questa è attualmente destinato il 33% della produzione, che dovrebbe raggiungere quota 36% nel 2035. Già nei primi sette mesi del 2010 si è registrato un incremento complessivo dei consumi del 15%, mentre nel comparto industriale il trend rialzista si concretizza intorno al 30%.¹²

L'utilizzo del gas aumenta tre volte più in fretta nei paesi non-OCSE che in quelli OCSE, infatti nei primi si stima che l'aumento rappresenterà circa l'80% dell'aumento totale nel periodo 2010-2035.¹³ Questa previsione vale soprattutto alla luce del fatto che nel breve periodo le economie del mondo inizieranno a riprendersi dalla recessione e la domanda di gas mondiale dovrebbe avvantaggiarsene. L'aumento sarà registrato soprattutto in quei paesi che sono attualmente caratterizzati da un processo di urbanizzazione e devono soddisfare la forte domanda energetica, paesi come la Cina.

Secondo l'International Energy Agency è possibile definire uno scenario di previsione al 2035 diverso dal WEO2010, secondo cui la fonte a dominare il mercato nel medesimo scenario di previsione sarà il gas e non più il petrolio. In questo caso, gli investimenti cumulati nella costruzione delle infrastrutture del gas aumenteranno, fino a raggiungere un importo di circa 8 trilioni di dollari.¹⁴

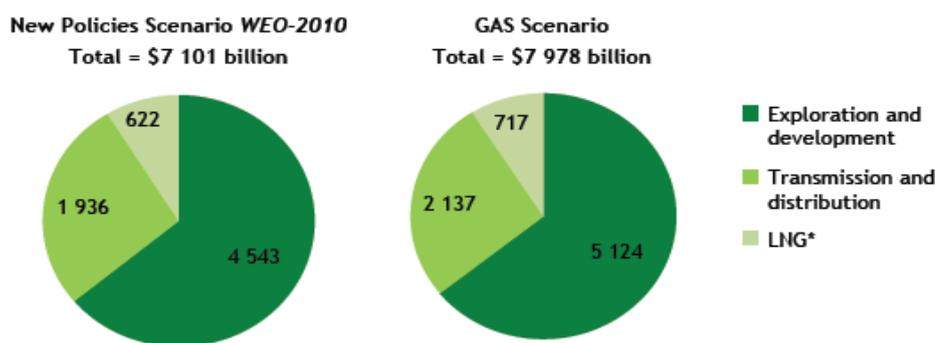
¹¹ Nel 2035 il 39% del gas prodotto sarà consumato per scopi industriali.

¹² Gestore Mercati Energetici: Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee, n.35/febbraio 2011.

¹³ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

¹⁴ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

Grafico 1.3: Investimenti nei due scenari di previsione



Fonte: IEA

Il 65% degli investimenti è destinato al settore upstream, sia per i nuovi siti greefield, sia per limitare il declino dei campi maturi. Nel secondo scenario, gli investimenti cumulati e destinati all'attività di exploration & development riflettono sia l'aumento previsto della domanda di gas, sia i propositi di sviluppo delle forme di gas non convenzionali. Gli investimenti richiesti per le infrastrutture di trasporto, invece, ammontano a 2,1 trilioni di dollari, con un aumento rispetto all'altro scenario di previsione del 10%, mentre per quanto riguarda il GNL, l'aumento previsto è del 15%.¹⁵

1.1.1. Politica energetica europea

Il mercato energetico europeo è il più grande mercato energetico regionale del mondo, con 500 milioni di persone e 20 milioni di società impiegate nel settore e attive sul territorio. Attualmente consuma un quinto dell'energia mondiale.¹⁶

Questo vuol dire che tanto per l'economia quanto per lo stile di vita europeo la disponibilità energetiche è cruciale: per cibarsi, riscaldarsi e spostarsi l'utilizzo dell'energia elettrica è basilare.

Il principale fattore che può influenzare l'offerta di gas è la politica energetica europea.

In Europa quanto affermato nel trattato di Lisbona è stato riconosciuto come la base per lo sviluppo della nuova politica energetica, come affermato anche in seguito in occasione del vertice europeo sull'energia e l'innovazione tenutosi il 4 febbraio 2011.

I punti sono:

- ❖ Garantire il funzionamento del mercato del gas
- ❖ Garantire l'offerta di energetica

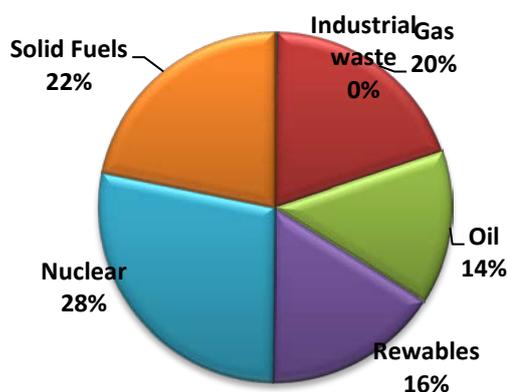
¹⁵ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

¹⁶ General Secretariat of the Council, European Council 2011, 4 February 2011, European Council

- ❖ Promuovere l'efficienza e il risparmio energetico e lo sviluppo delle nuove e rinnovabili forme di energia
- ❖ Promuovere l'interazione dei network energetici

L'offerta di energia a livello europeo si è ridotta negli ultimi anni, finendo col poter coprire un quantitativo inferiore alla metà di quello necessario. Attualmente la porzione maggiore di offerta è data dal nucleare (30%), seguito dal combustibile solido (22%) e dal gas (20%).¹⁷

Grafico 1.4: Produzione europea di energia (Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)



Fonte: European Council

Il gas rappresenta circa il 27% dell'energia importata, i principali esportatori verso l'Europa sono la Russia (21%), la Norvegia (26%), l'Algeria (17%) e la Nigeria (5%). Le importazioni di gas dalla Russia si sono leggermente ridotte negli ultimi 15 anni grazie alla politica di diversificazione, che ha puntato a ridurre la dipendenza europea dalla potenza asiatica. Ciò si è potuto ottenere anche grazie all'aumento della quota di gas importato attraverso le navi cisterna, ossia il GNL, a dispetto di quella del gas importato attraverso l'utilizzo delle pipeline.¹⁸ Ma il colosso russo Gazprom, resta comunque il monopolista di mercato.

Lo scenario di scarsa dinamicità della domanda, associato all'offerta abbondante di gas (il consumo di gas stimato da Eni al 2020 ammonterà a 94 miliardi di metri cubi, inferiore rispetto alla precedente valutazione che prevedeva un consumo pari a 107 miliardi)¹⁹ potrà penalizzare i risultati e il cash flow del business nei prossimi anni.

¹⁷ General Secretariat of the Council, European Council 2011, 4 February 2011, European Council

¹⁸ Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione

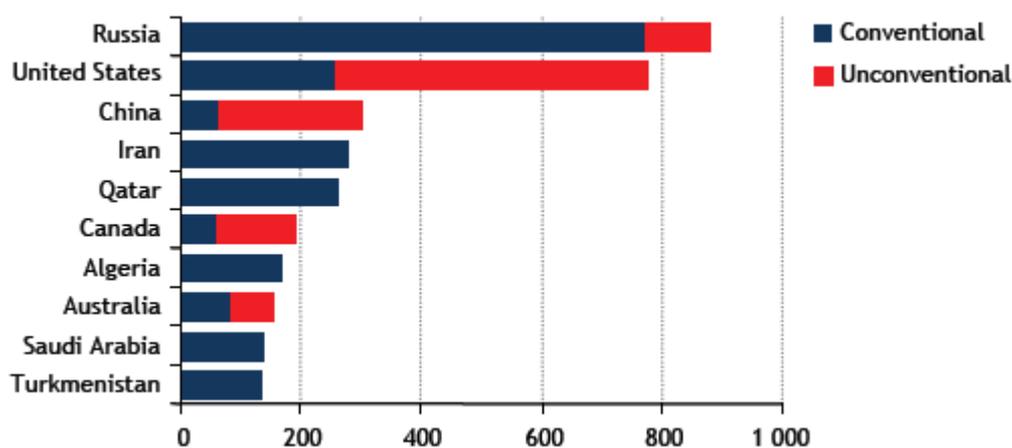
¹⁹ Sito ufficiale www.eni.com

Principalmente negli Stati Uniti, ma anche in Canada e in Cina si sta ricorrendo a forme alternative di riserve gassose (gas non convenzionali):

1. shale gas
2. coalbed
3. tight gas

Per quanto concerne lo shale gas, la definizione di “non convenzionale” deriva dal fatto che il gas deve essere ricavato da rocce non permeabili e che quindi devono essere frantumate. La produzione complessiva, ottenuta principalmente mediante lo sviluppo di adeguate tecniche di perforazione e fatturazione, dovrebbe rappresentare circa il 60% delle riserve tecnicamente recuperabili negli Stati Uniti, secondo le stime del Dipartimento Usa dell'Energia.

Grafico 1.5: Produzione di gas dei principali fornitori secondo lo scenario di previsione fino al 2035 (miliardi m³)



Fonte: IEA

Negli USA la metà delle nuove riserve sarà costituita da shale gas nel 2011 e dovrà essere capace di soddisfare la domanda complessiva per i prossimi 30 anni.²⁰

In Europa, i giacimenti di shale gas si trovano principalmente in Polonia, i paesi baltici, l'Olanda, la Francia e la Germania. Secondo lo Advanced Resources, le riserve europee ammontano a 30 trilioni di metri cubi.

²⁰ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

Secondo il Gestore dei Mercati Energetici, invece, il futuro dello shale gas dipende da quello che sarà il costo di estrazione e il prezzo di mercato del gas. Questo vuol dire che i mercati che subiscono costi elevati poco potranno contro l'espansione delle forme di gas alternative e "non convenzionali".²¹

A livello mondiale, queste dovrebbero sostituire per un valore pari almeno al 50% le scorte attualmente disponibili nel prossimo decennio, divenendo la risorsa per eccellenza nelle forniture di gas domestico in Canada e in Cina, dove secondo le stime attuali nel 2035 raggiungeranno valori pari rispettivamente al 63% e al 56% della produzione destinata ad uso domestico.²² La produzione dello shale gas si prevede aumenterà fino all'11% nel 2035, quella del coalbed del 7% e infine la produzione del tight gas dovrebbe salire fino a raggiungere il 6% di aumento della produzione.²³ Data la natura dei gas non convenzionali e i complessi problemi relativi ai processi di produzione, aumenteranno, parallelamente all'aumento della produzione, il livello d'incertezza a cui sono soggetti i processi di produzione del gas, principalmente in quelle regioni che fino ad ora o non hanno prodotto gas non convenzionale o ne hanno prodotto ancora molto poco.

Lo sviluppo dello shale gas è anche riferibile agli investimenti tecnologici effettuati dagli statunitensi, che hanno efficientato il processo di estrazione .

Attualmente, si stima che un andamento del prezzo compreso tra i 13 €/mc e i 16 €/mc possa compensare gli investimenti in attività di estrazione.²⁴

Di recente sull'Henry Hub è stata registrata una riduzione del prezzo con un minimo di 9 €/mc, rendendo non più conveniente l'attività di estrazione dello shale gas. Il problema per gli operatori statunitensi è la grande quantità di capitale investito: le imprese sono costrette, indipendentemente dall'andamento dei prezzi a continuare l'attività di estrazione per approvvigionarsi di risorse finanziarie. Inoltre, i contratti di licenza per estrazione prevedono clausole del tipo hold by production, che impongono un intervallo di tre anni tra l'attività di perforazione e quella dell'inizio della produzione; questo vuol dire che il cessare l'attività di estrazione comprometterebbe la validità della licenza. Considerati

²¹ GME, Newsletter.33 dicembre 2010 Shale gas e offerta di gas nel medio periodo

²² Energy Information Administration (2009), *About us Natural Gas pipelines*, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

²³ International Energy Agency(2011), *World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?*, OECD/IEA

²⁴ Gestore Mercati Energetici, *Shale gas e consumo di gas nel medio periodo*, n. 33 dicembre 2010,

congiuntamente la caduta dei prezzi e l'esistenza di clausole particolari, molti analisti credono che, allo scadere delle clausole hold by production, la produzione comincerà a calare.

Secondo la Energy Intelligence Agency americana, la produzione continuerà a crescere fino al 2035, in modo che gli USA mantengano il primato mondiale.

Lo sviluppo dello shale gas in Europa dipenderà da come verranno affrontate le problematiche ambientali e all'ambito normativo, relativo ai diritti di proprietà sulle terre in cui si trovano i giacimenti. Negli Stati Uniti il proprietario del terreno e quindi dei giacimenti sottostanti si accontenta di una royalty del 25-30%, ma la stessa soluzione non è auspicabile in un continente come quello europeo, dove inoltre i diritti connessi alla proprietà dei terreni non sono ovunque uguali.

Inoltre, come ricorda il Gestore dei Mercati Energetici, le infrastrutture attualmente esistenti non collegano i territori ricchi di shale gas, per cui sono necessari ulteriori investimenti per adeguare il tessuto infrastrutturale.

Nel consiglio europeo del marzo 2007, i capi di stato hanno deciso di adottare "*The Climate Change and Renewable Energy Package*", noto anche come "PEE 20-20-20", cioè un pacchetto di interventi per far fronte al cambiamento climatico principalmente attraverso un incentivo per l'utilizzo delle energie rinnovabili.

Entro il 2020 dovranno essere raggiunti i seguenti obiettivi di sostenibilità:

1. impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990,
2. miglioramento dell'efficienza energetica del 20%;
3. produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%.

A parità di energia utilizzata, l'anidride carbonica prodotta dalla combustione del gas naturale è il 25-30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi e il 40-50% in meno rispetto al carbone.

Nel 2009 è stato adottato il terzo pacchetto del mercato interno dell'energia, che copre sia il mercato del gas che quello dell'energia elettrica, con l'obiettivo di ottenere mercati regolati e più competitivi, migliorando le connessioni tra gli stati, rafforzando i diritti dei consumatori e la trasparenza.

Per quanto concerne i fornitori di energia, il pacchetto prevede la separazione tra infrastruttura e servizio: le aziende che forniscono energia non potranno anche produrla.

Questo garantirà alle compagnie più piccole di competere sul mercato europeo usando le reti esistenti.

Per assicurare l'offerta nel mercato di gas nel panorama europeo, inoltre, è stato emanato il regolamento 994/2010 secondo cui si garantisce agli stati membri e agli operatori del mercato di aver attuato tutte le operazioni necessarie, anche attraverso apposite infrastrutture, per prevenire e mitigare le potenziali interruzioni delle forniture di gas.

1.2. Gli utilizzi del gas naturale

Il gas inteso come risorsa energetica può avere diverse destinazioni:

1. domestica, commerciale e industriale: rientrano nella categoria non solo i quantitativi forniti alle abitazioni, ma anche alle attività commerciali e agli impianti industriali, tendenzialmente per utilizzi quali la cottura di cibi, il riscaldamento dell'acqua o degli ambienti
2. combustibile per autotrazione: il GPL viene utilizzato come alternativa ai carburanti classici per l'utilizzo di veicoli (principalmente automobili), i vantaggi principali sono soprattutto quelli per l'ambiente.²⁵
3. generazione di energia elettrica: nei cicli convenzionali la combustione alimenta i bruciatori che producendo vapore azionano le turbine, nelle centrali "turbogas" il gas brucia direttamente nelle turbine a combustione interna, ma tra tutte sono le centrali che combinano turbine a gas con quelle a vapore a garantire i maggiori risultati in termini di efficienza.

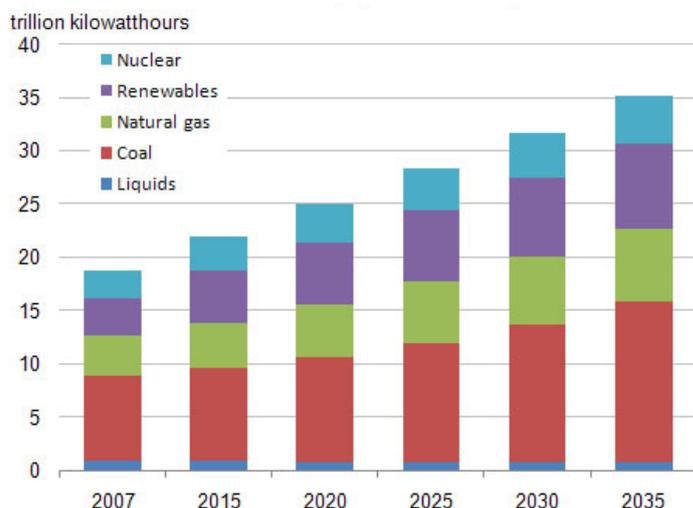
Per garantire l'uso domestico, molti paesi hanno una rete sotterranea di condutture per la distribuzione del gas, che può anche essere acquistato in bombole di varie dimensioni e per diversi usi.

La rete infrastrutturale italiana si è consolidata come il frutto dell'operato di diversi attori. Tutte le iniziative hanno consentito un'adeguata copertura del territorio nazionale da parte delle reti di distribuzione del gas naturale: in molti casi la rete di distribuzione è pubblica, cioè dei comuni o delle aziende a prevalente partecipazione dei comuni titolari del servizio, in altri casi la proprietà delle reti è dei concessionari, ossia delle aziende che gestiscono il servizio. Prima della liberalizzazione, la distribuzione del gas era stata svolta da una molteplicità di esercenti estremamente differenziati tra di loro in termini di proprietà, natura

²⁵ Il gas rappresenta il combustibile fossile dal minor impatto ambientale, in quanto la sua combustione non implica l'immissione di impurità nell'atmosfera

giuridica, diffusione territoriale e integrazione orizzontale in altri settori sei servizi pubblici locali.

Grafico 1.6: Produzione mondiale di energia elettrica per tipologia di fonte-Anno 2009 (triloni kW)



Fonte: EIA

Nella generazione di energia elettrica, la combustione del gas genera calore, che produce il vapore necessario a far girare la turbina in asse ad un generatore elettrico, la fonte di calore può provenire non solo da gas (legna, petrolio, ecc) ma anche da reazioni nucleari.²⁶²⁷

Bisogna ricordare che molta energia viene perduta sia durante il processo di trasformazione dall'energia primaria a quella finale, sia durante il trasporto e la distribuzione. Ad esempio, quando l'energia entra nella fase di distribuzione, la perdita di potenza elettrica ammonta a circa il 10%.

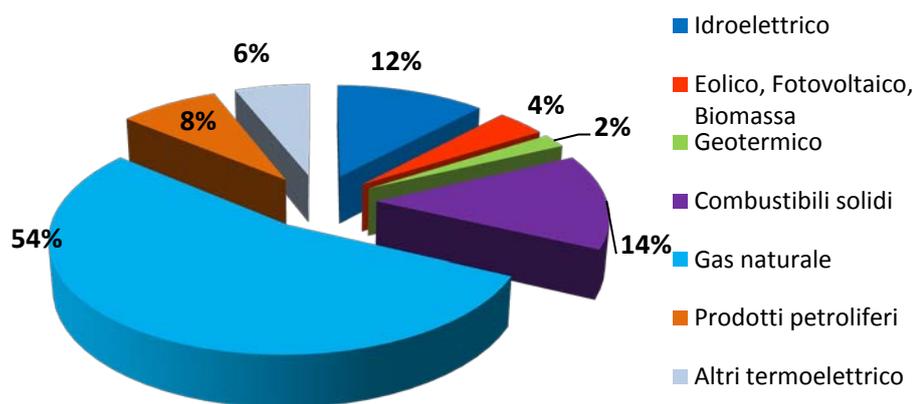
Per quanto concerne la distribuzione di energia elettrica, nella maggior parte delle case la potenza è acquistata da una società che possiede diverse centrali elettriche, l'energia prodotta dai generatori viaggia attraverso linee di potenza e venduta sulla base di un valore unitario pari a 1.000 watt all'ora (chilowattora, kWh).²⁸

²⁶ Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

²⁷ Quaderni REF, *La filiera dei mercati energetici*. Roma, 10 febbraio 2009

²⁸ 1.000 watt all'ora corrispondono a 1.000 joule al secondo x 60 minuti x 60 secondi = 3.600.000 joule. Il costo medio nella Unione Europea è di circa 13 centesimi di Euro.

Grafico 1.7: Fonti Produzione energia elettrica in Italia-Anno 2007



Fonte: REF

1.2.1. Dalle caratteristiche del settore alla crisi economica

I settori che sono caratterizzati dall'utilizzo di sistemi a rete, quale quello del gas naturale, devono rispettare alcuni vincoli di natura tecnologica.

Le condizioni di costo sub attive implicano che per l'efficientamento del sistema produttivo sia necessaria la non duplicazione della rete, permettendo così agli operatori di raggiungere economie di scala ed economie di scopo, derivanti dalla gestione congiunta di più servizi simili. Quanto detto ha una conseguenza particolarmente rilevante: almeno una fase del ciclo produttivo o del servizio finale avviene in condizioni di monopolio. La presenza di condizioni di costo sub attive rappresenta una delle motivazioni che hanno portato in passato alla presenza di un operatore verticalmente integrato, che a sua volta godendo di economie di scala ha ottenuto l'incentivo a estendere al numero massimo di utenti finali l'accesso alla rete²⁹.

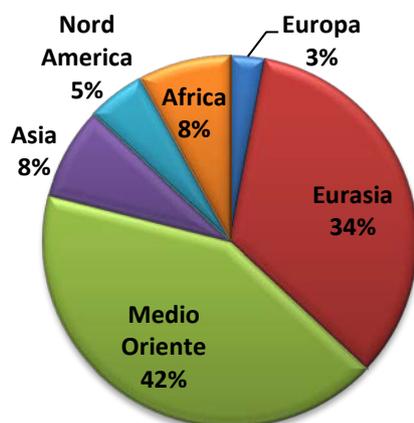
Una delle principali difficoltà per lo sviluppo del settore, riscontrata poi anche all'attuazione della politica di liberalizzazione, è identificata nella modalità e nei tempi non ottimali di attuazione della politica; una politica di intervento, mirante alla liberalizzazione, che è attuata senza porre come principale obiettivo la modifica e il conseguente efficientamento dei meccanismi di funzionamento del capitalismo italiano, genera difficoltà e "insuccessi" a

²⁹ De Nardis Sergio (2000), Le privatizzazioni italiane, ricerca centro studi Confindustria, Il Mulino.

causa delle forti resistenze sollevate dalle vecchie posizioni di monopolio. Queste hanno ostacolato e continuano ad ostacolare la separazione delle attività dei grandi gruppi pubblici, la scelta di mantenere comunque una presenza statale più o meno ampia, o dotata di poteri speciali nelle attività strategiche (che corrispondono poi a tutte le principali public utilities). L'aspirazione dell'autorità pubblica di determinare il passaggio della proprietà degli asset dallo Stato ai privati e un avvio contraddittorio delle autorità di regolazione sono additati quali fattori di indebolimento delle potenzialità del processo di liberalizzazione italiano, impedendo che si cogliessero pienamente le occasioni di riforma economica implicite nell'ingente processo di disinvestimento della proprietà pubblica³⁰.

Sui dati che caratterizzano il mercato del gas gravano gli effetti della crisi economica, manifestatasi a partire dalla seconda metà del 2008, infatti, il tasso di crescita medio annuo, positivo fino al 2007 (0,6%), ha registrato un rallentamento a partire dall'anno della crisi di un valore pari 0,25 punti percentuali. Nel 2009, anche la domanda europea di gas ha registrato una flessione ulteriore del 7,4%. La contrazione è stata particolarmente severa sul mercato nazionale caratterizzato da una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate.

Grafico 1.8: Riserve nel mondo



Fonte: IEA

Un aumento della fornitura di gas diventerà difficile da sostenere dopo il 2010, dato che a oggi le riserve stimate ad esempio da Eni non coprono un periodo superiore al decennio. Tra il 2007 e il 2020 la domanda di gas naturale aumenterà in totale di 1,8 punti percentuale, ma tra il 2020 e il 2035 solo dello 0,9, perché si stima che allora i consumatori preferiranno

³⁰ De Nardis Sergio (2000), *Le privatizzazioni italiane*, ricerca centro studi Confindustria, Il Mulino.

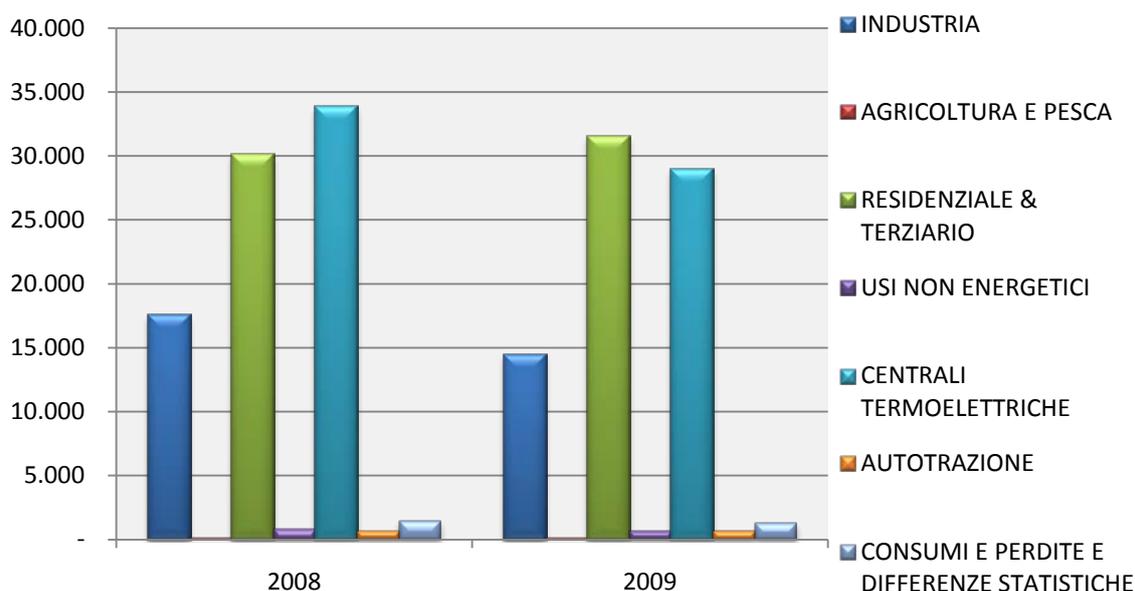
fonti alternative, principalmente energia rinnovabile e nucleare e, in assenza di politiche limitanti, carbone. ³¹

Tabella 1.1: Variazione domanda di gas

	Anno	Variazione %
Domanda mondiale gas	2006-2007	0,6%
	2007-2008	(0,25%)
Domanda europea gas	2009	(7,4%)
Domanda italiana gas	2006-2007	(12%)
	2008-2009	(10%)
Previsione di crescita domanda italiana gas ³²	2007-2020	1,8%
	2020-2035	0,9%

Come detto, anche il mercato italiano ha registrato nel periodo tra il 2008 e il 2009 una caduta nella domanda del gas imputabile principalmente alla crisi economica. Tra i settori che ne hanno maggiormente risentito abbiamo quello termoelettrico e quello industriale.

Grafico 1.9: Vendite gas Italia (Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

³¹ Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

³² Energy Information Administration (2010), International Energy Outlook 2010, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

Una delle maggiori anomalie causate dalla crisi è stato il ribasso, accentuato anche dalla maggiore onerosità nello stoccaggio e dal surplus di scorte (lo stesso discorso varrebbe per il petrolio, ma la problematica sta rientrando).

L'andamento del mercato future è l'elemento preponderante nella definizione del prezzo del gas, dal momento che viene considerata quale risorsa direttamente scambiabile con il petrolio: i prezzi future delle due commodities hanno sempre mostrato una certa correlazione.

1.3. Gas ed elettricità

L'energia si presenta sotto forme diverse, coerente con i diversi bisogni che è chiamata a soddisfare; il ricorso alla sola energia elettrica non sarebbe sufficiente a raggiungere adeguatamente lo scopo.

Nonostante apparentemente nei due settori si siano seguite le stesse scelte, il percorso è stato caratterizzato da profonde differenze. Per quanto concerne le analogie, si potrebbero racchiudere tutte in un'unica espressione: in entrambi i casi si tratta di liberalizzazioni a metà.

Per le discordanze è possibile procedere ad un esame più dettagliato, una prima valutazione tra l'approccio attuato nel settore del gas e quello del settore elettrico è che il primo è ancora molto caratterizzato dalla presenza pubblica e di operatori verticalmente integrati.

Il settore dell'energia elettrica, inoltre, diventa sempre più dipendente dal gas inteso come materia prima e l'assenza del mercato all'ingrosso del gas distorce anche il funzionamento di quello elettrico, rischiando di creare possibilità di arbitraggio, sia nel mercato interno sia in quello esterno.

Il prezzo dell'energia elettrica reagisce immediatamente alle condizioni di domanda e offerta, mentre quello del gas rimane stabile e guidato dai prezzi del petrolio. In Italia, le attuali condizioni che denotano un mercato del gas poco competitivo (data la relazione quasi osmotica) rischiano quindi di trasferirsi anche sul mercato elettrico, riducendo le possibilità di efficientamento.

La conseguenza, in termini relativi rispetto al settore elettrico, è una maggiore chiusura nel settore del gas a:

1. politiche di liberalizzazione,
2. concorrenza,

3. privatizzazione.³³

In realtà questa valutazione non è da considerarsi generalmente valida.

Il disegno legislativo ha tentato di applicare all'Eni la stessa politica liberalizzativa che aveva portato allo scorporo di Terna, la società italiana impegnata nella trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale, da Enel. Il minor successo delle politiche di liberalizzazione applicate al gas è da imputare all'attività di condizionamento di Eni nei confronti del potere politico rispetto a quanto fatto da Enel e alle caratteristiche proprie del mercato.

Il mercato del gas è diverso da quello elettrico per una serie di motivi:

1. Il gas non può essere generato e l'incertezza negli approvvigionamenti rende necessario un pesante intervento pubblico nel settore e principalmente nel segmento upstream;
2. la disponibilità del gas richiede contratti di lungo periodo con imprese spesso statali o legate ai governi locali e per questo si ricorre a contratti del tipo take or pay;
3. il monopolio naturale della rete di trasporto occupa nel gas una parte preponderante della struttura industriale, nella rete elettrica il monopolio costituisce il 5-15% del costo totale;³⁴

Tabella 1.2: Quadro riassuntivo dei settori dell'energia elettrica e del gas-Anno 2007

	ENERGIA ELETTRICA	GAS NATURALE
CONCORRENZA ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO	In graduale aumento	Ancora poco sviluppata
QUOTA DI MERCATO ALL'INGROSSO DEL PRINCIPALE OPERATORE (approvvigionamento)	30.5%	66.8% (72.2% incluse le vendite innovative)
QUOTA DI MERCATO AL DETTAGLIO DEL PRINCIPALE OPERATORE	25% sul mercato libero; 80% su mercato tutelato	44% sul mercato finale

³³ Quaderni REF, *La filiera dei mercati energetici*. Roma, 10 febbraio 2009

³⁴ Bollino Carlo Andrea (2010), *Energia la follia mondiale*, Rubbettino

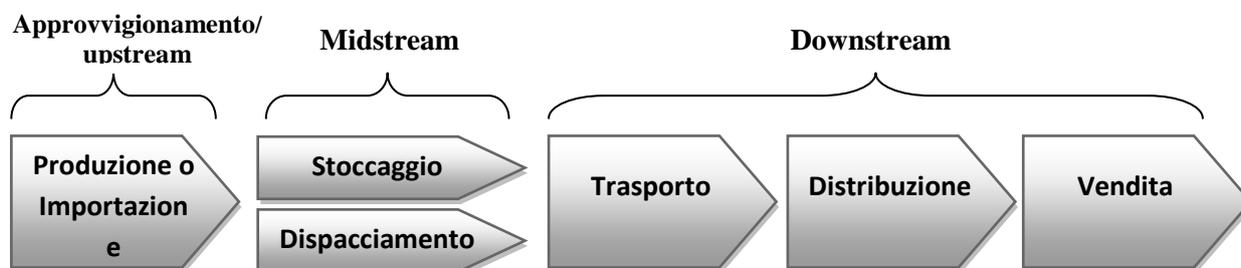
TERZIETA' PROPRIETA' DELLA RETE	SI (Terna)	NO Snam Rete Gas (ENI)
TERZIETA' GESTIONE DELLA RETE (dispacciamento)	SI (Terna)	NO Snam Rete Gas (ENI)
LIMITI ANTITRUST	SI (50% per sempre)	SI (61% al netto degli autoconsumi solo fino al 2010)
MERCATI ORGANIZZATI	SI: Borsa elettrica e mercato Finanziario	NO: esiste solo un Punto di Scambio Virtuale gestito da Snam Rete Gas (ENI)

Fonte: Ref

1.4. La filiera del gas

La filiera del gas rappresenta tutte quelle attività che intercorrono tra il momento dell'estrazione e quello del consumo, coincidendo così con l'intero ciclo produttivo.

Figura 10 Fasi filiera del gas



Le diverse attività del settore possono essere classificate anche come attività upstream, midstream e downstream; tra le prime rientrano tutte quelle che consentono la scoperta e l'utilizzo dei giacimenti di idrocarburi mediante i processi di estrazione, tra le seconde le attività relative all'immagazzinamento e la lavorazione e infine tra le terze figurano le attività relative al trasporto, alla distribuzione e alla trasformazione energetica per gli usi finali³⁵.

Tale suddivisione della filiera in 3 fasi distinte ci permette di identificare uno dei principali effetti delle politiche di liberalizzazione del settore che hanno caratterizzato il panorama

³⁵ Più precisamente, le attività midstream come quelle relative ai processi che consentono lo sfruttamento e la valorizzazione del gas naturale remoto che non trovando collocazione, possono condizionare lo sfruttamento delle risorse di gas.

europeo negli ultimi anni: quello relativo alla separazione verticale tra le attività rientranti nella definizione upstream e quelle downstream in attuazione al principio di unbundling.

Ci consente di definire una suddivisione della filiera del gas tra settori contendibili (approvvigionamento, vendita e, teoricamente, stoccaggio) e quelli di stampo monopolistico (trasporto e distribuzione).

Elemento comune in quasi tutti i paesi europei è dato dalla presenza dominante nel settore di un incumbent verticalmente integrato, la cui estensione collima con la lunghezza della filiera e la comprensione delle linee strategiche e manageriali adottate risulta quindi coincidente con la totalità delle fasi del ciclo produttivo in cui l'impresa è impegnata.

1.5. Approvvigionamento

Il segmento a monte, quello dell'approvvigionamento, è caratterizzato dalla localizzazione delle risorse e dal valore geopolitico dei giacimenti. Questi, che rappresentano l'unica fonte di produzione³⁶, non sono distribuiti omogeneamente sul pianeta.

I paesi più ricchi di gas naturale sono Russia e Iran. Anche gli Stati Uniti ne sono ricchi con mille trilioni di metri cubi mentre in Europa ne sono presenti circa duecento trilioni³⁷.

Tabella 1.3: Principali giacimenti mondiali di gas- Anno 2007

1	Nome di campo	Paese	Riserve recuperabili Tcf
2	I Pars del sud/a nord	L'Iran ed il Qatar	1235
3	Urengoy	La Russia	222
4	Yamburg	La Russia	138
5	Mel di Hassi R'	L'Algeria	123
6	Shtokman	La Russia	110
7	Zapolyaroye	La Russia	95
8	Hugoton	GLI S.U.A. (TX-OK-KS)	81
9	Groningen	Netherlands	73

³⁶ il gas non può essere prodotto se non in misura limitata

³⁷ Enerdata

10	Bonavenko	La Russia	70
11	Medvezhye	La Russia	68
12	Pars del nord	L'Iran	48
13	Dauletabad-Donmez	Turkmenistan	47
14	Karachaganak	Kazakistan	46
15	Kish	L'Iran	45
16	Orenburg	La Russia	45
17	Kharsavey	La Russia	42
18	Golshan	L'Iran	30
19	Tabnak	L'Iran	22
20	Kangan	L'Iran	20

Fonte: Enerdata

Di recente è stata scoperta la maggiore riserva di gas naturale dell'ultimo decennio, secondo le stime il deposito contiene 16 miliardi di metri cubi di gas naturale, per un valore di 95 miliardi di dollari. La proprietà del progetto è dell'americana Noble Energy Inc. (39,66%) insieme a tre partner israeliani (Delek Drilling e Avner Oil and Gas, con un 22,67% ciascuna; e Ratio Oil Exploration, con il 15% restante).

Secondo l'International Energy Agency, le riserve mondiali potrebbero sostenere il consumo attuale per altri 120 anni.³⁸

I paesi in "deficit" di risorse energetiche (come l'Italia) sono obbligati a stabilire contatti con i paesi in "surplus" al fine di soddisfare la propria domanda nazionale, generando dei veri e propri rapporti di "dipendenza".

1.5.1. Produzione e importazione

La fase in analisi risulta ulteriormente suddivisibile e classificabile in attività di produzione (coltivazione) e attività di importazione; entrambe libere.

Nonostante la fine del monopolio legale sulla ricerca di idrocarburi in Italia risalga al 1996, il segmento della produzione nazionale rimane ancora molto concentrato. Il primo operatore (Eni) detiene l'84% della produzione totale, il secondo circa l'8% e i primi quattro operatori

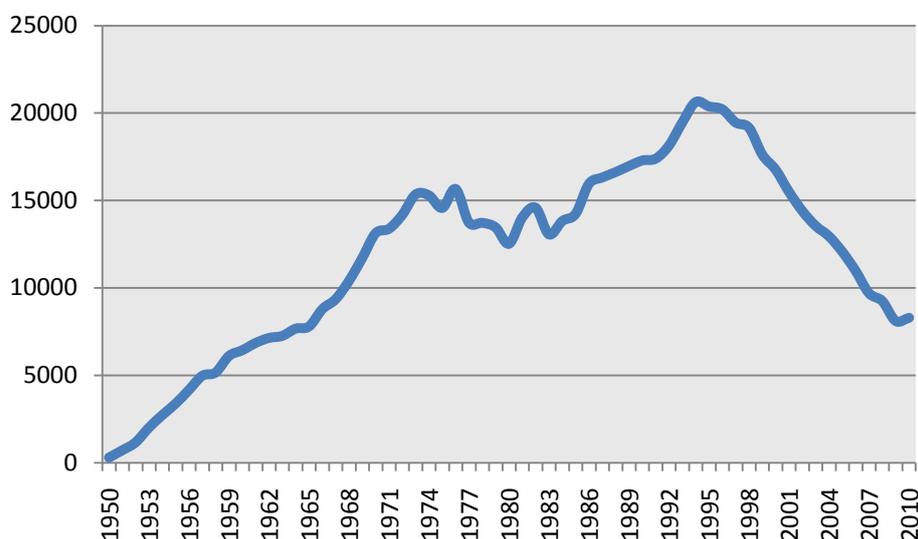
³⁸ International Energy Agency(2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?,OECD/IEA

insieme coprono oltre il 95% del segmento.³⁹ Gli investimenti di Eni nella ricerca nel 2009 segnano un evidente riduzione rispetto all'anno precedente: dai 1.918 milioni di euro del 2008 ai 1.228 del 2009.⁴⁰ Dal bilancio 2009 di Edison risulta più o meno costante l'impegno nella ricerca, passando dai 62 milioni di euro investiti nel 2008 ai 66 del 2009; la strategia della società mira, attraverso investimenti nella produzione e nello sviluppo delle reti di trasporto ad incrementare la propria quota di mercato.⁴¹

Per le attività di ricerca ed esplorazione, i complessi iter amministrativi per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, oppure l'eccessivo "time to market", ossia il tempo intercorrente tra l'inizio dell'esplorazione e quello della commercializzazione, sono limitanti.

Complessivamente in Italia vi sono circa 100 giacimenti in coltivazione. Il gas estratto viene convogliato nelle centrali di trattamento, 80 in tutto, dove viene reso conforme alle specifiche di qualità e di intercambiabilità, per il trasporto e la distribuzione. Le principali centrali di trattamento del gas di produzione nazionale sono ubicate a Casalborsetti, Ravenna Mare, Rubicone, Fano, Falconara, Pineto e Crotone.⁴²

Grafico 1.10: Produzione nazionale di gas 1950-2010 M(m³)



Fonte: Aeeg

³⁹ Fonte: Aeeg

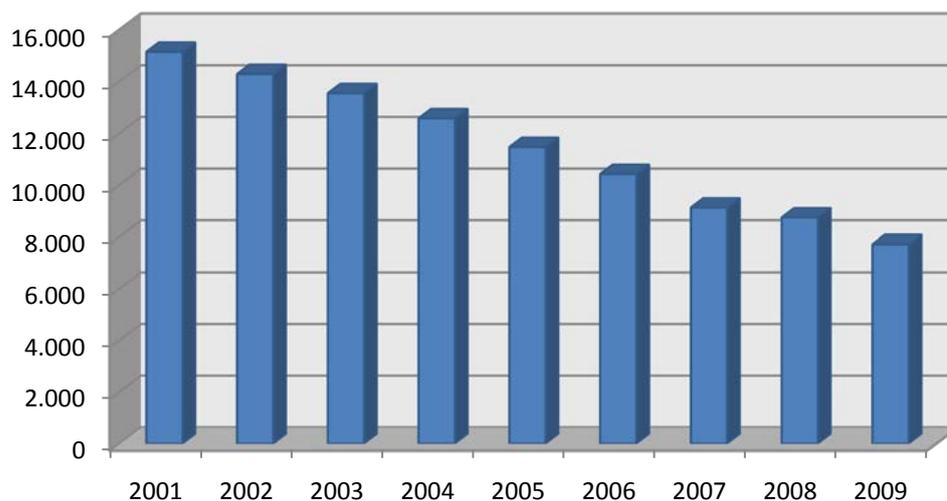
⁴⁰ Bilancio Consolidato Eni 2009

⁴¹ Bilancio Consolidato Edison 2009

⁴² www.snam.it

La produzione nazionale manifesta un evidente trend decrescente, imputabile al declino dei campi maturi, sia relativo a pozzi su terraferma che offshore, ossia marittimi, e a una serie di ostacoli autorizzativi a cui le compagnie devono sottostare, oltre al divieto di estrazione nell'Adriatico settentrionale a causa del presunto rischio di fenomeni di subsidenza⁴³.

Grafico 1.11: Produzione nazionale di gas naturale- Miliardi di metri cubi



Fonte: Aeeg

Nonostante la domanda di gas sia in declino (del 10% tra il 2008 e il 2009), la produzione nazionale comunque non è riuscita a soddisfarla. Nel 2006 i 10,4 miliardi di metri cubi di produzione nazionale hanno coperto meno del 12% del gas immesso nella rete, mentre il resto 77,3 miliardi è stato d'importazione. Nel 2009, le importazioni di gas sono state pari a 69,24 miliardi di metri cubi, mentre la produzione nazionale pari a 8,1 miliardi.⁴⁴

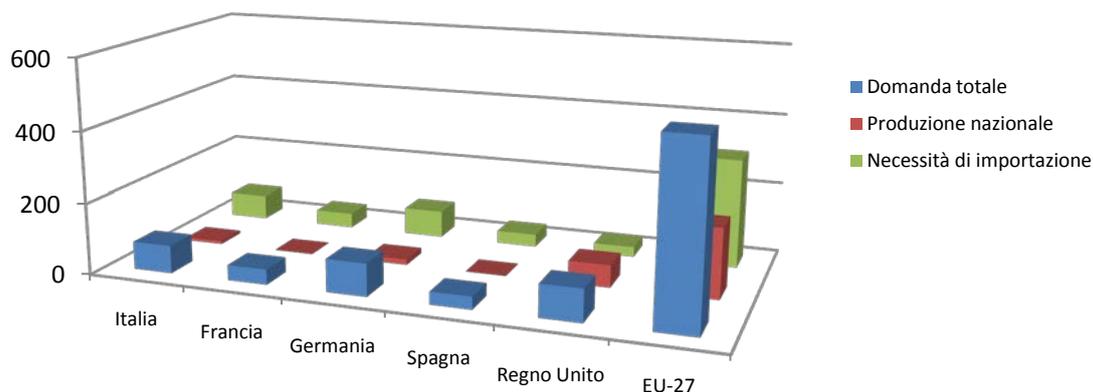
Nel 2010 invece, su 83,0 miliardi di metri cubi di gas immesso nella rete, la produzione si è mantenuta costante a 8,1 miliardi.⁴⁵

⁴³ lento e progressivo abbassamento verticale del fondo di un bacino marino o di un'area continentale

⁴⁴ The World Factbook 2009, Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2009

⁴⁵ The World Factbook 2009, Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2009

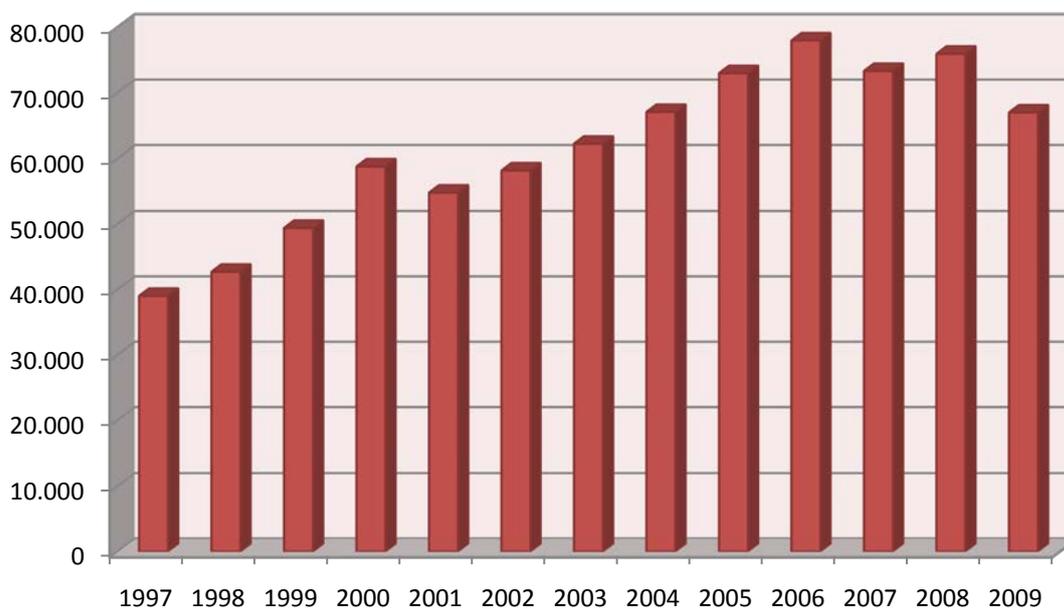
Grafico 1.12: Fabbisogno di gas naturale (miliardi m³)- 2009



Fonte: Enerdata

Appare evidente allora che i giacimenti presenti in Italia siano quantitativamente limitati per permettere alle strutture operanti nel settore di fronteggiare la domanda nazionale, cui sopprime l'attività di importazione, che prevede l'acquisto dall'estero presso produttori e venditori terzi dei quantitativi di gas necessari.

Grafico 1.13: Importazioni di gas in Italia- (Milioni m³)



Fonte: Aeg

In una realtà come quella italiana, quindi, il numero dei produttori cui rivolgersi è esiguo, tanto da impedire il fisiologico sviluppo del mercato, che un incontro con l'offerta potrebbe garantire.

1.5.2. La geopolitica e gli approvvigionamenti

“Nel mercato europeo del gas naturale.... scarseggiano i giacimenti. Con l'eccezione di quelli olandesi, gli unici giacimenti importanti sono nel Mare del Nord: stanno di fronte alla costa inglese, furono sviluppati da una pluralità di imprese e hanno costituito la base di un'industria deverticalizzata e concorrenziale alimentata da un'offerta primaria a sua volta concorrenziale. Oggi tali giacimenti, in declino, soddisfano a stento il consumo britannico, mentre il resto dell'Europa dipende in misura crescente da tre fornitori, Algeria, Norvegia e Russia, tra i quali l'ultimo si prefigura come la principale fonte a lungo termine” .⁴⁶

Tabella 1.4: Risorse di gas naturale e costi indicati per ragione

	Conventional		Tight Gas		Shale Gas		CBM	
	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu
E. Europe & Eurasia	136	2-6	11	3-7			83	3-6
Middle East	116	2-7	9	4-8	14			
Asia/Pacific	33	4-8	20	4-8	51		12	3-8
OECD North America	45	3-9	16	3-7	55	3-7	21	3-8
Latin America	23	3-8	15	3-7	35			
Africa	28	3-7	9		29			
OECD Europe	22	4-9			16			
World	404	2-9	84	3-8	204	3-7	118	3-8

Fonte: Internationa Energy Agency

Tutte le potenze del mondo possono contare riserve di gas, che potrebbero loro permettere di soddisfare la domanda ai livelli di consumo attuali per 75 anni.⁴⁷ Indipendentemente da questo, le tempistiche e il successo dello sviluppo del gas come fonte energetica sono connesse ad aspetti relativi alle scelte politiche, commerciali, alla tecnologia disponibile e agli investimenti possibili.

⁴⁶ Gros-Pietro Gian Maria, Sistema energetico italiano: la rete infrastrutturale ed il processo di liberalizzazione: osservazioni e proposte, CNEL

⁴⁷ Internationa Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

La produzione globale di gas è raddoppiata negli ultimi 30 anni, con un aumento stimato di 3.3 trilioni di metri cubi di gas solo nel 2010.⁴⁸ La Russia e gli Stati Uniti sono i maggiori produttori mondiali, insieme producono più del doppio del gas prodotto dal Canada che è il terzo produttore mondiale. Il Nord America ha aumentato la propria produzione nel 2010, raggiungendo una quantità superiore ai 350 miliardi di metri cubi.⁴⁹

Nell'ultimo decennio, paesi come il Medio Oriente e l'Asia sono entrati nel gruppo dei maggiori produttori mondiali e attualmente rappresentano 1/3 della produzione mondiale.⁵⁰

Anche la produzione del gas non convenzionale è notevolmente aumentata negli ultimi anni; l'aumento è stimato essere del 13% della produzione globale.⁵¹

La geopolitica è la disciplina che studia come le motivazioni geografiche incidano sui problemi politici, intendendo per motivazioni geografiche non solo le coordinate, ma anche e soprattutto la ricchezza del paese e la titolarità delle risorse.

Il concetto stesso di geopolitica, si basa sull'idea che il destino dei popoli sia determinato dal loro ambiente geografico e che il controllo di alcune regioni ("strategiche") possa arrivare a garantire "potere".

Le differenze intermini di peso del gas nel mix energetico dei vari paesi dipendono dalle tipologie di infrastrutture che dovrebbero essere costruite per disporre della suddetta fonte energetica e quindi dei costi che dovrebbero essere sostenuti.

L'Italia, e l'Europa in primis, si trovano in una chiara situazione di dipendenza energetica nei confronti di paesi produttori, la cui affidabilità politica è discutibile. Per prepararsi all'eventualità che questi ultimi ricorrano all'arma energetica per scopi politici, è necessario creare "rapporti" di lungo periodo.

Le strategie possibili sono di due tipi:

- quelle indirizzate alla massima diversificazione del mix energetico

⁴⁸ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

⁴⁹ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

⁵⁰ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

⁵¹ International Energy Agency, World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?

- quelle finalizzate a creare maggiore concorrenza differenziando i potenziali fornitori con la costruzione di nuove infrastrutture e stabilendo nuove partnership con i paesi produttori.

Gli attori principali del processo di importazione sono:

1. i soggetti titolari dei giacimenti in grado di produrre
2. i soggetti che sono in grado di stabilire rapporti commerciali con i produttori .

Fondamentale per capire questo tipo di relazioni è la consapevolezza che coloro che governano la produzione attraverso la gestione dei giacimenti sono tipicamente monopolisti pubblici nelle rispettive nazioni importatrici; questi sono “svincolati” dal sistema normativo e non subiscono una pressione competitiva sul lato dell’offerta tale che possa spingerli a scendere a compromessi con la controparte domanda. In altre parole, gli interlocutori naturali sono gli operatori industriali di rilevanza internazionale che hanno costruito e gestito le condotte per il trasporto del gas naturale (incumbent), anche attraverso la creazione di joint venture con gli stessi produttori.

Risulta evidente allora che la scarsità delle risorse nel nostro paese ci rende vulnerabili e dipendenti non solo dalle società direttamente coinvolte nell’attività di produzione, ma anche e soprattutto dai governi e (in questo senso) non solo per l’adempimento del rispettivo ruolo autorizzativo nei confronti di eventuali società di origine o riferimento italiano, ma anche perché le società coinvolte nella fase di produzione sono tipicamente di stampo pubblico.

Attualmente, quindi i rapporti del nostro paese sul fronte energia portano a sottolineare una dipendenza principalmente da paesi quali la Russia e l’Algeria, ma in futuro ci si attende, secondo dati REF, una maggiore dipendenza dal Medio Oriente (principalmente dal Qatar) e dall’Egitto. Le relazioni con la Libia si basano principalmente sulla possibilità di sfruttare il gasdotto Green Stream, di proprietà di Snam Rete Gas, attualmente chiuso a causa del conflitto esploso nel marzo 2011; l’attività dell’Italia nella Libia si concretizza anche attraverso l’esplicazione del ruolo di produttore da parte di Eni mediante la sua controllata Eni North Africa.⁵²

⁵² www.eni.com

Quindi, sono evidenti due cose: il peso pubblico nelle trattazioni del settore e il ruolo dei singoli governi nelle relazioni finalizzate alla fornitura degli idrocarburi in generale e del gas nello specifico.

Il responsabile dell'energia dell'Unione Europea ha di recente annunciato un piano per investire mille miliardi di euro nel prossimo decennio in una rete energetica condivisa dai paesi appartenenti all'unione per rafforzare la propria posizione non solo nei confronti dei paesi fornitori, ma anche nel tentativo di evitare crisi come quella del gennaio 2009, quando le importazioni del gas russo attraverso l'Ucraina sono rimaste bloccate per tre settimane, a fronte della richiesta di quest'ultima di condizioni agevolate.⁵³

Il problema del rischio politico negli approvvigionamenti, dettato dalla necessità di far passare le pipeline attraverso quei paesi comunemente definiti "scomodi" mira a essere superato attraverso il ricorso a progetti quali il North Stream, South Stream e il Nabucco. Il fine ultimo dei tre gasdotti è quello di ottenere una garanzia di maggiore sicurezza, relativa non solo alla fase del trasporto, ma anche all'attività di approvvigionamento mediante diversificazione delle fonti per i paesi aderenti al progetto e per l'Unione Europea nel suo complesso e limitare la dipendenza dai paesi principali fornitori.

La geografia dei gasdotti sembra esser definita più che da ragioni politiche da ragioni geopolitiche e le relazioni tra le imprese: l'energia è divenuta "merce politica".⁵⁴

In un mercato dove esiste un solo fornitore, l'andamento è strettamente connesso alla politica adottata dal fornitore stesso. Il fornitore dell'Europa è la Russia, che attraverso Gazprom instaura relazioni di tipo commerciale con i monopolisti nazionali. Il gas per il Cremlino è un vero e proprio strumento di potere. La politica europea di reazione all'atteggiamento russo ha previsto un piano difensivo nel breve termine e di difficile realizzazione per quanto riguarda i progetti a lunga scadenza. La Germania ha affrontato il problema da sola, cercando d'instaurare dei rapporti di esclusività con la potenza asiatica basati sulla costruzione di un gasdotto che collegasse la Germania con la Russia via mare escludendo dal transito tutti i paesi dell'Europa. La Francia ha invece puntato sul nucleare.

Nello stesso periodo, sul fronte italiano si è verificato l'attacco dell'Antitrust europeo all'Eni per il controllo anticoncorrenziale dei gasdotti : TAG, TENP e Transitgas.

⁵³ Rampini Federico, " Bruxelles presa in ostaggio paga le divisioni interne, Repubblica, 7 gennaio 2009

⁵⁴ Bollino Carlo Andrea (2010), Energia la follia mondiale, Rubbettino

Le accuse di abuso di posizione dominante rivolte alla società non si sono limitate nel tempo al settore della distribuzione e al panorama italiano: a tal proposito è stata ultimata, a maggio 2011, la cessione del gasdotto TAG alla Cassa Depositi e Prestiti.

Nel 2009, l'Anti-trust europeo ha intimato ad Eni di dismettere le proprie partecipazioni in tre infrastrutture internazionali di trasporto. L'Anti-trust aveva manifestato delle preoccupazioni relativamente alla modalità di gestione e all'operatività delle infrastrutture di trasporto di gas naturale da parte di Eni. La società avrebbe danneggiato i clienti in Italia, limitando la concorrenza sul mercato a monte, mediante un rifiuto a fornire accesso alla capacità di trasporto disponibile sulla rete di trasporto, l'allocazione a terzi secondo modalità economicamente meno attraenti, meglio definita anche come degrado di capacità, e la limitazione strategica dell'investimento in nuova capacità.

In realtà, per quanto riguarda il TAG, la partecipazione è stata ceduta alla Cassa Depositi e Prestiti; ora, siccome la Cdp partecipa in Eni con una quota pari al 30%, appare ovvio che l'operazione altro non sia che un accordo tra parti correlate.⁵⁵ Per l'Eni l'operazione permette di de consolidare un po' di debito, anche se in quantità limitate: il controvalore versato dalla Cdp ammontante a 700 milioni, che non rappresentano interamente cash per l'Eni, servirà piuttosto per far fronte al debito di TAG, che consiste principalmente in un prestito-soci fatto da Eni alla società che gestisce il gasdotto.

⁵⁵ www.eni.com

Figura 1.2: Mappa dei gasdotti esistenti e in progettazione nell'area mediterranea



Tra gli altri progetti di pipeline che coinvolgono l'Italia, rientra il gasdotto Galsi (che sarà terminato entro il 2014), un progetto di importazione di gas naturale dall'Algeria, che rappresenta il secondo grosso fornitore europeo. Il Galsi è stato definito un progetto costosissimo, privo di ogni logica economica, realizzato per scopi puramente politici e con appositi sussidi, ma con la motivazione ufficiale di essere destinato ad incrementare la concorrenza.

Data la situazione attuale, i rapporti di fornitura hanno presentato un'evoluzione, soprattutto in termini di rafforzamento del ruolo dell'Algeria, ma ciò non vale a modificare l'assetto oligopolistico dei fornitori esterni delle imprese italiane: l'Asia resta l'area che è destinata a rimanere la fornitrice europea per eccellenza.

Il Mediterraneo rimane quindi lo scacchiere principale su cui si concentrano le attenzioni e le mosse delle grandi compagnie energetiche europee, data la portata del mercato.

Tabella 1.5: Gasdotti collegati con l'Italia

GASDOTTO Attualmente funziona	TERRITORIO	PROPRIETA'	DIRITTI D'USO	QUOTE
-------------------------------	------------	------------	---------------	-------

nti						
TAG	Il sistema TEG attraversa l'Austria dalla località Baumgarten, al confine tra Austria e Repubblica Ceca, fino a Tarvisio, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia			OMV	TAG Gmbh	Eni 89%, OMV 11%
TENP	Il sistema TENP attraversa la Germania dalla località di Bocholtz, al confine con l'Olanda, alla località svizzera di Wallbach, al confine svizzero-tedesco, per l'importazione di gas olandese			TENP Gmbh	n.d.	Eni 49%, Ruhrgas 51%
TRANSIT GAS	Il sistema Transitgas attraversa il territorio svizzero dalla località di Wallbach fino alla località di Passo Gries e si connette con il sistema TENP, per l'importazione di gas olandese, e con la rete di trasporto proveniente dalla Francia, per l'importazione di gas norvegese			TRANSIT GAS	n.d.	Eni 46%, SwissGas 54%
TTPC	Il sistema TTPC attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf sino alla frontiera con l'Algeria (località di Cap Bon) e arriva nel Canale di Sicilia, per l'importazione di gas algerino			SOTUGAT (società dello Stato tunisino)	TTPC	Eni 100%, titolare fino al 2019 del diritto esclusivo di trasporto
TMPC	Il sistema TMPC attraversa il Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo e connette il sistema TTPC con il sistema italiano per l'importazione di gas algerino			TMPC	TMPC	ENI 50% SONATRACH 50%
GREENTREAM	Gasdotto di collegamento Libia -Italia			GREENTREAM BV	GREENTREAM BV	ENI 75%
Gasdotti Attualmente non funzionanti	Società	Ingresso in Italia	Capacità nominale G(m ³)/anno	Lunghezza km	Completamento studio di fattibilità	Previsione inizio esercizio
TAP (Grecia-Albania-Italia)	TAP AG (Egl e Statoil Hydro per quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	-
Situazione:	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m ³)/anno per 25 anni; Tractebel Engineering Italy si è aggiudicata nel gennaio 2009 la fase ingegneristica e di pianificazione; firmato accordo intergovernativo tra Italia e Albania nel marzo 2009; avviata indagine dei fondali marini nel tratto di mare tra Italia e Albania					
IGI Interconnector Italia-Grecia	IGI Poseidon SA (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto	8/10	212	2005	2012
Situazione:	Progetto inserito dalla CE tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento. Concessa e ratificata esenzione dei terzi al 100% per 25 anni. Avviata in aprile 2009 la gara per le attività di verifica e certificazione della progettazione					
Interconnector (Italia-Austria)	SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	-
Situazione:	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN. La società SEL ha ottenuto la proroga					

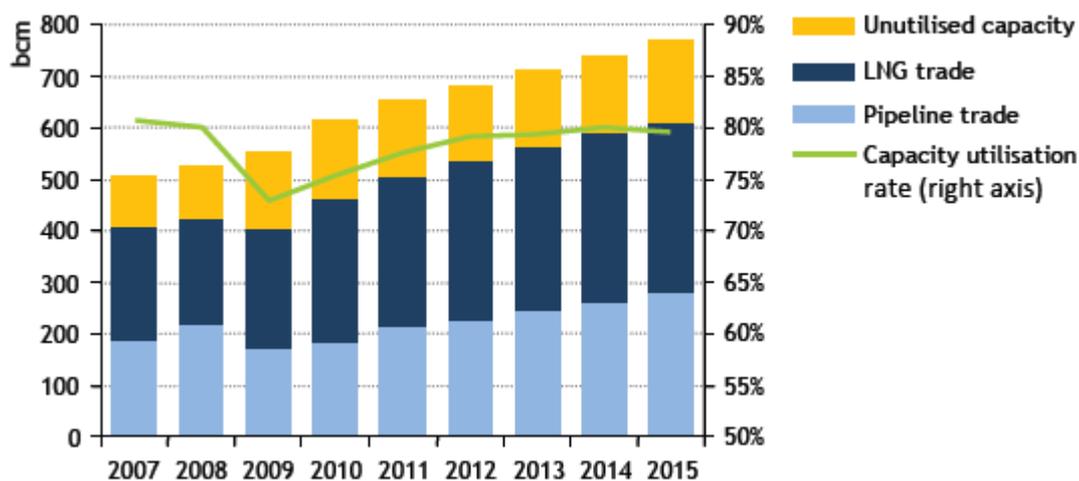
e:	al 31/12/2009 per il completamento dello studio di fattibilità					
GALSI (Algeria-Italia)	GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfirs 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8	940	2005	2012
Situazione:	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria. Attesa per il 2009, la decisione finale sullo investimento è stata rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo (avviato a luglio 2008) e degli studi integrativi ingegneristico-ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Progetto inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano UE					
TGL (Germania-Austria-Italia)	Consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45; varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	290	In corso; previsto il completamento per l'autunno 2009	2015
Situazione:	Nel secondo trimestre del 2009 dovrebbe svolgersi una <i>open season</i> per l'allocazione di 4,55 G(m ³)/anno. Sono in corso contatti tra le istituzioni in vista di un accordo specifico per la realizzazione dell'infrastruttura					

Fonte: Ministero Dello Sviluppo Economico

Attualmente sono poche le pipeline internazionali in fase di costruzione. Le nuove connessioni commissionate nel 2009 sono solo due: Central Asia Pipeline (CAGP), che collega il Turkmenistan alla Cina, e la Medgas pipeline, che unisce Algeria e Spagna. La capacità di trasporto della CAGP dovrebbe aumentare, fino a raggiungendo i 40 miliardi di metri cubi annuali, il flusso di gas importabile dall'Asia all'Europa dal 2012 in poi. In realtà, la situazione attuale lascia presagire che per entrambi i gasdotti i lavori non saranno terminati prima del 2015. Inoltre, si sta valutando la possibilità di espandere la capacità di esportazione fino a 60 miliardi di metri cubi annuali.⁵⁶

⁵⁶ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

Grafico 1.14: Capacità di trasporto del gas naturale tra le principali regioni



Fonte: IEA

1.5.2.1. Nabucco e Southstream

Il “Nabucco” è un progetto patrocinato dall’Unione Europea per la realizzazione di un gasdotto che, attraversando l’Azerbaijan, la Georgia, la Turchia e l’UE mediante pipeline per un totale di 3.300 km, garantirà la fornitura all’Europa occidentale di 30 miliardi di metri cubi di gas all’anno proveniente dal Caucaso, dall’Iran, dall’Asia Centrale e dal Mediterraneo centrale, veicolando il gas dall’area caspica alla Turchia e da qui al terminale di Baumgarten. Il progetto, nato nel febbraio del 2002, ha come precursori la compagnia austriaca OMV e quella turca Botas.

La reale origine del progetto è da ricercarsi nella volontà degli Stati Uniti di limitare la dipendenza dei paesi europei dallo stato asiatico, offrendo al “vecchio continente” un’alternativa al gas russo.

La costruzione del progetto prevede due fasi:

1. la prima, iniziata nel 2011, mira alla costruzione di una linea tra Ankara e Baumgarten, durante questo periodo, per il trasporto del gas verranno sfruttate delle pipeline già esistenti, ovvero il gasdotto Iran-Turchia e il gasdotto Baku-Tbsli-Erzurum (il South Caucasus Pipeline).

2. la seconda fase del processo dovrebbe provvedere, a partire dal 2014, alla costruzione della sezione da Ankara fino ai confini orientali turchi.

Per la realizzazione del progetto, il cui costo totale dovrebbe aggirarsi intorno ai 7,9 miliardi di euro, nel 2005 è stata costituita una joint venture, Nabucco Gas Pipeline International GmbH, e varie sotto-società nazionali.

Il progetto ha in realtà incontrato delle difficoltà oggettive:

- mancanza delle risorse di gas necessarie,
- mancanza delle condizioni politiche affinché si arrivi alla messa in opera.

Il superamento del primo ostacolo prevede che gli approvvigionamenti provengano principalmente dall'Azerbaijan e dal Turkmenistan, per un totale, nell'insieme, di circa 18 miliardi di metri cubi.

Il secondo problema riguarda principalmente la possibilità che non tutti i paesi europei siano disposti a lasciarsi alle spalle i rapporti (anche) commerciali con Mosca; alcuni stati europei, in primis l'Italia, intrattengono con il Cremlino delle relationship speciali, che vanno dagli interessi energetici, intesi come quantità di gas effettivamente necessario, a quelli economici.⁵⁷

E' importante non dimenticare che la Russia, come tutti i paesi esportatori, si trova in una situazione di dipendenza reciproca rispetto ai paesi importatori, perché nonostante sia vero che i secondi devono sottostare alle imposizioni dei primi, è anche vero che il paese importatore ha dalla sua quale arma la possibilità di variare le fonti. Ad esempio, il 25% del gas utilizzato dall'Europa deriva dai giacimenti Russi, ma d'altro canto, è anche vero che l'Europa assorbe il 65% del gas e il 78% del petrolio russo.⁵⁸

Se il Nabucco nasce come un piano statunitense per limitare il "peso" dell'influenza del Cremlino nelle politiche europee, il South Stream si presenta come il progetto che dovrebbe ottenere il risultato opposto: quasi si trattasse di strategie conflittuali sull'onda di una "guerra fredda".

⁵⁷ Torelli Stefano (2010), Tutta l'energia dell'Europa: Nabucco vs South Stream, Limes, 12/03/2010

⁵⁸ Daclon Corrado Maria (2008), Geopolitica dell'ambiente: sostenibilità, conflitti e cambiamenti globali, Franco Angeli, Milano

L'accordo per la realizzazione del gasdotto è stato siglato da Eni e Gazprom (le aziende promotrici) il 23 giugno del 2007 ed è volto alla costruzione, quindi, di una via diretta di trasporto del gas dai giacimenti del Caucaso verso l'UE, escludendo ogni paese extra-comunitario. Attualmente sono convogliati nell'accordo anche i francesi della GDF e i tedeschi della Basf.

Dal punto di vista tecnologico, il progetto in questione è sicuramente più ambizioso di quello precedentemente descritto: il ruolo dell'Eni vede in prima fila il lavoro della Saipem, che come non molte altre imprese sarebbero capaci di fare, si sta occupando dell'aspetto tecnologico del progetto, facendo sì che i tubi possano passare in un fondale tanto profondo quanto quello del Mar Nero.

Dal punto di vista (geo)politico, il contratto rappresenta la conferma dell'ormai duraturo legame italo-russo: nel maggio 2009 Eni e Gazprom (alla presenza dei rispettivi presidenti, Silvio Berlusconi e di Vladimir Putin) hanno siglato accordi strategici sulla costruzione del South Stream e sull'ingresso del monopolio russo nei capitali di Severenerghija, un gruppo di società gas-petrolifere del nord russo, attualmente controllate in proporzione 60% e 40% da Eni e da Enel, garantendo un aumento della capacità di trasporto dai 31 miliardi, fino ai 64 miliardi di metri cubi annui, l'Eni potrà ottenere un supplemento di 12 miliardi di metri cubi di gas all'anno, che gestirà e commercializzerà a propria discrezione.⁵⁹ “Dietro questi numeri si trovano gli accordi di un grande significato politico, perché tutto questo gas arriverà in Europa senza dover più passare per il territorio dell'Ucraina”.⁶⁰

Questo si traduce nell'ovvia limitazione italiana verso il primo dei due progetti considerati: il diretto coinvolgimento dell'Eni nel progetto di matrice americana potrebbe provocare la reazione russa (da cui siamo ancora eccessivamente dipendenti), mentre il restare sulle posizioni attuali di sostegno pieno e attivo al progetto moscovita (l'Eni avrebbe in gestione un quarto del gas del South Stream) potrebbe rendere vano qualsiasi progetto di indipendenza futura dalla potenza asiatica.⁶¹

⁵⁹ Sapozhnikov Vladimir, “Gasdotto South Stream, accordo Eni-Gazprom sotto l'egida di Berlusconi e Putin”, Il sole 24 ore, 15 maggio 2009

⁶⁰ Paolo Scaroni

⁶¹ Torelli Stefano (2010), Tutta l'energia dell'Europa: Nabucco vs South Stream, Limes, 12/03/2010

Ma, "limitarsi a considerare il progetto South Stream un tentativo russo di soffocare le velleità di diversificazione energetica dei paesi europei, oltre ad essere strategicamente miope, rischia di essere altrettanto fuorviante".⁶²

Figura 1.3: Percorso North Stream, South Stream e Nabucco



Fonte: Limes, rivista italiana di geopolitica

La politica russa segue due direzioni, la prima verso i paesi europei e la seconda verso gli ex paesi satelliti, prima sotto il controllo dell'Unione Sovietica.

In Europa, Gazprom in pochi anni ha concluso o negoziato contratti bilaterali con una dozzina di paesi, in cambio ha ottenuto la garanzia di un graduale e progressivo ingresso nei mercati finali, basta pensare alle joint venture stipulate tra Gazprom ed Eni.⁶³

L'operazione di sicuro più importante realizzata da Gazprom nel territorio europeo è l'acquisto dell'hub di Baumgarten, che, situato vicino Vienna, smista il gas verso la Germania, l'Italia, la Svizzera e l'Ungheria, creando così una piattaforma contrattuale per la definizione dei prezzi spot. Questa operazione è alla base dell'interruzione dei lavori relativi al gasdotto Nabucco; come detto prima, la conclusione del percorso della pipeline avrebbe dovuto coincidere con l'hub Baumgarten, recente acquisto del colosso russo.

Ciò che colpisce è la mancata reazione della commissione europea troppo concentrata sullo sviluppo della concorrenza nei mercati nazionali.⁶⁴

⁶² Sartori Nicolò (2009), Unione Europea: la sfida Nabucco-South Stream tra realtà e ideologia, 10 luglio 2009, www.equilibri.it

⁶³ Clò Alberto (2009), Il rebus energetico, il Mulino

⁶⁴ Clò Alberto (2009), Il rebus energetico, il Mulino

La strategia russa verso i paesi ex URSS ha previsto anche l'adozione della forza, al fine di limitare comportamenti filo occidentali e orientali, nel tentativo di assicurarsi anche il controllo delle ampie disponibilità di gas, essenziali tanto per soddisfare la domanda interna, quanto per far fronte agli impegni assunti verso i paesi clienti.⁶⁵

Gazprom ha di recente firmato un protocollo con l'Algeria, per la realizzazione di progetti comuni, determinando una situazione di quasi monopolio, che annulla ogni possibilità di concorrenza nei mercati finali. "Il colosso russo "Gazprom" ha già concluso una intesa per investimenti di \$ 2,5 miliardi per lo sfruttamento delle enormi riserve nigeriane di gas"⁶⁶.

Secondo dati stimati dall'International Energy Agency, il gas prodotto dalla Russia nella regione di Nadym-Pur-Taz continua a diminuire, a questo si devono non solo gli accordi con l'Algeria e i tentativi d'invasione dei paesi ex satelliti URSS, ma anche gli investimenti nella penisola di Yamal.

1.6. Architettura della rete

La rete del gas necessita di una varietà di infrastrutture differenti sia dal punto di vista tecnico che economico. Le combinazioni ottenibili influiscono sull'assetto di mercato adottato che in teoria può andare dal monopolio alla competizione aperta.

Secondo Jean Michel Glachant e Michelle Hallack, è quasi come un gioco a mattoncini assemblabili: è possibile strutturare dei network differenti ed eterogenei grazie alla pluralità di componenti adottabili caratterizzati da proprietà tecniche ed economiche differenti.

1. La rete del gas è composta da una serie di componenti classificati come primari e secondari
2. Gli stessi componenti possono essere combinati in modi diversi
3. L'introduzione di questi componenti è sequenziale, ciascuno ha effetto sulla capacità di trasporto e di operatività, agiscono sull'aspetto economico, sull'offerta e sulla domanda di gas. Eventualmente ogni componente che entra nella rete potrebbe diventare un nuovo parametro per vincolare il set di scelte di investimento future, in quanto i vari elementi mostrano caratteristiche di "path dependency"

Definiti i vari componenti del gas, sottolineate le relazioni di dipendenza nelle decisioni ex ante e ex post, la definizione del modello di una rete deve essere concepita in modo da

⁶⁵ Clò Alberto (2009), Il rebus energetico, il Mulino

⁶⁶ Istituto nazionale per il Commercio Estero (2009), Nigeria Quadro Macroeconomico, Ministero degli Affari Esteri, marzo 2009

ottimizzare i limiti di design e combinare in modo razionale il set di vincoli passati e futuri: le decisioni del passato vincolano quelle di oggi, che vincoleranno quelle future.

Per semplificare questo processo molti modelli economici concepiscono il design della rete come pura ottimizzazione dell'esistente flusso di gas ⁶⁷. Altri modelli incorporano le pipeline esistenti come un parametro nello sviluppo della rete.⁶⁸

A differenti design corrispondono set differenti di servizi di trasporto tra i punti di entrata e di uscita applicati in differenti mercati e differenti transazioni.

Il tipo di servizio offerto non dipende solo dalle scelte relative alle proprietà tecniche, ma anche da quelle concernenti l'aspetto economico e regolatorio. L'European Regulatory Advisor (ERGEG) elabora altri vincoli che possono ulteriormente ampliare l'eterogeneità di soluzioni.

Le proprietà economiche della rete tendono a cambiare lungo lo sviluppo della rete di trasporto, limitati investimenti possono anche aumentare il numero di possibili combinazioni tra parti esistenti, principalmente punti di iniezione o di ritiro del gas, come risultato si hanno nuove possibilità di servizi e di commerci.

L'Unione Europea può concepire anche l'accesso, lo sviluppo e l'operatività del network esistente per creare un unico mercato europeo del gas all'interno dello spazio di trasporto "senza soluzione di continuità".

1.6.1. I componenti dei gasdotti

Per strutturare adeguate pipeline per il trasporto del gas è necessario tener conto di una serie di fattori.

- Le dimensioni del diametro e della lunghezza: la capacità di trasporto dipende dal volume creato dal diametro dei tubi e dalla lunghezza. Quanto maggiore è la lunghezza, tanto maggiore è la pressione necessaria per muovere il gas.
- I fattori di attrito, la resistenza della pressione interna e l'isolamento della temperatura
- Le caratteristiche ambientali come la struttura del suolo; eventuali percorsi tortuosi potrebbero ostacolare il flusso del gas.

La scelta relativa alla costruzione dei gasdotti comprende decisioni relative :

⁶⁷ Tabkhi F. (2007), Optimization de Reseaux de Transportde Gaz, Tolosa, 13 dicembre 2007

⁶⁸ Babu B. V.,Angira R., Chakole P. e MunbeenJ.H. (2003), Optical Design of gas Transmission Network Using Differential Evolution, Department of chemical Engineering, New Jersey USA

1. alle caratteristiche tecniche (il materiale con cui vengono realizzati i tubi)
2. alle caratteristiche economiche (la lunghezza e il diametro del tubo)
3. alla localizzazione geografica (le caratteristiche ambientali)⁶⁹

La mobilità del gas è garantita dall'utilizzo di appositi compressori.

Le reti del trasporto del gas possono essere strutturate attraverso un set di vari componenti: oltre agli elementi di base che permettono il funzionamento del gasdotto si possono aggiungere alla rete componenti secondari che permettono di rafforzare la mobilità del gas.

In termini generali il gasdotto è composto da una serie di tubature: nel 2009 si contavano nel mondo più di 200 pipeline con oltre 100 punti di interconnessione.⁷⁰

Oltre al numero delle pipeline e ai punti di entrata e di uscita che possono comporre i diversi gasdotti, le reti si differenziano in base ad altri componenti quali le “stazioni di compressione”, i punti di stoccaggio e gli hub fisici. La pluralità di componenti permette di aumentare il numero delle possibili combinazioni e quindi rende le reti più eterogenee, senza dimenticare però che quei componenti che sono già inseriti nell'infrastruttura indicano direzioni predefinite a fronte dei rapporti di path dependence che li legano relativi a vincoli tecnologici, geografici o economici.

I componenti possono essere classificati in due categorie: primari e secondari.

Quando si parla di componenti primari si intendono i tubi e le stazioni di compressione. Nella seconda categoria invece sono compresi i siti di stoccaggi e gli hub fisici.⁷¹

La differenza tra le due classi sta nel fatto che mentre i secondi non devono essere necessariamente presenti in ogni network in quanto sono elementi che vanno a migliorare le prestazioni, senza i primi non è possibile il funzionamento della rete.

Quando ci sono, i componenti secondari sono determinanti per la struttura; interagendo con i componenti primari non solo influiscono sull'architettura della rete ma anche sulle proprietà della stessa.

1.6.2. Componenti primari

⁶⁹ Glachant Jean Michael - Hallack Michelle (2010/42), The Gas Transportation Network as a 'Lego' Game: How to play with it?, Robert Schuman Centre for Advanced Studies

⁷⁰ Energy Information Administration (2009), About us Natural Gas pipelines, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

⁷¹ I terminali di liquefazione e rigassificazione sono tipi particolari di hub fisici e siti di stoccaggio.

I componenti primari dell'infrastruttura di trasporto sono i tubi e le stazioni di compressione e rappresentano i componenti base di ogni network, sia di quelli più semplici che di quelli più complessi. Sono considerati essenziali perché sono quelli che rendono possibile il flusso.

Le caratteristiche fisiche dell'infrastruttura sono direttamente connesse all'aspetto economico della stessa: la scelta dei componenti base deve tener conto di diversi bisogni, da quelli tecnici a quelli economici e di mercato.

Per quanto concerne le tubature, la quantità di gas trasmessa dalla pipeline dipende dal materiale utilizzato, dal diametro e dalla distanza tra i punti di entrata e quelli di uscita. I compressori possono differire tra loro per la tipologia, la potenza e le location in cui sono inseriti.

In sintesi, la combinazione di tubi e compressori definisce la capacità di trasporto, la capacità di stoccaggio e i vincoli di congestione.

Le prime caratteristiche che permettono di differenziare le diverse tipologie di rete sono quelle relative ai tubi, partendo già dai diversi tipi di architetture adottabili, da quelle classiche a linee urbane a quelle a rete. Le seconde sono caratterizzate da un numero di branche laterali che partono dalla linea principale e il risultato è un network di punti di entrata e di uscita. La struttura a rete si utilizza tipicamente per ricoprire lunghe distanze, utilizzando pipeline ad ampio diametro che possono massimizzare l'offerta verso le aree di mercato.

Le linee urbane invece tendono ad avere pochi punti di entrata, poche connessioni con altre pipeline e linee laterali associate.

Indipendentemente dall'architettura adottata, sia essa a rete o lineare, ci sono una serie di decisioni che devono essere prese ex-ante per definire le caratteristiche tecniche in accordo con quelle che sono le aspettative in merito al suo utilizzo futuro da parte dei clienti finali.

Anche i compressori possono essere variamente utilizzati nelle reti del gas per creare architetture eterogenee. La scelta del tipo di compressore inserito definisce il livello di pressione, il volume trasportato e la velocità a cui il flusso di gas può circolare all'interno delle pipeline. Questi siti si trovano lungo le linee che collegano i punti di entrata nella rete con quelli diretti alle aree di mercato. Lungo il percorso il flusso di gas tende a perdere pressione, lo scopo dei compressori è quello di aumentare nuovamente la pressione del flusso di gas in entrata e cercare di mantenere costante la velocità complessiva dei gas che si spostano lungo le tubature.

1.6.2.1. Le dimensioni rilevanti della scelta

Le scelte rilevanti per l'architettura sono relative a tre dimensioni: economica, tecnica e geografica. Le decisioni determinano le proprietà del flusso di gas e di conseguenza il potenziale futuro di trasporto. Il flusso di gas che attraversa i gasdotti dipende sia dalle proprietà fisiche del gas che dalle infrastrutture di trasporto.

Dato il rapporto di "path dependence" che lega i vari componenti, in ogni periodo di decisioni di investimento, la rete già esistente implica una serie di restrizioni di tipo tecnico o economico per l'aggiunta di nuovi componenti. Quando il nuovo componente viene installato diviene anche esso un vicolo per decisioni future.

La capacità di trasporto è legata al volume creato all'interno del diametro e alla lunghezza delle pipeline. Le scelte si basano sul flusso di gas che si desidera trasportare, in altre parole dalle molecole di gas che si desidera spostare nell'unità di tempo e quanto lontano.

Definire la struttura della pipeline vuol dire anche considerare la perdita di pressione che nonostante sia inevitabile può in un certo modo essere controllata. Una perdita di pressione accettabile è quella che permette comunque di minimizzare la dimensione delle strutture necessarie e le spese connesse, come i costi di costruzione, la potenza, il numero dei compressori da installare e i consumi di carburante.

La pressione dipende dalla taglia dei tubi e dalla lunghezza delle pipeline tra due stazioni di compressione: più lungo è il segmento, maggiore è la pressione necessaria a muovere il gas. Per i percorsi brevi, la perdita di pressione è di secondaria importanza, le pipeline possono essere progettate considerando altre priorità, ad esempio, in modo da considerare la dimensione e la frequenza delle variazioni della domanda nel periodo di tempo quale parametro principale.

La perdita di energia durante il trasporto dipende dalle due variabili chiave del flusso di gas: una è l'attrito, l'altra è la capacità di trasferimento di calore con l'ambiente esterno.

La scelta dei materiali con cui costruire i gasdotti ha una forte influenza su entrambe.

Questi fattori influenzano il flusso del gas quando bisogna fronteggiare la pressione differenziale: differenza tra la pressione del punto di entrata e di quello di uscita. Il materiale delle pipeline influisce sulla potenza dell'attrito.⁷²La ruvidezza del materiale influisce sulla perdita di pressione, perché se l'attrito aumenta e se tutto il resto resta costante, il risultato è

⁷² "Fluid flow is characterized by dimensionless value known as the Reynolds number roughness, which is often correlated with the pipe material and, it is divided by inside diameter"(Mokhatab S. et al, 2006 pag.256)

una maggiore perdita di pressione che riduce l'efficienza della capacità di trasporto. Un attrito maggiore aumenta il bisogno di pressione che incide sul consumo di energia e di conseguenza sui costi necessari perché il gas possa essere trasportato.

Diversa deve essere la scelta del materiale a seconda che i tubi siano “grandi” o “piccoli”. Nelle tubature piccole la scelta di materiale economico e poco efficace ha un impatto minore rispetto a quello che avrebbe su quelle di dimensione maggiore⁷³.

L'ammontare di energia persa non dipende anche dalle caratteristiche chimiche e fisiche del gas che viene trasportato.

Anche la temperatura interna del gas è influenzata dal materiale delle tubature e dallo spessore della parete del tubo. Questo vuol dire che l'attrito e la temperatura hanno forti interazioni. Se tutto il resto rimane costante, l'aumento o la riduzione della perdita di attrito si traducono in riduzione o aumento della temperatura. Così come una variazione della temperatura può modificare le proprietà fisiche del gas, può anche modificare la forza di attrito. Le interazioni tra l'attrito e la temperatura possono cambiare lungo il percorso.

Prevedere l'andamento della temperatura e calcolare la perdita di pressione è fondamentale per dividere le pipeline in piccoli segmenti interagenti con più ed eterogenei ambienti esterni. Le caratteristiche dell'ambiente attraversato possono essere più o meno influenti, dipende dal materiale dei tubi e dallo spessore, che sono gli stessi elementi che determinano la pressione massima che può essere esercitata nelle pipeline: dopo aver definito il diametro dei tubi è necessario determinare lo spessore delle pareti perché possano fare opposizione alla pressione interna e per ogni diametro lo spessore delle pareti delle tubazioni è calcolato per resistere a carichi differenti.

Il percorso scelto per le pipeline influisce anche sulla scelta dell'architettura del gasdotto, ovviamente la morfologia dei paesaggi impatta la topologia delle pipeline, che non sono solitamente orizzontali e sfruttano le inclinazioni per influire sul flusso di gas. Inoltre, la scelta dei pezzi di tubi dipende dalla distanza che bisogna ricoprire per raggiungere i consumatori finali e la lunghezza del percorso influisce sui costi che devono essere sostenuti. Su quest'ultimi impattano anche le condizioni climatiche e le caratteristiche ambientali che agiscono sulle proprietà fisiche e chimiche del gas, sulla temperatura e sul coefficiente di trasferimento del calore.

Tutti questi elementi hanno ovvie ripercussioni sui costi per l'azienda che valuta la costruzione della pipeline.

⁷³ Questa è una di quelle scelte che vanno definite ex ante perché influenzano l'aspetto economico e i costi variabili.

1.6.3. I compressori

Per garantire il trasporto del gas lungo i gasdotti è necessario mantenere un determinato livello di pressione perché, come detto precedentemente, lungo il percorso il gas tende a perderne; per ovviare a questo problema e muovere il gas sono necessarie le stazioni di compressione.

La scelta dei compressori, della tecnologia utilizzata, della loro localizzazione, del loro numero lungo la rete e dei tempi di inserimento del gas lungo le tubature definiscono tre caratteristiche chiave:

1. Il flusso di volume che può essere trasportato
2. La frequenza con cui il volume di gas trasportato può essere aumentato o ridotto
3. I siti di iniezione e prelievo del gas

I benefici di operare con un livello di pressione maggiore includono la possibilità di trasmettere un più ampio volume di gas attraverso una data taglia delle pipeline e una perdita di trasmissione inferiore dovuta all'attrito e alla capacità di trasmettere gas per lunghe distanze senza necessità di potenziamento addizionale.

Le principali tecnologie applicate sono due: una prevede l'utilizzo di un pistone, l'altra quello della forza centrifuga.

Le differenze principali tra i due tipi di compressori riguardano i costi e l'efficienza con cui riescono a far fronte alla domanda di gas.

Per definire efficacemente la tecnologia da utilizzare, gli aspetti da considerare riguardano la pressione, la distanza massima tra due punti, il volume di ingresso, la necessità di controllare le variazioni della velocità del gas, il contrasto tra la qualità del gas e il bisogno di controllare la pressione. Non si possono ignorare gli aspetti relativi alle proprietà fisiche del gas: i contrasti tra le differenti temperature, la densità e la pressione.

L'efficienza della scelta della tecnologia da adottare, dipende dalla localizzazione geografica, dalla qualità del gas, dal differenziale di pressione e il volume, e non ultimo dagli aspetti relativi al mercato, quale la domanda attesa in termini di quantità e di utilizzo a cui il gas è destinato.

1.6.3.1. Capacità

L'architettura quindi deriva dall'interazione tra le pipeline e i siti di compressione: tra il diametro dei tubi, le dimensioni delle stazioni di compressione, gli utilizzi e la pressione

massima necessaria. Questi compromessi generano la capacità di trasporto, la capacità di linepack⁷⁴ e alcune e inevitabili esternalità negative.

Per capacità di trasporto si intende la quantità di gas o di energia che può essere trasportata in un determinato periodo.

La capacità di trasporto è il risultato di due elementi di base, ma è soggetta a variazione lungo tutto il percorso. D'accordo con le analisi dello EIA (1994), la capacità delle pipeline in ambienti uniformi è determinata dalla pressione tra i punti di entrata e quelli di uscita e dal diametro.

Un aumento del diametro vuol dire aumento del volume. All'aumentare del diametro, la capacità aumenta più velocemente rispetto all'aumentare dell'area della sezione: il gas si muove lungo una superficie maggiore, riducendo l'attrito.

Se la dimensione delle pipeline resta costante, la capacità massima di trasporto è determinata dal massimo differenziale di pressione tra i punti estremi, anche se limitato dal livello di attrito.

Siccome esistono in natura gas di diversa qualità, anche questa influisce sulla capacità di trasporto.

Quindi oltre al volume un'altra variabile importante che deve essere considerata è la velocità alla quale il gas può essere trasportato.

Quando si definisce la velocità bisogna tener conto che deve essere tenuta sotto il massimo tollerabile, altrimenti si rischia l'erosione dei tubi a causa dell'attrito. In molte pipeline, il livello di velocità raccomandata è pari al 40-50% della velocità di erosione.⁷⁵

La massima capacità di trasporto non corrisponde alla massima capacità di trasporto efficiente, a causa del costo della perdita di energia dovuta all'attrito.

1.6.3.2. Vincoli

Nel definire l'architettura dei gasdotti quindi bisogna considerare anche i vincoli cui bisogna far fronte, questi possono essere fisici o economici.

I vincoli fisici, a loro volta, possono essere impliciti o espliciti. Sono espliciti quando l'utilizzatore riesce a percepirli, come il livello minimo e massimo di pressione o il flusso ad

⁷⁴ Quantità di gas contenuto nella rete di metanodotti, indispensabile per garantire un flusso ininterrotto del gas trasportato dai punti di immissione a quelli di riconsegna.

⁷⁵ "the velocity of gas flow in a pipeline represents the speed at which the gas molecules move from one point to another. Unlike a liquid pipeline, due to compressibility, the gas velocity depends upon the pressure and, hence, will vary along the pipeline even the pipe diameter is constant. The highest velocity will be at the downstream end, where the pressure is the least. Correspondingly, the least velocity will be at the upstream, where the pressure is higher", Menon S. (2005), Gas pipeline hydraulics, CRC Press.

un certo punto del sistema. Sono impliciti i vincoli necessari a garantire la sicurezza della rete.

I vincoli economici rendono alcune scelte possibili e altre economicamente inefficienti.

Se la condotta non funziona correttamente per ridurre al minimo il costo del trasporto del gas si generano problemi di congestione, quale quello che ricorre quando la domanda di gas è maggiore della capacità di trasporto delle condutture e un aumento del flusso può alterare le condizioni di sicurezza essendo stato già aggiunto il livello massimo di pressione.

C'è un limite alle stazioni di compressione che possono essere installate lungo una determinata rete di trasporto del gas. Siccome l'aumento del flusso implica l'aumento della potenza (espressa in HP⁷⁶), genera un aumento anche del costo del capitale e dei costi operativi, quale ad esempio il costo di corrosione. Ad un certo punto i costi aumenteranno ad una velocità più elevata rispetto al tasso di afflusso. Questo vuol dire che a ogni dimensione corrisponde un certo livello di volume che può essere economicamente trasportato tenuto conto dei costi citati.

Una riduzione del rapporto di pressione nei punti di entrata e di uscita può non solo comportare inefficienze, ma anche bloccare il sistema di trasporto.

1.6.4. I componenti secondari: hub fisici

Ai compressori e ai tubi, che rappresentano gli elementi fondamentali per la costruzione di un gasdotto, si affiancano i così detti componenti secondari. Secondari perché vanno ad aggiungersi a quelli primari; influenzano la capacità di trasporto e altre caratteristiche del network ma non sono fondamentali per la costruzione e il funzionamento del gasdotto, il che vuol dire che la presenza di questi componenti è importante, ma non necessaria.

Questi sono hub e siti di stoccaggio. Possono introdurre forti cambiamenti nella mobilità del gas, nel design della rete e nell'economicità della stessa.

Tanto i siti di stoccaggio quanto gli hub sono bidirezionali; possono lavorare sia come punti di entrata che come punti di uscita.

Parlando di hub e di siti di stoccaggio si può far riferimento al GNL (gas naturale liquefatto), in quanto i rigassificatori altro non sono che tipologie specifiche di siti di stoccaggio o hub. Per le società operanti nell'energia, le strutture di liquefazione e rigassificazione rappresentano la nuova "tendenza".

⁷⁶ British horse power, misura la potenza di un motore al netto delle perdite di potenza causate dai meccanismi di trasmissione, dall'alternatore, dal differenziale, dalla pompa dell'acqua e da altri meccanismi ausiliari

Un hub fisico è il punto di interconnessione di pipeline, dal quale molti flussi di gas vengono liberati e ricevuti. La cosa più importante è che l'hub rappresenta il "luogo" in cui avviene il commercio del gas.

D'accordo con lo EIA (2002) l'infrastruttura degli hub può variare: tipicamente hanno compressori bilaterali e agiscono sulla pressione interna in accordo con l'attuale domanda di gas, permettendo anche di allocare le riserve in risposta all'incontro tra domanda e offerta.

Quindi, gli hub rappresentano punti di connessione in cui il gas viene immesso e prelevato, il punto in cui la pressione a cui è sottoposto il gas iniettato e prelevato viene tenuta sotto controllo per limitare le esternalità negative.

Inoltre, devono anche avere capacità di stoccaggio, per coprire temporanei sbilanciamenti tra domanda e offerta senza interferire sul sistema: si può trattare di capacità di linepack o di altri tipi di infrastrutture. Spesso sono direttamente collegati a siti di stoccaggio sotterranei, infatti in relazione a quanto definito dallo IEA 2003, gli hub devono avere facile accesso ai siti anche se non sono direttamente connessi.

È un componente che fa da punto di congiunzione: permette ad un ampio numero di componenti di interagire in un unico luogo e permette di controllare gli effetti esterni che potrebbero essere generati garantendo l'interfaccia tra i propri aspetti tecnici ed economici.

1.6.5. Siti di stoccaggio

Esistono tre tipi di modelli di siti di stoccaggio:

1. Direttamente all'interno delle strutture di trasporto
2. Strutture sotterranee
3. Strutture di liquefazione

Il secondo approccio rappresenta il metodo che viene tradizionalmente utilizzato. Anche qui come nel primo modello il principio base è quello del linepack. Le tubature che forniscono servizi di linepack sono soggette ad alta pressione e devono avere la forza per esercitare resistenza alla pressione stessa.

Nel modello che prevede siti sotterranei la pressione è molto più forte. I siti sotterranei più comuni sono quelli che corrispondono a campi esauriti di gas o di petrolio, cavità saline o serbatoi acquiferi, questo vuol dire che tendono a essere collocati in località che hanno particolari caratteristiche geografiche e le possibilità di scelta per i siti di stoccaggio sono attualmente limitate.⁷⁷

⁷⁷ Bourjas D.(1996), Different Option of Underground gas storage facilities, in EIA 1997, Natural gas technologies: a driving force for market development, Berlin, Workshop 1996.

I parametri più importanti per definire la capacità di un sito di stoccaggio sono la capacità di lavoro e il “tasso di prelievo”.

La capacità di lavoro rappresenta il volume massimo di gas che può essere ritirato durante una sessione di operazioni; in altre parole corrisponde alla differenza tra la capacità totale e il volume del “gas cuscino”, o per meglio dire la quantità utilizzata per spingere il gas che deve essere trasportato all'esterno.

Il tasso di prelievo, o la capacità massima di “send out”, è dato dal volume massimo che può essere ritirato durante un determinato periodo di tempo, tipicamente un giorno⁷⁸ o un'ora.

Per investire in attività di stoccaggio, il punto fondamentale è quello di considerare le caratteristiche della domanda.

Si potrebbe costruire un portafoglio di stoccaggi differenti e combinare differenti profili di costo e di servizio secondo la Commission Staff Working Document (2009):

- quando bisogna far fronte ad una domanda soggetta a veloci e forti aumenti, la scelta migliore è quella di optare per siti di stoccaggio sotterranei soprattutto se si tratta di cavità saline;
- quando le forti variazioni della domanda sono stagionali, sono necessari siti di stoccaggio molto grandi, in questo caso l'ideale sarebbe quello di crearli in vecchi serbatoi acquiferi.

Le restrizioni geologiche e geografiche rappresentano l'elemento chiave nella struttura dei siti. Ovviamente i siti sono poi collegati agli utenti attraverso apposite infrastrutture incorrendo in costi addizionali.

In sintesi, investire in attività di stoccaggio vuol dire essere soggetti a vincoli economici e geologici.

1.7. Trasporto

L'attività di trasporto consiste nella conduzione del gas dal luogo di produzione o dai campi di stoccaggio sino alle reti di distribuzione locale, cui sono allacciati gli utenti finali.

Una volta importato o rigassificato, il gas viene immesso nella Rete di Trasporto attraverso i Punti di Entrata, per essere movimentato fino alle reti di distribuzione locale, ai Punti di

⁷⁸ Giorno gas: periodo di 24 ore consecutive con inizio alle ore 06.00 di ogni giorno e termina alla stessa ora del giorno successivo.

Riconsegna della Rete Regionale, o a grandi clienti finali, che possono essere rappresentati da centrali termoelettriche o da impianti di produzione industriale.

Il trasporto tradizionale del gas naturale avviene mediante pipeline⁷⁹, che attraversano il territorio e le tratte di mare di diversi paesi. Le principali difficoltà di questa forma di trasporto si sono spesso intersecate con i conflitti geopolitici dei territori attraversati dalle reti di gasdotti e dalla limitata portata degli stessi, che pesa sugli operatori e sui clienti finali negativamente soprattutto nei periodi di forte aumento della domanda.

Figura1.4: Rete nazionale gasdotti e punti di ingresso



Fonte: www.snamretegas.it

Per quanto riguarda l'Italia il sistema infrastrutturale si articola in rete nazionale e rete regionale.

Il segmento è in realtà un monopolio di fatto: Snam Rete Gas possiede il 97% della rete dei gasdotti ad alta pressione.

⁷⁹ gasdotti ad alta e media pressione e a largo diametro

Le reti di trasporto nel territorio nazionale sono costituite da circa 30 mila chilometri di gasdotti che fanno capo ad un ristretto numero di imprese, ciascuna delle quali gestisce la propria rete coordinandosi con le altre. Sono servite tutte le provincie italiane ad eccezione di quelle della Sardegna e della provincia di Sondrio. Alla rete nazionale sono connessi direttamente circa 3.500 clienti industriali e termoelettrici e 780 esercenti il servizio di distribuzione e vendita.⁸⁰

- 7 punti di entrata della Rete Nazionale per il gas proveniente dall'estero: Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela, oltre ai terminali GNL di Panigaglia e di Rovigo (Cavarzere)
- 60 punti di entrata per immettere la produzione nazionale sulla Rete Nazionale
- 2 punti di entrata virtuale uno per ogni operatore di stoccaggio (Stogit SpA ed Edison Stoccaggio SpA)
- 30 mila chilometri di gasdotti
- 3.500 clienti industriali e termoelettrici

Figura 1.5: Infrastrutture di rete



⁸⁰ www.snam.it

Il decreto legislativo 164/00, che introduce la politica di liberalizzazione, ha fissato l'obbligo per gli operatori di concedere l'accesso alla propria rete a condizioni non discriminatorie, nel rispetto dei principi di trasparenza e imparzialità.

A tal proposito le tariffe sono regolate dall'Aeeg attraverso il metodo del price cap, ossia un criterio di "controllo" del livello di prezzi che si basa sulla "imposizione" di un limite superiore ai prezzi stessi, attraverso il principio del TPA.

In un mercato "contendibile" se il monopolista fissa dei prezzi troppo elevati e superiori ai costi medi cercando di lucrare un extra-profitto, un potenziale concorrente può sempre irrompere senza dover sostenere dei costi irrecuperabili offrendo il prodotto a un prezzo inferiore e un eventuale cliente che può sempre rivolgersi a quest'ultimo.

Nella realtà, i settori di pubblica utilità non sono contendibili, mancando di alcuni requisiti impliciti nella definizione stessa di "contendibilità del mercato", quali gli ingenti costi non recuperabili o i lunghi tempi di entrata.

Il TPA, che impone al proprietario l'obbligo di allacciamento alle reti di tutti gli operatori che ne facciano richiesta (shipper), a patto che corrispondano il prezzo di accesso, pur rappresentando un principio importante, potrebbe essere visto come una scatola vuota se non si aggiungono allo stesso le necessarie garanzie di prezzo da concedere ai potenziali entranti e non solo.

Purtroppo, non sempre il contratto regolatorio rappresenta un contratto perfettamente completo e quando ciò accade l'identità del gestore della rete diventa fondamentale, perché la sua neutralità rappresenta una garanzia per i potenziali competitor, mentre la sua assenza rappresenta un elemento di debolezza se non un elemento ostacolante il cammino lungo la via della liberalizzazione.

In realtà, anche questo aspetto nasconde dei risvolti non propriamente propizi per lo sviluppo del mercato; il gestore della rete gode di ampia marginalità di manovra nonostante i "codici di rete"⁸¹. Quindi si potrebbe dire che nuovamente la separazione proprietaria sembra rappresentare l'unica possibilità di soluzione, soprattutto in un settore quale quello del gas, dove l'accesso può essere rifiutato anche per tutelare un venditore, a vantaggio di un rivale, che non riesca ad adempiere agli obblighi insiti nei contratti take or pay e che per

⁸¹ Emanati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il gas

questo incorra in gravi difficoltà finanziarie⁸². In realtà, però, gli aspetti normativi, consentono la possibilità di ricorrere alla separazione proprietaria, ma a differenza della separazione funzionale, non la rendono obbligatoria.

Un problema connesso a quello relativo allo sfruttamento della capacità di trasporto riguarda fenomeni di congestione. La congestione dei gasdotti può essere di due tipi: contrattuale e fisica. La prima si verifica quando tutta la capacità di transito primaria è stata allocata e la seconda quando la domanda eccede la capacità tecnica della condotta. In un mercato efficiente, l'eventuale presenza di una congestione fisica dovrebbe incentivare il miglioramento del tessuto infrastrutturale, mentre una congestione di tipo contrattuale dovrebbe spingere ad adottare misure che permettano a terzi l'utilizzo di capacità eventualmente non utilizzata.

In relazione alla Seconda direttiva Gas (2003/33/CE), i contratti sottoscritti prima della liberalizzazione non possono sottostare a tale principio⁸³. L'analisi condotta sui gasdotti che collegano l'Italia al Benelux e quelli che connettono Est e Ovest risultano contrattualmente saturi almeno fino al 2015. Anche dove la Seconda Direttiva, in merito all'unbundling societario, è stata recepita nei tempi e nei modi prescritti, i newcomers e i potenziali tali denunciano trattamenti preferenziali accordati dal gestore della rete a società verticalmente integrate e la mancanza di una trasparenza delle condizioni di accesso al servizio di trasporto.

Per quanto invece concerne l'eventuale ricorso al GNL, bisogna considerare che il trasporto del gas naturale liquefatto risulta condizionato dagli ingenti costi (dell'ordine di miliardi di euro) legati a loro volta all'utilizzo di impianti di rigassificazione, necessari per ultimare il processo di trasformazione del gas e dai tempi logistici per il trasporto in nave; questa metodologia risulta quindi fattibile solo quando i costi (fissi) del trasporto si distribuiscono su grandi distanze.

1.7.1. Rigassificazione

⁸² Ricerche per l'Economia e la finanza, La concorrenza nei settori dell'elettricità e del gas, Progetto Concorrenza di Confindustria, Centro Studi Confindustria.

⁸³ Art. 32 Seconda Direttiva Gas: "La Direttiva 91/296/CEE è abrogata a decorrere del 1 luglio 2004, fatti salvi i contratti conclusi conformemente all'art. 3, paragrafo 1 della direttiva 91/296/CEE che continuano ad essere validi e ad essere applicabili a norma di detta direttiva".

Il passaggio dallo stadio gassoso a quello liquido del gas naturale permette di risolvere i problemi del trasporto relativi alla perdita di gas, alle difficoltà tecniche di attraversamento delle pipeline di mari ed oceani (lo stadio liquido delle riserve permette il trasporto in mare mediante appositi serbatoi) e al rischio di incendio (il gas allo stadio liquido non è infiammabile).

La riduzione del volume specifico del GN di 600 volte in condizioni standard permette l'ottimizzazione degli spazi⁸⁴; il GNL occupa uno spazio di 600 volte inferiore rispetto a quello del gas naturale a temperatura ambiente e a pressione atmosferica⁸⁵. Il trasporto può avvenire anche in serbatoi pressurizzati con temperature più basse.

Il primo passaggio necessario è però quello della trasformazione dallo stadio aeriforme e quello liquido, liquefazione. Le strutture funzionano come enormi impianti di refrigerazione e sono organizzati come unità di lavorazione in parallelo, chiamate treni, ognuna delle quali tratta una porzione di gas per liquefarlo.

Il funzionamento degli impianti richiede una serie di unità :

- Trattamento, per rimuovere acqua, propano, idrocarburi più pesanti, azoto e altre impurità che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature necessarie allo stoccaggio;
- Preraffreddamento
- Liquefazione; il processo avviene portando la temperatura al di sotto della temperatura di ebollizione del metano, ossia 163°
- Ausiliari.

⁸⁴ La temperatura è si 163°

⁸⁵ (circa 0,47 t/m³ per il GNL contro circa 0,72 kg/Sm³ per il GN, il che implica che una tonnellata di GNL corrisponde a circa 1.400Sm³ di GN)

Figura 11: Impianto di liquefazione



Dopo il trasporto in mare, che avviene mediante apposite navi definite metaniere, il GNL giunto nel paese “acquirente” deve essere ritrasformato per tornare allo stadio liquido ed essere immesso nella rete.

Questa procedura avviene mediante l’uso di rigassificatori: impianti industriali che permettono il passaggio dalla fase liquida a quella aeriforme (evaporazione). Appena il gas giunge a destinazione in seguito al trasporto in mare, i serbatoi delle navi trasporto vengono attraccati agli impianti e si dà inizio al processo.

La trasformazione avviene attraverso due fasi, agendo:

1. sulla temperatura, per realizzare uno scambio termico tra il GNL e l’acqua di mare, che cede il proprio calore al gas
2. sulla pressione, che viene ridotta tramite l’espansione del gas in appositi serbatoi.

Ossia, si riscalda il gas fin quando non ritorna allo stadio gassoso.

Figura 1.7: Impianto di rigassificazione



Esistono diverse tipologie di rigassificatori.

- On shore: è la tecnologia più diffusa anche perché è la più economica. I silos localizzati in prossimità del mare, sono solitamente ubicati vicino zone aeroportuali o in complessi chimici e petroliferi costieri come quelli che si trovano in Francia. Data la necessità di ampie superfici di terraferma si è utilizzata principalmente in paesi quali il Giappone o la Spagna.
- Offshore GBS (Gravity Based Structure): consiste in una struttura di cemento armato in cui sono alloggiati due serbatoi in acciaio, che viene trasportata dal cantiere dove è costruita sul luogo dove deve essere posizionata e viene affondata con apposita zavorra realizzando una vera e propria isoletta artificiale a cui le navi metaniere possono attraccare e scaricare il gas. L'impianto che riporta il gas allo stato aeriforme è alloggiato sulla stessa struttura, assieme agli impianti ausiliari. Un gasdotto sottomarino permette di collegare il rigassificatore alla costa e di far arrivare il gas alla rete sulla terraferma.
- Offshore FSRU (Floating Storage Regassification Unit), prevede una struttura galleggiante a differenza degli impianti offshore GBS. La struttura può essere paragonata ad un serbatoio galleggiante, a cui attraccano le metaniere, su cui avviene la condensazione. Il gas ritrasformato viene così immesso in un gasdotto che ricollega la struttura offshore alla terra ferma, per l'immissione del gas nelle reti nazionali.

Oggi ci sono al mondo solo 17 impianti di liquefazione contro 51 rigassificatori.⁸⁶

Le tecnologie offshore sono più versatili e non pongono grosse limitazioni nella scelta dell'ubicazione, ma sono molto più costose e richiedono tempi di progettazione e realizzazione molto lunghi.

In Italia vi è poi un unico terminale di rigassificazione on shore, localizzato a Panigaglia, la cui capacità è però limitata a soli 3.5 miliardi di metri cubi all'anno

Tabella 1.5: I rigassificatori in Italia

Rigassificatori in Italia				
Nome	Luogo	Azionista	Capacità	Tipologia
In funzione				
Rigassificatore di Panigaglia	Panigaglia (SP), Liguria	GNL Italia, società del gruppo ENI	3,4 Gmc/anno	
Terminale GNL Adriatico	Rovigo, Porto Tolle/Porto Viro	45% ExxonMobil, 45% Qatar Petroleum, 10% Edison	8 Gmc/anno	Offshore GB
Progetti approvati				
Livorno - OLT Offshore LNG Toscana	Livorno	46,79% E.ON, 46,79% IRIDE compresa la quota del 5,08% di ASA Livorno, 3,73% OLT Energy Toscana gruppo Belleli, 2,69% Golar Offshore Toscana Ltd.	4 Gmc/anno	Offshore FSRU.
	Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (90% Enel)	8 Gmc/anno	
	Capobianco (BR)	British Gas,	8 Gmc/anno	Onshore
In progetto				
	Ravenna (RA)	ENI	8 Gmc/anno	Offshore FSRU
	Gioia Tauro (RC)	LNG Med Gas Terminal (49% CrossNet gruppo Belleli, 25,5% Sorgenia, 25,5% IRIDE)	12 Gmc/anno	
	Taranto	Gas Natural, in accordo con SNAM	8 Gmc/anno	
	Zaule, Trieste	Gas Natural, in accordo con SNAM	8 Gmc/anno	
	Priolo Gargallo (SR)	50% ERG, 50% Shell	8 Gmc/anno	
	Rosignano (LI)	70% Edison, 30% British Petroleum	8 Gmc/anno	
Terminal Alpi Adriatico	Monfalcone / Grado	Endesa	8 Gmc/anno	Offshore

⁸⁶ Quaderni di ricerca REF n. 26/ Novembre 2006, Lo stoccaggio del gas naturale In Italia: regolazione, mercato e criticità.

Le possibili realizzazioni di impianti di rigassificazione tendono a sollevare l'opposizione dell'opinione pubblica. Le motivazioni del dissenso pubblico più ricorrenti riguardano:

- Il rischio di incidente rilevante, aggravato dal fatto che spesso nelle vicinanze dei luoghi indicati come potenzialmente utilizzabili ci sono già impianti o infrastrutture a rischio (ad esempio Augusta, Porto Empedocle, Brindisi, ma persino OLT, per le basi militari tra Pisa e Livorno), oppure si tratta di zone sismiche o potenzialmente oggetto di azioni terroristiche. Tra i rischi di incidente rientrano:
 - La possibilità che gli impianti rilascino gas a causa di errori operativi durante l'esercizio, la manutenzione, la progettazione e la scelta dei materiali
 - La possibilità che le metaniere si scontrino, riversando in mare il GNL, causando gravi danni ambientali
 - I vaporizzatori, le pompe criogeniche e i compressori sono altamente soggetti a guasti
- Possono impattare negativamente sull'economia locale, limitando la pesca, il turismo e la navigazione oppure trasmettere incertezza sulla positività degli effetti sul prezzo del gas
- Potenziali effetti negativi sulla biodiversità e gli ecosistemi o impatti sull'aspetto paesaggistico
 - È anche probabile che il territorio si presenti talmente saturo da rendere insostenibile l'inserimento di un'altra struttura (impianto di Porto Viro nel Delta del Po).⁸⁷

Tabella 1.6: I rigassificatori nel mondo

Rigassificatori nel mondo		
Continente	Nazione	Numero
Europa	Belgio	1
	Spagna	6
	Italia	2
	Francia	2
	Grecia	1
	Portogallo	1
	Turchia	2
	Regno Unito	2
	Totale	16
	Asia	Giappone
India		1
Corea del Sud		4
Totale		29

⁸⁷ Quaderni di ricerca REF n. 26/ Novembre 2006, Lo stoccaggio del gas naturale In Italia: regolazione, mercato e criticità.

Nord America	Stati Uniti	5
	Totale	5
Centro America	Repubblica Dominicana	1
	Porto Rico	1
	Totale	2

Fonte: Quaderni Ref

L'industria del GNL è in rapida espansione. Dall'inizio del 2009, sono stati trasportati oltre 100 miliardi di metri cubi di gas, di questi 60 miliardi provenienti dal Qatar, che copre oltre un quarto della richiesta mondiale di GNL. Inoltre, tre quarti della capacità addizionale proviene dalla regione del Pacifico.⁸⁸

La quota di mercato è aumentata nel 2010, fino a raggiungere il picco massimo del 25%.⁸⁹ Il mercato principale del GNL è quello cinese, che a causa del rapido processo d'industrializzazione ha un ingente bisogno di energia, seguito da quello indiano, dell'America Latina e del Medio Oriente.

I progetti in costruzione in tutto il mondo dovrebbero aumentare di 80 miliardi di metri cubi all'anno la capacità totale.⁹⁰

1.8. Stoccaggio/dispacciamento

L'andamento ciclico della domanda e le conseguenti oscillazioni del mercato registrate tra il periodo invernale e quello estivo, sottolineano l'importanza di garantire equilibrio tra domanda e offerta attraverso lo sviluppo di attività di stoccaggio e di dispacciamento.

La prima mira alla conservazione delle scorte di gas destinate a riserva per i momenti di carenza dei prodotti sul mercato. La seconda garantisce che i transiti sulla rete siano organizzati in modo da assicurare la soddisfazione di tutti i consumatori in maniera equa, riguarda le attività di monitoraggio e di controllo a distanza della Rete di Trasporto.

Lo stoccaggio, a differenza del trasporto, non riproduce un monopolio naturale, ma è rappresentato da un modello di gas to gas competition e da un monopolio di fatto detenuto da un'unica impresa. Le infrastrutture di stoccaggio in Italia costituiscono una essential facility per le imprese venditrici di gas che hanno la necessità di modulare la propria offerta per far fronte alla variabilità della domanda del mercato civile.

⁸⁸ Solo l'Australia contribuisce con circa 50 miliardi di metri cubi

⁸⁹ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

⁹⁰ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

L'attività di stoccaggio è stata espressamente sottratta dalle attività liberalizzate ed è subordinata alla concessione di licenze di durata non superiore ai venti anni, rilasciate dal MSE sulla base di riconosciute capacità tecniche, economiche e organizzative.

In Italia esistono soltanto due operatori impegnati nell'attività di stoccaggio:

1. Stogit (gruppo Eni), che detiene circa il 98% dello stoccaggio nazionale⁹¹
2. Edison Stoccaggi (gruppo Edison).

I siti di stoccaggio invece sono 10 con una capacità complessiva di 13,4 miliardi di metri cubi e giornaliera di 152 milioni di metri cubi. Stogit gestisce 8 siti, Edison 2.

Se Stogit decidesse di investire sia nel potenziamento delle concessioni esistenti che nella costruzione di nuovi impianti, questo andrebbe tutto a vantaggio dei concorrenti dell'impresa dominante, limitata nelle sue possibilità dai tetti anti-trust.

A seguito della legge di riordino del settore energetico⁹², Stogit ha ottenuto la proroga delle proprie concessioni in scadenza per ulteriori venti anni.

La situazione descritta sembra nuovamente confermare l'esistenza di un monopolio di fatto detenuto dall'incumbent Eni, questa volta attraverso Stogit, controllata da Snam, che oltre ad essere limitante per lo sviluppo di un'adeguata controparte concorrenziale (per gli ovvi motivi, legati alla definizione stessa dell'espressione "monopolio di fatto"), circoscrive ulteriormente le possibilità di sviluppo di una concorrenza a causa della fissazione dei tetti anti-trust.

L'attuale livello di stoccaggio è insufficiente a garantire la sicurezza del sistema.

1.9. Distribuzione

L'attività di distribuzione consiste nel veicolare il gas agli utenti finali per conto dei venditori, si tratta di un'attività di servizio pubblico, l'affidamento avviene tramite gara a evidenza pubblica indetta dagli enti locali e i rapporti tra ente e soggetto gestore vengono disciplinati da un contratto e regolati da una tariffa, come stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nella delibera 170/04 (e successive integrazioni), l'attività inoltre

⁹¹ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Ricerche per l'Economia e la finanza

⁹² Legge 239/04

viene svolta nel rispetto del (cosiddetto) “codice di rete”, cioè l'insieme di regole fissate dall'Autorità stessa per il corretto utilizzo dell'infrastruttura.⁹³ Le società di distribuzione continuano a operare in un regime di concessione (da parte di Enti Locali) della durata di 12 anni.⁹⁴

I servizi offerti dal distributore agli utenti della rete sono distinti tra: servizi principali (remunerati attraverso tariffa), prestazioni accessorie (che il distributore esercita in via esclusiva mediante apposito pagamento) e prestazioni opzionali in concorrenza ai soggetti richiedenti. Ancora possiamo classificare questo segmento della filiera in distribuzione primaria e distribuzione secondaria. La prima rappresenta la distribuzione alle utenze industriali, quelle con consumi superiori ai 200.000 metri cubi annui, alle utenze termoelettriche e alle aziende di distribuzione civile. La seconda invece è diretta all'utenza civile, che impiega il gas per l'uso domestico (cottura dei cibi, riscaldamento individuale o centralizzato, consumo diretto alle aziende del settore terziario e le piccole e medie imprese).

Dall'inizio della disciplina di liberalizzazione che ha coinvolto il segmento della distribuzione nel nostro paese, l'obiettivo ultimo della politica è sempre stato l'efficientamento del mercato attraverso la riduzione del numero di operatori, l'adozione di un modello gestionale di tipo privatistico e l'introduzione di gare per l'affidamento delle concessioni.

Dall'analisi dell'Aeeg risulta che il numero di operatori attivi nel segmento della distribuzione sia sceso dai quasi 500 ai 248 attualmente censiti dal database.

Tabella 1.7: Numero distributori operanti su territorio nazionale

Anno	Numero
2004	480
2005	430
2006	360

⁹³ Delibera Aeeg n. 108/06

⁹⁴ L. n. 99/2009 (art. 30, comma. 26)

2007	338
2008	295
2009	262
2010	248

Fonte: Aeeg

I driver principali che hanno guidato l'attività di riorganizzazione del settore nel primo decennio di attuazione della politica, mirante alla liberalizzazione del settore, sono due:

- I. consolidamento territoriale delle imprese, principalmente di quelle a partecipazione pubblica locale, per:
 - i. acquisire maggior potere negoziale nella fase di approvvigionamento
 - ii. beneficiare degli incentivi
 - iii. realizzare economie di scala
- II. acquisizione di quote di mercato e vendita da parte di nuovi entranti
 - i. ingresso sul mercato italiano su diversi segmenti
 - ii. per le imprese già operanti nel settore integrazione orizzontale verso industrie elettriche
 - iii. integrazione orizzontale per acquisire margini di flessibilità

Il processo di riorganizzazione della distribuzione è stato strutturato in modo da coinvolgere sempre imprese che avevano anche l'attività di vendita e imprese non integrate nell'attività di upstream.

L'importanza delle aggregazioni con imprese integrate a monte mostra come la riorganizzazione societaria coinvolga il posizionamento delle imprese nell'intera filiera, in un'ottica di efficientamento complessivo e non mirante solo all'attività di distribuzione.

Anche nella distribuzione, per definire i limiti tariffari si ricorre al metodo del price cap, solo che, mentre per le imprese di trasporto i costi riconosciuti sono quelli rilevati in bilancio, per quelle di distribuzione il vincolo sui ricavi è basato su voci di costo parametrici.

Le problematiche relative alla distribuzione convergono tutte in due principali argomenti: le discipline delle reti e la regolazione delle attività di approvvigionamento.

Come già detto, anche il settore della distribuzione ha subito profonde modifiche in seguito al processo di liberalizzazione del 2000.

Il settore risulta essere relativamente concentrato e caratterizzato da operatori con dimensioni non omogenee, collocando così l'Italia in una posizione intermedia tra il modello integrato francese e quello caratterizzato dall'aderenza alla filosofia dell'unbundling tipicamente inglese.

Lo strumento per l'affidamento del servizio è la gara ad evidenza pubblica con durata limitata a 12 anni, questa è considerata dagli operatori insufficiente a recuperare gli eventuali investimenti infrastrutturali e per questo motivo è volta ad incoraggiare gestioni orientate al breve periodo sul modello "hit and run" ("batti e corri"): le imprese adottano modelli predatori per aggiudicarsi il contratto per poi non investire nella manutenzione scaricando così sulle future gestioni l'onere di farvi fronte.

Per quanto riguarda il ruolo svolto dagli Enti Locali, questi sono chiamati (anche in forma associata) a svolgere attività di indirizzo, di vigilanza, di controllo sulle attività di distribuzione a livello europeo⁹⁵ e, in Italia, anche di affidamento.⁹⁶ In realtà, è d'obbligo constatare che le gare bandite tra il 2003 e il 2007 hanno fatto registrare alcune criticità. Tra le cause si annoverano "la forte frammentazione territoriale delle gestioni con la conseguente riduzione della relativa efficienza operativa, la marcata tendenza alla pubblicizzazione delle reti, l'aggiudicazione delle gare quasi esclusivamente in base all'offerta di elevati canoni di concessione agli enti territoriali data l'assenza di un loro puntuale riconoscimento tariffario, l'inesistenza o la scarsa considerazione del gestore uscente, in caso di subentro di un nuovo gestore, la proliferazione del contenzioso amministrativo su aspetti quali scadenze delle concessioni, le procedure di gara e la disciplina degli indennizzi del gestore uscente".⁹⁷

1.10. Vendita

⁹⁵ Art.14 comma 1 Decreto legislativo 164/2000

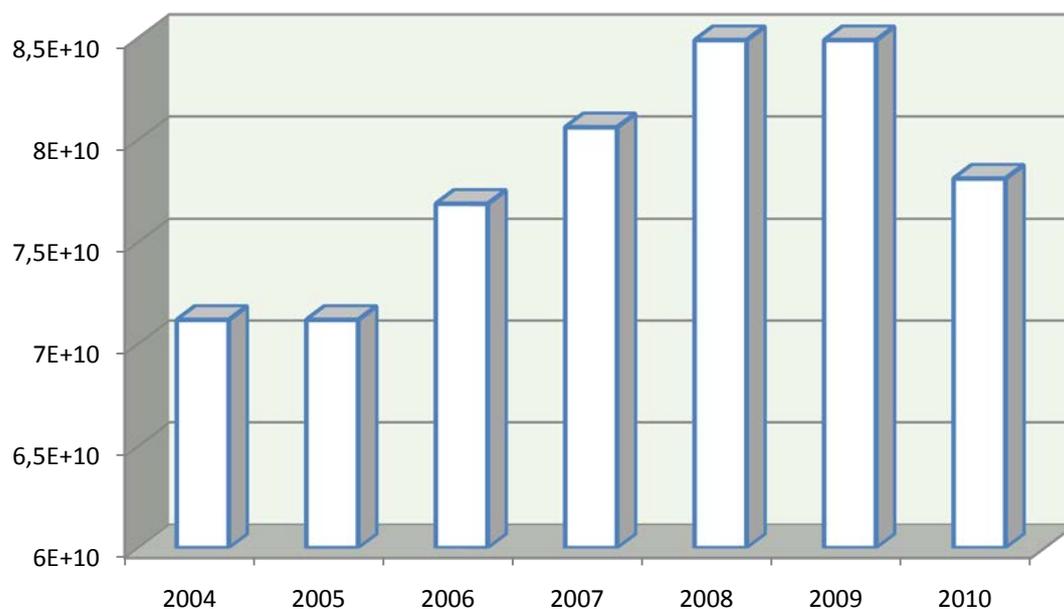
⁹⁶ L'Antitrust ha espresso parere positivo (As 674/ 2010) sulla possibilità, da parte dei comuni, di indire gare per l'affidamento del servizio gas, in attesa che venga definita la normativa sugli Ambiti territoriali minimi. L'autorità ritiene infatti che il blocco delle gare in attesa della determinazione degli Atem, contrasti con il principio comunitario di concorrenza e possa ritardare ulteriormente la liberalizzazione del servizio. Nel corso del 2010 le amministrazioni locali possono quindi procedere alla predisposizione delle gare per i nuovi affidamenti del servizio di erogazione del gas.

⁹⁷ Eduardo Di Benedetto, Temi critici e proposte per superare lo stallo, Management delle utility

L'ultima fase della filiera è rappresentata dalla vendita di gas naturale ai clienti finali, si tratta di un'attività di commercializzazione, svolta da società che operano in regime di libera concorrenza. Il Decreto 164/2000 ha garantito a tutte le società di vendita l'utilizzo (a parità di condizioni) delle reti di proprietà dei distributori non appartenenti al proprio gruppo e l'impedimento, entro il 2010, per ciascun operatore di vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale.

Un tempo il distributore e la società di vendita erano un'entità unica e pertanto l'acquisto da parte dell'utente finale doveva necessariamente avvenire dal distributore operante nella sua zona, ora invece il distributore offre il servizio di distribuzione alle società di vendita che a loro volta vendono il gas ai clienti finali.

Grafico 1.15: Consumo nazionale di gas naturale-M(m3)



Fonte: the World factbook

Tra il 2008 e il 2009 si è registrato un leggero calo nel consumo complessivo.

Il mercato della vendita, così come quello della distribuzione è stato coinvolto in un forte processo di concentrazione. Il numero di imprese attive è sceso da 750 nel 2000 a 390 nel

2006 (di cui il 10% non operativo)⁹⁸. Nel 2003 invece si è registrato un aumento del numero di società che hanno chiesto di entrare nel settore, un aumento ammontante a 53 unità. Si è trattato principalmente di imprese già operanti nel settore energetico o più precisamente imprese già coinvolte nella fase di distribuzione: incremento di soggetti operanti in fasi distinte e non di soggetti che si concentrano “solo” sulla vendita.

Tabella 1.8: Numero operatori

Anno	Numero operatori
2000	750
2006	390
2008	209

Fonte: PricewaterhouseCooper⁹⁹

1.11. Le diverse classi di clienti

Il principale obiettivo della politica di liberalizzazione prevista dalla Direttiva comunitaria 98/30/CE è rappresentato dall'introduzione di principi di efficienza nelle diverse fasi della filiera che garantiscono tutela al consumatore finale, attraverso la riduzione dei costi e la possibilità di scegliere il proprio fornitore.

Bisogna sottolineare che dal 1° luglio 2007 in Italia, come nel resto d'Europa, è scattata la completa liberalizzazione della domanda di energia, in attuazione delle Direttive UE 54 (elettricità) e 55 (gas) del 2003.

Prima della liberalizzazione, venivano ritenuti clienti idonei, cioè autorizzati a stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distruttore o grossista, tanto in Italia quanto all'estero, solo coloro che superavano la soglia di idoneità

⁹⁸ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Ricerche per l'Economia e la finanza

⁹⁹ Chimenti Gian Paolo, Strategia e competizione nella vendita dell'energia in Italia, Abstract Newsletter N° 1/2010, Newsletter di informazione sul settore Energy & Utilities di PricewaterhouseCoopers.

fissata a 200.000 metri cubi di gas, ad esclusione delle aziende produttrici di energia elettrica e di quelle che acquistano gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore.¹⁰⁰

Dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali sono considerati idonei, questo si traduce nella possibilità degli stessi di scegliere liberamente il proprio fornitore.

Tabella 1.9: Classi di clienti

Tipologia	Modalità di fornitura	
Clienti civili	Allacciati alla rete di distribuzione (prevalentemente comunale)	< 5.000 metri cubo/anno
Clienti industriali	Allacciati direttamente alla rete	>5.000 e < 200.000 metri cubi/anno
Clienti termoelettrici		>200.000 metri cubi/anno

Fonte: Quaderni Ref

- I clienti civili rappresentano il segmento di utenza composto dai consumatori privati che utilizzano le forniture di gas naturale principalmente con finalità di riscaldamento e cottura;
- I clienti industriali ricorrono al gas per attivare il proprio processo produttivo;
- I clienti termoelettrici destinano la propria fornitura alla produzione di energia elettrica.

Da un punto di vista teorico il regolatore può articolare i modelli tariffari con un'ampia gamma di possibili soluzioni. Ciascuna di quelle adottate agisce in modo diverso soprattutto sui diversi clienti.

Il basso tasso di switching, cioè la possibilità riconosciuta ai clienti di convertire per usi termici il tipo di fonte energetica con un'altra, in realtà è una possibilità solo teorica a causa degli elevati costi che i clienti stessi sarebbero costretti a sostenere per modificare il proprio fornitore. Il costo medio annuale sostenuto per il solo servizio di distribuzione si è aggirato intorno ai 20 Euro/anno nel periodo tra il 2004 e il 2008. Quindi il totale complessivo annuo dei ricavi ammonta a 2,5 miliardi Euro/anno.¹⁰¹

Questo vale per l'utenza civile, ma per quella industriale il prezzo unitario al lordo delle imposte risulta per elettricità e gas a uso industriale sostanzialmente superiore alla media

¹⁰⁰ La cogenerazione implica l'uso e la produzione contemporanea di diverse forme di energia secondaria elettrica, meccanica e termica, partendo da un'unica fonte sia essa rinnovabile o fossile attraverso un sistema integrato

¹⁰¹ Economia delle fonti di energia e dell'ambiente n.1, 2007 Tattuffa di distribuzione del gas: non basta dire price-cap. Una proposta di revisione dell'articolazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas

europea, generando un aggravio di costi per le imprese italiane. Osservazioni simili emergono anche dall'analisi della struttura del prezzo del gas, comparata per classi dimensionali di impresa in Italia e nei Paesi dell'Unione europea.

Le imprese di minori dimensioni sono maggiormente penalizzate dal profilo del prezzo dell'elettricità (fortemente decrescente con la quantità consumata). Ciò ci permetterebbe di introdurre un altro problema di particolare rilievo, relativo alle piccole e medie imprese che caratterizzano il tessuto economico italiano; tra le cause frenanti la crescita delle piccole imprese emergono sia le incompletezze delle regole (tanto nell'attuazione di politiche di liberalizzazione quanto nell'attuazione delle regole di struttura relative a controlli esterni e dei mercati finanziari) sia le caratteristiche dell'ambiente socio-economico-territoriale di cui i servizi locali sono una componente importante. Le problematiche relative all'assetto attuale, che ha seguito le politiche di liberalizzazione, riguardano i costi elevati per l'utilizzo dei beni di pubblica utilità, che costituiscono una delle spese principali per le aziende e quindi una riduzione degli stessi non potrebbe che incidere positivamente sul loro bilancio.

I punti deboli della regolazione incidono su tutti gli aspetti economico-organizzativi che determinano l'efficienza di queste imprese e la loro crescita potenziale: governance e struttura dei controlli, modalità di determinazione delle tariffe e degli equilibri economico finanziari, dimensione ottimale d'impresa e accesso al finanziamento degli investimenti. Non a caso, diversi contributi recenti hanno posto l'accento sulla necessità di riprendere e rivalutare il percorso delle liberalizzazioni e della riforma della regolazione, come fattore decisivo per rafforzare le capacità di crescita dell'economia italiana.

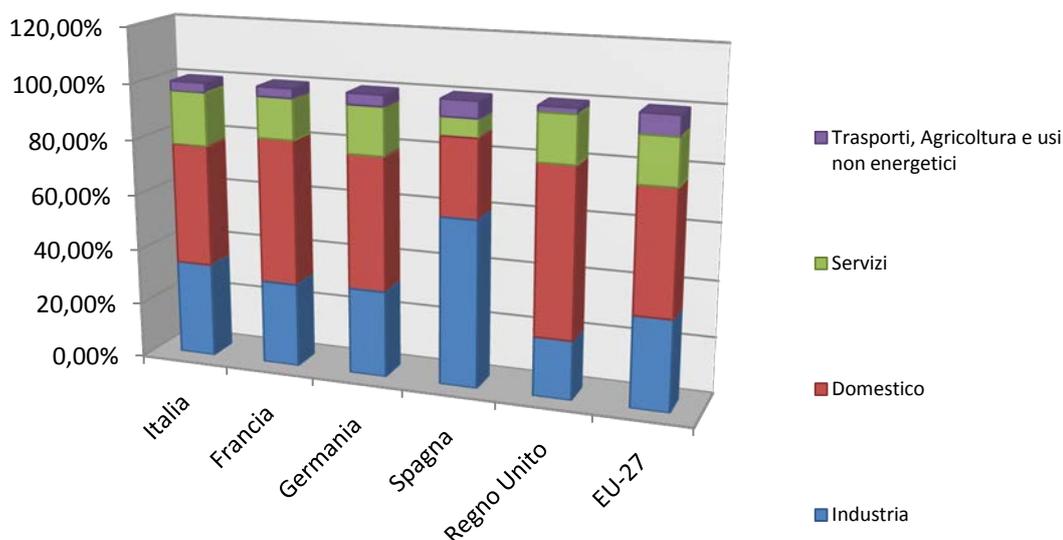
Le criticità concernenti le tariffe e il peso delle stesse sulle aziende sembrano accentuate in quei settori, dove non sono presenti Autorità nazionali di regolazione, ma anche dove sono presenti (gas ed elettricità) le condizioni di monopolio naturale implicano comunque conseguenze negative. Uno studio della Banca d'Italia del 2005 dimostra che è anche la governance a incidere sulla performance delle imprese evidenziando un nesso tra la scarsa competitività delle imprese italiane di piccole dimensioni e la loro struttura di governance, la cui conseguenza è la mancanza di un'adeguata crescita dimensionale. Inoltre, le potenzialità di crescita sono ulteriormente danneggiate dall'incidenza dei servizi sul territorio locale, che comporta costi più alti per le piccole imprese e qualità inferiore.

Abbiamo considerato i costi al lordo delle imposte, ma nello specifico, per quanto concerne il regime fiscale applicato al gas, bisogna tener conto che questo è fondato, oltre che

sull'IVA, su altri due tributi: l'imposta erariale di consumo e l'addizionale regionale. La struttura di prelievo è differente in funzione della zona territoriale e della tipologia di consumo; nel caso d'impiego del gas per riscaldamento il prelievo è differente anche in funzione dell'ammontare del consumo stesso.

Quindi, nel tentativo di sostenere l'industria italiana di piccole dimensioni, e in particolare l'industria esportatrice, si richiede, dunque, che si privilegino gli obiettivi volti a migliorare l'efficienza delle imprese di servizi, anche locali, che contribuiscono a determinare l'ambiente socio-economico nel quale si sviluppa l'industria. Perché si ottengano questi obiettivi, il quadro regolatorio deve essere orientato a promuovere la concorrenza in modo certo e stabile nel tempo, questo non implica che bisogna trascurare altri aspetti, come il fatto che la gestione strategica dell'impresa debba essere libera da condizionamenti politici, che si tengano in debito conto le responsabilità d'impresa, e che la governance e la struttura dei controlli siano chiaramente definiti.

Grafico 1.16: Quote di gas nei settori industriali nell'EU-27



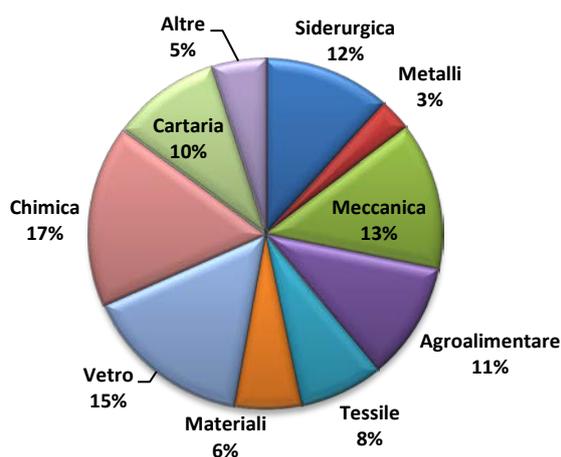
Fonte: REF

Il gas quindi entra nei processi produttivi delle aziende operanti in altri settori. Viene utilizzato principalmente nelle aziende chimiche e siderurgiche, caratterizzate da una riduzione dei consumi energetici, siccome impiegano in maniera sempre più estesa come materia prima i prodotti riciclati oltre ai materiali di ferro. Il discorso vale anche per le

imprese che producono carta, il consumo si è ridotto in quanto sono stati introdotti sistemi di cogenerazione e di recupero del vapore da processi produttivi di altre aziende vicine.

Il calo della domanda di gas nell'industria si è mostrato continuo e graduale dal 2006 in poi nonostante l'andamento del PIL.

Grafico 1.17: Consumi di gas naturale nel mondo-settori industriali



Fonte: IEA

In settori diversi esistono driver diversi che portano alla scelta del consumo di gas naturale. Nel settore della generazione di energia elettrica, indubbiamente il driver principale è dato dalla differenza tra il prezzo praticato per il gas rispetto a quello delle fonti alternative, seguito da aspetti che riguardano le condizioni ambientali e il livello di rischio associato alla costruzione d'impianti a gas. Le assunzioni circa l'andamento futuro dei prezzi impattano sulla scelta d'investire o meno nella costruzione di centrali a gas, mentre le decisioni operative dipendono dall'andamento dei prezzi nel breve. Gli interessi di molti investitori si sono rivolti allo sviluppo delle fonti rinnovabili, a causa degli incentivi governativi, ma date le attese in merito alla competitività futura del gas, si attende un forte aumento degli investimenti.

In Europa, i costi di generazione di un nuovo CCGT si aggirano intorno ai 95 dollari per MWh, basandosi su una media stimata del prezzo del gas intorno ai 9,8 dollari per MBtu. Con queste previsioni, i costi stimati per la realizzazione di energia elettrica mediante il gas si avvicinano a quelli necessari per le centrali a carbone, che però sono molto più rischiose. L'uso del gas naturale può aiutare soprattutto i paesi, che hanno un grado di dipendenza dal

carbone molto elevato, come l'Inghilterra e la Cina, a ridurre il proprio livello di emissioni di CO₂.¹⁰²

Attualmente negli Stati Uniti, la generazione di centrali a gas è già competitiva rispetto alle centrali a carbone, ma per rendere realmente inefficienti le centrali a carbone, il costo del gas dovrebbe scendere al di sotto dei \$3.6/MBTu attuali (senza un prezzo per le emissioni di anidride carbonica). Per la reale e concreta sostituzione delle centrali a carbone già esistenti non si può trascurare il peso dei "sunk cost".¹⁰³

Per quanto riguarda i problemi di tipo ambientale, molti affermano di recente che l'unica reale alternativa per contrastare l'emissione di anidride carbonica sia quella rappresentata dalle fonti rinnovabili, altri prevedono che il gas sarà uno dei principali elementi per la produzione e l'aumento dell'energia elettrica nei prossimi 25 anni.

Comunque la tecnologia flessibile delle centrali a ciclo combinato si presta ad essere usata in modo complementare rispetto alle fonti rinnovabili.

Negli altri settori dell'industria, il gas si confronta con il carbone, il petrolio e le fonti rinnovabili. Nel 2008, la domanda industriale è stata coperta per il 40% dal carbone e dal petrolio, producendo circa l'80% del totale delle emissioni di anidride carbonica¹⁰⁴. I fattori relativi all'andamento dei prezzi sono fondamentali, altri fattori riguardano la praticità di utilizzo della fonte e i problemi ambientali. Il gas è l'input ideale per quei settori dell'industria che hanno bisogno di un combustibile meno inquinante, come quella alimentare, quella vetraia e per la produzione di vernici. Tra gli altri vantaggi abbiamo i bassi costi di capitale e i ridotti tempi d'adattamento della fonte al processo produttivo. Il settore con più alto utilizzo di gas è quello chimico. In alcuni settori, il gas compete con il carbone e il petrolio solo per aspetti relativi al prezzo e alle condizioni ambientali, senza nessuna implicazione relativa all'utilizzo della fonte.

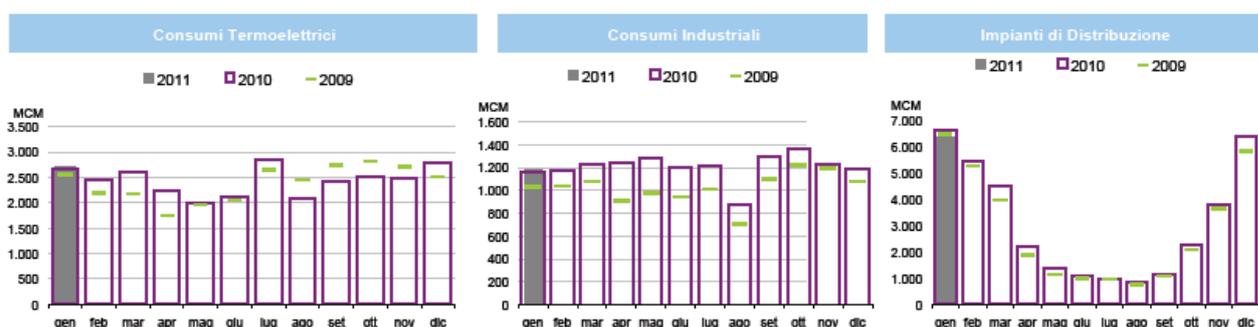
La posizione competitiva del gas è meno chiara nei paesi non-OCSE, dove il carbone è spesso più economico, il mercato del gas è immaturo e le regolamentazioni ambientali non sono particolarmente stringenti.

¹⁰² International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

¹⁰³ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

¹⁰⁴ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

Grafico 1.18: Gas naturale, domanda disaggregata per segmento



1.12. Contratti lungo la filiera

L'approccio seguito anche dal processo di liberalizzazione è quello secondo cui il ricorso all'unbundling potrebbe rendere più sicuri gli approvvigionamenti e, secondo i progetti attuali, incentivare migliori sistemi di informazione, perché in assenza di questi si genererebbero problemi di coordinazione¹⁰⁵.

L'approvazione nel 2009 del Terzo Pacchetto dell'energia ha posto una base importante per l'evoluzione della regolazione del bilanciamento sulle reti di trasporto del gas naturale, richiedendo a tutti i paesi membri dell'Unione Europea di disciplinare l'aspetto del trasporto del gas naturale in modo non discriminatorio, cooperando tra loro, al fine d'instaurare barriere regolatorie al transito tra mercati, tutelare la trasparenza delle informazioni necessarie e la riservatezza indispensabile per tutti gli utenti della rete.

Si stanno sviluppando differenti forme di mercato, gli hub detti anche "meeting point" possono essere fisici e virtuali o punti di consegna di contratti, che potenzialmente potrebbero coincidere con ogni punto di entrata e di uscita di una grande infrastruttura. Per quanto riguarda l'organizzazione di mercato, abbiamo mercati Over The Counter (OTC), Borse Gas e Mercati di Bilanciamento.

Tabella 1.10: Mercati

Tipi di mercato	Otc/EFET/Piattaforma	Gas Exchange	Mercati di bilanciamento
Controparti	Traders	Market Operator/Auctioneer	TSO

¹⁰⁵ The argument for and against ownership unbundling of energy transmission networks, Michael Pollit.

Timing	Qualunque	Dal lungo periodo al giorno prima	Within day
---------------	-----------	--------------------------------------	------------

Il servizio di Clearing House può essere offerto su tutti i mercati dalle istituzioni finanziarie e può esserci un market maker¹⁰⁶.

Dal 1 dicembre del 2010, è attiva la procedura di ammissione al mercato a pronti del gas naturale (MGAS). Ad esso possono accedere tutti gli operatori abilitati al PSV.¹⁰⁷

Il MGAS si divide in:

- Mercato del giorno prima (MGP-GAS)
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)

1.12.1. *Forme contrattuali*

Il mercato del gas è legato all' infrastruttura di trasporto della commodity¹⁰⁸ e per questo ogni contratto deve prevedere un punto di consegna, costituito tipicamente dal principale snodo dell'infrastruttura di interconnessione (terminali di rigassificazione, punti di ingresso nel sistema nazionale, ecc). La possibilità di individuare punti di consegna (hub) prestabiliti consente la comparazione dei prezzi di diversi contratti, ossia l'eliminazione dell'incertezza relativa ai costi di trasporto da diversi punti della rete.

Gli hub possono essere fisici o virtuali.

- Hub fisici: punti di incontro di diverse infrastrutture di interconnessione tra sistemi diversi (gasdotti, terminali GNL e siti di stoccaggio).¹⁰⁹
 - Possono essere usati come il punto di consegna del gas di diverse provenienze
 - Generalmente prevedono anche l'offerta di servizi di ausilio al trading
- Hub virtuali: il punto di scambio virtuale è all'interno della rete di trasporto nazionale, dove convenzionalmente si riconsegna il gas oggetto di transazione in punti successivi a quelli di entry, questi presuppongono:

¹⁰⁶ ossia di assicurazione della correttezza della transazione ad esempio facendosi garante del buon fine o subordinando l'accettazione di ciascun contratto alla corrispondenza dei margini stabiliti

¹⁰⁷ Checchi Claudia, Galletta Riccardo: Shale gas e consumo di gas nel medio periodo, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n. 33 dicembre 2010, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

¹⁰⁸ Bene il cui valore è indipendente da dal luogo e dal soggetto produttore

¹⁰⁹ Il principale hub fisico europeo è Zeebrugge in Belgio: in questo sito si congiungono l'interconnessione tra Europa continentale ed Inghilterra(Interconnector Bacton-Zeebrugge), quella tra Europa continentale e giacimenti del mare del Nord (Zeepipe), un impianto di rigassificazione e un sito di stoccaggio.

- un sistema di tariffazione entry-exit (quotazione indipendente dal percorso e dalle distanze), facilita infatti il trading all'interno della rete dopo l'entry e prima dell'exit
- un accordo tra regolatore e gestore della rete.

Il primo hub virtuale fu introdotto nel Regno Unito nel 1996, National Balancing Point (NBP), mentre in Italia il Punto di Scambio Virtuale (PSV) arrivò solo nel 2003, in seguito alla delibera AeeG 75/03, che approvava il Codice di Rete predisposto da Snam Rete Gas (SRG), che controlla la rete.

Su tutti i mercati, fisici o virtuali, è possibile effettuare scambi over the counter (OTC), con quotazioni derivanti da stime calcolate sulla base di dichiarazioni rilasciate dagli operatori in seguito ad accordi bilaterali e pubblicate da Platts Argus, Reuters, WGI e altre agenzie.

Questo meccanismo è agevolato dalla presenza di due strumenti:

- Le piattaforme elettroniche, strumenti informatici per lo scambio di informazioni che garantiscono maggiore flessibilità offerta ai contraenti e riduzione dei costi di transazione.
- I contratti standard proposti dalla European Federation of Energy Traders (EFET), offrono clausole predefinite che permettono di agevolare gli operatori in relazione allo scambio di informazioni necessarie.

Le piattaforme elettroniche rappresentano la forma di mercato più comune per le commodities, in quanto caratterizzate da alta flessibilità e bassi costi di transazione, non vi è né quotazione di prezzo, né rischio di controparte. Tali vantaggi si traducono nella semplificazione dello scambio di informazioni tra i traders e tra questi e il Transport System Operator/ gestore della rete (TSO), offrendo anche servizi di brokeraggio.

Le piattaforme sono tenute dai TSOs o dai broker indipendenti a differenti livelli di standardizzazione.

Il gestore della piattaforma è spesso anche il gestore della rete di trasporto (come in Italia)¹¹⁰: il processo comunque non permette di eliminare completamente il rischio di controparte, che si potrebbe concretizzare in comportamenti opportunistici, quali quelli derivanti da asimmetrie informative.

L'approccio migliore per il problema di bilanciamento è stato quello di definire appositi mercati. Fondamentale perché il sistema funzioni è garantire l'uguaglianza tra i flussi in entrata nella rete e i flussi totali in uscita. L'uguaglianza deve essere mantenuta sia dai singoli operatori sia dal gestore della rete.

¹¹⁰ Altre volte è possibile che il ruolo di gestore della piattaforma sia svolto da un broker indipendente.

Nell'ambito del servizio di dispacciamento, si è passati grazie al DCO 10/08 alla definizione di un nuovo regime del servizio basato su criteri di mercato. Il che ha rappresentato una tappa evolutiva necessaria per la costruzione di un assetto in grado di fornire al sistema (anche nel breve periodo) segnali in merito al valore del gas, favorire lo sviluppo della liquidità, stimolare la concorrenza ma soprattutto coordinare il sistema con i mercati già avanzati o in via di sviluppo negli altri Paesi europei e non solo.

Tutti gli operatori abilitati al PSV possono operare sullo MGP-GAS, il mercato sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di gas per il giorno precedente a quello di negoziazione. Le operazioni si svolgono in due momenti successivi, nel primo le operazioni si svolgono secondo modalità di negoziazione continua, nel secondo momento, invece, si ricorre ad un'asta. Le offerte che verranno selezionate sono quelle del giorno successivo al giorno-gas in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.¹¹¹

Sul MI-GAS si effettuano offerte di acquisto e vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

Le operazioni sul MI-GAS si svolgono in un'unica sessione, secondo le modalità di negoziazione continua e per l'individuazione dei partecipanti, il GME ha predisposto il Regolamento del mercato del gas. Tutti coloro che sono ammessi alle contrattazioni devono prestare a favore del gestore delle apposite garanzie finanziarie alternativamente o cumulativamente in forma di fideiussione bancaria o di deposito infruttifero in contante. L'ammontare della garanzia richiesta è commisurato alle garanzie che s'intende porre in essere.

Sulle principali borse europee del gas vengono scambiati contratti spot, forward e future.

I future sono contratti a termine standardizzati per poter essere negoziati in borsa facilmente. Il loro valore è direttamente connesso a quello del sottostante: valuta (currency future), indici azionari o commodity. Il gas naturale rientra in quest'ultima categoria. Con un contratto future è possibile fissare anticipatamente la quantità da acquistare e il prezzo da esercitare ad una certa data: chi assume una posizione lunga sul future si impegna ad acquistare, chi assume una posizione corta si impegna a vendere. Tali strumenti sono disponibili sul mercato con l'obiettivo di ridurre il rischio di prezzo, essendo utilizzabili quale proxy del prezzo spot futuro atteso dagli operatori di mercato e fornendo uno strumento in grado di gestire il rischio derivante dalla volatilità del prezzo delle commodity. Perché ciò sia possibile, le informazioni utili a determinare il prezzo devono essere

¹¹¹ Checchi Claudia, Galletta Riccardo: Shale gas e consumo di gas nel medio periodo, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n. 33 dicembre 2010, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

incorporate nel prezzo future, una migliore stima del prezzo sarebbe dunque possibile solo mediante la disponibilità di informazioni private.

L'assetto del mercato delle commodity presenta un aspetto particolare, non esistono azioni o obbligazioni collegate all'andamento di una singola impresa, ma all'intero settore di riferimento. I contratti vengono scambiati con il metodo del "mark to market": il prezzo varia ogni giorno e a fine giornata di contrattazione i guadagni e le perdite vengono effettivamente saldati. Questo implica che gli acquirenti e i fornitori debbano assicurarsi un deposito specifico per il future, garantendo la propria capacità di copertura di eventuali perdite. Più si avvicinano alla maturity, più il valore dei prezzi future converge agli "spot price", ovvero i prezzi esercitati per l'immediata estinzione del contratto.

Lo sviluppo di un mercato centralizzato degli scambi, sia di gas che della relativa capacità di trasporto, permette di creare, dal lato della domanda, una categoria di rivenditori grossisti di gas caratterizzati da omogeneità nel costo marginale di acquisto del gas da rivendere agli utenti finali, altro non è che il "prezzo di borsa".

Dal lato dell'offerta, tale mercato impedirebbe l'effetto di segmentazione connesso all'utilizzo di modalità di approvvigionamento take or pay, e opererebbe nella direzione di incentivare, da parte degli approvvigionatori, l'uso di tutta la flessibilità contrattuale possibile al fine di realizzare profitti soddisfacendo con politiche più aggressive quote crescenti di domanda.¹¹²

Siccome la costruzione di gasdotti richiede esborsi elevati, si riscontra un'ampia possibilità di incorrere in fenomeni di lock-in. Per ridurre gli effetti del problema, l'organizzazione del settore è fondata su contratti di lungo periodo, questi a loro volta rappresentano il principale ostacolo per lo sviluppo di mercati all'ingrosso del gas liquidi ed accessibili ai nuovi entranti.

Tale modalità contrattuale implica necessariamente il ricorso a formule standard: l'indicizzazione dei prezzi e la formula take or pay.

L'unione di questi due strumenti garantisce la giusta diffusione del rischio:

- Con la clausola take or pay il rischio quantità viene sopportato per intero dagli acquirenti, che si impegnano ad acquistare quelle date quantità di gas indipendentemente dal consumo effettivo.

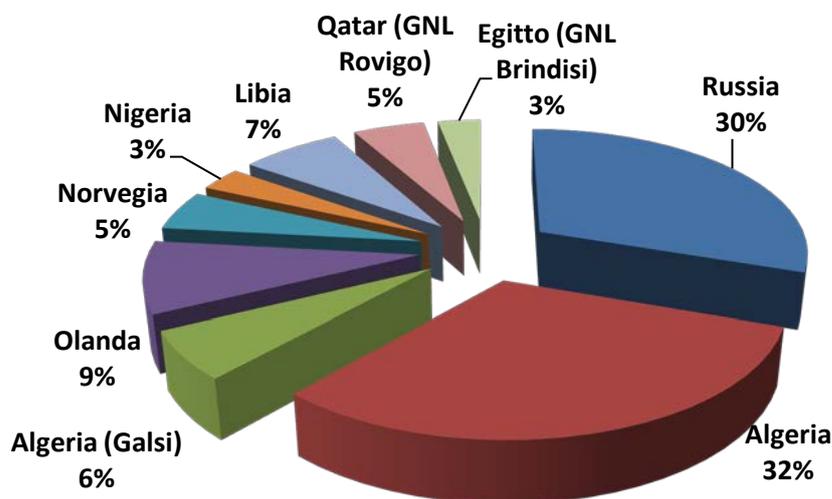
¹¹² Osservatorio Energia, I mercati del gas Panorama europeo e proposte per l'Italia. Quaderni di ricerca REF n. 51/ Maggio 2009, Ricerche per l'Economia e la finanza

- Con la clausola di indicizzazione dei prezzi il venditore si assume il rischio di prezzo essendo questo indicizzato al prezzo dei prodotti energetici sostitutivi del gas naturale (ad es. energia elettrica).

In questo modo è possibile ottimizzare gli investimenti per la costruzione delle infrastrutture necessarie al trasporto, che operano quasi sempre con quantitativi vicini alla saturazione.

Le transazioni non avvengono mediante l'utilizzo di mercati spot, con ovvie limitazioni alla competizione.

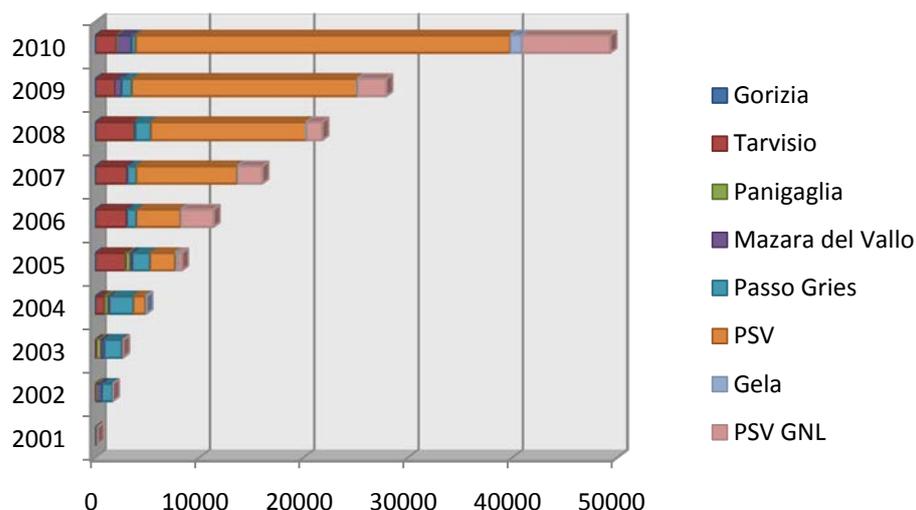
Grafico 1.19: % importazione da paese produttore (% volumi contrattualizzati con contratti take or pay)



Fonte: CiaWorld Factbook

In alcuni di questi contratti a durata pluriennale è presente la clausola build up, ossia la clausola che prevede il regime transitorio durante il quale si raggiungono le quantità contrattuali media e massima giornaliera di regime. Sia la clausola take or pay, che quella build up permetteranno ad Eni di continuare ad occupare ancora per molti anni quote dell'incremento annuo di gas saturando quasi completamente la capacità di trasporto.

Grafico 1.20: Transazioni lato Italia: volumi



Fonte: Aeeg

1.12.2. Il “Punto di Scambio Virtuale”

Una parte rilevante importazioni dei grossisti, quasi il 20% secondo l’Aeeg, è acquisita da Eni, di questo, quasi il 10% sul PSV.

Il PSV, nato su iniziativa di Snam, è un mercato over the counter (contrattazioni bilaterali) che consente lo scambio di gas presso un punto virtuale collocato dopo i punti di entry della rete nazionale dei gasdotti, evitando così allo shipper di legarsi ad uno specifico punto di riconsegna della rete. Per gli scambi viene utilizzata una piattaforma informatica attraverso cui vengono pubblicate le informazioni relative alle transazioni, ma sulla quale non si concludono le transazioni stesse.

Rappresenta quindi un mercato giornaliero centralizzato del bilanciamento nel quale l’impresa di trasporto compra/vende dagli operatori del sistema il gas naturale in difetto o in eccesso nella rete di trasporto. Caratterizzato da bassi costi di transazione che si adatta bene ad una prima fase della liberalizzazione. Anche se il mercato si presenta come poco liquido e rende necessario che il prezzo di bilanciamento al PSV sia un prezzo di monopolio frutto dei vincoli esistenti in termini di approvvigionamento e delle ridotte forniture spot.

La P-gas, la piattaforma di negoziazione italiana ha rappresentato il primo passo verso al realizzazione di una vera e propria borsa italiana del gas. Ha iniziato a funzionare ufficialmente il 10 maggio del 2010 e viene gestita dal GME - Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. Permette, secondo modalità stabilite in un regolamento soggetto all’approvazione dello stesso Ministero(nel regolamento regolamento approvato il 23 aprile

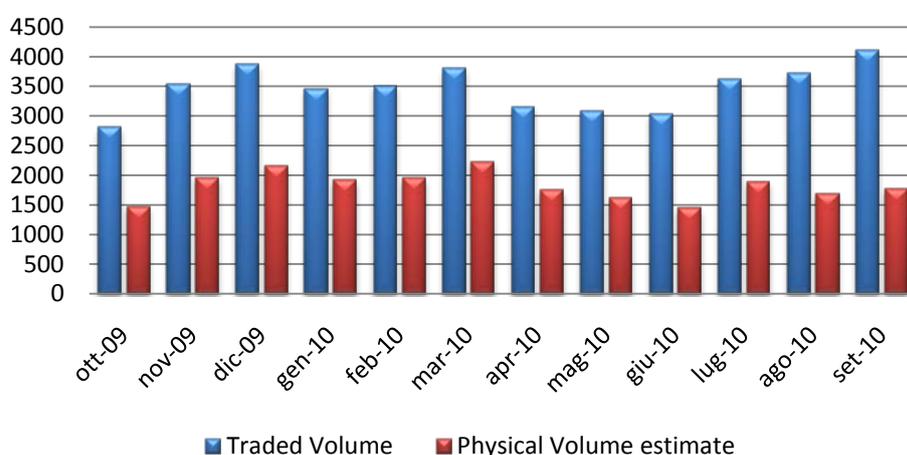
2010) agli operatori iscritti di negoziare direttamente lotti di gas mensili e annuali, a prezzo fisso o indicizzati, con condizioni di fornitura non standardizzate.

Possono accedere alla piattaforma i soggetti abilitati ad operare al mercato regolamentato delle capacità, ossia al PSV, oltre a tutti i soggetti obbligati.

L'accesso al PSV è impedito a tutti gli operatori privi di asset e a tutti quelli che non sono presenti nel mercato retail.¹¹³

Le importazioni rappresentano la fonte principale di approvvigionamento per i grandi operatori, più la dimensione si riduce, più gli operatori tendono a rivolgersi al PSV, dove vengono acquisite partite di gas di entità minore.

Figura 12 Volumi fisici e mensili sul PSV



Fonte: Aeeg

1.11.3. Mercato di bilanciamento

Il mercato di bilanciamento è un mercato on the day, dove il TSO responsabile per il bilanciamento compra e vende il gas necessario a bilanciare il sistema dai trader e/o dagli shipper.¹¹⁴

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha ripreso nell'estate 2010 un processo di consultazione avviato già nel 2003 e nel 2004, avanzando, anche su impulso della legislazione, una proposta ormai ben delineata, che doveva trovare applicazione già da aprile

¹¹³ Osservatorio Energia, I mercati del gas Panorama europeo e proposte per l'Italia. Quaderni di ricerca REF n. 51/ Maggio 2009, Ricerche per l'Economia e la finanza

¹¹⁴ Osservatorio Energia, I mercati del gas Panorama europeo e proposte per l'Italia. Quaderni di ricerca REF n. 51/ Maggio 2009, Ricerche per l'Economia e la finanza

2011. La proposta prevede il passaggio da un sistema di bilanciamento basato sul ricorso automatico alle risorse fisiche dell'hub di stoccaggio Stogit e sul sistema di penali a vantaggio degli utenti della rete, che non dispongono di capacità di stoccaggio, ad un bilanciamento di mercato coerentemente al Terzo Pacchetto del regolamento CE 715/2009 e alle linee guida ERGEG. Il nuovo meccanismo prevede la creazione di una piattaforma a cui possono accedere tutti gli operatori per poter acquisire, presentando l'offerta più conveniente, le risorse necessarie a garantire l'equilibrio nella rete e la sicurezza del sistema. Con il DCO 45/10 è stato introdotto un servizio di bilanciamento del gas naturale semplificato e basato su meccanismi di mercato (SBSM). Il 14 aprile del 2011 è stata introdotta la deliberazione ARG gas 45/11: "Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale".

Il sistema SBSM prevede che il bilanciamento fisico resti nelle mani dell'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, che svolge l'attività ricorrendo a variazioni di pressione nella rete e allo stoccaggio. Per le risorse di stoccaggio, la società si rivolge all'apposito mercato MBgas, cessando la pratica di attribuzione di ogni squilibrio nelle variazioni della disponibilità di stoccaggio agli shipper. Questo vuol dire che la capacità di trasporto necessaria verso il sistema di stoccaggio sarà trasferita agli stessi operatori.

Il problema che ha reso necessario il cambio di regime è relativo alla flessibilità: problema di tipo strutturale, perché derivante dalle caratteristiche delle strutture di approvvigionamento. Le importazioni e la produzione delle diverse nazioni presentano un profilo relativamente rigido e costante nel tempo. Pertanto, tendenzialmente in grado di soddisfare la domanda estiva ma non quella invernale né di coprire i picchi giornalieri. Mentre la modulazione stagionale dell'offerta è tradizionalmente assicurata dal gas immagazzinato negli stoccaggi durante i mesi di domanda più bassa e dalle importazioni, quella giornaliera è gestita soltanto attraverso le attività di stoccaggio, questo vuol dire che la sicurezza del sistema implica la necessità di flessibilità in entrambe le esigenze.¹¹⁵

Il costo del bilanciamento non è un costo amministrativo, ma è basato su un meccanismo di mercato, in cui i prezzi vengono usati per il settlement dei volumi sbilanciati.

Quando si passa da un sistema amministrativo ad uno di mercato la regolazione deve essere maggiore e assolutamente coerente, garantendo anche misure accurate e disponibili in tempi rapidi.

Perché il mercato funzioni però, è necessaria anche un'elevata liquidità e disponibilità di gas; se il mercato non è liquido i costi del bilanciamento per il TSO possono divenire molto

¹¹⁵ Poletti Clara (2009), Aspettando il mercato di bilanciamento del gas, IEFE, Gestore Mercato Elettrico

alti. In presenza di un mercato liquido, la scelta del prezzo come riferimento per il settlement sembra tale da limitare comportamenti strategici degli operatori e rischi di danni economici connessi alla mancata internalizzazione nel prezzo di settlement di eventuali shortage sul mercato nazionale.

Il funzionamento prevede che gli operatori offrano sulla piattaforma la propria disponibilità a ridurre o aumentare il gas, che immettono o prelevano dai siti di stoccaggio, mentre il responsabile del bilanciamento, la società maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, acquista le risorse che sono necessarie per garantire l'equilibrio del sistema.

Al mercato partecipano anche operatori diversi dai due principali, Stogit ed Edison. Si prevede che in seguito il mercato sarà esteso all'uso di altre risorse, come il GNL o la modulazione delle importazioni.

Il bilanciamento viene effettuato ancora su base giornaliera e l'offerta sarà limitata alla capacità residua giornaliera di erogazione o di immissione di stoccaggio. Il prezzo definito sarà unico e corrisponderà a quello dell'ultima offerta accettata, potendo così risanare i vari sbilanci. Sono stati previsti dei limiti ai prezzi che potrebbero formarsi e che corrispondono a zero, nel caso in cui lo squilibrio del sistema sia inferiore a 6,000 GJ, e al prezzo di reintegro dello stoccaggio strategico, nei casi di emergenza per la scarsità di gas o per quelli in cui il mercato di bilanciamento non sia capace di coprire gli squilibri, questo prezzo è molto più elevato rispetto ai normali prezzi di mercato.

Gli utenti potranno programmare sia i propri prelievi che le proprie immissioni tanto da stoccaggio quanto dalla rete, potendo così conoscere le proprie disponibilità.

Il MBgas sarà gestito dal GME, che non sarà controparte delle transazioni. Per la garanzia dell'imparzialità e della riservatezza del mercato.

Il passaggio al mercato di bilanciamento italiano è visto come la possibilità d'incentivare l'aumento della liquidità sul mercato stesso.

Secondo la classifica Haren del 2010 l'Italia occupa l'ultimo posto in termini di qualità del mercato di bilanciamento, nonostante l'aumento delle transazioni al PSV.¹¹⁶

La questione riguarda il fatto che l'incontro tra il mercato del gas e quello del bilanciamento potrebbe stimolare lo sviluppo della liquidità, ma squilibri improvvisi uniti ad una carenza di liquidità, possono generare squilibri costosi e che gravano principalmente sulle spalle degli operatori di piccole dimensioni; in una tale situazione gli operatori di maggiori dimensioni potrebbero avere maggiori possibilità di manovra.

¹¹⁶ L'indice sintetizza le impressioni qualitative riferite ai vari operatori e le traduce nella classifica del *tradeability index*: è ottenuto considerando gli scarti della domanda e dell'offerta lungo la curva delle transazioni, permettendo di misurare la facilità del concludere operazioni su un determinato mercato e la sua affidabilità.

Negli altri paesi europei il bilanciamento avviene direttamente sul mercato spot. La separazione italiana tra il MBgas e il MGPgas si teme che possa comportare la perdita di liquidità o la suddivisione di una liquidità che di per sé è già scarsa.

Inoltre, il funzionamento del mercato prevede che le informazioni delle allocazioni siano disponibili solo alla fine del mese successivo, di conseguenza le offerte vengono realizzate senza conoscere l'importo reale dei propri squilibri. Nel caso in cui alla fine del mese si scoprisse che gli squilibri non sono stati adeguatamente coperti dall'attività di bilanciamento, questo potrebbe generare tanto sul mercato di bilanciamento, quanto sul MGPgas mercato forti contraccolpi. La tardiva disponibilità delle informazioni potrebbe ridurre i margini di discrezionalità.

La creazione presuppone che l'offerta degli operatori sia il più possibile libera sempre tenendo conto dei vincoli necessari per garantire la sicurezza delle forniture e gli obblighi di pubblico servizio (es. vincoli di destinazione sul gas stoccato, massimizzazione delle importazioni). In caso contrario si rischia sia di limitare l'offerta di risorse, sia di esporre il sistema a rischi.

Il prezzo di riferimento per il funzionamento del mercato è il prezzo spot derivante dagli acquisti e dalle vendite su piazza telematica trasparente e accessibile. Formulare il prezzo del mercato sul solo bilanciamento può esporre a rischi di volatilità. Il bilanciamento del gas è un'attività essenziale per garantire l'equilibrio giornaliero tra il gas immesso e quello prelevato dalla rete e anche per garantire una corretta contabilizzazione del gas. Snam è obbligata a riconsegnare agli utenti la stessa quantità di gas che gli stessi immettono nel punto di entrata, gli altri utenti invece devono rispettare gli obiettivi di bilanciamento e in caso di squilibrio sono costretti a pagare appositi correttivi.¹¹⁷

1.11.4. Mercati europei

In alcuni Paesi anche il gestore della rete può accedere in un mercato aperto a scambi tra gli operatori: è il caso di NBP¹¹⁸, dove il TSO opera su APX Gas UK insieme a shipper (spedizionieri) e trader. In altri casi invece esiste un mercato apposito dedicato al bilanciamento e riservato al gestore che funge da unica controparte di tutte le transazioni: è il caso ad esempio di Francia e Austria, dove il TSO acquista e vende rispettivamente sul Balancing GRTgaz e il mercato nazionale austriaco gestito da AGCS Gas Clearing and

¹¹⁷ Osservatorio Energia, Newsletter Osservatorio Energia Anno XIII - numero 143, 29 Aprile 2011, Ricerche per l'Economia e la finanza.

¹¹⁸ National Balancing Point inglese

Settlement AG. Il ricorso al mercato per garantire il bilanciamento implica la necessità di un sufficiente livello di liquidità, perché possa risultare uno strumento efficace per gli shipper. Alcuni paesi hanno anche introdotto una vera e propria borsa del gas naturale (gas exchange), un luogo virtuale di scambio dove il gestore funge da controparte delle transazioni virtuali di scambio e offre agli iscritti determinati servizi per ridurre il rischio finanziario tramite Clearing House e garanzie bancarie. Le borse infatti sono mercati organizzati dove la borsa stessa è la controparte e il prezzo si determina tramite meccanismo di asta per acquisti/vendite di prodotti standardizzati.

La partecipazione permette di usufruire di contratti standardizzati, riducendo il rischio di controparte e i problemi relativi ad asimmetrie informative (esiste una quotazione trasparente pubblicata dal gestore della borsa), a fronte di certificazioni di solidità finanziaria e ingenti pagamenti.

- EEX gestisce le contrattazioni spot e forward sulle due zone di bilanciamento tedesche GUD-H (corrispondente alla porzione di rete precedentemente controllata da BEB, ora di proprietà dell'olandese Gasunie) e NCG (corrispondente a una zona di bilanciamento controllata da E.ON). Questi mercati sono di recente formazione rispetto a quelli del resto Europa. Le due borse create nel 2009, coincidono con gli omonimi punti di scambio virtuali e quotano prodotti day-ahead, two days ahead e within-day. In Germania questi mercati e quelli di bilanciamento sono collegati: i prezzi quotati sui due mercati vengono utilizzati nel paniere di riferimento utilizzato per l'individuazione del prezzo di bilanciamento. Il paese ha sviluppato un meccanismo che permette di fare delle previsioni in merito alla capacità di prelievo delle singole categorie di consumatori finali, una volta elaborate, le previsioni vengono comunicate dai gestori delle reti che a loro volta le comunicano agli utenti il giorno prima (G-1), affinché possano essere considerate come un riferimento per i prelievi attribuiti ai consumatori finali. Gli sbilanciamenti vengono valorizzati con un sistema di prezzi duali: in un paniere di prezzi di borsa, si considera il prezzo più alto o quello più basso a seconda del segno dello sbilanciamento. Il prezzo determinato deve, sempre a seconda del segno dello sbilanciamento, essere aumentato o diminuito del 10%. Il paniere è poi composto dai prezzi quotati su base spot sui mercati belga e olandese.

Le borse sono caratterizzate da un basso livello di liquidità, che può essere ricollegato tanto alla frammentazione della rete tedesca, quanto alla struttura del sistema di bilanciamento. Il sistema prevede la presenza di soggetti intermedi tra gli

shipper e i TSO, i responsabili del bilanciamento, che, sorvegliando il comportamento degli shipper per minimizzare gli sbilanciamenti, rendono il mercato spot meno necessario. Questo sistema ha riscontrato in passato alcune criticità, come il fatto che il prezzo di riferimento sia a volte tale da rendere conveniente per l'operatore rimanere sbilanciato, piuttosto che compensare di volta in volta acquistando o vendendo.¹¹⁹

- Powernext gestisce il mercato del bilanciamento francese, Balancing GRTgaz, e i mercati spot e future su tre zone: PEG Nord, PEG Sud e PEG TIGF. Alla fine del 2009, la borsa spot francese si è fusa con la piattaforma di bilanciamento, con il conseguente aumento dei volumi scambiati e l'accesso del gestore della rete al normale mercato spot, che fornisce il prezzo di riferimento per il settlement degli sbilanciamenti. La quantità di sbilanciamento è piuttosto piccola, non danno luogo giorno per giorno ad un settlement, ma vengono cumulate e in assenza di compensazioni, possono implicare il pagamento di penali che si aggirano intorno al 30% del prezzo di mercato.

Il prezzo spot quotato sulle due zone, PEG Nord e PEG Sud, è il riferimento per la valorizzazione degli sbilanci degli utenti della rete. Nel caso francese, i mercati quotano prodotti con scadenze withinday, day-ahead e week-end. Per ciascun prodotto, la borsa quota anche lo spread tra le diverse zone. L'obiettivo di fondere la zona nord con quella sud entro il 2016 è considerato un driver importante per favorire l'aumento della liquidità. Gli sbilanciamenti che eccedono, in positivo o in negativo, il limite del 70% della capacità prenotata, "mid-range", sono penalizzati con un sovrapprezzo pari al 30%, il segno della percentuale varia a seconda del segno dello sbilanciamento.¹²⁰

- APX gestisce l'on-the-day commodity market (OCM) sul NBP, a Zeebrugge e sul TTF, per incarico del gestore della rete inglese National Grid e dei governi belga e olandese, e si è recentemente fusa con ENDEX, che gestisce invece il mercato forward sul TTF, quotando contratti con scadenza massima al 2012 (ad oggi). Nei Paesi Bassi, nonostante la grande attrattività dell'hub sottostante, i volumi scambiati non sono molto più elevati rispetto alle altre borse europee. La borsa belga è la più

¹¹⁹ Motz Alessandra, Saraceno Pia, Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n.35/ febbraio 2011, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

¹²⁰ Motz Alessandra, Saraceno Pia, Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n.35/ febbraio 2011, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

antica d'Europa ed è la più liquida, anche se l'andamento su base spot mostra un andamento altalenante.¹²¹

Gli utenti della rete del Regno Unito inviano le rispettive programmazioni di entry-exit, gli eventuali sbilanciamenti che vengono comunicati quasi in tempo reale e vengono valorizzati ad un prezzo che viene definito system marginal price (SMP) buy o sell. Il SMP buy esprime il prezzo più alto pagato dal gestore della rete per acquisire gas sul mercato, il SMP sell rappresenta il prezzo più basso ricevuto da gestore della rete per la vendita di gas sul mercato, determinando così un sistema di prezzi duali. Il mercato si presenta come molto liquido, permettendo al gestore della rete la ragionevolezza e la rappresentatività del prezzo di riferimento per il settlement, che non si discosta dal prezzo di borsa o da quello del mercato over the counter.

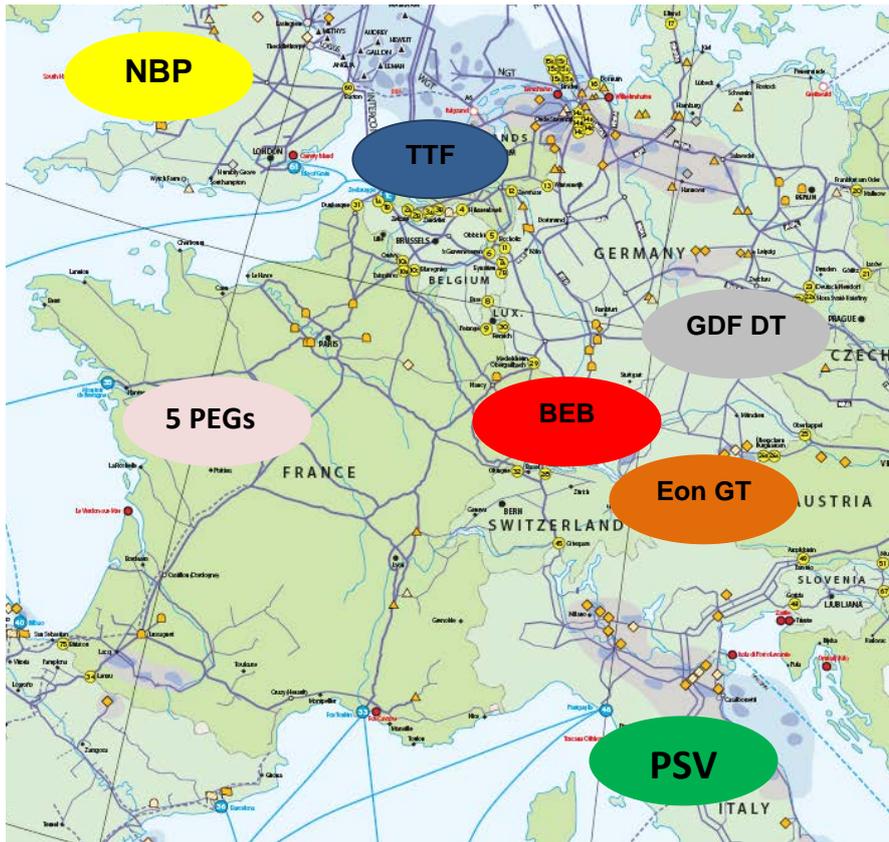
Secondo il GSM, dalle esperienze degli altri mercati europei, l'Italia dovrebbe imparare che:

1. Se i mercati spot sono liquidi, conviene che il prezzo sia scelto su quest'ultimi, in modo da limitare rischi di comportamenti strategici degli operatori e rischi di danni economici connessi alla mancata internazionalizzazione del prezzo di settlement e di mancata shortage sul mercato nazionale
2. le scelte di effettuare il bilanciamento sul mercato spot influenza la liquidità e l'affidabilità
3. Ai paesi, in cui il ruolo dell'incumbent è forte, conviene affidare la gestione del mercato di bilanciamento ad un soggetto indipendente.¹²²

¹²¹ Osservatorio Energia: Newsletter Osservatorio Energia Anno XIII - numero 144, 30 Maggio 2011. Ricerche per l'Economia e la finanza

¹²² Motz Alessandra, Saraceno Pia, Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n.35/ febbraio 2011, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

Tabella 2: Mercati europei



fonte: Ref

In realtà però la partecipazione è costosa e vi è scarsa flessibilità. I mercati poco liquidi sono soggetti al potere di mercato.

1.11.5. Tariffe di trasporto rigassificazione e stoccaggio

Se la distribuzione, la trasmissione e la vendita non fossero state liberalizzate, per la determinazione dei prezzi si sarebbero dovuti fissare dei vincoli di regolazione per i prezzi finali. Poiché una politica di liberalizzazione è stata attuata, non occorre più regolare i prezzi finali, ma quelli di accesso alla rete che vengono pagati dai produttori e dai venditori per potersi connettere l'uno con l'altro: il metodo, come detto, è quello del price cap.

Secondo le delibere 120/01 2 26/02, le tariffe di trasporto, rigassificazione e stoccaggio devono essere aggiornate all'inizio di ciascun anno termico mediante l'applicazione del metodo del price cap, sia alla componente commodity, che a quella capacity della tariffa prevedendo dei tassi di incremento della produttività differenti, per aggiornamenti di ricavi sulle due componenti.

La componente capacity rappresenta la copertura dei costi fissi, mentre quella commodity è variabile e proporzionata all'effettiva quantità di gas immessa nella rete, nel terminale GNL o erogata dal sito di stoccaggio.

A partire dall'esperienza inglese, questa forma di regolazione si è diffusa secondo uno schema particolare, in base al quale si riconosce ai gestori la facoltà di aumentare i prezzi di una percentuale pari all'inflazione, detraendo però una parte dei guadagni di produttività e rispettando il principio secondo cui questi vanno divisi tra l'azienda e consumatori¹²³. Il metodo parte dal principio che ciò che i consumatori vogliono sono bassi prezzi e non bassi profitti per le imprese e che ciò che bisogna regolamentare sia quindi il tasso di crescita dei prezzi.

Quindi, l'aggiornamento annuale delle tariffe viene effettuato:

- Attraverso il metodo del price cap, così che la componente tariffaria per la remunerazione dei costi fissi non sia superiore al tasso di inflazione corretto in relazione all'incremento atteso di produttività e in alcuni casi di un parametro che permette di trasferire sui prezzi finali determinate categorie di costo che sono fuori dal controllo dell'impresa e dal tasso di inflazione
- La quota della tariffa che non è inclusa nel price cap viene aggiornata secondo la rivalutazione del valore del capitale investito netto per l'inflazione applicando una variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi (dato ISTAT) e attraverso una revisione delle variabili di scala in base alle quali ripartire i costi per la copertura della remunerazione del capitale investito.

2. LA CONCORRENZA NEL SETTORE E NELLE DIVERSE FASI DELLA FILIERA

2.1. Il valore del mercato

Il settore del gas rientra all'interno di un settore più grande: quello dell'energia.

Dall'analisi Porteriana dello stesso si evince che tutti i "segmenti" che lo compongono, come quello del gas e del petrolio, sono caratterizzati da una forte concorrenza e un'agguerrita rivalità, soprattutto se si considera che la concorrenza è molto concentrata.

¹²³ Ovvero, retail price index (tasso di inflazione) meno tasso di crescita della produttività che l'autorità di regolamentazione fissa per un certo numero di anni

Come già definito nel primo capitolo, la filiera del gas consta di parti distinte e con caratteristiche distinte sia dal punto di vista economico, che legale e autorizzativo. Sono attive nel settore tanto aziende operanti nelle singole fasi delle filiere quanto aziende verticalmente integrate.

Ha un carattere tipicamente globale e non si possono fare considerazioni di alcun tipo valutando ogni singolo paese nella sua individualità. In realtà, da un punto di vista geografico, il settore potrebbe essere segmentato in cinque parti, ognuna delle quali rappresentante una diversa percentuale del mercato totale:

1. America	30,2%
2. Asia-Pacifico	22,9%
3. Europa	20,1%
4. Resto del Mondo	26,8%

Il mercato, quindi anche se globale è la somma di mercati più regionali.

Tra le fonti energetiche considerate, questo discorso vale principalmente per il gas. Per motivi economici legati alla natura e ad aspetti tecnologici, oltre il 70% del gas continua ad essere concentrato nei paesi che lo producono e il 30% supera i confini nazionali per essere esportato verso i paesi acquirenti che tipicamente rientrano all'interno delle aree geografiche limitrofe.

I tre quarti del 70% vengono spostati nei paesi acquirenti mediante l'utilizzo dei gasdotti, mentre l'esportazione tramite GNL copre meno del 10% del mercato, nonostante negli ultimi anni abbia registrato uno sviluppo notevole, nel 2007 nel mondo c'erano quindici produttori, con la previsione di un aumento superiore ai venti produttori nel 2020.¹²⁴

I tre grandi mercati regionali del gas, Europa, America (settentrionale) e Asia-Pacifico, sono ad oggi divenuti importatori netti di metano. Possiedono meno del 10% delle riserve mondiali del gas e una vita residua delle proprie riserve di meno di quindici anni.¹²⁵

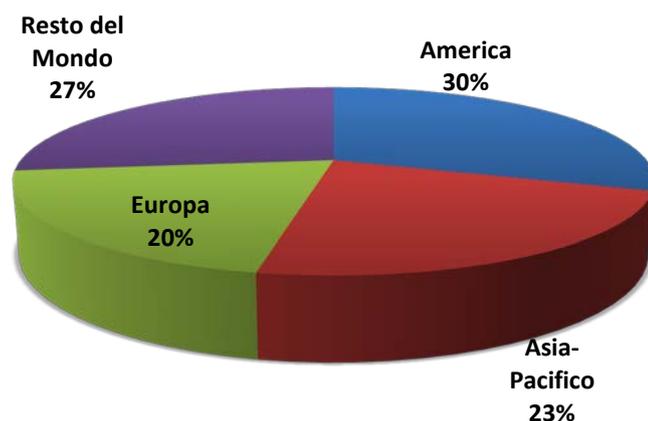
I mercati del gas naturale tendono a divenire sempre più omogenei e, anche se si attende che i prezzi regionali mostreranno segni di convergenza, non si creerà mai un mercato realmente globale.

¹²⁴ Maugeri Leonardo (2008), *Con tutta l'energia possibile*, Sperling & King

¹²⁵ Maugeri Leonardo (2008), *Con tutta l'energia possibile*, Sperling & King

L' America del Nord rimarrà tendenzialmente autosufficiente e tendenzialmente isolata, soprattutto grazie allo sviluppo delle forme di gas non convenzionali, mentre la Cina sta diventando la maggiore importatrice di GNL e la Russia e la regione caspica aumentano il proprio ruolo di fornitori europei.¹²⁶

Grafico 2.1: Segmentazione geografica mercato dell'energia 2009



Fonte: Datamonitor 360

Nel settore dell'energia, le aziende che vantano la leadership sono quelle che hanno una presenza trasversale e sono coinvolte in un ampio numero di operazioni internazionali. Presentano similitudini tanto nel modo di operare quanto nei servizi che offrono; queste possono vantare ampie economie di scala, alti costi fissi e alte barriere all'entrata.

Tabella 2.1: Confronto ricavi aziende leader del settore

	Ragione Sociale	Ricavi (\$m)	Nazione
1	Exxon Mobil Corporation	301,500.0	USA
2	Royal Dutch Shell Plc	278,188.0	Paesi Bassi
3	BP Plc	239,272.0	UK
4	China Petroleum & chemical	192,926.3	China

¹²⁶ International Energy Agency (2011), World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?, OECD/IEA

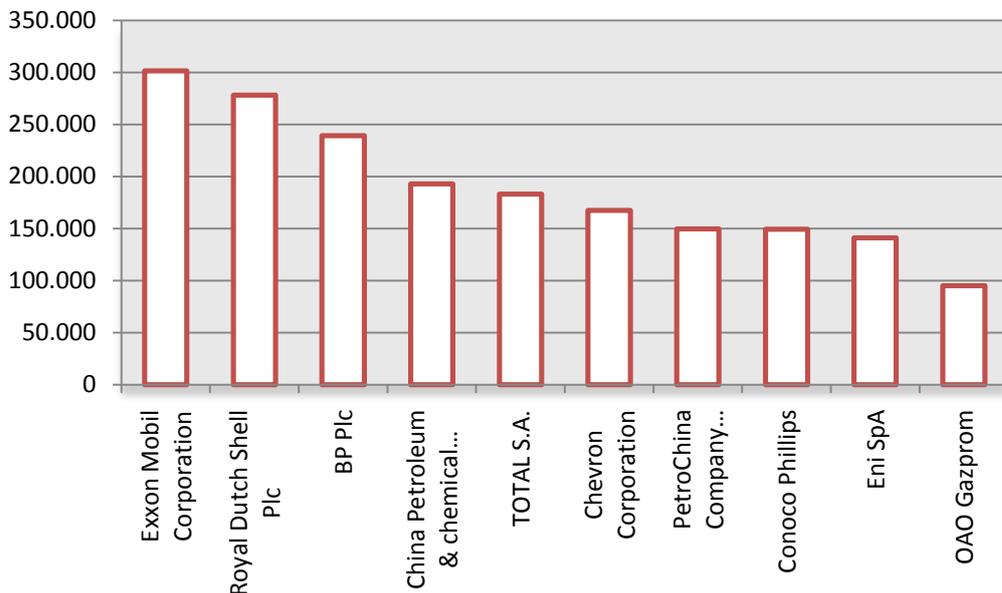
	corporation (Sinopec)		
5	TOTAL S.A.	183,152.6	France
6	Chevron Corporation	167,402.0	USA
7	PetroChina Company Limited	149,435.9	China
8	Conoco Phillips	149,341.0	USA
9	Eni SpA	140,927.4	Italy
1	AO Gazprom	94,933.4	Russia
0			

Fonte: Datamonitor 360

Nel 2009 il settore ha complessivamente generato \$ 6,050 miliardi, con una riduzione dello 0,1% nel periodo tra il 2005 e il 2009.¹²⁷

Anche in Europa la variazione è stata negativa (-4,5%), mentre la zona dell'Asia-Pacifico ha registrato un aumento del 3,4%. I ricavi maggiori del settore arrivano dai segmenti gas e petrolio, che rappresentano il 98,5% del valore complessivo.¹²⁸

Grafico 2.2: Ricavi 2009 (\$m)



Fonte: Datamonitor 360

¹²⁷ Datamonitor 360: Global Top 10 Energy Companies Report: Industry, Financial and SWOT Analysis

¹²⁸ Datamonitor

2.2. I Leader

2.2.1. *Exxon Mobil Corporation*

Exxon Mobil Corporation è una società integrata operante nel settore energetico. È impegnata nelle attività di ricerca, produzione, raffinazione e vendita di petrolio e gas naturale, nella produzione e nella vendita di prodotti petrolchimici e nella generazione di energia elettrica.

È presente nel mondo in tre segmenti: upstream, downstream e chimico.

2.2.2. *Royal Dutch Shell*

Royal Dutch Shell è una holding, che investe nelle imprese componenti il gruppo in modo diretto o indiretto. È impegnata nella ricerca e nella produzione di gas e petrolio, nel trasporto e nella vendita del gas naturale e dell'elettricità e nella vendita di prodotti petroliferi e chimici. È presente in più di novanta paesi e opera attraverso due aree di business: upstream e downstream.

2.2.3. *BP Plc*

BP Plc è una delle più grandi società energetiche del mondo integrate nel settore del gas naturale, e del petrolio greggio. Si occupa anche della produzione di energia elettrica ed è presente in più di ottanta paesi. Opera attraverso due aree di business: Exploration and production e Refining and Marketing

2.2.4. *China Petroleum & Chemical corporation (Sinopec)*

China Petroleum & Chemical corporation (Sinopec) è una società integrata operante attraverso sussidiarie e filiali principalmente localizzate in Cina. Si occupa di ricerca, produzione e vendita di petrolio e gas naturale, produzione e vendita di prodotti petrolchimici, fibre chimiche, fertilizzanti e altri prodotti chimici. Opera attraverso cinque aree di business: ricerca e produzione, refining, marketing e distribuzione, prodotti chimici e altri.

2.2.5. *TOTAL S.A.*

TOTAL S.A. è attiva nell' upstream e nel downstream della produzione petrolifera. Si occupa anche dell'estrazione del carbone e della produzione di prodotti chimici. Opera in più di 130 paesi attraverso tre segmenti di business: upstream, downstream e prodotti chimici.

2.2.6. *Chevron Corporation*

Chevron Corporation è verticalmente integrata nelle filiere del gas e del petrolio, nella produzione di prodotti chimici e di energia. Opera in più di cento paesi e lo fa attraverso quattro aree di business: upstream, downstream, prodotti chimici e altri.

2.2.7. *PetroChina Company Limited*

La società PetroChina Company Limited è controllata dalla China National Petroleum Corporation (CNPC). Opera attraverso cinque segmenti di business: ricerca e produzione, refining, marketing, gas naturale e altri.

2.2.8. *Conoco Phillips*

Conoco Phillips è una società integrata nella filiera del petrolio e del gas naturale e si occupa della produzione di prodotti petroliferi e chimici ed è impegnata nella produzione di polimeri.

Opera attraverso sei segmenti: ricerca e produzione, midstream, refining and marketing, LUKOIL investment, prodotti chimici e business emergenti.

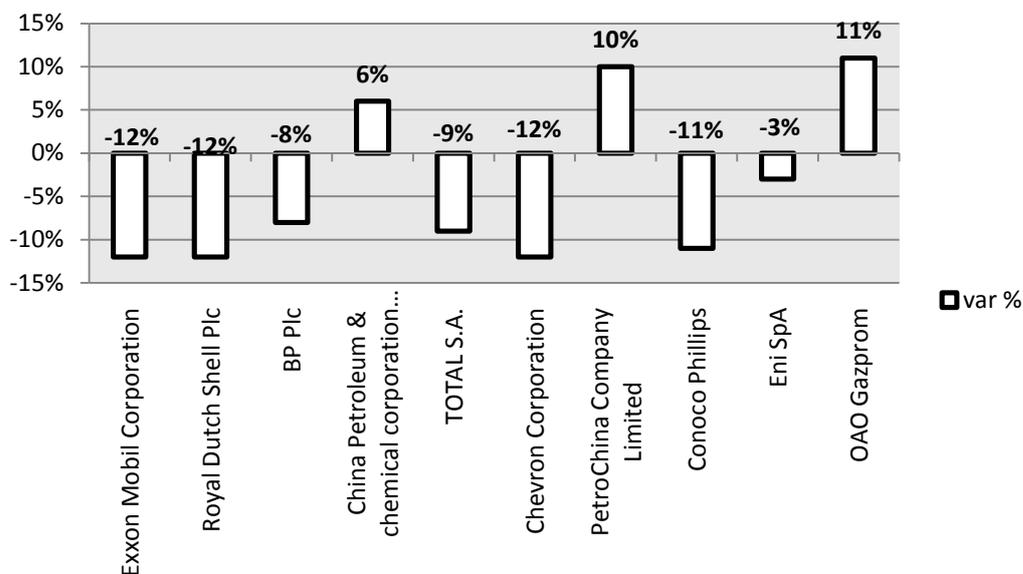
2.2.9. *Eni Spa*

Eni Spa è una società integrata nella produzione e nella vendita di gas naturale, operante anche nella produzione di energia elettrica, servizi petroliferi e industrie metalmeccaniche. Opera in 77 paesi attraverso sette segmenti: exploration and production, refining and marketing, gas and power, engineering and construction, prodotti petrolchimici, corporate and financial companies, altre attività.

2.2.10. *OAO Gazprom*

OAO Gazprom è la più grande società operante nel settore del gas naturale del mondo. È impegnata nella ricerca, produzione, trasporto e marketing del gas naturale, così com'è impegnata nella raffinazione del petrolio e dei gas condensati. Ha una forte presenza in Europa e opera attraverso otto aree di business: produzione di gas, stoccaggio del gas, trasporto del gas, distribuzione del gas, raffinazione, produzione di petrolio greggio e gas condensati, generazione e vendita di elettricità ed energia termica, e altri.

Grafico 2.3: Ricavi 2007-2009 var %¹²⁹



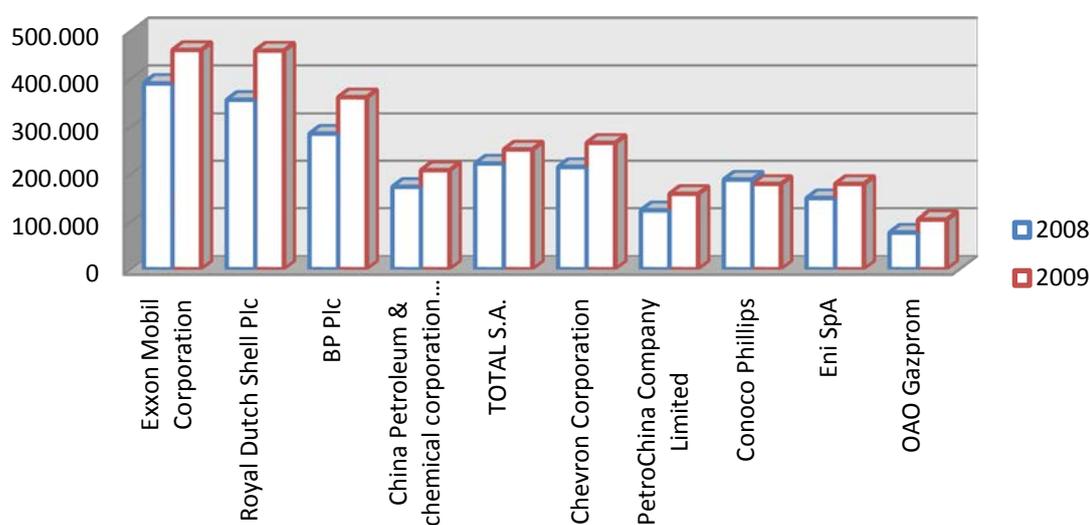
Fonte: Datamonitor 360

¹²⁹ Datamonitor 360

Tutte le dieci società che dominano la scena del settore energetico, hanno registrato una riduzione dei ricavi tra il 2007 e il 2009 a causa soprattutto della crisi economica, anche se tra queste quelle che mostrano di aver risentito meno sono quelle come Gazprom, che sono impegnate principalmente nel gas e con forti e saldi ruoli politici.

I segni di una ripresa se pur marginale sono più evidenti tra i ricavi registrati tra il 2008 e il 2009.

Grafico 2.4: Ricavi 2008-2009



Fonte: Datamonitor 360

2.3. La concorrenza nei settori a rete

Tipicamente, nei settori a rete la competizione è fondamentale, sia per gli alti costi fissi che per le alte barriere all'uscita, create dal bisogno di investire in apposite e costose infrastrutture, sia perchè lo sviluppo di un mercato concorrenziale è necessario affinché nessun singolo compratore o venditore possa esercitare un'influenza significativa sui prezzi.

Nel mercato interno del gas naturale permangono ancora ostacoli alla concorrenza, che si riflettono sulla tutela della clientela: i distinti mercati nazionali sono caratterizzati dalla presenza di monopoli naturali, tutti fondati sullo sviluppo di economie di scala, con crescente intensità di utilizzo dei servizi di distribuzione¹³⁰. All'interno del segmento del

¹³⁰ Kahn A. E., 1989, "The economy of Regulation: Principles and institutions" MIT- First Published 1970-71, Second 1989

trasporto e dello stoccaggio, i monopoli locali tra regioni diverse possono portare ad una riduzione della competitività.

Per ovviare a tali ostacoli, è stato avviato a livello europeo un processo di liberalizzazione del mercato che stabilisce un quadro normativo per le varie fasi della filiera.

La domanda è: può effettivamente un mercato come quello del gas (a rete) trasformarsi da un'economia monopolistica a una concorrenziale?¹³¹

Come economia monopolistica, è stata caratterizzata in Italia ufficialmente negli anni ante-liberalizzazione da un indiscusso dominatore del mercato: Eni.

Per realizzare un quadro completo della concorrenza, bisogna tener conto che il settore è caratterizzato da operatori nazionali che hanno una presenza trasversale e da operatori locali, ex-municipalizzate, tradizionalmente caratterizzate da un campo d'azione limitato alla distribuzione e alla vendita.

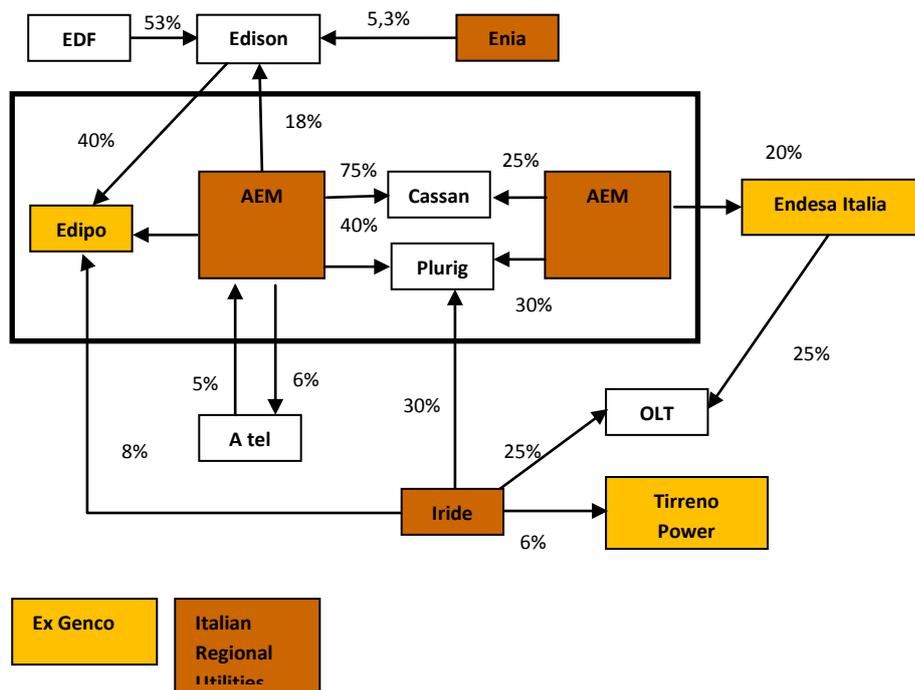
Una caratteristica del settore del gas, ma che risulta evidente anche nel settore bancario, in quello della telefonia mobile e fissa e in quello delle assicurazioni, è la tendenza delle grandi società verso l'aggregazione e la concentrazione¹³². In questo modo accrescono il proprio potere di mercato e possono determinare i prezzi finali applicando un margine sui costi variabili (lavoro, energia, materie prime, denaro). Ragionando in termini di settore, la tendenza agli intrecci azionari, la razionalizzazione delle partecipazioni e l'eventuale scioglimento delle società può comportare ulteriori danni allo sviluppo della concorrenza e di riflesso alla tutela della clientela. Infatti, il settore dell'energia è un settore, come quello del credito e delle assicurazioni, caratterizzato da domanda rigida e prodotti omogenei, tutto a vantaggio del potere dei produttori sui consumatori.¹³³

¹³¹ Robert shuman (mail taddei)

¹³² Tendenzialmente tipica dei settori a rete

¹³³ Documenti CNEL (1993), Tessuto economico, competitività e sistemi a rete, Roma.

Grafico 2.5: Intrecci azionari nel settore dell'energia (2007)



Fonte: Management delle utility

2.4. Presenza degli operatori del settore in Italia

La tendenza nel settore è di operare attraverso altre società partecipate non solo lungo la filiera, ma anche nei vari mercati globali. In Italia detengono la maggior parte della quota di mercato operatori nazionali ed esteri nelle varie fasi, direttamente o attraverso proprie controllate.

Tabella 2.2: Principali operatori mondiali sul territorio italiano (non top competitor di Eni)

	Produzione	Importazione	Stoccaggio	Trasporto	Distribuzione	Vendite
Eni	Gas naturale: Divisione Gas & Power	Eni Divisione Gas & Power	Snam attraverso la sua controllata Stogit	Snam	Snam attraverso la sua controllata Italgas SpA	Snam attraverso la sua controllata Italgas SpA
Edison	Edison SpA	Edison SpA	Edison Stoccaggi	Edison Stoccaggi	Edison DG	Edison Energia SpA: business Unit Marketing & Commerciale
Enel	Enel Trade	Enel Trade	Enel Stoccaggi (joint venture tra Enel e F2i)	Enel Rete Gas (il 60% della società è stato acquistato nel 2009 da F2i ¹³⁵)	Enel Rete Gas (il 60% della società è stato acquistato nel 2009 da F2i ¹³⁵)	Enel Energia

				nel 2009 da F2I ¹³⁴)		
Royal Dutch Shell	Shell Italia Exploration & Production				Shell Energy Italia S.r.l.	
GDF Suez	Tirreno Power Spa Acea Electrabel Produzione Rosen Spa Windco Spa	Ramo: Global Gaz et GNL	Ramo: Global Gaz et GNL	Ramo: Global Gaz et GNL	Italcogim Spa	Italcogim Energie (ha partecipazioni di maggioranza in altre società italiane come Alentogas e ASM Energia Spa) Acea electrabel elettricità' (joint venture)
OAOGazprom	Opera in Italia attraverso joint venture con Eni					
E.ON AG	E.ON Ruhrgas	E.ON Ruhrgas	E.ON Ruhrgas	E.ON Ruhrgas	E.ON Ruhrgas	E.ON Ruhrgas

Fonte: Siti delle società

Il settore è particolarmente concentrato: solo lo 0,1% delle imprese nazionali opera nel settore della produzione e distribuzione dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua, questo a riprova del carattere monopolistico nonostante l'attuazione del processo liberalizzativo.

2.4.1. *Divisione della filiera*

Importante quando si affronta la problematica della concorrenza e se ne considerano le caratteristiche, è dividere la catena tra attività upstream e attività downstream.

La fase upstream della filiera è quella che più si presenta con una connotazione internazionale, sia perché i giacimenti sono dislocati in vari paesi del mondo, sia perché i vari player concorrenti non hanno un'unica nazionalità. Per il segmento downstream il discorso è diverso, le ex monopoliste tendono, principalmente attraverso controllate, a mantenere la titolarità delle infrastrutture di trasporto, ammesso che società esterne non acquistino l'operatore del paese com'è avvenuto in Belgio dove Eni ha acquistato Distrigas. Questa società possiede la maggior parte della capacità sulla rete di transito non soggetta a

¹³⁵ F2I : Fondi Italiani per Infrastrutture

¹³⁴ F2I : Fondi Italiani per Infrastrutture

TPA, collocata sul mercato da Fluxys (gestore unico indipendente della rete di trasmissione e di transito), grazie a contratti a lungo termine stipulati dalle sue sussidiarie.

Bisogna considerare che nel caso del gas la liberalizzazione agisce soprattutto dal lato della domanda, data la forte dipendenza dalle importazioni, e che ciò rende di per sé limitate le politiche pro-concorrenziali.

2.5. Concorrenza nella fase upstream

Nel segmento upstream della filiera, l'attuale sistema competitivo è rappresentato da una rilevante concentrazione e una forte presenza pubblica: le difficoltà per la rimozione del carattere monopolistico sono acuite dalla scarsità d'infrastrutture¹³⁶. La mancanza d'infrastrutture a sua volta implica la necessità di stipulare accordi commerciali tra le parti e la nascita di rapporti di dipendenza e "vincoli" politici¹³⁷.

L'Italia nell'attuazione del processo di liberalizzazione per l'attività di approvvigionamento ha seguito le linee di un modello qualificabile come ibrido principalmente dal punto di vista della competizione, delineando comportamenti che rappresentano le controparti di un evidente trade-off:

- da un lato la tutela della concorrenza è garantita attraverso la fissazione di un tetto massimo all'incumbent per l'approvvigionamento (61% secondo il Decreto Letta)¹³⁸
- dall'altro va sottolineata la possibilità concessa alle società di mantenere inalterata la propria struttura verticalmente integrata da "monopolista".

In altre parole, in Italia la tutela della concorrenza e l'ingresso di potenziali nuovi entranti è garantito dalla determinazione di tetti alle quote di mercato in mano ad un solo soggetto. In realtà, il mancato rispetto delle quote unito all'utilizzo di contratti di lungo periodo (take or pay) non hanno scalfito il monopolio di Eni e rendono comunque l'accesso difficile per i potenziali operatori/competitor.

Prima della liberalizzazione, il maggior importatore (Eni) importava gas attraverso i gasdotti internazionali e l'affidamento dei lavori a società controllate, operatori locali oppure joint

¹³⁶ Carlo Scarpa, *l'industria del gas naturale, dal monopolio alla concorrenza*

¹³⁷ Carlo Scarpa, *l'industria del gas naturale, dal monopolio alla concorrenza*

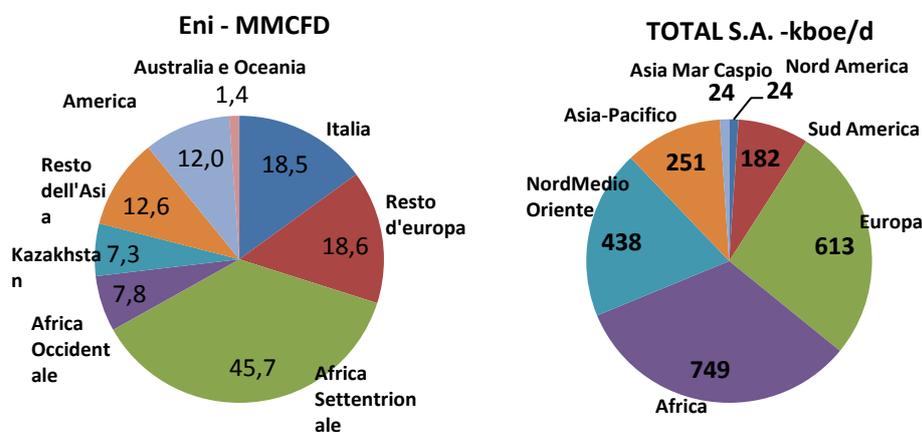
¹³⁸ Riduzione della quota di un importo pari al 2% annuo fino al limite del 61%

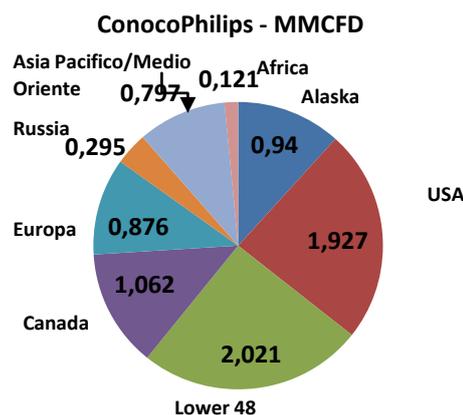
venture costituite appositamente con gli stessi operatori locali (come nel caso del Trans European Naturgas Pipeline).

Con la liberalizzazione, Eni è stata costretta ad attuare una riorganizzazione societaria delle imprese controllate e dei gestori delle infrastrutture di trasporto internazionali, concedendo l'utilizzo esclusivo delle infrastrutture o alle imprese o alle società fondatrici dei gasdotti.

Va però precisato che, nell'attività d'importazione è determinante la forza contrattuale dei produttori e degli operatori che assicurano la disponibilità e l'esercizio delle infrastrutture di trasporto. I soggetti che governano la produzione di giacimenti di origine sono di norma monopolisti pubblici nell'ambito delle rispettive nazioni e non subiscono condizionamenti da confronti competitivi sul lato dell'offerta che li spingano ad adottare politiche di mercato attrattive nei confronti della domanda. Questo implica la necessità, come già sottolineato nel capitolo precedente, che i diretti interlocutori di questi soggetti siano gli operatori industriali di rilevanza internazionale che abbiano la proprietà delle condotte per il trasporto del gas naturale dai giacimenti di origine alle regioni di consumo e tra loro direttamente concorrenti.

Grafico 2.6: Produzione mondiale





Fonte: Bilanci società

Quindi, le grandi società integrate presenti anche nel nostro territorio nazionale sono sia produttrici sia importatrici di gas. Concorrono a livello internazionale per quanto riguarda le attività di ricerca e produzione e instaurano rapporti con le autorità dei paesi fornitori d'idrocarburi. Gli interessi delle società s'intersecano con gli equilibri geopolitici.

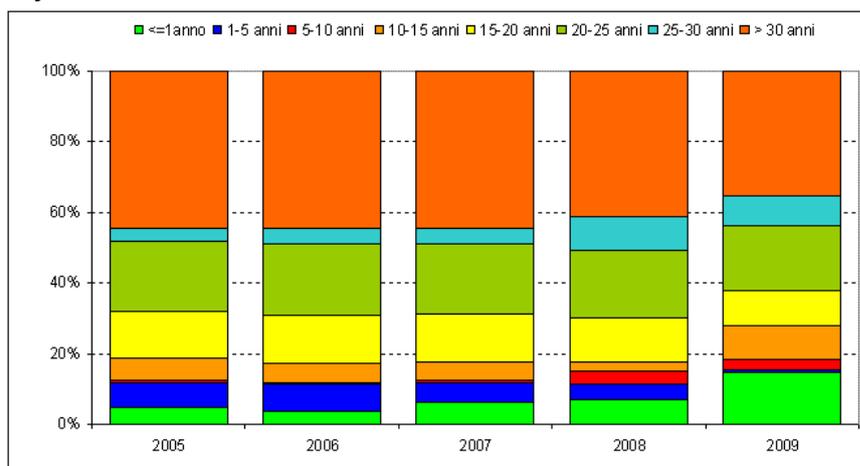
L'attività d'importazione è soggetta ad "approvazione" del Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE) per il gas importato dai paesi dell'UE, mentre è subordinata a "autorizzazione" ministeriale per il gas da importare da paesi extra-comunitari. Le autorizzazioni riguardano solo le importazioni successive all'apertura della politica di liberalizzazione e non comprendono quelle concernenti i contratti take or pay sottoscritti anticipatamente all'approvazione della direttiva stessa.

Al 2007 i database REF contano per Eni venti contratti d'importazione a durata pluriennale, due per Enel e tre per Edison, inoltre, l'accordo tra Eni e Gazprom, risalente al novembre 2006, ha esteso fino al 2035 tutti i contratti in essere, che sarebbero altrimenti scaduti nel 2017, corrispondenti a un quantitativo di circa 15 miliardi di metri cubi l'anno, e quelli con scadenza prefissata tra il 2010 e il 2021 per un quantitativo di 10 miliardi di metri cubi l'anno¹³⁹. Infatti, da rivelazioni del 2005, risulta che la composizione dei contratti attivi secondo la durata residua vedeva la prevalenza di contratti che sarebbero scaduti non prima di dieci anni, il cui peso rappresentava circa il 73% sul totale dei volumi contrattualizzati, seguiti da quelli compresi tra i cinque e i dieci anni che ne rappresentavano il 15%.

Al 2009, la percentuale dei contratti in scadenza (inferiore a un anno) è evidentemente aumentata, anche se ancora prevalgono contratti che non scadranno prima di dieci anni.

¹³⁹ Osservatorio Energia, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Ricerche per l'Economia e la finanza

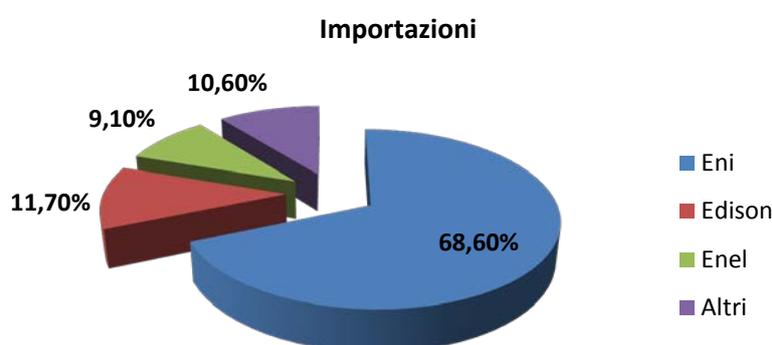
Grafico 2.7: Contratti a durata residua.



Fonte: Aeg

In termini percentuali, più del 65% di tali contratti è stato stipulato da Eni, ovviamente il primo operatore, mentre il secondo operatore ha all'attivo il 12% dei contratti e il terzo poco più del 9%. Il ricorso ai contratti di lungo periodo rappresenta più che altro una prassi difficile da superare anche in un nuovo orizzonte di liberalizzazione.

Grafico 2.8: % sul totale dei volumi d'importazione programmate con contratti take or pay già in essere



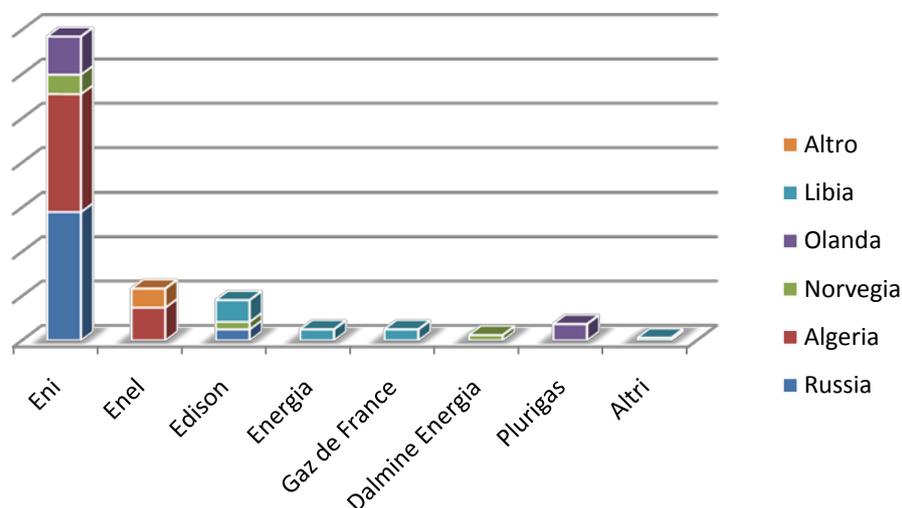
Fonte: Ref

I contratti stilati dall'incumbent prima dell'entrata in vigore della normativa di liberalizzazione le hanno garantito e continueranno a garantirle quote d'incremento annuo di domanda di gas: non sembra che nel medio - lungo periodo il monopolio di fatto di Eni nelle importazioni possa essere effettivamente conteso da altri concorrenti.

Anche se la quota di gas importato da Eni dovrebbe scendere dopo il 2010 ed entro il 2015 intorno al 53% e nello stesso periodo il peso di Edison e di Enel dovrebbe aumentare aggirandosi per il primo intorno al 15% e passando per il secondo dal 9,1% all'11%, chi

dovrebbe beneficiare del maggior aumento dovrebbero essere i “nuovi entranti” ottenendo entro il 2015 il 20% del totale di gas importato.¹⁴⁰

Grafico 2.9: % sul totale dei volumi d’importazioni programmate di gas naturale nel 2007 (Miloni m3)



Fonte: Ref

Il surplus di offerta registrato negli ultimi anni che ha generato un “overcapacity” (come detto sopra) dovrebbe ridursi fino a scomparire nel 2015.¹⁴¹

Per la “bolla del gas” bisogna considerare l’esistenza di un “mercato spot” del gas. Il rilascio dell’autorizzazione da parte del Ministero non implica necessariamente che l’importazione del gas sarà effettiva, ossia i dati sull’offerta potrebbero non rispecchiare la realtà, inoltre le autorizzazioni riguardano soltanto i quantitativi di gas successivi al processo di liberalizzazione e non tengono conto del fenomeno delle vendite innovative.

Lo scenario si sta modificando anche grazie alla realizzazione di rigassificatori (ad esempio, quello di Porto Empedocle su cui sta investendo Enel), al potenziamento dei gasdotti TAG e TTPC, ai nuovi terminali GNL e al gasdotto Galsi.

Per le quantità che potranno transitare sul TAG e sul potenziamento del TTPC ancora non si hanno indicazioni di chi effettivamente opererà.

¹⁴⁰ Osservatorio Energia, I mercati del gas Panorama europeo e proposte per l’Italia. Quaderni di ricerca REF n. 51/ Maggio 2009, Ricerche per l’Economia e la finanza

¹⁴¹ Osservatorio Energia, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Ricerche per l’Economia e la finanza

Lo slittamento della realizzazione del Galsi al 2014 ha fatto sì che il surplus potenziale si riducesse dal 14% al 6% della domanda attesa nel 2015.

Riconsiderando il tetto anti-trust, quale soluzione per garantire lo sviluppo della concorrenza, ricordiamo che nel decreto attuativo della direttiva ne compare la definizione¹⁴², ma non si definiscono le modalità con cui tali vincoli dovrebbero essere rispettati. In tale contesto le società hanno optato per soluzioni differenti. Eni ha scelto le “vendite innovative”: cessioni di gas proveniente da contratti take or pay a quattro operatori per una quantità complessiva di 6 miliardi di metri cubi l’anno.

La L. 23 luglio 2009, n. 99, art. 30, commi 6 e 7, per garantire la competitività dei clienti finali industriali caratterizzati da elevato e costante utilizzo del gas, ha attuato la revisione dei tetti anti-trust e l’adozione di misure che promuovano l’incontro della domanda di gas, dei clienti finali, industriali e di loro aggregazioni con l’offerta. Le revisioni hanno previsto non solo la modifica dei tetti anti-trust e delle modalità di calcolo delle quote di mercato nazionale per ciascun operatore, ma anche della natura degli obblighi.

- Il valore soglia della quota di mercato all’ingrosso è fissato al 40%, innalzabile al 60% nel caso l’operatore s’impegni a una serie d’interventi tra cui uno specifico programma di sviluppo della capacità di stoccaggio i cui diritti di utilizzazione siano resi disponibili al mercato secondo determinate modalità¹⁴³;
- Misure volte a sopperire il lasso di tempo necessario per la realizzazione delle nuove infrastrutture di stoccaggio favorendo l’incontro tra la domanda, rappresentata da clienti finali industriali (e loro aggregazioni) e le aggregazioni di PMI, e l’offerta di stoccaggio.

Lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio non solo consente (qualora i diritti di utilizzazione siano attribuiti a soggetti terzi finanziatori) di rendere maggiormente concorrenziale il mercato all’ingrosso del gas, ma anche di minimizzare i costi di approvvigionamento dell’intero sistema gas nazionale; inoltre una maggiore capacità di stoccaggio garantisce un aumento del livello di sicurezza del sistema gas nazionale.

¹⁴² Per quanto riguarda i tetti antitrust, il legislatore ha imposto:

- un limite crescente all’immissione di gas (prodotto e importato) sulla rete nazionale che ciascuna impresa può effettuare; in particolare, a partire dal 2002 la soglia del 75% dei consumi nazionali scende di due punti percentuali all’anno fino a raggiungere il 61% entro 2010;
- un limite fisso del 50% dei consumi nazionali dal gennaio 2003 fino al dicembre 2010 sui volumi che ciascuna impresa può vendere ai clienti finali

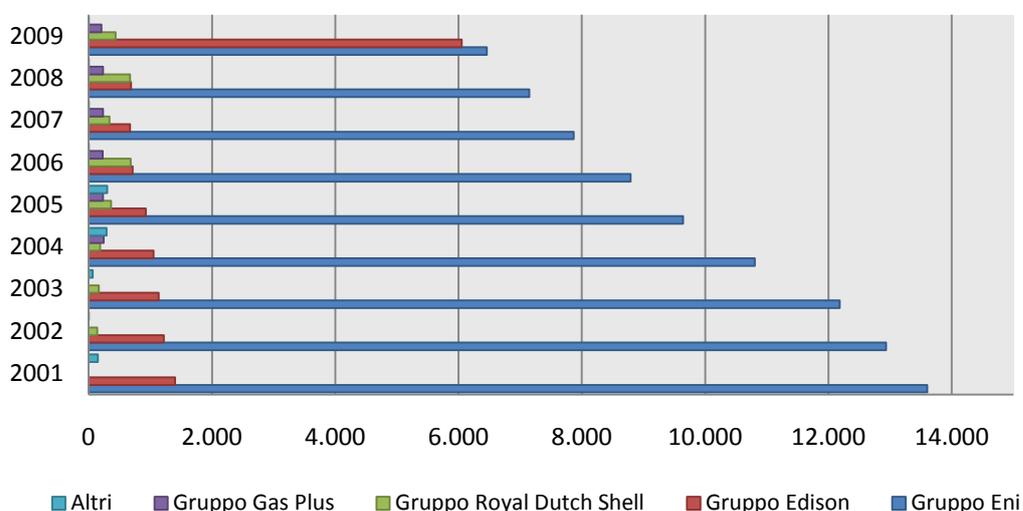
¹⁴³ comma 5 La vigilanza sul rispetto del programma e sulle procedure di cessione di gas è affidata all’Antitrust che può avviare un’istruttoria in esito alla quale può irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria.

Ritornando al primo punto, se l'operatore supera la soglia del 40%, è obbligato per l'anno termico successivo a procedure di gas release¹⁴⁴, come già previsto dal DL 78/2008 e per volumi non superiori a quattro miliardi di metri cubi.

Riguardo al secondo punto invece, è permesso ai clienti industriali di decidere se chiedere ai soggetti che realizzeranno tali progetti un contratto di servizio oppure di partecipare direttamente alla realizzazione di uno dei progetti con l'assunzione di quote di partecipazione, divenendo direttamente proprietari delle infrastrutture di stoccaggio.

L'Italia quindi è caratterizzata da un segmento delle importazioni ancora molto concentrato.

Grafico 2.10: Produzione nazionale di gas naturale per operatore- (Miloni m3)



Fonte: Aeeg

Per quanto riguarda la produzione, Eni come primo operatore detiene la quota maggioritaria della produzione totale in Italia.

Come si vede dal grafico, sono pochi gli operatori stranieri che entrano nel mercato italiano della produzione di gas, data la carenza di materie prime. I pozzi di petrolio e di gas in Italia sono modesti, molto frammentati e spesso situati a grandi profondità oppure offshore, rendendo difficile sia la loro localizzazione che il loro sfruttamento.

In realtà, data la collocazione geografica dell'Italia, questa può risultare attrattiva da un altro punto di vista: quale ponte naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e le aree di consumo continentali europee. L'Italia potrebbe diventare un hub, base di scambio

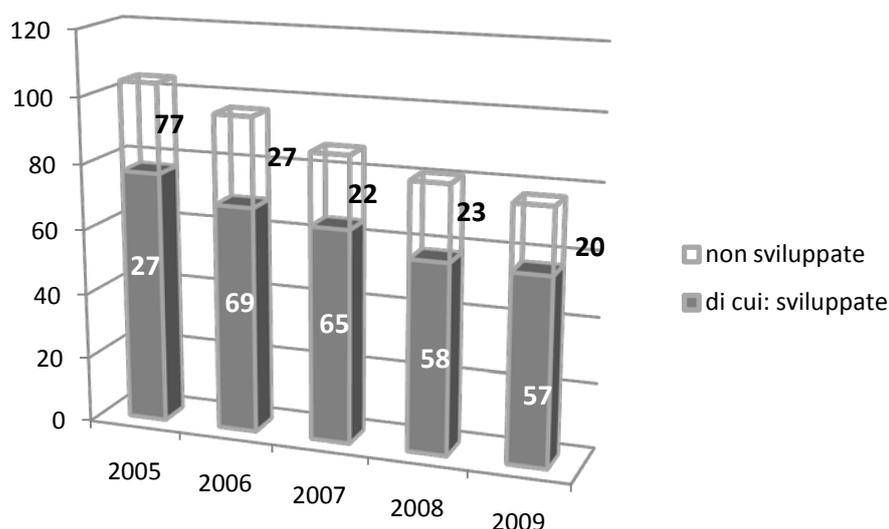
¹⁴⁴ Cessione, da parte dell'operatore dominante, di quantitativi adeguati di gas, per un congruo numero di anni, a condizioni prossime a quelle di costo di approvvigionamento e senza controllo sui destinatari .

per i mercati internazionali di approvvigionamento e di consumo. Secondo questa prospettiva, le infrastrutture di gas e i mercati fisici e finanziari che su di esse gravitano (Borsa del Gas) renderebbero per i vari operatori il nostro paese attrattivo non solo in termini di consumo, ma soprattutto come area di transito.¹⁴⁵

Tutto ciò genererebbe conseguenze positive principalmente in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di convenienza economica grazie all'ampliamento dell'offerta e della pressione concorrenziale.

Le riserve certe d'idrocarburi al 31 dicembre 2009 ammontano a 6,57 miliardi di boe (-0,4% rispetto al 2008)¹⁴⁶. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008).¹⁴⁷

Grafico 2.11: Riserve certe di gas naturale Eni - Italia Milioni m³



Fonte: Aeeg

2.6. Concorrenza nel settore del trasporto

A questa situazione va sommata quella relativa al segmento del trasporto, dove sia il potenziamento delle infrastrutture, sia i nuovi contratti d'importazione di GN già sottoscritti consentono a Eni di preservare il proprio ruolo: Snam opera come una sorta di "acquirente

¹⁴⁵ Portatadino Sergio, *The Liberalization Of The Italian Gas Market: Towards A Gas Hub?*, Ambiente Diritto.it.

¹⁴⁶ Boe: barrel of oil equivalent, barile equivalente di petrolio. Unità di misura usata per petrolio e gas, basata sull'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Viene usato nei rendiconti finanziari per confrontare e valutare la produzione e le riserve del petrolio e del gas attraverso un'unica unità di misura.

¹⁴⁷ www.eni.com

unico”, nonostante sia previsto che l’accesso alla rete debba essere garantito anche a terzi in modo non discriminatorio, sulla base di prezzi regolati dall’Autorità¹⁴⁸.

L’acquirente unico è il solo soggetto al quale è consentito l’acquisto di energia per conto degli utenti finali.

Il segmento si presenta come caratterizzato da natura monopolistica, da intendere non come monopolio di fatto com’è per l’approvvigionamento, ma come monopolio naturale. E’ definibile quindi quale assetto di mercato dove sono gli elementi strutturali del mercato stesso, economie di scala o di scopo, a risultare ostativi verso l’eventuale proliferazione dei competitor. I principali operatori sono Snam Rete Gas Spa, società controllata da Eni, che possiede circa il 97% delle infrastrutture, e Edison Stoccaggio con la titolarità di circa il 3,3%.

Se nell’approvvigionamento Eni ha come competitor diretti le principali società a livello mondiale, nell’attività di trasporto gli unici competitor di Snam Rete Gas sono di origine nazionale.

Edison è una delle maggiori società italiane impegnate nel settore energetico. È attiva nella produzione e nella vendita di energia elettrica e gas naturale. Con 13,2 miliardi di metri cubi di gas venduti nel 2009 copre più del 17% della domanda nazionale.¹⁴⁹

In Italia, l’attività di trasporto non è soggetta né a riserva, né a concessione pubblica: è libera. L’accesso all’attività è regolato da tariffe e condizioni stabilite dall’autorità del settore (Aeeg), prescrivendo l’obbligo di allacciamento alla rete agli operatori che ne facciano richiesta (TPA- Third Party Access) in quanto l’attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale è da considerarsi quale attività d’interesse pubblico. Il TPA impone al proprietario della rete l’obbligo di accesso a tutti gli operatori che ne facciano richiesta (shipper), ammesso che siano disposti a corrispondere le tariffe stabilite e conformi a condizioni non discriminatorie.

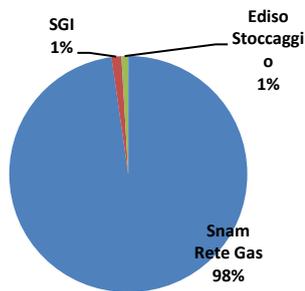
Tali forme di accesso avrebbero dovuto porre le basi per lo sviluppo di un modello diverso dal monopolio, ossia di “gas to gas competition” per consentire l’ingresso di nuovi operatori nell’attività di approvvigionamento dall’esterno soprattutto a causa di un’evidente riduzione della produzione interna.

¹⁴⁸ Scarpa C., Polo M. (1998), La riforma del settore elettrico in Italia: Una privatizzazione al buio?, in F. Giavazzi, A. Penati and G. Tabellini (eds.), Liberalizzazione dei mercati e privatizzazioni, Il Mulino, Bologna.

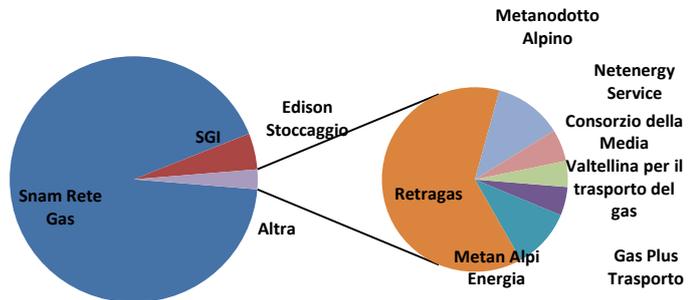
¹⁴⁹ Data monitor

Grafico 2.12: Rete nazionale e regionale

Rete nazionale (Km)



Rete regionale (Km)



Fonte: Aeeg

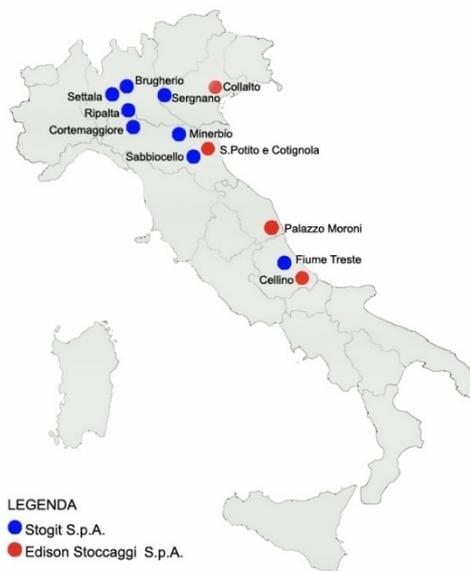
2.7. Gli operatori nello stoccaggio

In Italia esistono soltanto due operatori impegnati nell'attività di stoccaggio:

3. Stogit (gruppo Eni), che detiene circa il 98% dello stoccaggio nazionale
4. Edison Stoccaggio (gruppo Edison).

I siti di stoccaggio invece sono dieci con una capacità complessiva di 13,4 miliardi di metri cubi giornalieri di 152 milioni di metri cubi. Stogit gestisce otto siti, Edison due.

Figura 2.13: Siti di stoccaggio in Italia Italia: Stogit e Edison Stoccaggi



Fonte: Siti della società

Per i siti di S.Potito e di Cotignola (Edison); facenti parte della medesima concessione ministeriale, sono ancora in corso i lavori iniziati nel 2010.

Nell'attuale configurazione, lo stoccaggio svolge un ruolo essenziale nel soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei consumi in quanto assicura alle società di vendita del gas la flessibilità necessaria all'esecuzione dei contratti di somministrazione. Nonostante ciò, dalla liberalizzazione a oggi non si sono registrati incrementi significativi delle riserve. Secondo le Autorità le strategie industriali e le scelte regolatorie sono corresponsabili del mancato adeguamento della capacità stoccata alle richieste e di rimando dell'inadeguata performance del sistema del gas italiano.

Le Autorità hanno mosso pesanti accuse nei confronti di Eni in qualità di principale operatore. La società è stata ritenuta responsabile di comportamenti predatori (raising rivals' Cost strategy¹⁵⁰). Se Stogit decidesse di investire sia nel potenziamento delle concessioni esistenti che nella costruzione di nuovi impianti, questo andrebbe tutto a vantaggio dei concorrenti dell'impresa dominante, limitata nelle sue possibilità dai tetti anti-trust. Agcm e AeeG hanno più volte proposto di imporre a Stogit la cessione di una parte degli stoccaggi sul modello delle Genco nel settore elettrico.

L'orientamento alla sicurezza della disponibilità delle risorse ha portato a una disciplina lontana dalle logiche di mercato:

- Le tariffe non riflettono il valore che produttori e consumatori attribuiscono alla risorsa, ma il servizio pubblico reso dalla stessa in qualità di commodity;
- Le società di vendita hanno parità di accesso alla capacità di stoccaggio eccedente i volumi necessari alla modulazione del domestico e sono soggette a razionamento pro-quota in caso di scarsità della risorsa (delibera n.274/05)¹⁵¹

Appare chiaro che il problema sia nel fatto che la normativa non considera l'accesso asimmetrico dei diversi operatori agli "strumenti di flessibilità" come gli impianti di stoccaggio e i contratti d'importazione. Quest'approccio al problema ha avvantaggiato la posizione dominante di Eni che ha accesso privilegiato sia ai contratti di importazione sia allo stoccaggio. Se la posizione dominante di Eni lungo la filiera può essere definita distorsione industriale, quella appena citata può essere allora denominata distorsione normativa.

¹⁵⁰ Politica industriale mirante allo spiazzamento dei rivali attuata mediante l'aumento dei costi di produzione, principalmente nei costi di flessibilità dei competitor.

¹⁵¹ Oltre l'indagine conoscitiva sullo stoccaggio gas in Italia: un'analisi del report di Autorità e Antitrust di Monica Bonacina e Antonio Sileo

Quindi, lo stoccaggio in Italia è un monopolio di fatto; il regolatore ha optato per la gestione amministrativa della risorsa per mitigare i comportamenti strategici e rafforzare la sicurezza del sistema-gas italiano, ma ha escluso la possibilità che la risorsa potesse essere gestita secondo criteri di mercato.¹⁵²

Pertanto in Italia per lo stoccaggio si parla di monopolio o di dominanza (di Eni) che porta a considerare lo stoccaggio stesso quale essential facility. Attualmente, non esistono le condizioni perché si sviluppi una situazione di “storage to storage competition”, ossia un sistema orizzontale de-integrato con un numero indistinto d’imprese che gestiscono un certo numero di siti. Questo modello economico sarebbe anche quello più efficiente perché fornisce segnali di prezzo non distorti.¹⁵³

Inoltre, la legge 239/ 94 sul riordino del settore energetico ha concesso a Stogit di rinnovare le concessioni in scadenza di almeno venti anni, per cui il potere di mercato è attualmente destinato a protrarsi ancora a lungo. Ovviamente, la valutazione del mercato italiano è aggravata del fatto che la società cui fa capo Stogit (Eni) è verticalmente integrata: le possibili distorsioni nell’accesso al servizio da parte degli altri competitor si traducono per l’incumbent in vantaggi nelle fasi attigue.

La scarsità di offerta di stoccaggio probabilmente non poteva che finire col tradursi nell’introduzione di meccanismi diversi dalla ripartizione pro-quota delle richieste in eccesso, quale l’asta o lo sviluppo di mercati centralizzati (ex. Borsa del gas e mercato del bilanciamento), consentendo lo scambio a valori di mercato e non di costo e lo sfruttamento dei servizi in maniera ottimale: in Italia, come detto nel precedente capitolo, si è istituito il Mercato di Bilanciamento.

Bisogna precisare che se si decidesse per la sostituzione delle tariffe regolate con un meccanismo d’asta sarebbe prevedibile la registrazione di un aumento improvviso e incontrollato del prezzo del sottostante. Sul lato della domanda verrebbe meno la scelta di tutelare la clientela domestica e sul lato dell’offerta gli operatori di stoccaggio si vedrebbero privati della certezza di trattamento per i nuovi investimenti¹⁵⁴.

Come emerso anche dall’indagine Delphi la ridefinizione del bilanciamento è fondamentale ai fini della sicurezza dell’offerta, ma limita le opportunità di valorizzazione commerciale e rende in termini di costo-opportunità più oneroso il ricorso al bilanciamento su PSV. Inoltre,

¹⁵² Creti Anna, *The economics of natural gas storage*, Department of Economics and IEFE, Università Bocconi

¹⁵³ Osservatorio Energia, *Lo stoccaggio del gas naturale In Italia: regolazione, mercato e criticità*, Quaderni di ricerca REF n. 26/ Novembre 2006, Ricerche per l’Economia e la finanza

¹⁵⁴ Bonacina Monica, Sileo Antonio, *Oltre l’indagine conoscitiva sullo stoccaggio gas in Italia: un’analisi del report di Autorità e Antitrust di -IEFE Bocconi*

la previsione di una maggiore capacità di stoccaggio si tradurrà nel cambiamento nell'uso degli strumenti di flessibilità e quindi in una maggiore incertezza nei costi di questi. Permane un'asimmetria degli operatori nella disponibilità effettiva degli strumenti.

2.8. La concorrenza nella distribuzione e gli ambiti territoriali

Dall'inizio della disciplina di liberalizzazione che ha coinvolto il segmento della distribuzione nel nostro paese, l'obiettivo ultimo della politica è sempre stato l'efficientamento del mercato attraverso la riduzione del numero di operatori, l'adozione di un modello gestionale di tipo privatistico e l'introduzione di gare per l'affidamento delle concessioni.

La concorrenza vera è quella concentrata sul controllo delle reti. La questione è nodale, non perché permette in modo diretto di "far soldi", ma perché permette di indirizzare il mercato: i prezzi di trasporto sulle reti modificano le condizioni della concorrenza.

Abbiamo detto nel primo capitolo che il servizio di distribuzione è subordinato all'autorizzazione da parte degli enti locali in seguito ad una gara pubblica. Con l'obiettivo di semplificare e uniformare i criteri delle gare nel 2007 è stato introdotto il concetto di ambito territoriale minimo. L'ambito è la provincia. Le province grandi sono suddivise in più ambiti, quello cui corrisponde la città capoluogo non può avere dimensioni superiori ai 300.000 clienti, mentre la dimensione minima corrisponde a 100.000 clienti. Nel definire gli ambiti, i criteri adottati sono quelli che privilegiano le caratteristiche orografiche e gli aspetti socio-economici. Secondo le stime REF sono stati individuati 127 bacini di gara, di cui ventinove hanno una dimensione inferiore a 100.000 clienti, che sono principalmente serviti da operatori di portata nazionale.¹⁵⁵

Tabella 2.3: Principali distributori e presenza sul territorio nazionale

Operatori	Regioni	Province			Comuni
		Tot	1° op	2° op	
Eni	19	85	39	20	1444
Enel	17	73	14	29	1239
Hera	4	8	6	-	143
A2A	9	15	3	-	226
Eon	10	38	1	4	316
Iride	1	1	1	-	20
Italcogim(GDF)	11	26	6	3	247
Enia	3	6	1	-	77

¹⁵⁵ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

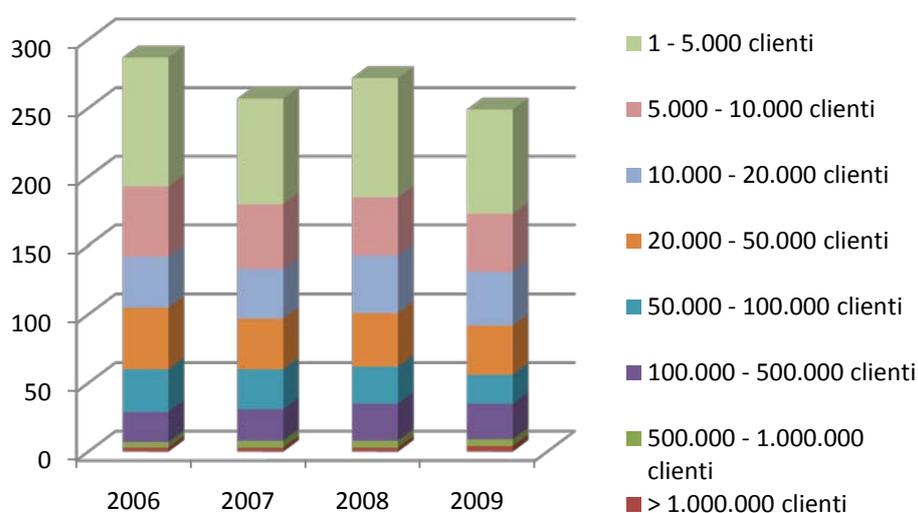
Asco Holding	4	12	2	1	181
Lineagroup	3	8	2	2	76
Acegas-Aps	2	2	2	-	13
Amga					
Az.multi servizi	1	2	1	-	41
Gelsia	4	4	1	-	9
Consiag	1	2	-	1	15
Energei	3	7	-	2	92
Gas Rimini	4	1	-	2	66
Erogasmet	5	11	-	2	66
Agsm verona	1	1	1	-	2
Edison	5	12	-	-	59
AIMAG	2	3	-	1	18
Altri	-	n.d.	18	34	2220
Totale	19	99	99	99	6547

Fonte: Ref

Abbiamo già detto nel paragrafo precedente che in una situazione quale quella italiana dove il gas scarseggia si dovrebbe provvedere al potenziamento dell'attività di stoccaggio. Questo non accade perché così l'incumbent impedisce che un distributore possa comprare gas a prezzi bassi in periodi di scarsa domanda e rivenderlo quando serve.

Da un punto di vista della struttura societaria, le imprese con oltre 500.000 clienti e quelle con un numero compreso tra 100.000 e 500.000 distribuiscono l'80% del totale dei volumi distribuiti in Italia, mentre per le imprese piccole per cui non scatta l'obbligo di separazione societaria tra le attività di distribuzione e vendita la quota di distribuzione non supera un quinto del totale.¹⁵⁶

Grafico 2.13: Numero distributori per numero di utenti serviti



¹⁵⁶ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

Fonte: Ref

Tuttavia il numero di distributori con meno di 100.000 clienti è ancora elevato.

I piccoli operatori che coprono la domanda dei piccoli comuni sono molto numerosi anche tra i privati; dei centoquattordici che servono un solo comune cinquantatre, sono privati, su centoventi che coprono una pluralità di comuni con un numero che non supera i 20.000 abitanti, settantaquattro sono a maggioranza di capitale privato. Estrapolando dai dati conclusioni analitiche, risulta evidente che le dimensioni degli operatori diffusi sul territorio italiano dipendono dalle politiche nazionali e regionali e dal ruolo svolto in prima fila da operatori locali come gestori diretti del servizio. I primi venti gruppi distribuiscono il 78% dei volumi e servono il 65% dei comuni metanizzati, sono presenti in ottantuno province sulle novantanove metanizzate in Italia. I primi venti operatori sono diffusi in più di una regione, ma solo i primi due hanno una presenza nazionale. Cinque tra i primi venti si presentano come gruppi integrati verticalmente, cioè sono parte di gruppi energetici impegnati anche in attività di generazione¹⁵⁷.

I grandi player, attraverso notevoli investimenti in politiche di marketing e commerciali, non solo sono riusciti ad aumentare la fidelizzazione della propria clientela, ma hanno anche aumentato il proprio portfolio (anche grazie a offerte dual fuel).

Dunque, questo segmento si presenta come il meno dinamico di tutta la filiera, nel caso in cui si prende a riferimento la vendita all'utenza civile, in primis perché nessuno oltre l'incumbent supera la soglia del 10% dei volumi venduti e in secondo luogo a causa del basso tasso di switching.

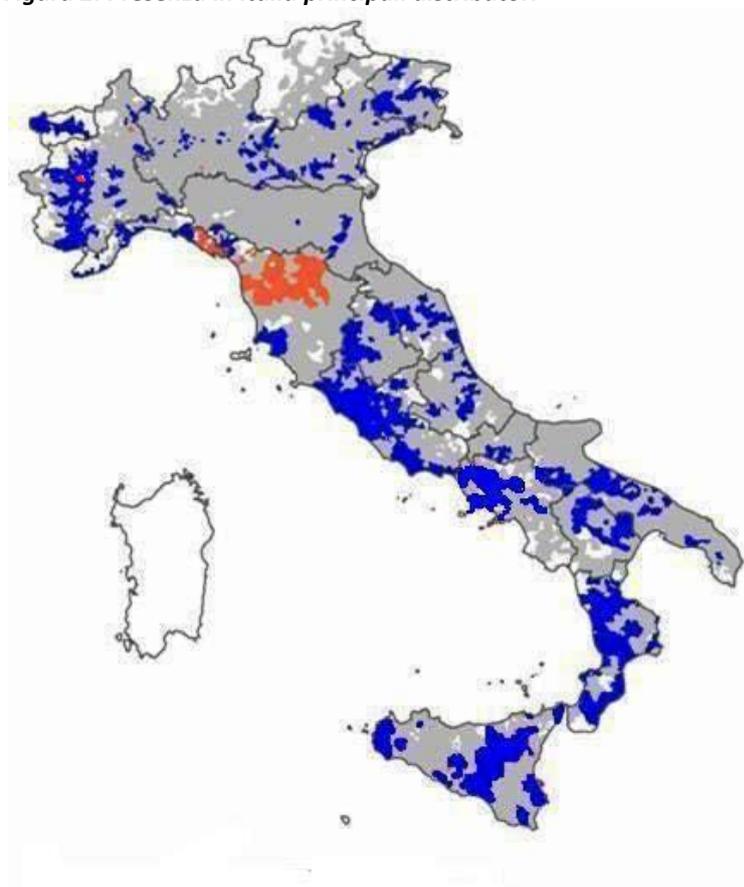
Per quanto concerne i clienti industriali, il primo operatore detiene i due terzi del mercato, il secondo una quota pari a circa il 20% e tutti gli altri non superano il 5%, ma in compenso sono particolarmente concentrati solo su alcune regioni.

Eni attraverso Italgas, controllata da Snam, detiene 1/3 del mercato della distribuzione in Italia con più di sette milioni di clienti. È il primo operatore in tredici regioni (principalmente al sud) sulle diciannove servite e primo operatore in quarantuno province. Eni è presente in tutte le regioni con quote modeste solo in Emilia Romagna, Lombardia, Trentino e Veneto, Enel Rete Gas è assente solo in due regioni, ma con quote superiori al 20% solo in Basilicata, Puglia e Abruzzo. Un caso strano è quello di Edison; la società è

¹⁵⁷ Osservatorio Energia, Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Ricerche per l'Economia e la finanza

presente su tutto il territorio nazionale, ma non è né primo né secondo operatore in nessuna provincia.

Figura 2: Presenza in Italia principali distributori



■ OTHERS
■ ITALGAS ASSOCIATES
■ ITALGAS & NAPOLETANA GAS
Fonte: Siti società

- In sessantasei ambiti territoriali il livello di concentrazione degli operatori potrebbe essere considerato elevato: i primi operatori forniscono più dell'80% della popolazione. Complessivamente, le imprese rientranti in questo gruppo servono il 54% della popolazione nazionale e distribuiscono il 45% del gas. Nella maggior parte degli ambiti tende a esserci un forte squilibrio tra le quote del primo e quelle del secondo operatore, inoltre, solo in ventisei ambiti la dimensione del primo operatore è regionale e non nazionale. In questi, l'operatore regionale si confronta solo in nove casi con un operatore locale e tipicamente in città comunque medio grandi. In trentadue ambiti Eni si conferma come il primo operatore e in venti di questi (in cui rientrano anche ventuno bacini con dimensioni inferiori alla soglia dei 100.000 clienti) Enel rappresenta il secondo.

- In trentotto province la quota di popolazione coperta dai primi due operatori è tra il 60 e l'80% della popolazione metanizzata, in termini di nazione, corrispondente al 25% della popolazione nazionale metanizzata, al 20% dei clienti e al 22% del gas distribuito. In ventisei ambiti il primo operatore ha portata nazionale e internazionale e nel 50% dei casi si confrontano come secondi operatori. Negli otto bacini che hanno dimensioni inferiori alla soglia dei 100.000 clienti, il primo operatore ha valenza nazionale. Il divario tra primo e secondo operatore è minore rispetto alla prima categoria ed è possibile che la competizione tra operatori anche di dimensioni più piccole sia più frequente. Il numero di distributori che serve un solo comune o più comuni di piccole dimensioni è elevato (69 imprese servono aree con meno di 5.000 abitanti). I fenomeni di aggregazione prima delle gare sono fondamentali soprattutto in questi casi.
- Le ultime ventitre province coinvolgono il 21% della popolazione metanizzata, il 25% dei clienti e del gas distribuito. I primi due operatori servono tra il 40 e il 60% della popolazione di ciascun ambito e nessuno di questi bacini ha una dimensione inferiore ai 100.000 clienti. Almeno in sei casi la posizione tra i primi due operatori è ravvicinata, così come quella tra il secondo e il terzo. Solo in sei casi il primo operatore ha una copertura solo regionale e non nazionale, nelle altre è prevalente la presenza di Eni e di Enel Rete Gas rispettivamente primo e secondo operatore. La strategia degli operatori nazionali è fondamentale per definire le alleanze o le aggregazioni prima dello svolgimento delle gare. Queste sono le zone dove si definiscono la maggior parte degli accordi tra le società partecipanti alle gare pubbliche, consentendo così di mantenere autonomie gestionali.¹⁵⁸

Quanto accade nel settore della distribuzione ha effetti rilevanti sulla concorrenza nella vendita ai clienti finali. L'incertezza e la disomogeneità delle tariffe di distribuzione e i ritardi nell'implementazione della regolamentazione delle condizioni di accesso alle reti secondarie, in un contesto in cui il grado d'integrazione tra distribuzione e vendita rimane elevato, hanno certamente frenato lo sviluppo della concorrenza.

2.8.1. *Il problema delle aggregazioni e il meccanismo delle gare*

¹⁵⁸ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

La rete del gas a differenza di quella dell'energia elettrica, che è gestita da Terna in seguito allo scorporo da Enel, si caratterizza per la parcellizzazione sia dei gestori sia delle gestioni, ponendo il problema dell'aggregazione. In questa frammentazione non si può nascondere che il meccanismo dell' unbundling abbia creato un'ulteriore moltiplicazione dei soggetti. Quando si parla di pubblico e di privato, il privato è rappresentato da Italgas, controllata da Snam che è controllata da Eni, ossia che è a sua volta a partecipazione statale.

Dinanzi ad una mancanza di libertà nel mercato e con prezzi amministrati, si finisce con il realizzare una concorrenza artificiale dove sopravvivono solo le aziende che riescono a scaricare i costi di un fattore su un altro servizio, come il costo della comunicazione. Spesso i soldi che le aziende investono in pubblicità non vengono nemmeno dallo stesso settore che pubblicizzano: Enel utilizza margini provenienti dal settore dell'elettricità per assicurarsi nuovi concorrenti nel gas. Questo vuol dire che la concorrenza di prodotto è falsata dalla quantità di denaro che si può spendere in pubblicità, ossia in capacità di persuasione. Ovviamente questo è solo il primo stadio, secondo le più classiche dinamiche di mercato dopo l'iniziale attrazione diventa necessario fidelizzare il cliente.

Le società multi-utilities hanno consolidato la propria posizione in tale attività senza incrementare la propria quota di mercato, ma rimanendo legate ai propri territori di appartenenza. Tra il 2009 e il 2010 molte concessioni sono scadute, chi vorrà mantenere o espandere la propria quota dovrà confrontarsi con le tematiche delle gare per le concessioni (in alternativa, con operazioni di M&A) e gestire poi tutte le problematiche legate al Post Merger.

Da quanto verificatosi in passato, il più efficace strumento per l'aggregazione appare essere "l'effetto annuncio"¹⁵⁹: l'annuncio delle nozze tra Asm-Aem con la conseguente nascita di A2A ha impattato direttamente sulle scelte di altre aziende quali ad esempio Eni e Hera.

La nascita di A2A rappresenta un modello per le piccole medie imprese operanti nel settore italiano, queste se non opteranno per la strada dell'aggregazione rischiano di venir schiacciate o comprate quando ormai gli acquirenti saranno troppo grandi rispetto a loro per attuare una trattazione paritaria. Lo stato e le regioni dovrebbero prevedere delle leggi affinché si verifichino aggregazioni di aziende e si creino consorzi di comuni più piccoli quando decidono di affidare la gestione di un servizio, ovviamente in linea con il diritto comunitario.

¹⁵⁹ D'ascenzi Mauro (2007), Concorrenza e incentivi alle aggregazioni, in Management delle utilities

È grazie ai processi di aggregazione che alcune delle ex municipalizzate adesso figurano tra i principali operatori del settore, principalmente quelle delle regioni settentrionali (Hera, AEM, Iride, Enia).

Il fatto che il fenomeno si sia verificato principalmente nelle regioni settentrionali rispetto a quelle del centro-sud è anche una conseguenza del diverso peso registrato negli anni precedenti dai principali operatori del mercato e delle modalità con cui è stato trattato il processo di metanizzazione dei comuni.

In realtà, il processo di concentrazione delle aziende è stato guidato dalle strategie di acquisizione dei principali operatori del settore dell'energia, sia nazionali che stranieri. Da un punto di vista strategico, l'ingresso nel settore della distribuzione per gli operatori ha rappresentato una fase fondamentale nell'attuazione di una strategia di penetrazione del mercato italiano del gas. Ha consentito di catturare gli utenti connessi alla rete nella fase precedente quella della completa apertura del mercato finale, rafforzando anche la propria quota nel settore della vendita e di conseguenza il proprio potere nei confronti dell'incumbent anche nelle fasi d'importazione o di acquisto all'ingrosso del gas.

Ref ha monitorato i processi di aggregazione verificatisi dal 2003 al 2007: su sessantadue operazioni rilevate, dodici sono avvenute con imprese integrate a monte della fase produttiva. Si è trattato soprattutto di operazioni che hanno coinvolto altre società del settore, principalmente con dimensione regionale o locale e in dodici casi di operazioni di acquisizioni da parte di operatori esteri. L'ingresso di nuovi player si riconferma modesto.

Il percorso di aggregazione degli operatori non è stato guidato solo dal processo di liberalizzazione con il Decreto Letta, ma anche dalle strategie di acquisizione dei principali operatori del settore, sia nazionali sia esteri: si può dire che alcune utility abbia avviato un percorso di crescita esterna, acquisendo operatori di medie piccole dimensioni, rivolgendosi principalmente a quelli geograficamente attigui al proprio territorio.

Altri operatori invece hanno deciso di optare per strategie diverse, uscendo dal settore della distribuzione: Enel ha venduto l'80% della società impegnata nella distribuzione.¹⁶⁰

Tra il pubblico e il privato vertono ancora caratteri discriminatori: l'imposizione fiscale e la definizione delle gare.

Per aumentare l'affidabilità delle gare si potrebbe definire un bacino minimo di utenti al di sotto del quale la gara non risulterebbe valida, oppure privilegiare nella definizione del vincitore quelle aziende che sono in grado di offrire più di un servizio contemporaneamente.

¹⁶⁰ Comunicato stampa Enel: Finalizzata la cessione a F2i e AXA Private Equity dell'80% di Enel Rete Gas, 30/09/2009.

2.9. Gli operatori nella vendita e gli effetti della liberalizzazione

Anche in questa fase, l'attuale numero di operatori è da imputare alle fusioni tra le imprese nate dalla scissione dei distributori controllati dagli enti locali, l'ingresso delle imprese straniere e di quelle del gruppo Enel.

Il grado di concentrazione è superiore a quello della distribuzione:

- Eni in qualità di primo operatore possiede più del 44% del mercato,
- Enel, secondo operatore, il 12%
- Le prime venti società coprono l'86% de mercato.

Quindici tra i primi venti gruppi della distribuzione sono tra i primi venti gruppi nella vendita: il grado d'integrazione verticale nella fase finale è molto elevato.

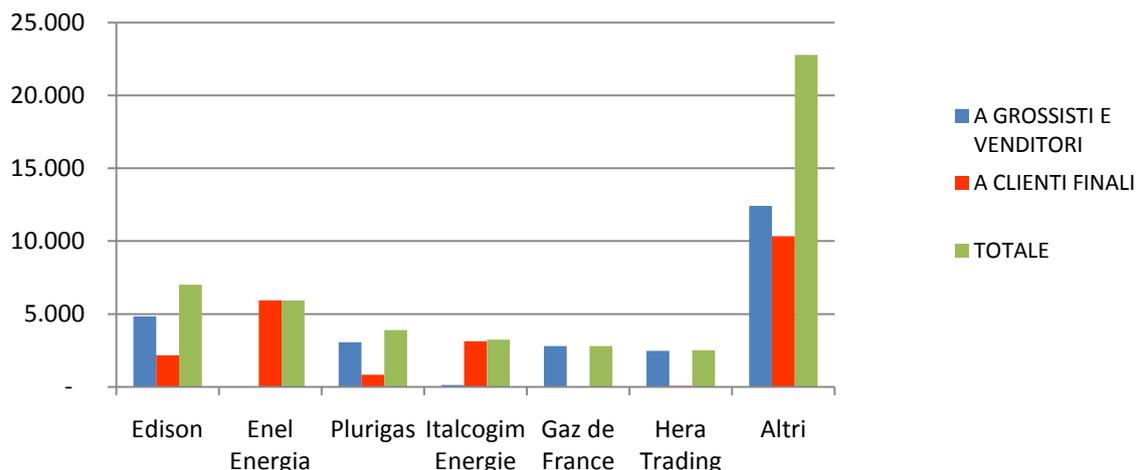
Gli obblighi derivanti dalla liberalizzazione non hanno modificato la sostanza, ma solo la forma: in seguito all'emanazione del decreto, Eni ha attuato una riorganizzazione societaria affidando le distinte fasi e la gestione delle infrastrutture a distinte società del gruppo, senza più ricorrere all'affidamento dei lavori a società controllate, operatori locali o joint venture.

I principali operatori italiani nella vendita sono quelle stesse società integrate che dominano anche le attività a monte della filiera.

Mentre nell'energia elettrica si è già affermato un mercato all'ingrosso che, nonostante non sia privo di problemi, esprime prezzi trasparenti e un buon livello di scambi, il mercato all'ingrosso nel settore del gas, dove le uniche contrattazioni sono quelle rese possibili dai gas release di capacità alla frontiera di Eni, si presenta ancora molto limitato. La creazione del mercato all'ingrosso è un elemento fondamentale affinché esista un mercato retail; appare difficile che sia possibile una competizione a valle (anche alla presenza di condizioni competitive) a fronte di un'elevata concentrazione a monte.

Il mercato del gas sembra essere collassato quando l'Autorità ha imposto una riduzione dei margini di vendita assicurati dalle tariffe regolate.

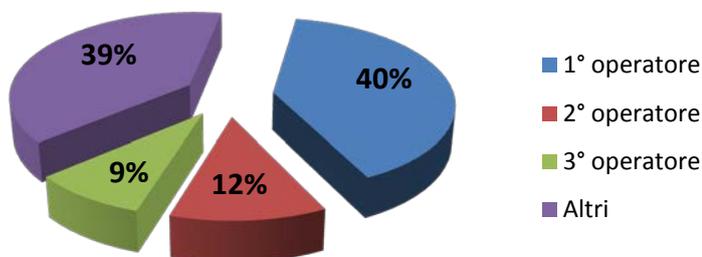
Grafico 2.14: Vendite per operatore



Fonte: Ref

Attualmente nonostante le politiche di liberalizzazione, il segmento si presenta ancora come molto concentrato, con il primo operatore che copre il 40% delle vendite totali ai consumatori finali, il secondo il 12% e il terzo poco più del 9%, molti operatori riescono anche a raggiungere l'1% del totale dei volumi di vendita a livello nazionale perché si tratta principalmente di società collegate a livello locale.¹⁶¹

Grafico 2.15: Vendite clienti finali - % operatore

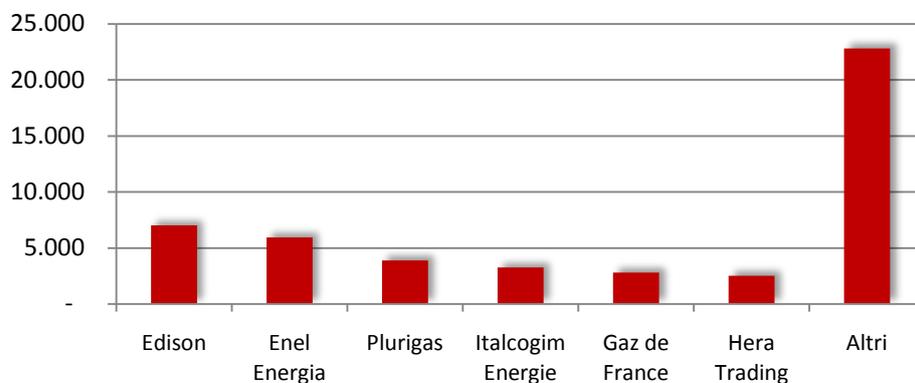


Un altro elemento che permette di classificare la tipologia di concorrenza è da riscontrarsi nella “presenza territoriale” delle imprese operanti nel settore; il primo operatore è presente in tutte le regioni, gli altri invece mostrano una presenza importante solo in determinate aree territoriali. Secondo l' Aeg, a livello locale le piccole imprese detengono il 100% delle quote di mercato, ma appartengono tendenzialmente allo stesso gruppo societario del gestore della rete di distribuzione, questo incide non solo sulla situazione attuale della concorrenza,

¹⁶¹ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

ma anche su quella prospettica, limitando enormemente la possibilità che altri e (nuovi) soggetti possano accedere al mercato¹⁶².

Grafico 2.16: Vendite 1.000 - 10.000 Mm3



Fonte: Aeg

Tra gli operatori del segmento ritroviamo le ex municipalizzate e i grandi player internazionali.

Tra le prime possiamo dividere quelle di medio grandi dimensioni, che hanno usato l'aggregazione territoriale per lo sviluppo, dalle realtà più piccole che sono uscite dal business della vendita, aggregandosi sia attraverso partecipazioni di minoranza, sia attraverso la cessione del proprio ramo d'impresa a grandi aggregazioni territoriali.¹⁶³ La propria strategia è di puntare sui comuni limitrofi e le utenze dai medi consumi.

I grandi player, attraverso notevoli investimenti in politiche di marketing e commerciali, non solo sono riusciti ad aumentare la fidelizzazione della propria clientela, ma hanno aumentato il proprio portafoglio (anche grazie a offerte dual fuel).

Dunque, questo segmento si presenta come il meno dinamico di tutta la filiera, nel caso in cui si prenda a riferimento la vendita all'utenza civile, in primis perché nessuno oltre l'incumbent supera la soglia del 20% dei volumi venduti e in secondo luogo a causa del basso tasso di switching. Per quanto concerne i clienti industriali, il primo operatore detiene i due terzi del mercato, il secondo una quota pari a circa il 20% e tutti gli altri non superano il 5%, ma in compenso sono particolarmente concentrati solo su alcune regioni.

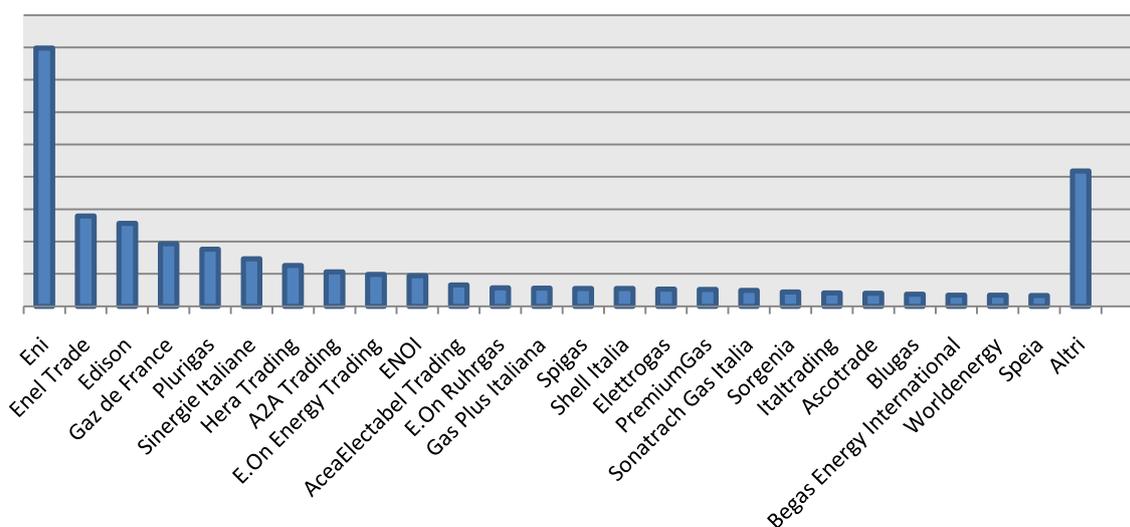
Rispettivamente i clienti possono essere classificati anche come piccoli, medi e grandi, oppure il mercato può essere suddiviso tra clienti allacciati alla rete di distribuzione locale e

¹⁶² Autorità per l'energia elettrica e il gas: Situazione del Mercato della vendita del gas naturale, 15 febbraio 2006, allegato delibera n 31/2006

¹⁶³ Chimenti Gian Paolo, Strategia e competizione nella vendita dell'energia in Italia, Abstract Newsletter N° 1/2010, Newsletter di informazione sul settore Energy & Utilities di PricewaterhouseCoopers.

clienti allacciati alla rete ad alta pressione, ossia diviso tra la distribuzione in primaria e secondaria. Il primo segmento si presenta meno concentrato del secondo: in questo caso, secondo un'indagine del 2006 il primo operatore (Eni) detiene una quota di circa il 22% e nessun altro operatore supera la soglia del 10%.¹⁶⁴ Questo appare anche come il meno dinamico in termini di switching: solo lo 0,6% dei clienti ha approfittato della possibilità di cambiare fornitore.¹⁶⁵

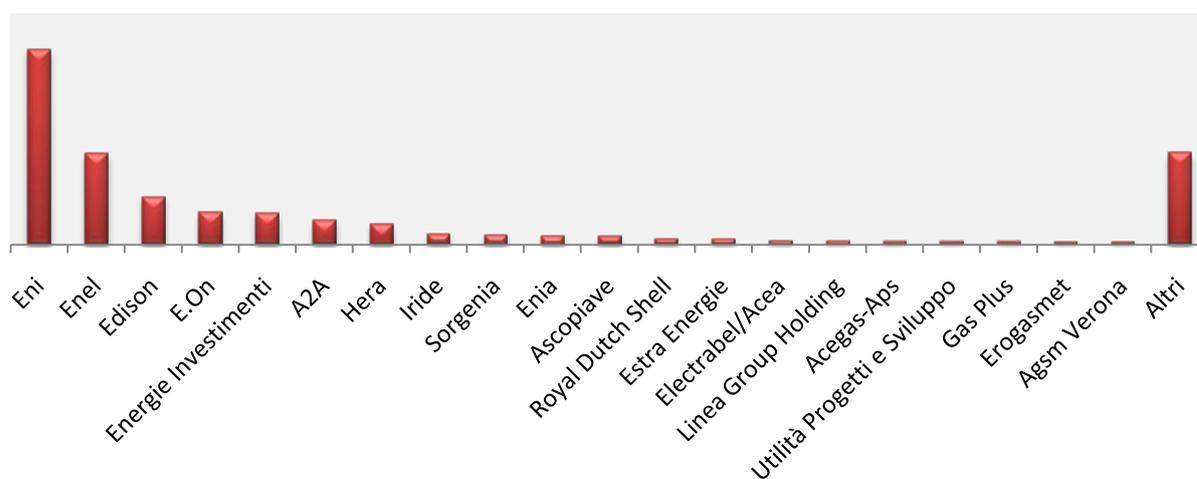
Grafico 2.17: Principali gruppi vendite a venditori e grossisti



fonte: Aeeg

Nel secondo segmento invece, il primo operatore detiene i due terzi del mercato, e il secondo una quota pari a circa il 20%.

Grafico 2.18 : Principali gruppi per vendite al mercato finale



Fonte: Aeeg

¹⁶⁴ AEEG

¹⁶⁵ AEEG

Per creare un vero mercato a vantaggio dei consumatori finali è indispensabile anche che la capacità di trasporto non rappresenti un fattore limitante. Nella prospettiva che la frammentazione possa imporre al consumatore costi maggiori, per l'incapacità di sfruttare economie di scala, il legislatore ha previsto strategie di aggregazione degli operatori coinvolti nell'attività di distribuzione; il numero di operatori è sceso dai quasi 800 all'inizio dell'operazione di liberalizzazione ai quasi 300 attuali¹⁶⁶, anche se sono ancora caratterizzati da una dimensione molto disomogenea. La politica di liberalizzazione intende la fase di distribuzione come attività di servizio pubblico e come un'attività da condurre sotto forma di servizio locale.

Nel febbraio 2006 l'Aeeg segnalava al Parlamento che "il permanere di una struttura di mercato segmentata territorialmente, con operatori orientati principalmente al consolidamento delle proprie posizioni a livello locale e che nella maggior parte dei casi appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore della rete di distribuzione, pone ulteriori difficoltà all'entrata per i nuovi operatori, come confermato poi anche dai bassi tassi di switching¹⁶⁷ dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di politiche commerciali destinate a tale segmento di clientela".

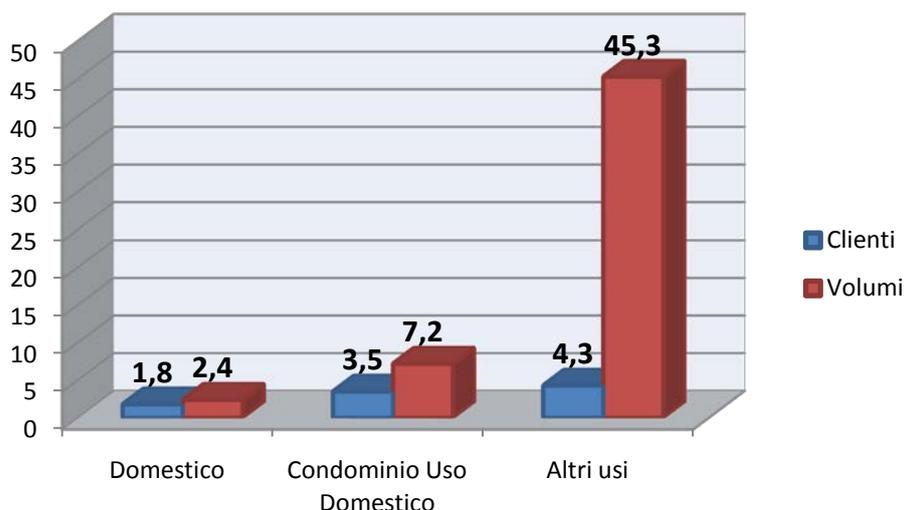
I bassi tassi di switching possono essere riconducibili a diverse cause:

- Market Foreclosure, ossia, l'attività di regolamentazione comprime a tal punto i margini degli operatori da limitare la possibilità d'ingresso per i nuovi entranti
- La concorrenza che è stata generata dal processo di liberalizzazione della vendita è mitigata dall'esigenza di vincoli tecnologici e d'integrazione della filiera industriale.

¹⁶⁶ Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, La riorganizzazione della distribuzione gas. Ricerche per l'Economia e la finanza

¹⁶⁷ Connessi non solo all'appartenenza agli stessi gruppi industriali, ma anche alla limitata disponibilità di materia prima sul mercato e alle forme di monopolio rilevabili nella fornitura della stessa, che limitano la possibilità di utilizzo della leva competitiva del prezzo

Grafico 2.19: Tassi di switching degli utenti finali (%)



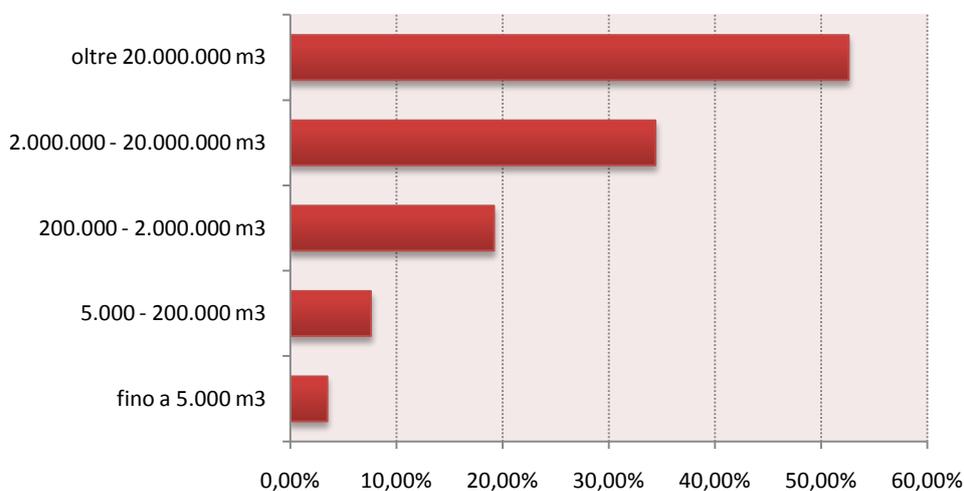
Fonte: Aeeg

Secondo la letteratura economica ci sono anche altri fattori che incidono sulla scelta di cambiare fornitore come:

- l'entità dello sconto offerto dal fornitore alternativo che è confrontato con i costi dello switching (tra cui i costi amministrativi e d'informazione)
- la difficoltà delle imprese italiane diverse dall'incumbent di formulare valide offerte alternative

Questa seconda motivazione è direttamente connessa all'incompletezza del processo di liberalizzazione, che ostacola lo sviluppo della concorrenza soprattutto verso gli utenti con consumi minori.

Grafico 2.20: Clienti % per fascia di consumo



Fonte: Aeeg

Ed è quindi ancora più palese la difficoltà di segnalare all'utenza i benefici dalla liberalizzazione del settore.

Spesso si conclude che la soluzione per tutelare i consumatori garantendo la risoluzione relativa alla problematica dei servizi pubblici locali sia l'uscita dei comuni dalla proprietà delle aziende. Ha senso parlare di uscita dei comuni per garantire una maggiore presenza privata, quando il mercato è praticamente nelle mani degli ex-monopolisti a maggioranza statale?

In realtà, nonostante quanto apparentemente potrebbe sembrare, nell'attuale conformazione del mercato la presenza pubblica può per certi versi rivelarsi positiva. Le aziende ad azionariato pubblico hanno una forte vocazione di radicamento nell'area cui fanno riferimento e finiscono col fare investimenti nel territorio che altre aziende che non hanno la stessa storia sicuramente non farebbero. Quindi, le aziende pubbliche vendono allo stesso prezzo dei privati, ma hanno verso i territori e gli enti locali proprietari degli obblighi maggiori.

Alla luce di questa analisi particolareggiata, il mercato risulta ancora concentrato e verticalmente integrato. Nonostante la regolazione, l'incumbent ancora controlla e determina le possibilità di accesso di potenziali nuovi entranti ai segmenti della filiera, tutti risultanti caratterizzati da assetti monopolistici. Esiste però una differenza (da riscontrare in termini potenziali) tra i segmenti contendibili (approvvigionamento, vendita e, teoricamente, stoccaggio) e quelli propriamente a stampo monopolistico (trasporto e distribuzione)¹⁶⁸ e il segmento della vendita rientra nel primo gruppo.

2.10. Applicazione del “modello di Porter al settore del gas”

A questo punto della trattazione potremmo riassumere quando definito applicando il modello di Porter.¹⁶⁹

Nuovi entranti: per quanto riguarda gli operatori nazionali, la minaccia di nuovi entranti è stata acuita sia dal processo di liberalizzazione che dallo sviluppo tecnologico. Nel settore

¹⁶⁸La distribuzione di gas naturale in Italia: alcune questioni sul tappeto, di Federico Testa, Management delle utilities

¹⁶⁹ M. E. Porter (May- Jun 1987), From Competitive Advantage to Corporate strategy, Harvard Business Review, pp. 43-59.

dell'energia, gli effetti del processo sono evidenti soprattutto nella fase di vendita, con effetti principalmente sugli operatori locali.

Fornitori: i fenomeni della scarsità della materia prima e il ruolo dei monopolisti pubblici, che non sono sensibili alle leggi della domanda, rendono più alto il potere contrattuale. La liberalizzazione, e l'aumento della competizione che ne è derivata, hanno consentito l'ingresso di nuovi trader. In Europa il potere riconosciuto all'unico fornitore, Gazprom, è di vero e proprio monopolio.

Prodotti sostitutivi: data la particolarità del settore è difficile individuare i prodotti sostitutivi, potrebbero essere identificati nelle fonti energetiche alternative. Il discorso non può valere oggettivamente, perché la fonte necessaria varia a seconda della destinazione: esistono degli usi che sono ancora riservati al gas, come la cottura (anche se si potrebbe considerare l'energia elettrica come sostituto in quanto generatrice di calore), mentre nel riscaldamento dell'acqua attualmente concorre con l'energia derivante dal fotovoltaico.

Clienti: in un mercato libero i clienti assumono una forza maggiore, nonostante ciò, i costi di switching sono ancora molto elevati. Questo comporta un ridotto numero di clienti che approfittano del processo di liberalizzazione per cambiare fornitore e per le società operanti sul mercato la riduzione della possibilità di acquisirne di nuovi

Concorrenza: il livello di concorrenza è legato alla fase della filiera che si considera, esistono segmenti contendibili ed altri che rappresentano dei monopoli naturali, difficili da espugnare, nonostante il processo di sviluppo tecnologico. Diretta conseguenza del processo di liberalizzazione è l'aumento della concorrenza, ma la caratteristica del settore nel ricercare accordi e alleanze tende ad abbassarne il numero complessivo.

2.11. I principali concorrenti nel downstream in Italia

Nel considerare la concorrenza nella fase downstream della filiera non si può prescindere dal fatto che le principali imprese altro non sono che società appartenenti a gruppi verticalmente integrati.

La limitata resistenza da parte dell'incumbent a fronte delle disposizioni relative alla definizione del cliente idoneo è dettata dal fatto che i margini di dettaglio sono realmente minimi e che lo stesso incumbent può mantenere il controllo del mercato in altri modi. Le imprese principali hanno mantenuto il controllo del mercato non perché è stato impedito ai clienti finali di scegliere il proprio fornitore, ma perché hanno conservato il controllo degli accessi al mercato e alla materia prima; nel primo caso è stato possibile sfruttando

l'unbundling debole e controllando i gasdotti internazionali, nel secondo attraverso il controllo dei contratti di lungo periodo di cui gli incumbent sono dotati. Ecco perché quando si definisce una politica di liberalizzazione, l'assenza di extraprofitti è fondamentale nel caso in cui nella fase di trasporto e in quelle di distribuzione e vendita del mercato in esame operino imprese verticalmente integrate: se si generassero extraprofitti, l'impresa verticalmente integrata potrebbe utilizzare questi guadagni per ottenere vantaggi nei settori a valle a danno degli utenti finali.

2.11.1. *Eni S.p.A.*

Eni, come detto all'inizio del capitolo, è una compagnia integrata nell'energia operante in settantasette paesi, direttamente oppure mediante le proprie controllate. E' impegnata tanto nella fase upstream quanto in quella downstream della filiera del petrolio e del gas, si occupa della produzione di elettricità e di prodotti petrolchimici, servizi petroliferi e ingegneria offshore. La sua sede principale è in Italia, dove impiega 78.500 persone.

Nei vari settori in cui risulta impegnata, Eni opera direttamente oppure tramite le sue controllate, tra cui:

- EniPower, che possiede e gestisce le centrali elettriche con una capacità installata di 5,3 gigawatt (Gw), realizza l'attività di generazione dell'energia elettrica. L'energia, prodotta nei siti di Torino, Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna, Brindisi, Ferrara e Erbognone, viene poi venduta direttamente ai distributori. Nel 2009 la società ha venduto 33,96 terawattora (TWh) di elettricità.
- Saipem, di cui detiene il 42,91 %, e le altre società da questa controllate operano nell'attività di ingegneria, costruzione e produzione di prodotti petroliferi.¹⁷⁰
- Snam è la società del gruppo impegnata nel trasporto, dispacciamento, distribuzione e stoccaggio del gas naturale

Nel settore del gas, Eni vanta una leadership solida, ottenuta principalmente grazie alla presenza integrata nelle varie fasi della filiera e dalla presenza, nel proprio portafogli, di contratti a lungo termine che assicurano l'azienda sulla possibilità di disporre di relazioni durature con i paesi fornitori. Per quanto concerne la produzione nazionale, la divisione

¹⁷⁰ Il segmento fornisce servizi compresa la costruzione offshore, in particolare installazione fissa piattaforma, tubi sottomarini posa flottante e sistemi di produzione, e la costruzione onshore. Fornisce inoltre servizi di perforazione offshore e onshore e di ingegneria e servizi di project management per il petrolio e gas, raffinazione e petrolchimica

Exploration & Production ne copre l'84%, che viene venduto a Snam (come detto, funge "quasi" da acquirente unico), che a sua volta controlla circa il 97% della filiera. Per quanto concerne la capacità di stoccaggio, Eni possiede, attraverso Stogit (controllata da Snam) otto dei dieci siti avviati di stoccaggio. Attraverso le sue controllate Eni è presente tanto nella distribuzione primaria, (con Snam), quanto in quella secondaria attraverso Italgas (controllata da Snam), che possiede una serie di società con una quota del settore complessiva circa del 30%.¹⁷¹

Tabella 2.4: Swot Analysis Eni S.p.A.

Punti di forza	Debolezze
<ul style="list-style-type: none"> • Forte posizione nel mercato europeo del gas naturale; • Presenza trasversale in tutta la catena del valore; <p>Forti investimenti in attività di ricerca e sviluppo.</p>	<p>Violazione delle regole previste per la liberalizzazione del settore;</p> <p>Violazione delle anti-corruption laws.</p> <ul style="list-style-type: none"> •
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> • Piano strategico previsto per il 2011-2014; • Acquisizione delle attività downstream in Austria (sempre con la finalità di accrescere la propria posizione in Europa); • Aumento della domanda nel settore del gas naturale liquefatto (GNL); • Aumento degli investimenti nell'attività di Exploration & Production. 	<ul style="list-style-type: none"> • Regole relative alla tutela dell'ambiente; • Regolazioni concernenti l'Iran; • Problemi di guerriglia interna in Nigeria; • Libia • LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE IN ITALIA.

Eni attraverso la divisione Exploration & Production, Snam e Italgas (Gas & Power) ha realizzato una completa integrazione verticale; situazione che all'inizio della metanizzazione del paese ha rappresentato un'efficiente modalità di organizzazione del mercato, ma ora che l'attenzione si è spostata sui fattori di prezzo e la qualità del servizio, l'assetto verticale potrebbe anche divenire ostativo per l'avanzamento del mercato. Certo è che la presenza verticale nella filiera assicura una forza sul mercato con cui le società operanti in singoli segmenti non possono competere.

¹⁷¹ Data monitor 360: Eni S.p.A. Company Profile

Dal bilancio 2009 della società è risultato che i ricavi ammontano a 84,345 milioni di euro (circa 117,630 milioni di dollari), con una riduzione del 22,5% rispetto all'anno finanziario precedente. Il risultato operativo è stato di 12,055 milioni di euro (circa 16,812 milioni di dollari), riduzione del 34,9%. L'utile netto invece di 4,367 milioni di euro (circa 6,090 milioni di dollari) con una riduzione del 50,5% rispetto al 2008.¹⁷² La flessione dei risultati registrati nel 2009 ha sicuramente tra le proprie cause la riduzione del prezzo del petrolio nei primi nove mesi dell'anno e la più alta imposizione fiscale.

I Ricavi registrati nel 2010 ammontano invece a €98.523 milioni, con un aumento del 18% rispetto al 2009. L'utile operativo adjusted, invece, ammonta a €17.304 milioni, mentre l'utile netto adjusted a €6.869 milioni, entrambi con un aumento registrato del 32%.

Tabella 2.5: Risultati 2010

	Totale 2010	% Variazione 2009-2010
Ricavi	€98.523 milioni	18%
Utile operativo adjusted	€17.304 milioni	32%
Utile netto adjusted	€6.869 milioni	32%
Cash flow	€14,69 milioni	32%

Ricavi 2010		
Refining & Marketing	€43.190 milioni	23,9
Gas & Power	€29.576 milioni	(2,9)
Exploration & Production	€29.497 milioni	36,0
Engineering & Construction	€10.581 milioni	46,1
Petrochemicals	€2.833 milioni	9,5
Corporate & Financial Companies	€1.386 milioni	8,3
altre attività	€100	19,3

Fonte: Bilancio Eni 2010

Nel mondo, le vendite di gas riferite a Eni ammontano nel 2009 a 103,72 miliardi di metri cubi. Eni, però, è presente principalmente in Europa: nel 2009 le vendite di gas sono state pari a 44,97 miliardi di metri cubi, quarantasette se si includono anche i miliardi di metri cubi venduti dall'Exploration & Production, in aumento del 41,5%, principalmente grazie all'acquisto di Distrigas. Nel 2010, il totale di gas venduti nel mondo è stato pari a 97,06 miliardi di metri cubi, compresi quelli riconducibili alla divisione E&P.¹⁷³

Il segmento Gas & Power ha incassato nel 2009 una cifra pari a 29,812 milioni di euro (quasi 41,576.7 milioni di dollari), con una riduzione del 17,6% rispetto al 2008¹⁷⁴,

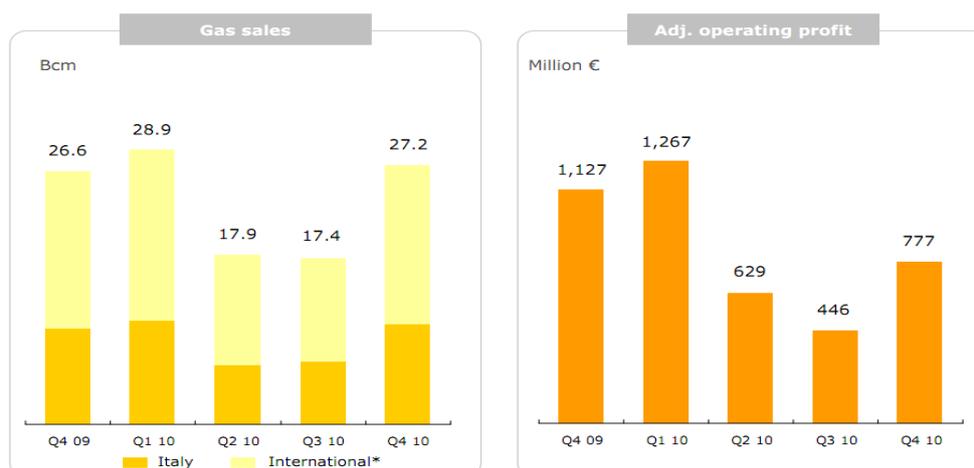
¹⁷² Datamonitor 360: Eni S.p.A. Company Profile

¹⁷³ Relazione finanziaria annuale

¹⁷⁴ Datamonitor 360: Eni S.p.A. Company Profile

sicuramente a causa della recessione economica che ha caratterizzato il mercato facendo sì che si riducesse la domanda nazionale e “dell’intensificarsi della pressione competitiva”¹⁷⁵. Nel 2010, invece il livello di ricavi (della gestione caratteristica) si è mantenuto stabile: incassi pari a €29,576 milioni e risultati operativi pari a €2,896 milioni e un utile operativo adjusted pari a €3,119 milioni.¹⁷⁶

Grafico 2.20: Quantitativi di gas venduti nel mondo e relativi profitti



Fonte: Eni¹⁷⁷

È per questi motivi che nei prossimi anni Eni si pone come obiettivo, nonostante la ripresa (anche se lenta) della domanda gas, quello di consolidare ulteriormente la propria presenza non solo a livello nazionale, ma piuttosto di puntare principalmente sul mercato europeo (paesi target: Francia, Benelux e Germania), attraverso la possibilità di sfruttare le sinergie attese dall’integrazione con Distrigas, la cui scalata è stata completata nel maggio del 2009¹⁷⁸.

Distrigas è un’azienda operante nella distribuzione del gas, precedentemente di proprietà della francese Suez. Questo acquisto ha permesso a Eni di aumentare la propria presenza soprattutto nell’Europa settentrionale, in quanto la società acquisita controlla l’85% del mercato del gas belga, facendo salire la quota di mercato di Eni in Europa dal 19% al 26.27%, con un tasso di crescita medio annuo superiore ai tre punti percentuali: il gruppo stima di raggiungere un livello di vendite pari a 118 miliardi di euro nel 2013, a partire dai 104 miliardi registrati nel 2009. La strategia è stata intrapresa per far fronte alla riduzione

¹⁷⁵ Resoconto finanziario Eni 2009

¹⁷⁶ Bilancio consolidato 2010

¹⁷⁷ 2010 Fourth Quarter and Full Year Preliminary Results -16 febbraio 2011

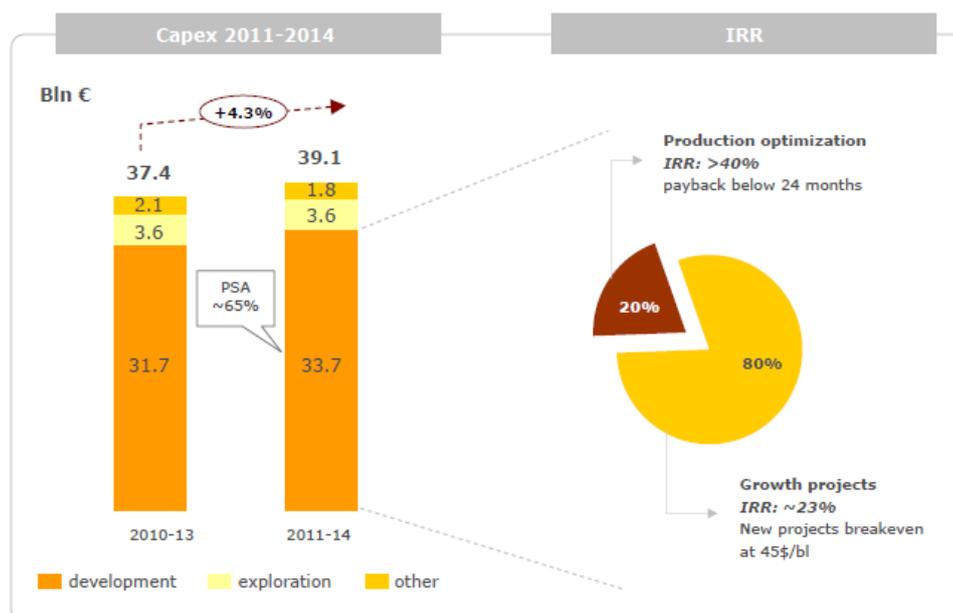
¹⁷⁸ Datamonitor 360: Eni S.p.A. Company Profile

del totale delle vendite di gas naturale pari al 9,3%, passando da 70,98 miliardi di metri cubi, a 64,17 miliardi di metri cubi¹⁷⁹.

Inoltre, Eni potrà far leva sui vantaggi competitivi derivanti dall'ampia disponibilità assicurata da contratti di lungo termine, dalle proprie riserve di gas, dall'accesso alle infrastrutture, dalle partnership con i paesi produttori, dal know-how commerciale, dalla forza di vendita capillare e dal diversificato portafoglio clienti.

Gli investimenti previsti da Eni per ottenere e per supportare la crescita nel settore del Gas & Power nel periodo 2009-2012 ammontano a 8,5 miliardi (ridotti del 2,3% secondo il "Resoconto intermedio di gestione" dell'ultimo trimestre del 2009), ma i principali investimenti del gruppo sono diretti all'attività di Exploration & Production (32,3 %, aumentati rispetto al 2008 dell'1,7% e con un aumento stimato per triennio di circa due punti percentuali), al fine di consolidare la leadership di costo nell'industria, attraverso la possibilità di sfruttare le economie di scala che derivano dallo sviluppo di progetti giant e dall'accesso alle aree legacy, che si differenziano per i contenuti costi di produzione e il crescente ruolo di operatore che consente un maggiore controllo dei tempi e dei costi. La decisione di investire in questo campo è anche dettata dalla necessità di far fronte alle riserve in esaurimento (si stima che quelle attualmente disponibili siano sufficienti a coprire un periodo non superiore a un decennio).

Grafico 2.21: Piano investimenti



Fonte: Eni

¹⁷⁹ Eni "Resoconto intermedio di gestione" ultimo trimestre 2009

Grazie all'aumento di investimenti nell'attività di Exploration & Production, ci si aspetta a partire dal 2010, a dispetto dei risultati di lenta ripresa del 2009, una crescita del CAGR maggiore del 4%.

Nel piano strategico di Eni 2011-2014 si legge che gli obiettivi per le singole aree in cui la società è impegnata sono:

1. Exploration & Production:

▪ Crescita più veloce

- Maggiore del 3% annuo nel periodo 2011-2014¹⁸⁰, anno in cui la produzione di idrocarburi raggiungerà un livello superiore ai 2,050 milioni di barili di olio equivalente al giorno

▪ Eni programma investimenti per 53,3 miliardi di euro nel quadriennio 2011- 2014. Oltre il 70% sarà destinato alle attività upstream, in particolare allo sviluppo di progetti quali Zubair, Junin cinque, Perla, Goliat e il Blocco 15/06 in Angola, che sosterranno la crescita produttiva nell'arco del piano e negli anni a seguire.

2. G&P:

▪ Ottenere un business più redditizio nel lungo termine

- Aumentare le vendite di gas in Italia per un valore pari al 5% annuo al 2014

▪ il portafoglio diversificato di contratti di approvvigionamento di Eni tornerà a essere un vantaggio competitivo, perché facendo leva sulle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento già in corso Eni può operare sul mercato in modo sempre più competitivo

▪ L'EBITDA proforma adjusted al 2014 raggiungerà 4,2 miliardi di euro, in linea con il risultato del 2009 se si considera l'impatto della vendita programmata di alcuni gasdotti internazionali.

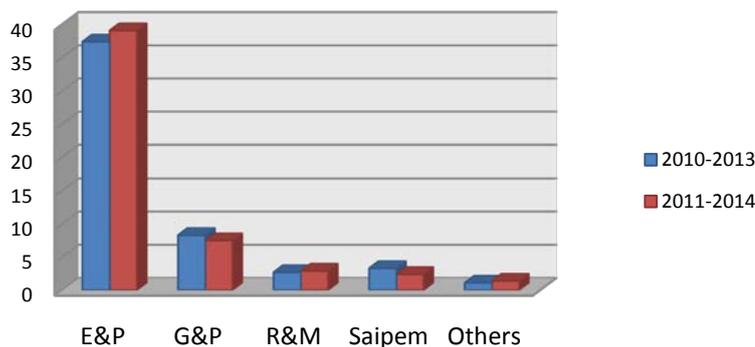
3. R&M:

▪ Migliorare l'efficienza del mercato, anche se è difficile

- rilanciare il programma di riduzione dei costi mirato al recupero della profittabilità per un valore di €200 milioni al 2014
- Nella raffinazione si mirerà a incrementare la flessibilità degli impianti e le rese in distillati medi, valorizzando le tecnologie proprietarie.
- Nel marketing Eni migliorerà i risultati grazie al re-branding del network di distribuzione, alla crescita in alcuni mercati chiave europei e all'espansione delle attività non-oil¹⁸¹

¹⁸⁰ Ammesso che il blocco delle importazioni dalla Libia sia temporaneo e non incida in maniera decisiva sulle politiche di approvvigionamento del gruppo.

Grafico 2.22: Capex Plan Eni: i piani strategici 2010-2013 e 2011-2014 a confronto



Fonte: Piano Strategico 2010-2013 e Piano Strategico 2011-2014

La prevalenza di Eni sui competitor nel segmento della vendita poggia su un piano strategico ben definito:

- ✓ Può vantare un'offerta diversificata attraverso la combinazione di prezzo e servizi specifici e più conformi alle esigenze dei clienti;
- ✓ La maggiore e capillare diffusione della forza di vendita.

Rispetto ai clienti appartenenti al settore termoelettrico e industriale e ai grossisti, Eni vanta la capacità di fornire grossi volumi cogliendo le esigenze del cliente sia in termini di struttura di prezzo che di flessibilità di prelievo.¹⁸²

Nel segmento residenziale, Eni sfrutta a pieno i vantaggi dell'offerta del dual offer: riduzione del "cost to serve" facendo leva sull'innovazione tecnologica, snellimento dei processi di front e back-end e sullo sfruttamento delle economie di scala generate dalle sinergie tra le politiche commerciali del gas naturale e dell'energia elettrica.

2.11.1.1. Snam Rete Gas S.p.A.

La società controllata da Eni che si occupa del trasporto del gas è Snam Rete Gas (partecipata da ENI al 52.54%). Il core business ha permesso alla società di generare nel 2009 ricavi per 2,438 milioni di euro (circa 3,400 milioni di dollari), con un aumento del 28,25 % rispetto al 2008. Il risultato operativo della società è stato di 1,274 milioni di dollari durante il 2009 con un aumento del 24,7% rispetto al 2008. L'utile netto invece ammonta nel

¹⁸¹ Presentazione piano strategico 2011-2014

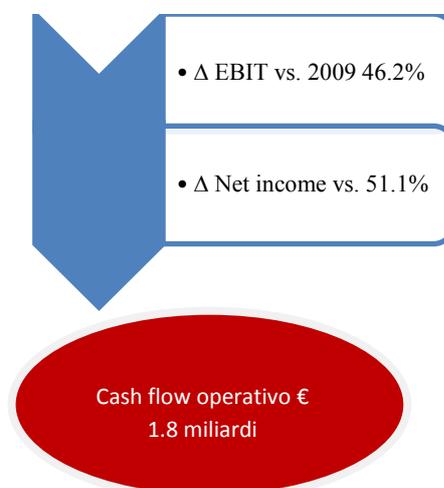
¹⁸² Anche attraverso l'estensione dell'offerta resa possibile dagli impianti di produzione EniPower

2009 a 732 milioni di euro con un aumento del 38,1% rispetto all'anno precedente.¹⁸³ Nel 2009 sono stati immessi nella rete nazionale 76,9 miliardi di metri cubi di gas.

Grafico 2.23: Conto Economico e Cash Flow

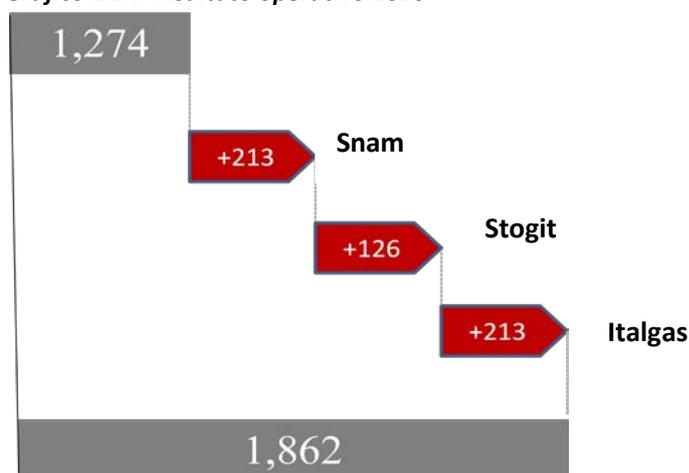
	2009	2010	Variazione
Ricavi	2.468	3.159	+691
Costi Operativi	-581	-619	-38
EBITDA	1.887	2.540	+653
Ammortamenti	-613	-678	-65
EBIT	1.274	1.862	+588
Net interest income expenses	-217	-217	-54
Net income from associates	22	47	25
EBT	1.079	1.638	559
Income taxes	-347	-532	-185
Net Profit	73	1.106	374

Fonte: Bilancio Snam 2010



Nel 2010 la società ha registrato un ulteriore aumento, i ricavi sono aumentati dai 2.468 del 2009 fino ai 3.475 del 2010 (registrando un aumento totale di € 691 milioni). Il risultato operativo è pari a 1.862 milioni di euro, mentre l'utile netto a 1.106 milioni di euro.

Grafico 2.24: Risultato operativo 2010

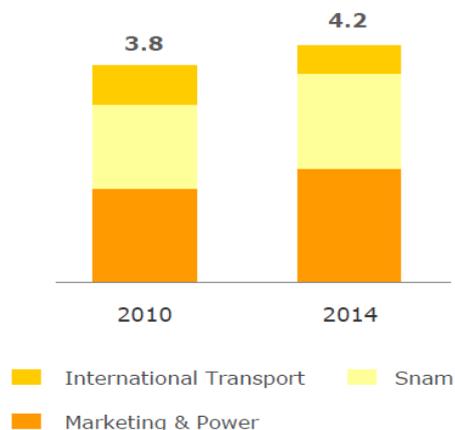


Fonte: Bilancio Snam 2010

¹⁸³ Fonte: Bilancio 2009

Snam è importante è importante per il gruppo, anche in termini di risultati di risultato operativo.

Grafico 2.25: EBITDA di Snam rispetto al gruppo(Miliardi di euro)



Fonte: Piano Strategico Eni 2011-2014

Per quanto concerne la strategia da attuare sul territorio nazionale, Eni ha manifestato l'obiettivo di mantenere inalterata la quota di mercato, cercando di beneficiare dei ritorni che derivano dalla remunerazione garantita sugli investimenti e sulle sinergie dell'integrazione. Infatti, nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas nel gruppo Eni attraverso la cessione di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas. L'operazione, finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei business regolati, ha consentito a Eni di valorizzare al meglio le attività di distribuzione e stoccaggio gas e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

I segmenti in cui opera la società sono quattro:

1. trasporto e dispacciamento
2. stoccaggio
3. distribuzione
4. rigassificazione di gas naturale

Il primo segmento (quello del trasporto), vede la società impegnata dai punti di entrata della rete nazionale a quelli di riconsegna della rete regionale, alla quale viene fornito il gas per

gli utenti del servizio.¹⁸⁴ Gestisce 11 stazioni di compressione lungo la rete nazionale, fondamentali per aumentare la pressione e garantire la continuità del flusso. Il centro di dispacciamento invece è responsabile per il monitoraggio e la supervisione a distanza della rete di trasporto.

Il segmento di stoccaggio utilizza un'infrastruttura integrata che comprende:

- giacimenti,
- centri di trattamento del gas
- centrali di compressione
- sistema operativo di spedizione

Snam Rete Gas, quindi, realizza attività di stoccaggio mediante la sua controllata Stogit e distribuisce gas naturale in Italia attraverso la sua consociata interamente controllata Italgas e altre sussidiarie.¹⁸⁵ Al 31 dicembre 2009, questa società risulta aver distribuito gas a 1.322 comuni attraverso gasdotti a bassa pressione, per un totale di 49,973 mila km di pipeline. Attualmente i comuni in concessione sono 1.444.

Con otto siti di stoccaggio operativi, Stogit è il più grande operatore italiano e uno dei principali operatori europei. I siti di stoccaggio sono dislocati in diverse regioni:

- quattro in Lombardia
- tre in Emilia Romagna
- uno in Abruzzo

Tabella 2.6: Swot Snam Rete Gas

Punti di forza	Debolezze
----------------	-----------

¹⁸⁴ Punti di entrata in cui la rete si unisce con i gasdotti di importazione:

- Tarvisio,
- Gorizia,
- Passo Gries,
- Mazara del Vallo,
- Gela

Terminali di rigassificazione:

- Panigaglia
- Cavarzere

¹⁸⁵ Come Napoletana gas

Punti di forza	Debolezze
<ul style="list-style-type: none"> • Posizione leader nel mercato • Asset • Forte posizione di cassa <p>Ampia base di clienti</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Concessioni in scadenza per la distribuzione del gas e le attività di stoccaggio • Attività concentrate
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> • Piano strategico 2011-2014 • Aumento della domanda per il GNL 	<ul style="list-style-type: none"> • Regolamenti ambientali • Relazioni commerciali con paesi in situazioni socio-politiche rischiose • Rischi derivanti da possibili malfunzionamenti degli impianti

Con 1444 comuni serviti, 31,531 mila km di rete di trasporto e 35,45 miliardi di metri cubi di gas volumi distribuiti da Snam (Italgas e Napoletana Gas) attraverso 49.973 km di rete di distribuzione rappresenta il principale operatore sul mercato nazionale, nonostante i volumi trasportati rispetto al 2009 (39,58 miliardi di metri cubi) siano in riduzione del 10,4%.

A differenza delle variazioni limitate registrate, i volumi trasportati da Enel risultano in aumento nel 2010 rispetto al 2009 del 19,5%, mentre quelli degli altri operatori circa del 30 %.¹⁸⁶

Figura 2.2: Territori comunali in concessione Italgas



Fonte: Italgas

L'attività di distribuzione dai punti di consegna alle porte della città, fino ai punti di riconsegna ai clienti finali è svolta da Snam attraverso gasdotti locali.

¹⁸⁶ Bilancio Snam 2010

Italgas distribuisce gas utilizzando un'infrastruttura integrata che comprende unità per il ritiro del gas dalla rete di trasporto, stazioni di riduzione della pressione, reti per il trasporto locale e la distribuzione e punti di riconsegna.

La società possiede pipeline ad alta e media pressione per un totale di circa 31,531 mila km di lunghezza, di cui 8,871 mila km erano parte della rete nazionale e 22,66 mila km invece appartenevano alla rete regionale¹⁸⁷. La rete è direttamente collegata ai settori di produzione, linee di importazione e centri di stoccaggio che alimentano il sistema gas italiano.¹⁸⁸

Nel segmento rigassificazione, opera attraverso la sua controllata GNL Italia. Il gas naturale immesso nella rete di trasporto viene dal terminale (di proprietà di GNL Italia) di Panigaglia (La Spezia). Il terminale è in grado di rigassificare 17.500 metri cubi di gas al giorno, ossia immette nella rete di trasporto più di 3,5 miliardi di metri cubi annui.

Oltre ai servizi di base (scarico dalla nave cisterna, conservazione per il periodo necessario alla vaporizzazione, rigassificazione e iniezione nella rete), Snam Rete Gas svolge anche servizi ausiliari (correggere il potere calorifero del gas naturale).

Il piano dell'azienda prevede investimenti per il quadriennio 2011-2014 di €6,4 miliardi finalizzato a sviluppare il sistema infrastrutturale del gas in Italia e a incrementare le possibilità di crescita della società nel medio lungo termine.

Tra gli obiettivi vi è la necessità di aumentare la liquidità del sistema gas:

- ✓ Rafforzare la sicurezza e la flessibilità per supportare la crescita della domanda di gas e migliorarne la qualità
- ✓ Facilitare lo scambio di gas fra fonti di approvvigionamento diverse
- ✓ Facilitare le condizioni per il funzionamento di un hub del gas sud-europeo

Per raggiungere questi obiettivi l'azienda sta investendo principalmente nel trasporto, nel GNL e nelle attività di stoccaggio. 1,6 miliardi dei 6,4 previsti sono diretti allo sviluppo del sistema di infrastrutture in Italia per il sostegno delle opportunità di crescita nel medio-lungo termine.

Il piano prevede una serie di linee guida:

- ✓ Trasporto e rigassificazione
 - Garantire lo sviluppo delle infrastrutture al fine di soddisfare la crescita prevista della domanda nazionale e incrementare la flessibilità per garantire

¹⁸⁷ Datamonitor: Snam Rete Gas S.p.A. Company Profile

¹⁸⁸ Fuori dall'Italia, Eni trasporta il gas attraverso diritti su una rete di trasporto europea ad alta pressione lunga circa 4,400 mila km, che permette di importare gas direttamente dalla Russia, dall'Algeria, dalla Libia e dal America settentrionale.

una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento e garantire il trasporto del gas verso paesi terzi

- Estensione della rete di circa 1.300 km e incrementazione della capacità installata delle centrali di compressione dell'8% rispetto a quella del 2010 (861MW)
- ✓ Stoccaggio
 - Agire sulla sicurezza e sulla flessibilità incrementando la capacità di modulazione del 13% (dai 9,2 miliardi di standard metri cubi ai 12,5 miliardi di standard metri cubi nel 2014)
 - Favorire la liquidità
- ✓ Distribuzione
 - Sviluppo selettivo della rete

Con questo piano si dovrebbe aumentare ulteriormente la base clienti, che già rappresenta un punto di forza della società, passando dai 5,9 milioni del 2010 ai 6,4 previsti per il 2014.

Il valore della regulated asset base (RAB) si stima in crescita del 4,3% annuo fino al 2014, in modo che la quota passi dal 25% attuale al 40% nel 2014.¹⁸⁹

2.11.2. *Enel: Enel Rete Gas ed Enel Energia*

Enel è uno dei maggiori produttori di energia elettrica in Italia. L'azienda è il fornitore leader in Italia di energia elettrica sul mercato libero, con una quota del 28% in termini di volumi consegnati, ed è il secondo operatore nazionale nella vendita di gas naturale.

Serve più di tre milioni di abitazioni sul mercato libero dell'elettricità e del gas, più di 1,2 milioni di clienti delle piccole e medie imprese, e diversi grandi clienti industriali, ossia rappresenta il principale fornitore di energia elettrica anche per i clienti business.

Grazie al consolidamento di Endesa e all'acquisizione di OGK-5 in Russia nel 2008, Enel è diventato il secondo gruppo più grande di energia elettrica in Europa. A fine 2009 la capacità installata ammontava a 95,3 GW, con una base di 61 milioni di clienti in 23 Paesi dei quattro continenti. Questo si traduce in una forte posizione sul mercato che permette

¹⁸⁹ RAB é l'acronimo di Regulatory Asset Base e rappresenta il valore del capitale investito netto calcolato sulla base delle regole definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al fine della determinazione dei ricavi di riferimento.

all'azienda di trarre vantaggio dalle economie di scala e di beneficiare delle opportunità di crescita derivanti nei mercati europei.

Tabella 2.7: Swot analysis Enel

Punti di forza	Debolezze
<ul style="list-style-type: none"> • Posizione di mercato dominante • Operazioni di integrazione verticale • Forti capacità di ricerca e sviluppo 	<ul style="list-style-type: none"> • Ampio numero di procedimenti legali a carico della società • Alto indebitamento
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> • Acquisizione di Endesa • Aumento della domanda di energia eolica • Futuro sviluppo del nucleare 	<ul style="list-style-type: none"> • Leggi ambientali • Aumento della competizione in Europa • Fluttuazioni nelle condizioni metereologiche

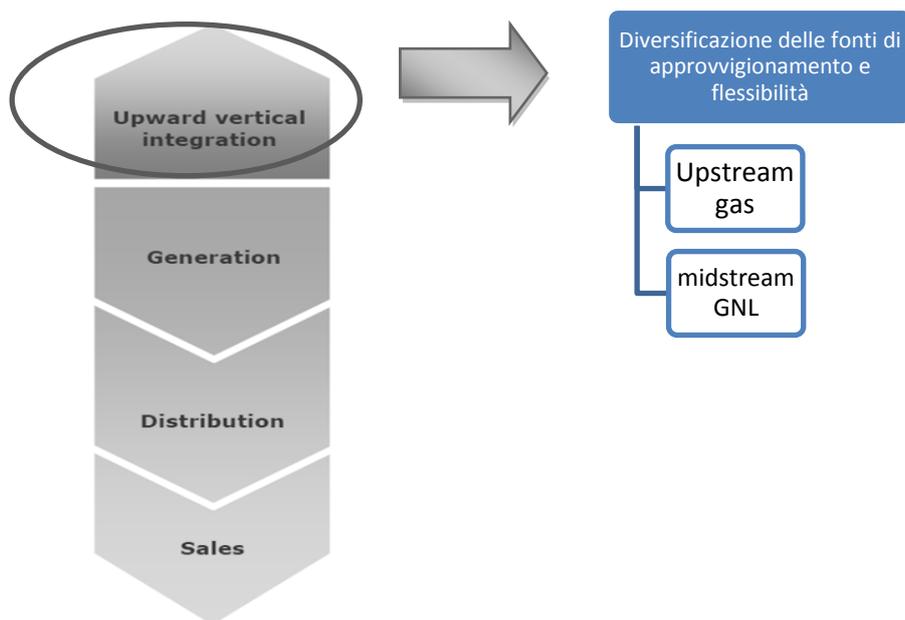
Fonte: Datamonitor

Così come per Eni, anche per Enel la forza di mercato nella fase downstream del gas è direttamente collegata alla capacità di approvvigionamento e la liberalizzazione rappresenta solo in parte uno strumento per eliminare le barriere all'entrata. Enel rientra tra i primi tre grandi gruppi della distribuzione, non perché serve la maggior parte dei clienti non direttamente allacciati alla rete, grazie alle concessioni comunali, ma anche perché può contare su quote di approvvigionamento di lungo periodo e forte capacità produttiva, ossia su una presenza verticale nella filiera. Nell'ottica del business del gas quello che abbiamo interesse a sottolineare in primis è come tra i punti di forza del gruppo figurino, oltre ad un posizione leader del mercato, l'importanza di attuare processi di integrazione verticale. L'alto livello di integrazione verticale permette all'impresa di eseguire operazioni in maniera indipendente, ridurre i costi, semplificare i vari processi in cui la società è coinvolta ed esercitare un maggiore controllo sui propri.

Secondo il piano industriale 2011-2015 della società, le key priority di Enel per quanto concerne il settore del gas si concentrano principalmente sulla necessità di garantire flessibilità e sicurezza nel rifornimento di gas. I passi attuati in questa direzione implicano la fortificazione della posizione dell'azienda nella fase upstream della filiera. Nel 2009 Enel ha mutato il proprio assetto organizzativo per aumentare il grado di efficacia di alcuni processi

strategici: tra le funzioni corporate è stata aggiunta la funzione Up-stream Gas. Il piano prevede di garantire flessibilità e diversificazione non solo nell'approvvigionamento del gas, ma anche nel midstream del GNL, principalmente con l'obiettivo di aumentare la competitività, in un mercato che come sappiamo è molto concentrato.

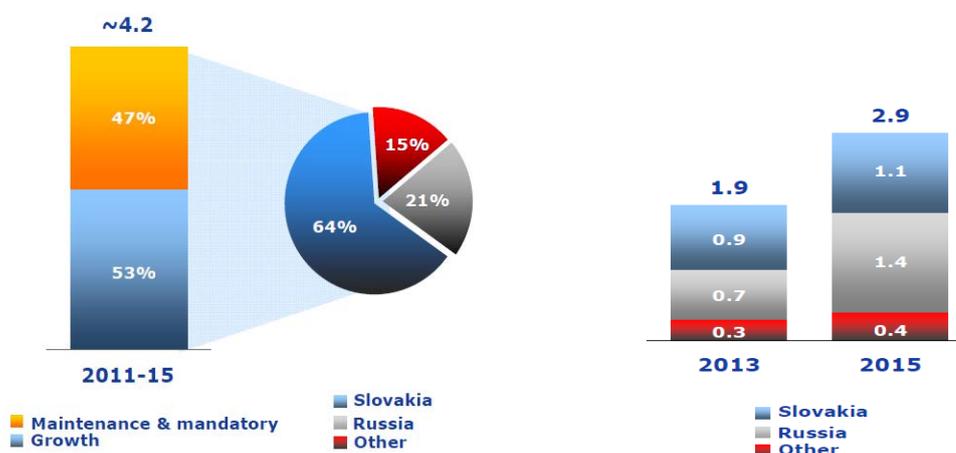
Grafico 2.26: Priorità del gruppo per la leadership del mercato



Fonte: Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

Attualmente le riserve in portafoglio di Enel derivano dalla Russia, l'Algeria, l'Egitto e l'Italia.

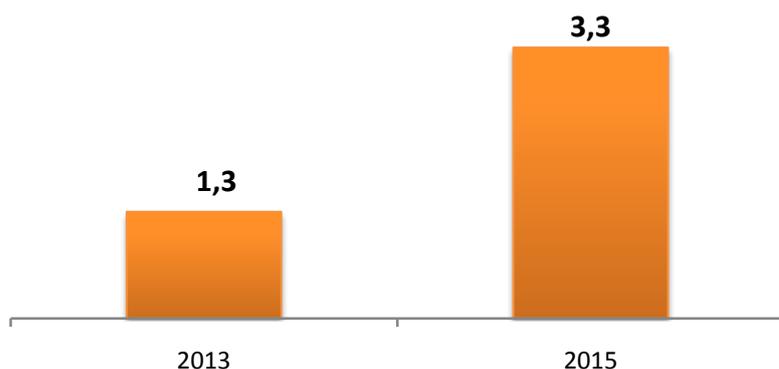
Grafico 2.27: Investimenti internazionali e EBITDA



Fonte: Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

L'obiettivo è quello di catturare tutte le opportunità di mercato che si prospettano. In Russia ad esempio Enel è presente insieme a Eni attraverso la joint company Severenerghija di cui Gazprom ha rilevato il 50%.

Grafico 2.28: Margini di crescita della produzione di gas grazie a Severnergia (Miliardi m³)



Fonte: Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

La motivazione principale della scelta strategica di migliorare la propria posizione nell'upstream è data dalla necessità di rifornire le proprie centrali termoelettriche. Dal piano industriale 2011-2015, si evince che il gas e il petrolio sono tra le fonti principali per la generazione di energia elettrica con circa il 15% dell'energia prodotta nel 2009 e nel 2010.

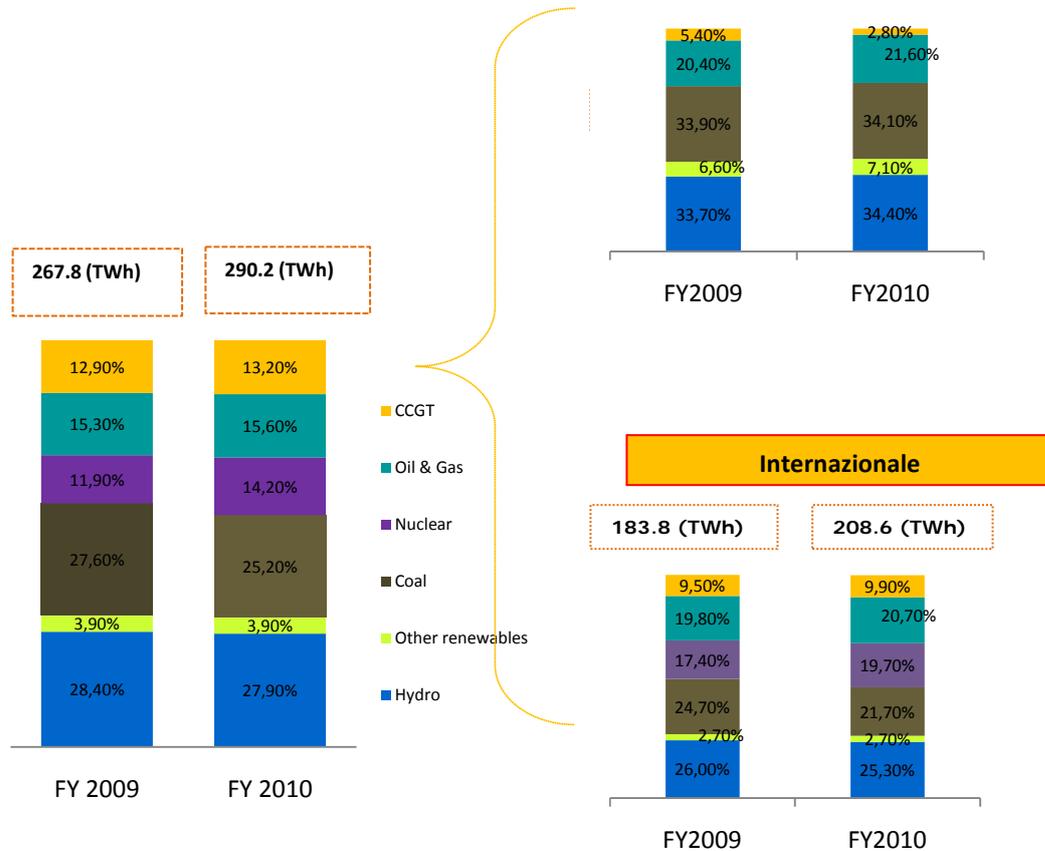
¹⁹⁰

La produzione netta di energia termoelettrica nel 2009 imputabile al gas e al petrolio (oil&gas) ammonta a 40,9 Twh, in aumento rispetto al 2008, anche se la variazione maggiore è stata registrata tra il 2007 e il 2008: nel 2007 la produzione di energia imputabile alle due fonti fossili sopramenzionate ammontava a 18,2 TWh, mentre nel 2008 la produzione è stata pari a 34,2 TWh.¹⁹¹

¹⁹⁰ Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

¹⁹¹ Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

Grafico 2.28: Produzione di energia



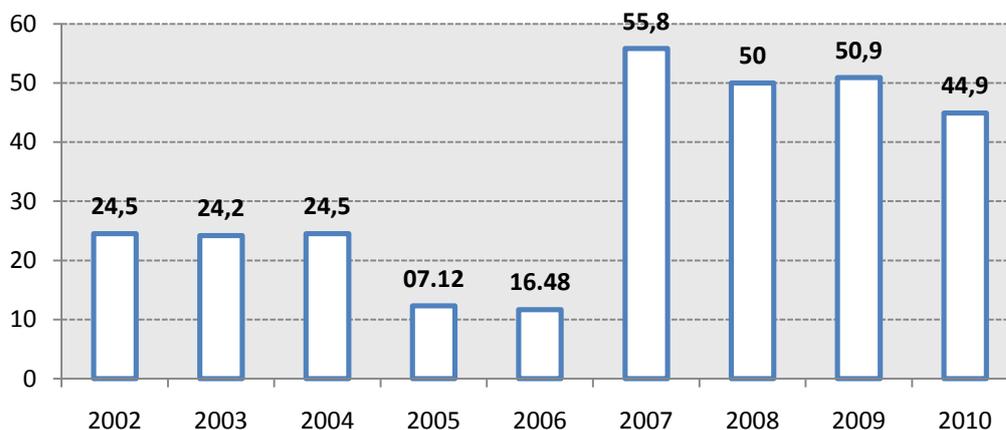
Fonte: Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

In Italia il rendimento degli impianti di produzione di energia termoelettrica si è ridotto tra il 2008 e il 2009 di 3,5 punti percentuali. Nel perimetro Endesa di 2,9 punti percentuali. Questa riduzione non si è riscontrata in Russia.

Dalla Swot emerge una considerazione fondamentale, relativamente allo studio della concorrenza nella fase downstream della filiera del gas: la necessità di considerare all'interno del gruppo la debolezza data dall'elevato livello di indebitamento, che ostacola la capacità della società di ottenere supporto finanziario addizionale per i propri piani di espansione. Una tale situazione devia i flussi di cassa dai piani operativi e di espansione verso la necessità di adempiere ad obblighi fissi.

Tra il 2008 e il 2009 il debito finanziario netto di Enel è aumentato da €49,967 milioni (\$69,685 milioni) a €50,870 milioni (\$70,944 milioni). Per far fronte a questa situazione, nel 2009 la società ha attuato un piano di disinvestimenti, che coinvolge anche Enel Rete Gas, la società del gruppo che si occupa della distribuzione del gas.

Grafico 2.29: Indebitamento finanziario netto



Fonte: Presentazione Piano Strategico Enel 2011-2015

Enel Rete Gas è il secondo operatore nazionale nel settore della distribuzione del gas (12% market share nel 2009 in termini di clienti serviti). F2i, un fondo di investimenti infrastrutturali ha acquistato nel 2009 l'80% di Enel Rete Gas da Enel Distribuzione SpA.¹⁹² L'accordo è stato stilato il 29 maggio 2009 tra Enel Distribuzione SpA e F2i SGR SpA ("F2i") e AXA Private Equity ("AXA Private Equity"), attraverso questo l'80% di Enel Rete Gas è stato ceduto a F2IReti Italia S.r.l., passando da una partecipazione del 99,88% ad una del 19,88%.¹⁹³

Attualmente la società serve 2,1 milioni di clienti finali e ha ottenuto la concessione per la distribuzione in 1.239 comuni, attraverso una rete di 31.000 km.

Ha una quota di mercato del 12% in termini di gas distribuito, ossia più di 3,6 miliardi di metri cubi di gas ai propri clienti, che ammontano a più di 2 milioni.

Il corrispettivo per la cessione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas è stato definito in misura pari a €15,7 milioni.¹⁹⁴ La vendita della rete è stata effettuata con lo scopo di ridurre

¹⁹² Veicolo societario posseduto per il 75% da F2i e per il 25% da AXA Private Equity

¹⁹³ Comunicato stampa Enel: Finalizzata la cessione a F2i e AXA Private Equity dell'80% di Enel Rete Gas, 30/09/2009.

¹⁹⁴ risultando quindi incrementato di 35,7 milioni di euro rispetto ai 480 milioni di euro originariamente previsti

il livello di indebitamento della società ammontante a oltre €1,2 miliardi (\$1,68 miliardi), tenuto conto del deconsolidamento del debito di Enel Rete Gas. La cessione è avvenuta con “call option”: al verificarsi di determinate condizioni tra il 2014 e il 2018, Enel Distribuzione dispone del diritto di riacquisto.¹⁹⁵

Enel Rete Gas ha riportato, nell’esercizio 2008, ricavi totali, un risultato operativo e un risultato netto rispettivamente di 307,1 milioni di euro, 63,4 milioni di euro e 17,3 milioni di euro, disponendo di un organico di 1.289 dipendenti al 31 dicembre 2008.¹⁹⁶ Da un punto di vista contabile la cessione ha ovviamente portato un cambiamento nel metodo di consolidamento: Enel Rete Gas viene quindi consolidata con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale.

Sempre secondo il piano industriale 2011-2015, le scelte di disinvestimento (tra cui figura anche il disinvestimento della attività di upstream del gas in Russia per un livello di indebitamento deconsolidato pari €0,3 miliardi) dovrebbero incidere positivamente sulla produzione di cash flow per un valore pari a circa €7 miliardi.¹⁹⁷ Le previsioni secondo i piani strategici indicati mostrano un’ulteriore riduzione dell’indebitamento che nel 2014 dovrebbe arrivare a 39 miliardi di euro rispetto ai 44 attuali.

Per quanto riguarda i mercati al dettaglio, le vendite di gas hanno registrato un aumento tra il 2008 e il 2009. L’aumento è imputabile soprattutto all’area estero, grazie principalmente al cambio del metodo di consolidamento di Endesa che ha più che compensato le perdite sul mercato domestico.

La società del gruppo che si occupa delle vendite ai clienti finali, distribuzione secondaria è Enel Energia. Enel ne possiede il 100% con un valore in bilancio pari a €1.313,4 milioni.¹⁹⁸

I ricavi delle vendite della società nel 2010 ammontano a €0.122,7 milioni:

- ✓ 4.622,7 milioni per l’energia elettrica
- ✓ 1.821,2 milioni per le vendite di gas.

Rispetto al 2009 la società ha registrato un decremento di 840,9 milioni imputabile principalmente a ai minori quantitativi di energia venduti ai clienti business.

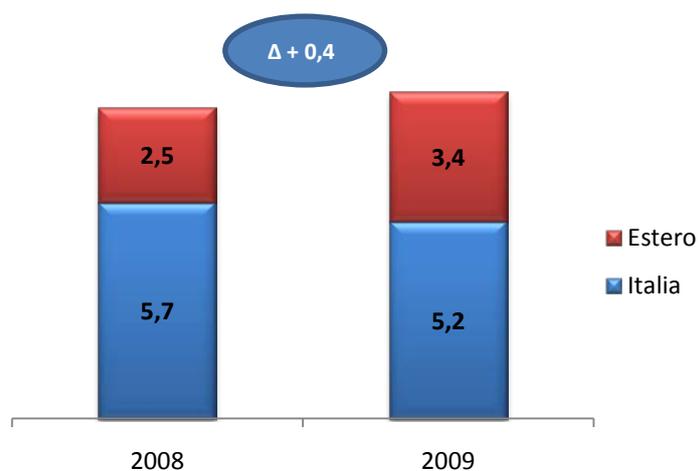
¹⁹⁵ Comunicato stampa Enel: Finalizzata la cessione a F2i e AXA Private Equity dell’80% di Enel Rete Gas, 30/09/2009.

¹⁹⁶ Comunicato stampa Enel: Finalizzata la cessione a F2i e AXA Private Equity dell’80% di Enel Rete Gas, 30/09/2009

¹⁹⁷ Variazione di cash flow derivante da gestione operativa pari a circa €65 miliardi.

¹⁹⁸ Bilancio consolidato Enel 2010

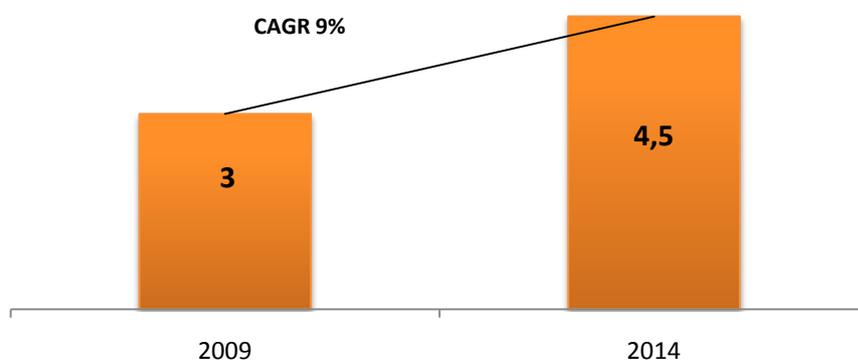
Grafico 2.30: Variazione vendite gas totali (miliardi di metri cubi)



Fonte: Bilancio consolidato Enel 2010

Dal piano industriale 2010-2014, emerge invece che l'obiettivo per il 2014 è di aumentare le vendite di gas sul mercato libero fino a 4,5 milioni di clienti.

Grafico 2.31: Milioni di clienti sul libero mercato secondo piano strategico (Mn)



Fonte: Piano Strategico 2010-2014

Il gas venduto nel 2010 ai clienti finali ammonta a 5.503 milioni di metri cubi, con una variazione positiva di 334 milioni rispetto all'anno precedente, principalmente grazie ai clienti mass market. Il numero di clienti ha invece registrato un aumento pari a circa 0,1 milioni di unità.

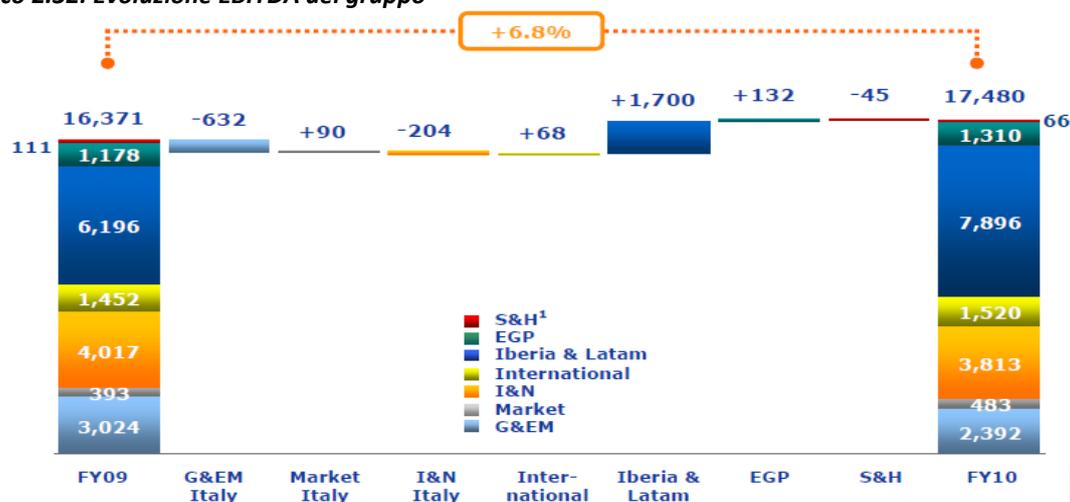
Tabella 2.7: Portafoglio clienti Enel e vendite di gas

Volumi venduti di gas	2010	2009	Δ 2010-2009	Δ %
Clienci mass market	3.718	3.301	417	12,6%
Clienci business	1.785	1.868	(83)	-4,4%
Totale	5.503	5.169	334	6,5%
Numero medio clienti	2.902.739	2.773.370	129.369	4,7%

Fonte: Bilancio Consolidato Enel 2010

All'interno del gruppo, le vendite del gas in Italia rientrano insieme a quelle dell'energia elettrica nella Divisione Mercato, che ha pesato nel 2010 sull'EBITDA per 483 milioni di euro, ossia ne rappresenta quasi il 28%. Bisogna considerare in questo la vendita della maggioranza di Enel Rete Gas (distribuzione primaria) e il conseguente cambiamento relativo ai criteri di registrazione: come già detto si è passati dal metodo integrale a quello del patrimonio netto.

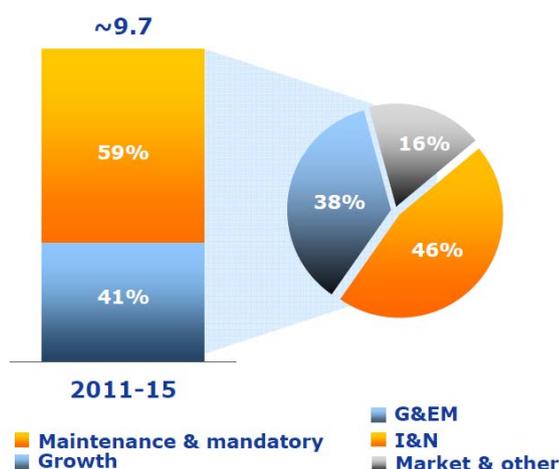
Grafico 2.32: Evoluzione EBITDA del gruppo



Divisione mercato Italia	2009	2010	%
Ricavi	20,330	18,697	-8
EBITDA	393	483	+22.9
EBIT	10	58	+480.0
Capex	80	62	-22.5

Fonte: Bilancio Condolidato

Grafico 2.33: Investimenti domestici



Fonte: Piano strategico 2011-2014

2.11.3. Edison S.p.A.: Edison Stocaggi, Edison D.G. Edison Energia

Edison è una società italiana per la produzione, importazione e vendita di energia elettrica e gas. Con 13,2 miliardi di metri cubi di gas naturale venduti nel 2009, di origine nazionale o estera, copre più del 17% della domanda totale.¹⁹⁹

Attraverso la rete di cui è diretta proprietaria e attraverso appositi accordi per l'attività di trasmissioni (TPA), Edison si rivolge tanto ai clienti finali, quanto a quelli industriali e alle centrali termoelettriche.

Tabella 2. 3: Swot analysis Edison

Punti di forza	Debolezze
<ul style="list-style-type: none"> • Posizione di leadership nel mercato • Portafoglio equilibrato di asset di generazione <p>Presenza trasversale lungo la catena del valore</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Concentrazione delle operazioni in Italia • Significativo indebitamento
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> • Acquisizione di AMG Gas • Stabilimento di ElpEdison • Contratto per la concessione di Abu Qir Hydrocarbon in Egitto 	<ul style="list-style-type: none"> • Leggi ambientali • Competizione • Scarse concessioni idroelettriche

Fonte: Datamonitor

¹⁹⁹ A dicembre 2009 le riserve ammontavano a 56,1 miliardo di metri cubi

Nello specifico per il settore del gas, la società è impegnata nell'attività di approvvigionamento, trasporto, distribuzione, stoccaggio, rigassificazione e vendita del gas naturale (sempre comprese le attività ancillari alla commercializzazione).

Il business del gas viene contabilizzato all'interno della filiera degli idrocarburi, che ha registrato tra il 2009 e il 2010 un aumento del 21,2% in termini di ricavi di vendita. Le vendite hanno infatti generato ricavi pari a €5.040 milioni in aumento rispetto ai €4.158 dell'anno precedente.²⁰⁰

Nei risultati del 2010 sono evidenti le criticità della compra-vendita del gas che ha visto l'azzeramento dei margini unitari di vendita. Pur avvantaggiandosi dell'indipendenza raggiunta nelle attività di approvvigionamento, la società ha patito la competizione sui prezzi legata all'eccesso di offerta e alla grande disponibilità di volumi di gas spot a prezzi più bassi rispetto a quelli dei contratti take or pay. Per ristabilire la redditività Edison ha avviato rinegoziazioni o arbitrati con i propri fornitori, che stanno proseguendo con l'obiettivo di far valere il diritto di ottenere margini adeguati agli impegni di take or pay assunti e ricondurli a condizioni di economicità.

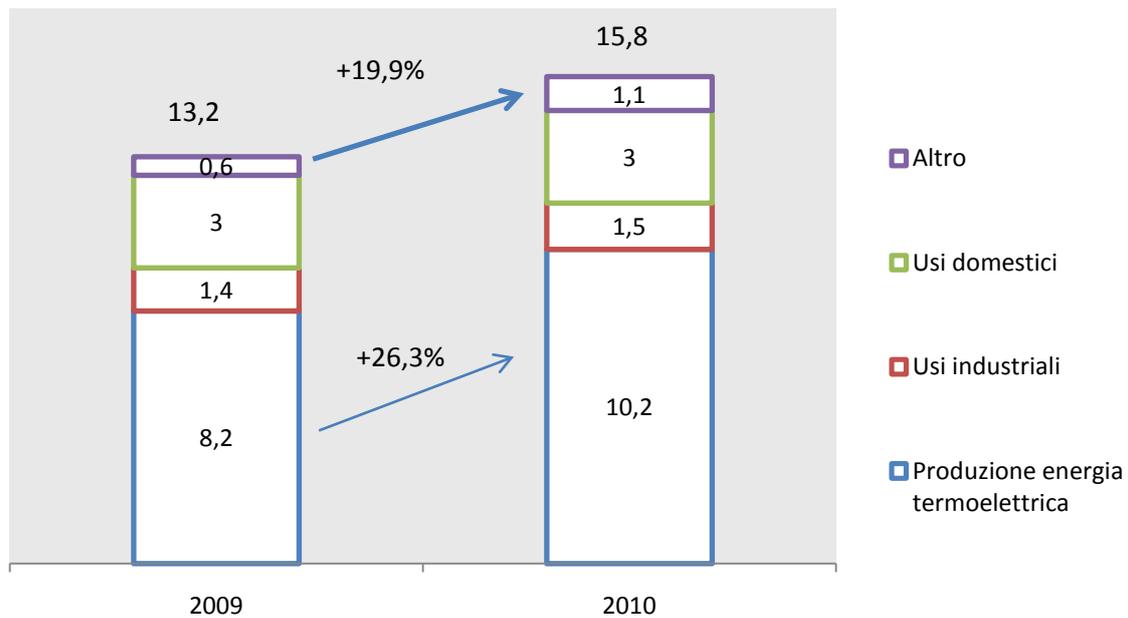
Questa situazione negativa è stata bilanciata dall'attività di E&P che ha beneficiato di uno scenario petrolifero positivo e del contributo delle attività estere.

Nel 2010, i quantitativi venduti in Italia hanno registrato un aumento del 19,9%, dovuto principalmente al maggior utilizzo del gas nella generazione di energia termoelettrica e soprattutto alla disponibilità di maggiori volumi rigassificati presso il Terminale LGN. Le uniche vendite a registrare un calo pari al 2,2% sono state quelle per usi civili (la cui riduzione ha avuto un peso negativo anche sull'EBITDA).²⁰¹

²⁰⁰ Edison: Presentazione Full Year 2010 Results

²⁰¹ Edison: Presentazione Full Year 2010 Results

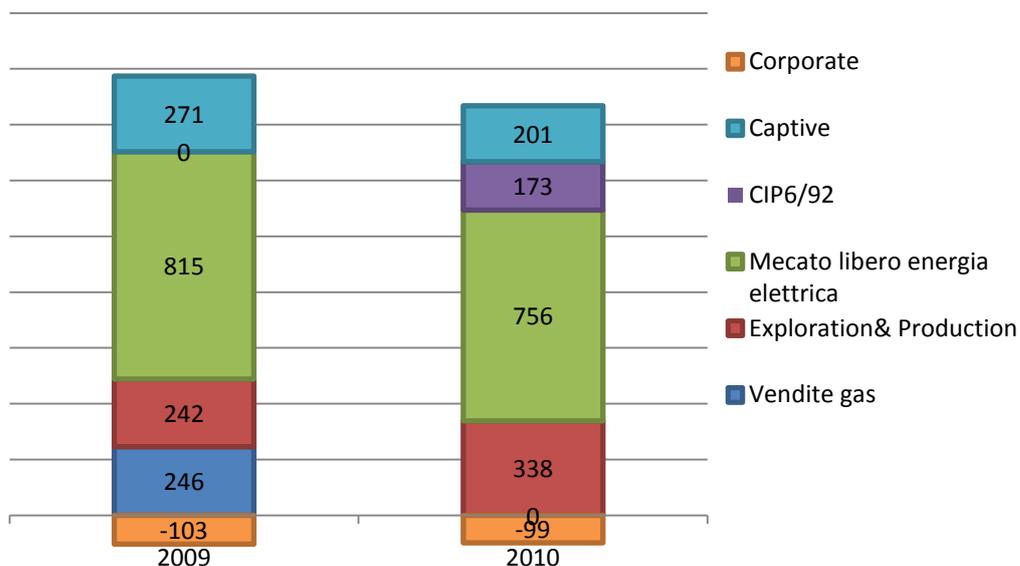
Grafico 2.34: Utilizzo gas in Italia miliardi di metri cubi



Edison: Presentazione Fonte: Full Year 2010 Results

Il margine operativo lordo adjusted (EBITDA adjusted) della società ha raggiunto nel 2010 un valore pari a € .368 milioni. I valori adjusted derivano dalla riclassificazione dei risultati delle coperture su brent e cambi associati ai contratti per l'importazione di gas. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas medesimo.

Grafico 2.35: EBITDA adjusted

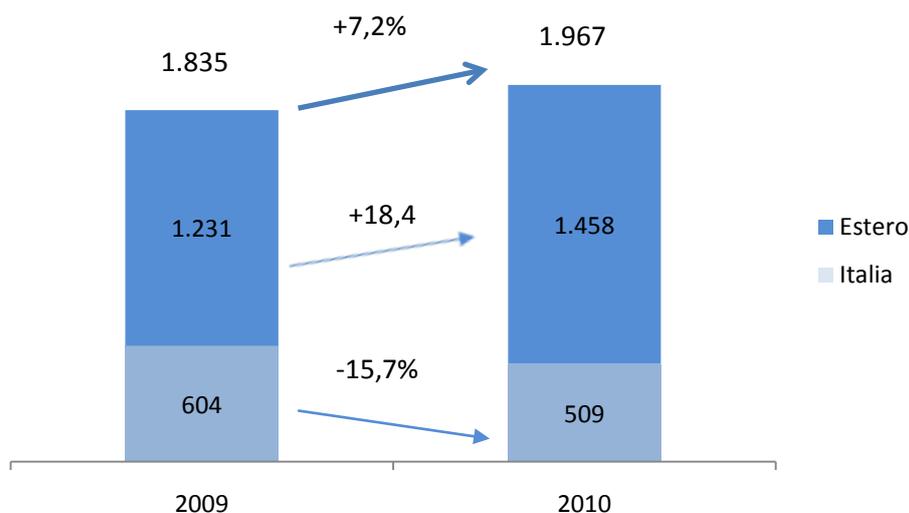


Fonte: Presentazione Full Year 2010 Results

La riduzione di €102 milioni registrata nel 2010 rispetto al 2009 ha la sua origine in una serie di eventi relativi alle diverse aree che concorrono per determinare il valore dell'EBITDA. Per quanto riguarda l'attività di Exploration and Production del gas, l'aumento del MOL adj. di €96 milioni è dovuto principalmente ai campi di produzione esteri, come il campo off-shore in Egitto (Rosetta) in cui Edison partecipa per il 10% e la concessione di Abu Qir. Insieme hanno più che compensato la dinamica di naturale declino delle produzioni dei campi in Italia.

L'aumento delle importazioni è derivato anche in conseguenza della piena disponibilità dei volumi di GNL che vengono rigassificati presso il Terminale di Rovigo. In realtà, le variazioni positive di importazione di GNL si contrappongono alle variazioni negative delle importazioni tramite gasdotti che derivano dalla sottoscrizione dei contratti di lungo termine (-11,6%), a fronte della grande disponibilità di gas spot sui principali mercati europei a prezzi più bassi rispetto a quelli dei tradizionali contratti di acquisto.

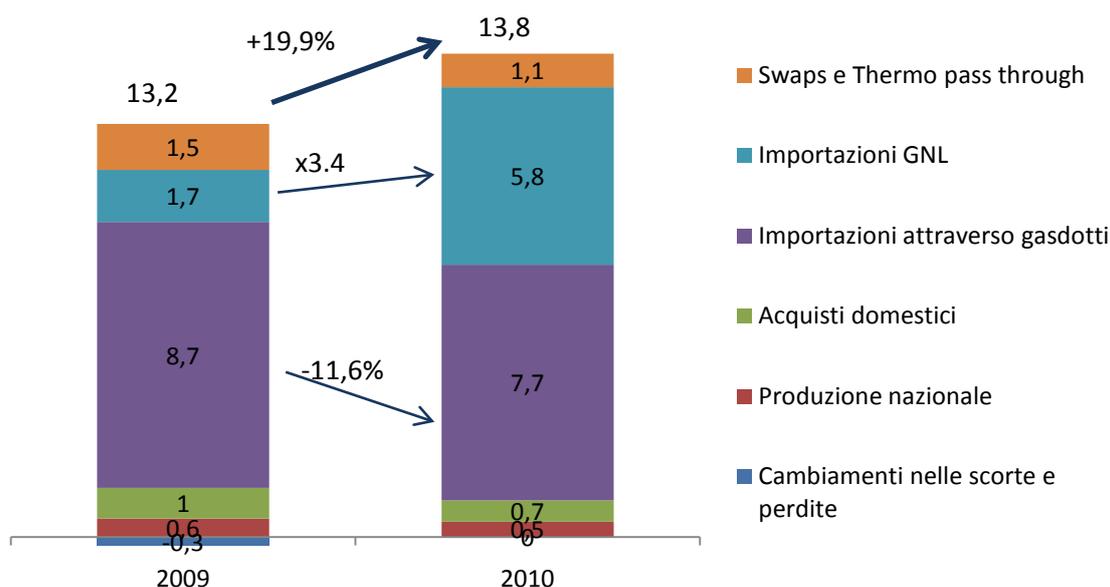
Grafico 2.36: Produzione per paese(milioni di metri cubi)



Fonte: Presentazione Full Year 2010 Results

Tra i punti di forza della società figura anche la capacità di disporre di un portafoglio equilibrato di asset di generazione sia dal punto di vista delle fonti di cui può disporre sia dai luoghi di provenienza delle fonti stesse.

Grafico 2.37 : Fonti di produzione



Fonte: Presentazione Full Year 2010 Results

Come detto in precedenza, per le attività di approvvigionamento, la società si sta rivolgendo sempre più al contesto internazionale per limitare la propria dipendenza dalle ormai scarse risorse nazionali.

Per potenziare le attività di approvvigionamento sono necessari investimenti. Nel 2010, € 193 milioni sono stati diretti principalmente al potenziamento dei campi egiziani (€ 90 milioni), dove le attività di perforazione e di progetto sono finalizzate alla realizzazione di una nuova piattaforma per il potenziamento di quella esistente.

Per quanto riguarda l'attività di vendita del gas la riduzione del peso della stessa sul valore totale dell' EBITDA adj. È connesso all'effetto scenario e agli alti costi.

Per le attività downstream il gruppo agisce mediante controllate di cui possiede una partecipazione pari al 100%:

- ✓ Edison Stoccaggi per un valore in bilancio pari a 81.497.301
- ✓ Edison D.G. (distribuzione) per un valore di bilancio pari a 460.000
- ✓ Edison Energia per un valore di bilancio pari a 22.000.000

A differenza di Eni ed Enel che puntano principalmente al mantenimento della quota nel mercato retail, tra gli obiettivi di Edison figura la necessità di aumentare i propri clienti del gas naturale a livello nazionale in entrambi i mercati. Come abbiamo detto nei paragrafi precedenti, Edison è presente in tutte le regioni ma non è primo operatore in nessuna di esse; la minaccia principale che affronta la società è imputabile proprio alla pressione

concorrenziale che caratterizza i mercati in cui opera, caratteristica comune dei mercati energetici. La forte concorrenza a cui Edison è soggetta non solo limita la possibilità della società di acquisire quote di mercato, ma può anche comportare l'erosione dei suoi margini di vendita sia nell'energia elettrica e che nel business del gas naturale.

Per guadagnare quote di mercato Edison ha attuato l'acquisizione di AMG Gas: nel marzo 2009, Edison ha acquistato una quota dell'80% di Amg Gas da Amg Energia. Amg Gas è un distributore di gas naturale, che serve oltre 133.000 clienti sul territorio di Palermo e vende 80 milioni di metri cubi di gas l'anno.²⁰²

2.11.4. *Operatori stranieri nel downstream italiano del gas*

Tra i cambiamenti più significativi che hanno caratterizzato il mercato della distribuzione dall'inizio della liberalizzazione, si può annoverare l'ingresso massiccio del gruppo Enel nel mercato retail, realizzatosi con l'acquisizione nel 2002 di Camuzzi Gazometri (allora il secondo operatore del settore), e quello d'importanti operatori europei del comparto energetico, avvenuto attraverso acquisizioni d'impresе nazionali. L'entrata nel settore della distribuzione ha consentito agli operatori stranieri di acquisire gli utenti connessi alle reti di distribuzione e quindi di rafforzare il proprio presidio lungo la filiera del gas.

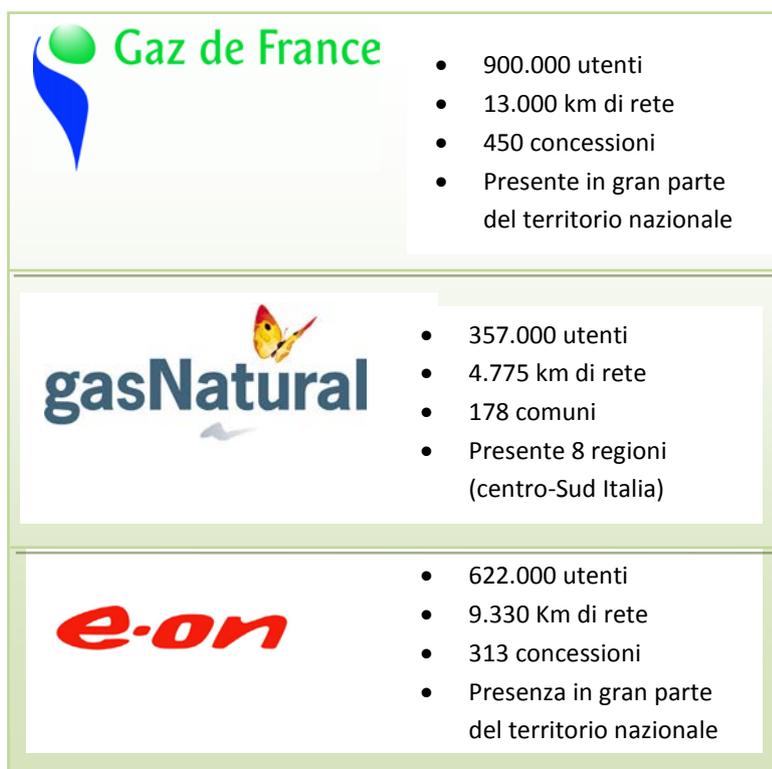
I principali operatori stranieri attivi nella distribuzione di gas naturale in Italia sono:

- Gaz de France (possiede il 40% di Italcogim e il 33% di Arcalgas²⁰³)
- GasNatural
- E.On (controlla Thuga)

²⁰² Rapporto di Sostenibilità Edison 2009

²⁰³ www.bancaditalia.it

Figura 2.3: Principali operatori stranieri attivi nella distribuzione del gas



Fonte: PricewaterhouseCoopers

Per quanto riguarda il gruppo Gaz de France, nel mercato all'ingrosso rappresenta il terzo operatore con 3.871 M(m³) di gas venduto nel 2009, subito dopo Eni, Enel ed Edison.

Estrapolando dai dati conclusioni analitiche, risulta evidente che le dimensioni degli operatori diffusi sul territorio italiano dipendano dalle politiche nazionali e regionali e dal ruolo svolto in prima fila da operatori locali come gestori diretti del servizio.

E.On è il primo operatore in una sola provincia, Italcogim è il primo o secondo operatore in nove province.

3. IL PROGETTO DI LIBERALIZZAZIONE

3.1. L'inizio di un processo di liberalizzazione: Direttiva 98/30/CE

Il processo di liberalizzazione dell'energia è stato concretamente avviato con il Trattato di Maastricht del 1992. Il mercato quale obiettivo di creazione veniva definito come “uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali”.

Quindi, comprendendo l'energia in tutte le sue forme, il trattato ha aperto la strada all'integrazione dei sistemi europei per la creazione di un mercato interno dell'energia e ne ha sottolineato la necessità.

Prima di questo, il settore energetico era stato gestito secondo due direttive contenute nel Libro Bianco sull'energia del 1988:

- ✓ La Direttiva 90/547/CEE del 29 ottobre 1990 per la creazione delle grandi reti di connessione
- ✓ La Direttiva 90/377/CEE del 29 giugno 1990 per la trasparenza dei prezzi del gas e dell'energia elettrica

Inizialmente, quindi, le tematiche riguardanti il gas erano trattate congiuntamente a quelle dell'energia elettrica, ma in un secondo momento a causa di specificità settoriali, quali la natura, le fonti di produzione e la possibilità d'immagazzinamento e di trasporto, si sono rese necessarie discipline distinte, anche se margini di sovrapposizione sono attualmente ancora evidenti.

- ❖ Natura: l'energia elettrica presenta le caratteristiche di servizio pubblico universale, mentre il gas naturale è qualificabile come tale solo nella distribuzione secondaria.
- ❖ Fonti di produzione: l'energia elettrica è prodotta mediante un processo industriale di trasformazione di fonti primarie quale il carbone, l'olio combustibile o lo stesso gas naturale, mentre l'approvvigionamento del gas è una vera e propria attività commerciale.
- ❖ Possibilità d'immagazzinamento e di trasporto: nel settore del gas naturale l'immagazzinamento è fondamentale per avere riserve strategiche e attuare l'attività di bilanciamento, il trasporto dell'elettricità può avvenire anche per

distanze di livello continentale mentre quello del gas naturale ha limiti fisici, sia che implichi l'utilizzo di gasdotti che di metaniere.

Per quanto concerne le analogie, in ciascuno dei settori permangono situazioni monopolistiche sia legali che di fatto e problemi di accesso alla rete relativi alla questione della proprietà e della gestione.

La liberalizzazione dell'uno senza quella dell'altro ostacola la possibilità di realizzare un mercato dell'energia globalmente e unitariamente inteso: la realizzazione di quanto disposto dalla Direttiva 96/92/CE (in merito alla liberalizzazione del mercato elettrico) non poteva essere attuato senza l'apertura del mercato del metano, perché l'accesso al comparto dell'elettricità e, più in particolare, alla produzione di energia termoelettrica è condizionato dall'ingresso in quello del gas. Per entrare sul primo mercato, non si potrà evitare di accedere preliminarmente al secondo.

La Direttiva 98/30 rappresenta la presa di coscienza delle differenze strutturali tra i settori e della loro complementarità.²⁰⁴ Con questa, l'Unione Europea ha indicato le linee guida per la definizione di un mercato interno del gas naturale all'insegna della concorrenza, disciplinando con regole comuni l'organizzazione e il funzionamento del settore, la trasmissione, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio delle autorizzazioni.

Tra i principi alla base della direttiva abbiamo:

1. La possibilità per gli Stati membri di imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico.
2. le condizioni necessarie per sviluppare gradualmente un sistema di "gas to gas competition", in virtù del quale i soggetti attivi nell'approvvigionamento di gas naturale siano in grado di rifornire gli utenti primari su scala internazionale e in qualunque area siano stabiliti.
3. la possibilità di far transitare sulle reti esistenti il gas naturale liberamente acquisito dai clienti c.d. idonei, quelli cioè autorizzati a stipulare liberamente contratti di fornitura di gas.
4. il rispetto del principio di sussidiarietà, in omaggio al quale, gli Stati membri rimangono liberi di scegliere le modalità attraverso cui procedere alla realizzazione del mercato interno.

²⁰⁴ La normativa comunitaria per il gas naturale: la direttiva 98/30/CE

- I punti della Direttiva erano limitati alla determinazione delle linee guida cui i sistemi nazionali dovevano ispirarsi, tenuto conto che i paesi presentavano/presentano notevoli differenze a proposito di problemi di monopolio (legale o di fatto), grado di soddisfazione
5. la possibilità di sottoporre a tariffe regolamentate la quota di mercato non aperta alla concorrenza.
 6. la separazione delle attività di trasporto, distribuzione e deposito per le imprese

Il presupposto nella redazione della direttiva era che tutti i principi indicati fossero attuati tenendo conto sia dell'interesse generale di ogni Stato in termini di metanizzazione del territorio, sia delle specificità del singolo mercato in relazione al grado di metanizzazione, di sviluppo atteso dei fabbisogni, della modalità di copertura e del grado di dipendenza dall'estero.

Il Servizio Pubblico è un'attività oggettivamente non economica, suscettibile di essere organizzata in forma d'impresa. Attualmente, la definizione riconosciuta è quella oggettiva, secondo cui un servizio pubblico è tale non se viene erogato dalla pubblica amministrazione, ma se risponde alla pubblica utilità e al pubblico interesse.

Articolo 43 della Costituzione italiana: "A fini di utilità generale la legge può riservare originariamente o trasferire, mediante espropriazione e salvo indennizzo, allo Stato, a enti pubblici o a comunità di lavoratori o di utenti determinate imprese o categorie d'imprese, che si riferiscano a servizi pubblici essenziali o a fonti di energia o a situazioni di monopolio e abbiano carattere di preminente interesse generale".

L'idea di base era che gli obblighi di servizio pubblico potessero essere riferiti anche al settore del gas nella misura in cui questi non intaccassero la sicurezza degli approvvigionamenti o la protezione del consumatore e dell'ambiente e che in tal caso si garantisse efficienza attraverso lo sviluppo della concorrenza.²⁰⁵

Tra gli obiettivi della direttiva ovviamente in primis figura la liberalizzazione del settore finalizzata alla realizzazione di un mercato unico e concorrenziale del gas, attraverso l'aumento dell'efficienza del sistema e la riduzione dei prezzi e delle tariffe per l'allineamento agli effettivi costi del servizio e ai prezzi di mercato delle fonti succedanee.

²⁰⁵ V. CIOFFO, Considerazioni in merito al settore del gas metano e al provvedimento n. 5472 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Rivista Amministrativa della Repubblica Italiana, fasc.2, 1998, p. 199; J. VICKERS, G. YARROW, Privatization: an Economic Analysis, Cambridge Mass, MIT Press, 1988.

La riduzione dei costi e l'orientamento al mercato avrebbero dovuto garantire un maggior afflusso d'investimenti privati, contribuendo alla crescita economica e allo sviluppo del settore.

In relazione agli obiettivi individuati dalla direttiva, una maggiore attenzione per i singoli mercati nazionali e per la crescente integrazione implica non solo il controllo per le posizioni dominanti nelle nazioni e dei metodi per il loro sfruttamento, ma anche per garantire il miglioramento delle condizioni competitive delle imprese nazionali sul mercato europeo. La direttiva tende ad abbattere le barriere all'entrata riconoscendo il diritto di accesso alle reti, lo stimolo a una maggiore connessione tra i sistemi nazionali e l'aumento della contendibilità dei mercati, dominati dagli operatori integrati.

La Direttiva è anche diretta a incentivare meccanismi di adeguamento tra i diversi livelli qualitativi nazionali per raggiungere standard comuni e generare un processo di modernizzazione, questo con il fine ultimo di ottenere una maggiore economicità e redditività dei servizi offerti nell'interesse dei consumatori. È anche volta a favorire l'ingresso del capitale privato, attraverso una trasformazione del contesto istituzionale ed economico, sviluppando la libertà d'impresa e la concorrenza. Uno dei mezzi con cui punta al raggiungimento di quest'ultimo obiettivo è l'eliminazione dei monopoli e la possibilità di scegliere diverse soluzioni, impone agli stati di adottare una procedura di aggiudicazione relativa alla costruzione e alla gestione tra quelle appositamente previste in modo che si rispettino criteri oggettivi e non discriminatori.

Gli operatori sono liberi di costruire le infrastrutture di competenza in modo da creare le condizioni per la realizzazione di un mercato interno integrato, omogeneo e compatibile con le specificità nazionali. Sono stati previsti degli standard tecnici per assicurare l'interoperabilità dei sistemi: si prevedono norme ad hoc per i requisiti minimi di progettazione tecnica e di funzionamento per la connessione al sistema degli impianti di GNL, dei siti di stoccaggio, dei sistemi di trasporto e di distribuzione e delle linee dirette.

L'aspetto principale messo in rilievo per la prima volta dalla direttiva quale ostacolo alle imprese integrate per l'abuso della propria posizione dominante è l'obbligo di mantenere il segreto sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso dello svolgimento delle varie attività. Tale posizione non operava in maniera assoluta nei confronti delle imprese di fornitura e distribuzione dovendo queste fornire ogni informazione utile a garantire che il trasporto di gas avvenisse in maniera compatibile con il funzionamento del sistema interconnesso.

Per ottenere gli obiettivi che la direttiva si era prefigurata, fondamentale era la separazione contabile delle singole attività della filiera del gas. Inoltre gli Stati membri, in qualità di “controllori” del lineare sviluppo concorrenziale, si sono visti riconoscere il diritto di accedere, per lo svolgimento delle rispettive funzioni, alla contabilità aziendale: era previsto, infatti, che potessero disporre delle informazioni necessarie a verificare i costi delle attività che si svolgono in concorrenza o in regime regolato, soprattutto per esprimere la propria posizione rispetto all’Autorità nazionale in caso di controversie, imponendo anche agli stessi un obbligo di riservatezza. Nessun obbligo era previsto nei confronti dei terzi o dei concorrenti.

Per assicurare la trasparenza informativa, la direttiva prevedeva la redazione, la revisione e la pubblicazione dei conti annuali sulle società di capitali, secondo le norme di diritto interno. Quanto alle società che non sono tenute alla pubblicazione dei dati contabili, la Direttiva prevedeva che fosse tenuta a disposizione del pubblico una copia degli stessi conti. Per evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e altre distorsioni della concorrenza, riconosceva il principio dell’*unbundling* contabile: le imprese dovevano tenere conti separati per ciascun’attività, in coerenza con le disposizioni della direttiva relative alla separazione tra attività di trasporto, distribuzione e deposito. A dispetto di tutto ciò la direttiva non parlava di separazione gestionale o proprietaria, generando il dubbio nei paesi destinatari.

L’accesso alle infrastrutture è indicato dalla direttiva quale diritto da tutelare nei confronti dei terzi sia intesi come clienti, affinché possano scegliere liberamente il proprio fornitore, che come nuovi entranti. Per fare questo bisognava creare un mercato europeo all’interno del quale far circolare liberamente il gas attraverso un sistema di reti transnazionali il più possibile interconnesse. La direttiva considerava la necessità di tener conto della diversità delle strutture e delle specificità dei sistemi nei diversi Stati membri, autorizzando procedure differenti per l’accesso al sistema da gestire secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori. Il capitolo VI (Accesso al sistema) prevedeva che il TPA potesse essere negoziato tra le parti o attuato attraverso regolamento; in entrambi i casi, il diritto di accesso alla rete non poteva essere negato.

In caso di accesso alla rete mediante regolato, gli Stati avevano l’obbligo di adottare le misure necessarie affinché le imprese di gas naturale e i clienti idonei potessero attuare il processo di negoziazione, mediante tariffe prefissate e pubblicate, o mediante termini e obblighi per l’utilizzo del sistema²⁰⁶.

²⁰⁶ Art. 16

Nel caso di accesso negoziato, le parti dovevano negoziare l'accesso in buona fede senza sfruttare il potere negoziale per ostacolare il risultato. Perché questo potesse essere garantito, si prevedeva che gli Stati sviluppassero meccanismi adeguati.²⁰⁷

Si sottolinea ancora l'obbligo d'informazione cui erano soggette le imprese, concretizzato nell'obbligo di pubblicazione annuale delle principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema (ad esempio i costi d'interconnessione)²⁰⁸. Questi risultano dai termini economici dei contratti di vettoriamento.²⁰⁹

La scelta dell'accesso regolato ha comportato due vantaggi agli Stati che l'hanno adottata:

- da un lato consente un maggior controllo dell'uso della rete da parte delle Autorità competenti e la fissazione delle tariffe di vettoriamento;
- dall'altro garantisce il pari trattamento dei clienti interessati.

Per quanto riguarda il secondo punto, la direttiva stabiliva che l'accesso dovesse essere concesso a chiunque ne facesse richiesta. Nell'accesso regolamentato, tale diritto per i clienti idonei può essere conferito consentendo loro di stipulare contratti di fornitura con imprese di gas naturali concorrenti diverse dal proprietario e/o gestore del sistema o dall'impresa collegata.²¹⁰

Sono stati previsti, anche, dei casi in cui l'accesso poteva essere rifiutato:

- 1) se il richiedente non disponeva della capacità necessaria
- 2) se l'accesso al sistema impediva alle imprese di gas naturale di adempiere agli obblighi di servizio pubblico.
- 3) Se i richiedenti versavano in gravi difficoltà economiche e finanziarie.

Era previsto che le controversie fossero regolate dalle Autorità indipendenti dei singoli Stati, da essi designate.²¹¹

Secondo l'art.18, toccava agli Stati individuare i clienti idonei e pubblicare ogni anno i criteri per la loro definizione. Tra le categorie che questi dovevano individuare, era tassativamente previsto che rientrassero le utenze termoelettriche, indipendentemente dal livello di consumo annuale, e i clienti finali con livelli di consumo superiore a 25 milioni di metri cubo l'anno su una base di consumo per località.²¹²

²⁰⁷ Art.15 comma 2

²⁰⁸ Art 15

²⁰⁹ Il contratto di Vettoriamento regola i rapporti tra il gestore della rete contraente e il soggetto che usufruisce del servizio di vettoriamento. Il gestore della rete a cui è presentata la richiesta di vettoriamento ne verifica la compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

²¹⁰ Art.16

²¹¹ Art.17

²¹² Art.18 comma2

Tra i clienti “categoricamente” idonei non erano incluse le aziende di distribuzione del GN, ma la Direttiva lasciava la discrezionalità di un loro inserimento agli Stati membri. In questo modo si assicurava un’apertura graduale del mercato del gas naturale caratterizzata da un numero crescente di clienti idonei: gli Stati membri dovevano garantire anche che la definizione desse luogo a un’apertura del mercato graduale, inizialmente pari ad almeno il 20% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale, cinque anni dopo al 28% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale e al 33% dello stesso dieci anni dopo l’entrata in vigore.²¹³ Tali valori rappresentavano le soglie minime di apertura del mercato consentite dalla direttiva.

Questo implica che la Direttiva si limitava a definire le condizioni minime di apertura del mercato, sicché era rimessa alla volontà degli Stati la decisione relativa all’andare oltre le soglie previste.

Perché questa decisione potesse essere assunta dai singoli, era fondamentale che si tenesse conto delle reali condizioni di mercato nazionali, delle ragioni politiche, istituzionali e industriali.

Gli Stati erano anche liberi di definire se regolamentare le tariffe per le medesime imprese nel rispetto del principio di parità di trattamento.²¹⁴ I contratti tra clienti di un altro Stato non potevano essere vietati se il cliente risultava idoneo in entrambi gli Stati; in caso di rifiuto, la Commissione poteva obbligare la fornitura.

Secondo la direttiva, l’individuazione dei clienti idonei rappresentava una condizione necessaria e non sufficiente ad assicurare l’apertura del mercato, era necessario anche che le modalità di accesso al mercato fossero tali da garantire il transito del gas naturale dai clienti sulla rete sino al punto di consumo finale.

L’effettiva apertura e la creazione di una situazione di “gas to gas competition” era quindi garantita dalla definizione dei criteri per l’individuazione dei clienti idonei e dalle modalità di libero accesso alle reti esistenti: la definizione dei clienti idonei e il TPA rappresentavano i pilastri dell’intero processo liberalizzativo.

La direttiva prevedeva anche che in caso d’improvvisi crisi sul mercato o di minaccia all’integrità fisica e alla sicurezza delle persone, attraverso la possibilità di adottare temporaneamente misure di salvaguardia.²¹⁵ Era previsto che in tali circostanze lo Stato comunicasse immediatamente alla Commissione le misure da adottare, che a sua volta

²¹³ Art.18 comma 4

²¹⁴ Art.9

²¹⁵ Art.24 comma 1

poteva abrogarle o modificarle, in caso di distorsione della concorrenza o d'incompatibilità con l'interesse comune.²¹⁶

Deroghe al sistema così come sin qui delineato erano previste per il caso in cui un'impresa di gas naturale fosse o rischiasse di versare in gravi difficoltà economiche a motivo dei suoi obblighi take-or-pay; il discrimen della concessione di deroga era definito dal rispetto della liberalizzazione del settore, dal limite nel tempo e nella portata, dalla trasparenza nonché dal controllo della Commissione.²¹⁷

3.2. L'inizio della liberalizzazione del mercato in Italia e il Decreto Letta

Nell'anno in cui in Europa veniva emanata la direttiva per la liberalizzazione del mercato del gas, l'Italia era caratterizzata come anche altri paesi europei da una situazione di monopolio nelle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione secondaria, dove operavano numerose imprese in situazione di monopolio locale con quote di mercato piuttosto differenziate.

In Italia il fabbisogno totale per il 1998 ammontava a 62 miliardi di m³ circa, di cui il 30% soddisfatto con produzione interna e il 70% tramite importazioni. L'89% della produzione interna era effettuato da Agip, ex società del gruppo Eni, del restante 11% il 9,5% della produzione veniva effettuata da Edison gas. Per quanto riguardava le importazioni invece, Snam ne soddisfaceva circa il 90%, mentre la maggior parte del restante 10% era attuata da Enel.²¹⁸ Questi dati dimostrano come nel 1998 il 90% dell'approvvigionamento nazionale fosse nelle mani di Eni, ancora controllata dal Ministero del Tesoro, nonostante fosse già stato collocato sul mercato il 64,6% del capitale sociale. A questa situazione va sommata quella del trasporto, del dispacciamento, dello stoccaggio, della distribuzione primaria ai clienti industriali e termoelettrici e della vendita ai clienti locali (tramite Italgas), dove il ruolo di Snam era (ed è) predominante, grazie alla proprietà delle infrastrutture di importazione.²¹⁹

In Italia la direttiva 98/30 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, richiedendo il rispetto di alcuni principi direttivi, è stata attuata a seguito dell'art.41 della legge delega n.144/99, che prevedeva l'emanazione di un decreto legislativo, concretizzata nel Decreto Legislativo del 23 maggio 2000 n. 164, meglio noto come Decreto Letta, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 142 del 20 giugno 2000.

²¹⁶ Art.24 comma 3

²¹⁷ Art.25

²¹⁸ www.confindustria.it

²¹⁹ LA PROPOSTA DI LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS IN ITALIA Nota dal C.S.C. 29 Marzo 2000 di Giovanni Foresti e Marco Malgarini. www.confindustria.it

Il concetto principale intorno al quale ruotano tutte le disposizioni stabilite è che sono completamente libere le attività d'importazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale.

“Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere”. ²²⁰

Il decreto rappresenta lo sforzo del legislatore di dettare una disciplina organica delle attività che compongono la filiera del gas.

Gli interventi principali in attuazione del principio di liberalizzazione hanno riguardato la separazione contabile e societaria, ossia, mentre prima dell'emanazione la distribuzione e la vendita potevano essere realizzate dalla medesima società, all'uscita del decreto sono state separate societariamente.

Tra le altre definizioni è possibile annoverare la fissazione di regole per le varie fasi produttive, il ruolo attribuito all'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'artigianato (MICA), le condizioni di reciprocità.

3.2.1. *Approvvigionamento*

Come sappiamo nell'approvvigionamento sono comprese sia l'attività di produzione che quella d'importazione.

L'attività di produzione (coltivazione) viene definita ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera h) del decreto legislativo n.164/00 quale estrazione di gas naturale dai giacimenti.

Il territorio italiano non è particolarmente ricco di idrocarburi, nonostante ciò il decreto in questione ha definito degli incentivi e delle agevolazioni per le attività di prospezione geofisica relative ai nuovi giacimenti.

Per quanto concerne l'attività d'importazione, l'art. 3 del decreto ha previsto l'adozione di due discipline distinte a seconda che si trattasse di importazioni da paesi comunitari o importazioni da paesi extra-comunitari (che ai tempi dell'emanazione detenevano il 98% delle riserve mondiali):

- Per le importazioni da paesi extracomunitari, le singole società sono soggette ad autorizzazione ministeriale, che viene concessa sulla base di criteri oggettivi
 - Capacità tecniche
 - Capacità finanziarie
 - Disponibilità di stoccaggio strategico alla sicurezza del sistema

²²⁰ Titolo I Finalità e definizioni art.1 Liberalizzazione del mercato interno del gas naturale

- Capacità, mediante opportuni piani di investimento, di contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema nazionale del gas attraverso infrastrutture di approvvigionamento, trasporto o distribuzione, o attraverso la diversificazione geografica dei Paesi produttori
- Per le importazioni da paesi comunitari, le singole società sono tenute ad adempiere solo obblighi di comunicazione al Ministero.

Il Ministero in questione era il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (MICA), che si occupava di provvedere alla sicurezza, all'economicità e alla programmazione a lungo termine del sistema nazionale del gas; poteva intervenire sul mercato con clausole di salvaguardia nel caso di crisi del mercato dell'energia o rischi per la sicurezza della collettività.

Sempre per le importazioni da paesi extra-europei, si prevede che i contratti di importazione consentano una modulazione stagionale tale da permettere, se necessario, un incremento delle quantità importate giornaliere pari ad almeno il 10% del valore medio giornaliero su base annua.²²¹

Al fine di garantire lo sviluppo della concorrenza, il decreto ha individuato tetti per l'immissione di gas nella rete (la quota massima di gas importabile da ogni singola società), prevedendo anche che il valore massimo scendesse dal 75% del consumo nazionale fino al 61%.²²² L'art. 19 al 3° comma prevedeva anche che tale vincolo decorresse dal 1° gennaio 2002, fino al 31 dicembre 2010 e che dovesse essere rispettato direttamente o per mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, superiore ai quantitativi indicati.

Il fatto che la normativa non imponesse la cessione dei contratti take or pay, ha permesso ad Eni di mantenere la propria posizione leader, senza mai scendere sotto il 60% delle quote di importazione e di rispettare il vincolo semplicemente lasciando a terzi la nuova domanda di gas o aumentando l'autoconsumo.

3.2.2. *Attività di GNL*

L'attività di Gnl comprende le operazioni di scarico, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale liquefatto, che avvengono tramite l'utilizzo di appositi impianti di cui all'articolo 2, comma 1, lettera p) del decreto legislativo n.164/00.

²²¹ Art.3 comma 8

²²² Art.19 comma 3

Le attività a monte, quali quella della liquefazione del gas naturale e del trasporto del Gnl su navi metaniere, non sono soggette a separazione contabile, in quanto svolte al di fuori del territorio nazionale, i relativi costi dovranno confluire nel conto economico dell'attività di importazione.

Per quanto concerne gli obblighi di informazione, devono fornire alle altre imprese esercenti le medesime attività informazioni sufficienti a garantire che queste vengano realizzate in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas.²²³

Anche le infrastrutture di GNL sono soggette ad accesso regolato e tali vincoli posti a carico dei soggetti importatori mirano a garantire la sicurezza energetica nazionale attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e una maggiore integrazione del sistema gas nazionale nel sistema gas europeo. Il rovescio della medaglia è che questi possono però anche avere il risultato di limitare la capacità dei nuovi entranti di competere con l'Eni nella fase di approvvigionamento.

3.2.3. *Trasporto e dispacciamento*

La direttiva 98/39 prevedeva la possibilità per gli stati membri di decidere tra l'adozione dell'accesso regolato o di quello negoziato tra le parti, essendo le attività di trasporto e dispacciamento attività di pubblico servizio.²²⁴

L'Italia mediante l'art. 8 del Decreto 164/00 ha optato per l'accesso regolato: le società operanti in attività libere e di interesse pubblico, quali sono state riconosciute dall'apposito articolo quelle di trasporto e dispacciamento, devono rispettare obblighi di allacciamento e accesso alla rete secondo i criteri e le tariffe stabilite dall'Autorità, garantendo a tutti di svolgere attività di approvvigionamento e vendita a parità di condizioni. L'Autorità nel definire le tariffe deve tener conto dei criteri individuati dal Ministero, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

Le imprese sono tenute ad allacciare gli utenti ove il sistema disponga di idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito con apposita delibera.²²⁵

²²³ Secondo l'art.20 comma 1 questo obbligo vale anche per le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e le imprese di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale

²²⁴ Artt. 15 e 16

²²⁵ Art.8 comma 2

Nonostante queste attività siano state definite come di pubblico interesse, l'art. 24, recependo l'art. 17 della direttiva europea 98/30, prevede dei casi in cui è possibile rifiutare l'accesso;

- se il richiedente non dispone della capacità necessaria,
- se l'accesso al sistema impedisce di svolgere attività di servizio pubblico,
- se dall'accesso derivano gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contratti di tipo take or pay stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE.

In quest'ultimo caso era prevista la possibilità di chiedere una deroga temporanea al Ministero, che deve, acquisito il parere dell'Autorità, essere notificata alla Commissione delle Comunità europee che procede ai sensi dell'art 25 della direttiva 98/30.

In caso di rifiuto definitivo a concedere la deroga, l'impresa è obbligata a fornire l'accesso all'impresa richiedente.

3.2.4. *Stoccaggio*

L'attività di stoccaggio viene definita nell'art. 2 del decreto al comma 1 lettere ff) gg) hh) rispettivamente nelle forme di "stoccaggio di modulazione", "stoccaggio minerario" e "stoccaggio strategico".

Lo "stoccaggio di modulazione" è lo stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e del periodo di punta dei consumi.

Lo "stoccaggio minerario" è fondamentale per garantire a fronte di motivi tecnici o economici lo svolgimento della coltivazione sul territorio italiano.

Lo "stoccaggio strategico" è finalizzato a sopperire in caso di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o in situazioni di crisi nel settore del gas.

Queste differenti tipologie di stoccaggio rientrano all'interno di un "codice di stoccaggio" che definisce le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento di un sistema di stoccaggio.²²⁶

Il quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio, che può essere messo a disposizione e reintegrato per poi essere utilizzato per le differenti tipologie di stoccaggio in tempi più lunghi rispetto a quelli tendenzialmente necessari al mercato e che risulta fondamentale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste per il lineare sviluppo della domanda in termini giornalieri e orari, viene definito "working gas".²²⁷

²²⁶ Art.2 comma 1 lettera f)

²²⁷ Art.2 lettera kk)

Secondo l'art.11, l'attività è svolta in regime di concessione rilasciata dal ministero di durata ventennale ed è soggetta a obblighi di accesso. Affinché l'autorizzazione sia concessa ai richiedenti, questi devono dimostrare di possedere le capacità tecniche, economiche e organizzative per poter svolgere un'attività d'interesse pubblico quale quella di stoccaggio. La concessione viene concordata sentito il comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, dopo aver appurato che le condizioni del giacimento e delle unità geologiche lo consentano.²²⁸

Spettava al Ministero dell'Industria del commercio e dell'artigianato, emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto un decreto ulteriore per disciplinare le concessioni di stoccaggio, stabilendo le modalità di espletamento delle attività, gli obiettivi qualitativi, i poteri di verifica, le conseguenze degli inadempimenti.

I titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno l'obbligo di assicurare e fornire servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui essi dispongono abbia idonea capacità, purché i servizi richiesti dall'utente siano economicamente e tecnicamente realizzabili.²²⁹

Se un soggetto risulta essere titolare di più concessioni ha l'obbligo di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità di stoccaggio di working gas di cui dispone per assicurare l'ottimizzazione delle capacità stesse e la sicurezza del sistema nazionale del gas.

Le capacità di stoccaggio devono essere destinate prioritariamente alle esigenze di coltivazione di giacimenti (stoccaggio minerario) di gas nel territorio nazionale.

Lo stoccaggio strategico e' posto a carico dei soggetti importatori definiti nell'art.3. Lo stoccaggio di modulazione e' a carico dei soggetti che realizzano attività di trasporto e vendita secondo quanto definito dagli artt.17 e 18.

L'art. 23 stabilisce che l'AEEG determina le tariffe per lo stoccaggio in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito. Come per le tariffe di trasporto e dispacciamento, quando si definiscono le tariffe di stoccaggio bisogna tener conto della necessità di non penalizzare aree che sono dotate di una struttura infrastrutturale ridotta. In particolare, le tariffe per lo stoccaggio e l'utilizzo di terminali GNL devono permettere lo sviluppo infrastrutturale assicurando gli incentivi per il potenziamento delle capacità. Nel caso dello stoccaggio è importante considerare il rischio associato alle attività minerarie e della immobilizzazione del gas necessario ad assicurare le prestazioni nel periodo di punta.

²²⁸ secondo le disposizioni della legge 26 aprile 1974, n. 170, come modificata dal presente decreto

²²⁹ Art.12

Se è la stessa società che effettua attività di coltivazione a richiedere la concessione per lo stoccaggio, deve dimostrare l'adeguamento alle norme di separazione contabile, gestionale e societaria della società definite dall'art. 21, il titolare della concessione deve dimostrare al Ministero all'atto della domanda di concessione di stoccaggio il possesso dei requisiti di legge.²³⁰

3.2.5. *Distribuzione*

Ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera n) del decreto legislativo n.164/00 l'attività di distribuzione è definita come "il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti".

L'articolo 14, commi 1 e 4 del decreto legislativo n.164/00 qualifica questa attività come attività di servizio pubblico e in quanto tale viene affidata dagli enti locali esclusivamente mediante gara, i quali, al termine del periodo di affidamento, rientrano nella piena disponibilità delle reti e degli impianti.²³¹

Il metodo prescelto per affidare l'attività di distribuzione è quello della concessione: la concessione differisce dall'appalto. Nel diritto comunitario la distinzione, di tipo economico e non giuridico, si basa su due distinti concetti: il rischio e i destinatari del servizio.

- Nella concessione, l'impresa eroga le proprie prestazioni al pubblico assumendosi direttamente il rischio della gestione del servizio, in quanto la remunerazione, per la parte preponderante proviene dagli utenti mediante la riscossione del prezzo
- Nell'appalto è la stessa amministrazione pubblica che ha indetto il bando di gara ad erogare il servizio, questo vuol dire che le prestazioni dell'azienda non vengono erogate al pubblico, ma all'organizzazione che se ne assume anche il rischio.²³²

Le concessioni hanno durata massima di 12 anni: il confronto concorrenziale si esplica nella fase antecedente all'attribuzione, sulla base delle migliori condizioni economiche, degli standard di qualità e di sicurezza.²³³

²³⁰ Art.11 comma 2

²³¹ L'art. 112 del Testo Unico degli Enti Locali (D.Lgs: 267/00) stabilisce che «Gli enti locali, nell'ambito delle rispettive competenze, provvedono alla gestione dei servizi pubblici che abbiano per oggetto produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali». Il servizio pubblico assume quindi la denominazione di locale quando è caratterizzato dai seguenti elementi:

- imputabilità all'ente locale del servizio;
- oggetto del servizio consistente nella produzione di beni ed attività destinati alla comunità locale;
- scopo consistente nella realizzazione di fini sociali e nella promozione e sviluppo delle comunità locali.

²³² la materia è stata recentemente disciplinata nell'art. 23-bis del d.l.25 giugno 2008 n. 112 riguardo a "l'affidamento e la gestione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica "

²³³ Art.15 comma 9

Le condizioni della fornitura del servizio e degli obiettivi di qualità sono stabiliti dalle autorità locali mediante appositi contratti. Alla scadenza la rete e gli impianti rientreranno in possesso dell'autorità locale.

Gli enti locali riconoscono ai concessionari il diritto di installare, estendere, sviluppare, gestire e mantenere la rete di gasdotti locali nel loro ambito territoriale.²³⁴

L'attività è caratterizzata da obblighi di allacciamento con le tariffe stabilite dall'AEEG, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito. Le imprese di distribuzione svolgono anche attività di dispacciamento sulla propria rete; esse hanno l'obbligo di allacciare i clienti che ne facciano richiesta; l'importante è che coloro che ne facciano richiesta abbiano sede nell'ambito dell'area territoriale alla quale si riferisce l'affidamento sulla base del quale operano, esista la capacità del sistema di stoccaggio e le opere di allacciamento del cliente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con una delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel rispetto degli obblighi di universalità del servizio pubblico.²³⁵

In caso di rifiuto, l'impresa distributrice deve informare l'Autorità in merito alle motivazioni del rifiuto affinché questa possa verificare il rispetto dei criteri previsti. L'Autorità può anche obbligare l'azienda a procedere con l'allacciamento.²³⁶

Il decreto prevede la distinzione tra attività di trasporto e di distribuzione. Nel definirne i confini, si ritiene che rientrino nella definizione di rete di gasdotti locali le condotte e le infrastrutture che siano realizzate in regime di gestione diretta, concessione o affidamento, diretto o mediante gara, da parte degli enti locali, come definiti dall'articolo 14, comma 2 del decreto legislativo n.164/00. Rientrano nei gasdotti locali anche le condotte in alta pressione che nonostante siano realizzate al di fuori dei regimi definiti rispettano uno dei seguenti requisiti:

- trasportino gas odorizzato per gli usi civili connettendo due o più reti distributive locali di un medesimo esercente;
- siano posizionate a valle dei punti di alimentazione e degli impianti di ricezione e prima riduzione, come definiti dalla norma UNI 9167, con funzione prevalente di supporto alla modulazione oraria dei prelievi nel caso di condotte di prima specie e, per le condotte di seconda e terza specie, anche con funzione di trasporto a livello locale e di alimentazione dei prelievi maggiori, come individuato nel decreto

²³⁴ in realtà c'è stato un dibattito relativo alla mancanza di input per gli operatori privati nel applicare manutenzione agli impianti o nel potenziarli a causa della durata troppo breve delle concessioni

²³⁵ Art.16 comma 2

²³⁶ Art.16 comma 3

ministeriale 24 novembre 1984, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 12 del 15 gennaio 1985.²³⁷

Sono di competenza dell'attività di distribuzione, ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n.164/00, le verifiche "postcontatore" da attuare, a fini di incolumità pubblica, agli impianti d'utenza non destinati a servire esclusivamente cicli produttivi industriali o artigianali.

3.2.6. *Vendita*

L'art. 17 prevedeva che a partire dal 1° gennaio 2003 le imprese che intendessero svolgere attività di vendita del gas a clienti finali avrebbero dovuto accreditarsi presso il Ministero.

L'accreditamento può essere rilasciato qualora l'impresa disponga di adeguate capacità tecniche e finanziarie e di un adeguato servizio di modulazione giornaliero, stagionale e di punta dei consumi tramite l'apposito stoccaggio. Si prevedeva quindi che dal 2003 la vendita sarebbe stata soggetta a un regime di autorizzazione sulla base dei criteri di disponibilità di servizi di stoccaggio adeguati, di provenienza del gas e affidabilità di trasporto e di capacità tecniche e finanziarie.

I soggetti cui viene affidata l'attività di vendita devono disporre della capacità di trasporto, stoccaggio e modulazione del gas naturale adeguata alle richieste che devono essere soddisfatte. In caso contrario, la società può sopperire temporaneamente alle richieste superiori a quanto concordato attraverso l'utilizzo di una capacità di trasporto, stoccaggio e modulazione superiore a quanto impegnato, purché si versi ai soggetti che svolgono le connesse attività un corrispettivo determinato dall'Autorità.²³⁸

Fino al giugno del 2003 il servizio di modulazione era stato a carico dei soggetti che svolgono l'attività di trasporto e dispacciamento. A partire dal 2003, i soggetti addetti alla vendita del gas hanno iniziato a fornire ai clienti anche un altro tipo di prestazione: il servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria, in relazione alle richieste dei clienti stessi. I criteri per la determinazione della capacità di stoccaggio associata alla domanda sono gli stessi che vengono stabiliti nell'ambito del codice di stoccaggio.²³⁹

Il gas naturale può essere venduto solo da società che non svolgano altre attività nel settore del gas, (ad eccezione dell'importazione e vendita all'ingrosso). Le attività di distribuzione e

²³⁷ L'UNI (Ente italiano unificazioni) ha pubblicato la norma UNI 9167 riguardo agli "Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Progettazione, costruzione e collaudo" "

²³⁸ Art.18 comma 6

²³⁹ Art.18 comma 4

vendita devono essere separate dal punto di vista societario. Nel caso in cui in una determinata zona non operino imprese autorizzate alla vendita, il Ministero autorizza in modo temporaneo la società di distribuzione a continuare a svolgere anche attività di vendita, quindi ci sarà sempre almeno un venditore in grado di offrire il servizio.²⁴⁰

3.2.7. *I clienti idonei*

Sono definiti clienti idonei coloro che, oltre ad avere accesso al sistema, hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

Sono clienti idonei secondo quanto disposto dall'art.22 comma 1:

- a) le imprese che acquistano il gas per la produzione e cogenerazione di elettricità limitatamente alla quota destinata a tale utilizzo e indipendentemente dal consumo annuale
- b) i clienti finali il cui consumo sia superiore a 200.000 metri cubi di gas l'anno,
- c) i clienti che consumano il gas autoprodotta nel territorio italiano, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana da loro stessi o da società controllate o controllanti o da società sottoposte al controllo di queste ultime
- d) le imprese di distribuzione del gas per il volume di gas consumato dai loro clienti nell'ambito del loro sistema di distribuzione
- e) consorzi e società consortili il cui consumo, anche come somma dei consumi dei singoli componenti, sia superiore a 200.000 metri cubi annui, ammesso che il consumo annuo di ciascun componente sia superiore a 50.000 metri cubi.

L'apertura del mercato è stata totale dal 1° gennaio 2003, in Italia il governo ha preferito procedere velocemente alla liberalizzazione andando oltre i requisiti previsti dalla Direttiva, che prevedeva un'apertura minima del mercato almeno del 33% entro il 2008.²⁴¹

Condizioni di reciprocità

L'art. 33 stabilisce che se una tipologia di clienti è stata dichiarata idonea in Italia, le imprese operanti nel territorio nazionale hanno il diritto di accedere ai sistemi di gas e a concludere contratti di fornitura con tale tipologia di clienti dichiarata idonea in altri Paesi europei e viceversa (reciprocità), per creare un mercato europeo unico del gas.

²⁴⁰ Art.21 comma 4

1.1.1.1.1 ²⁴¹ art.22 Individuazione dei clienti idonei

3.3. Unbundling (art.21)

L'art.41 comma 1 della legge di delega prevedeva che “le imprese integrate nel mercato del gas costituiscano, ove funzionale allo sviluppo del mercato, società separate, e in ogni caso tengano nella loro contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio, e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas, al fine di evitare discriminazioni o distorsioni della concorrenza”.

L'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, in attuazione di quanto disposto dall'art. 41 della legge di delega, richiede:

- la separazione societaria dell'attività di trasporto e dispacciamento da tutte le altre attività del settore del gas ad eccezione dell'attività di stoccaggio;²⁴²
- la separazione societaria dell'attività di distribuzione da tutte le altre attività del settore del gas;²⁴³
- la separazione contabile e gestionale dell'attività di stoccaggio dall'attività di trasporto e dispacciamento;²⁴⁴
- la separazione societaria dell'attività di distribuzione da tutte le altre attività del settore del gas (in deroga a tale previsione le imprese che svolgono nel settore del gas unicamente le attività di distribuzione e vendita e forniscono meno di centomila utenti sono soggette a separazione societaria a partire dall'1 gennaio 2003);²⁴⁵
- la possibilità di effettuare l'attività di vendita unicamente da parte di società che non svolgono nel settore gas altre attività ad eccezione dell'importazione dell'esportazione, della coltivazione e dell'attività di cliente grossista.²⁴⁶

Questo si traduce in diverse modalità di separazione fra le singole attività delle imprese del settore del gas naturale.

1. Unbundling societario: suddivisione delle attività di un'azienda per la creazione di società distinte
2. Unbundling amministrativo: separazione delle attività di un'impresa in unità operative distinte in modo che possano essere gestite da soggetti diversi in maniera indipendente
3. Unbundling contabile: separazione contabile delle differenti aree di attività di un'azienda

²⁴² Art 21 comma 1

²⁴³ Art 21 comma 2

²⁴⁴ Art 21 comma 3

²⁴⁵ Art 21 comma 4

²⁴⁶ Art 21 comma 5

Il fine ultimo della separazione tra le varie attività componenti l'azienda è la garanzia di una maggiore competitività in quegli stessi segmenti d'industria. Inoltre, queste disposizioni rispondono ad esigenze di corretta attribuzione dei costi alle varie attività e di sviluppo concorrenziale dei servizi, in presenza di condizioni di monopolio naturale o di fatto in una o più fasi del ciclo produttivo.

3.3.1. Separazione societaria

La separazione societaria presuppone che uno o più servizi di pubblica utilità o attività del settore del gas debbano essere svolti da un soggetto giuridico distinto ed autonomo, sia esso una società di capitali o una cooperativa, che non svolga altre attività o eroghi altri servizi relativi allo stesso settore. La forma di società di capitali o cooperativa ha la piena ed esclusiva titolarità dei beni e dei rapporti giuridici ad essa facenti capo, per cui opera nel rispetto della normativa civilistica come qualsiasi soggetto imprenditoriale, con obiettivi di economicità e massimizzazione del profitto.

Il decreto legislativo n. 164/00 prevede ampio ricorso alla separazione societaria.

Secondo quanto disposto dall'art.21 devono essere organizzate e gestite in forma societaria le attività di:

- trasporto e dispacciamento;
- distribuzione;
- vendita (salvo che per le attività di importazione, esportazione, coltivazione e attività di cliente grossista).

In caso di attività per cui non è prevista la separazione societaria, come per l'attività di stoccaggio il soggetto che esercita più attività o eroga più servizi nel settore del gas è tenuto alla separazione contabile o amministrativa.²⁴⁷

L'unbundling societario implica una chiara definizione contabile e amministrativa delle attività del settore nel caso di un soggetto integrato verticalmente (unbundling verticale), mentre possono generare dubbi e problemi le attività all'interno del medesimo gruppo (prestazioni "intercompany") e le relazioni tra attività gas e non gas del medesimo soggetto giuridico unbundling orizzontale.

²⁴⁷ Art.21 comma 1 "A decorrere dal 1o gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e' oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che e' comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas"

Dal 1° gennaio 2003, le imprese che nel settore del gas svolgono attività di distribuzione e vendita con meno di centomila clienti finali devono obbligatoriamente separare attività di distribuzione e vendita.

3.3.2. *Separazione gestionale*²⁴⁸

Con la separazione amministrativa, le attività sono dotate di autonomia gestionale e si configurano come “strutture divisionali”.

Una volta individuate le distinte attività realizzate dalla singola impresa, a ciascuna di queste viene attribuita la connotazione di impresa separata nel contesto dello stesso soggetto giuridico e la responsabilità di gestione del patrimonio e di rendicontazione periodica ed annuale.

In questo modo si rispetta il criterio della minimizzazione dei costi nell’approvvigionamento dei beni e dei servizi.

Mediante la separazione amministrativa si consente alle “strutture divisionali” di dotarsi, sia pure entro certi limiti, di comportamenti concorrenziali sul mercato.

3.3.3. *Separazione contabile*

L’art.21 del decreto legislativo n.164/00 traspone nella legislazione nazionale l’articolo 13, comma 3 della direttiva 98/30/CE in merito alla separazione contabile. Questa costituisce parte integrante della separazione gestionale: non può esistere separazione gestionale senza separazione contabile, perché questa contiene specificazioni che completano le informazioni richieste ai fini della regolazione del settore da parte dell’Autorità.

Sono necessarie tanto informazioni di tipo quantitativo, quanto quelle di tipo qualitativo, che sono contenute nella nota integrativa e nella relazione sulla gestione.

Parte delle informazioni quantitative e qualitative è resa disponibile tramite la pubblicazione (deposito) del bilancio anche per consumatori e imprese concorrenti, nel rispetto dell’esigenza di riservatezza dei dati aziendali.

3.3.4. *I soggetti che devono applicare l’*unbundling**

Le norme relative alla separazione societaria e contabile hanno reso significativa la dimensione del gruppo societario.²⁴⁹

²⁴⁸ È la connotazione utilizzata nel decreto legislativo 164/00 diversa dalla connotazione di separazione amministrativa che invece ricorre nella legge n. 481/95

²⁴⁹ Ai sensi dell’ Art. 2359 c.c. il del gruppo societario, inteso come l’insieme di società tra le quali sussistono situazioni

Per quanto invece concerne le norme di separazione contabile, queste si applicano a ogni soggetto giuridico operante in più attività all'interno del settore del gas. L'Autorità ha ritenuto opportuno estendere ai gruppi societari gli obblighi di separazione contabile, nel caso in cui per questi sia previsto l'obbligo di redigere il bilancio consolidato ai sensi del decreto legislativo 9 aprile 1991, n.127 (di seguito: decreto legislativo n.127/91). Inoltre, ha previsto che l'obbligo di separazione contabile del bilancio consolidato non dovesse ricadere sulla capogruppo nel caso in cui già un'altra società da questa controllata avesse provveduto alla redazione di un bilancio consolidato di settore per tutti i soggetti del gruppo operanti in una o più attività del settore del gas definite nel secondo articolo del decreto.

3.3.5. Considerazioni conclusive in merito al prima fase della liberalizzazione del gas

Nonostante il decreto attuasse la direttiva 98/30 prevedendo il ricorso all'unbundling, un tetto per le attività di approvvigionamento e l'estensione dell'idoneità a tutti i clienti, sembrava comunque strutturato in modo che costi eccessivi gravassero sui nuovi competitor. Tra le motivazioni che spingono a sottolineare questo vi è, ad esempio, il rigido sistema autorizzativo previsto per l'importazione da paesi extra-europei, oppure le attribuzioni delle competenze previste per il Ministero e l'AEEG. Il Ministero rappresenta l'organo responsabile per le autorizzazioni in merito ad attività d'importazione, per la determinazione dei criteri necessari affinché l'Autorità possa definire le tariffe da applicare in un sistema di accesso regolato, per il rilascio delle concessioni dello stoccaggio, per l'attività di accreditamento delle imprese che svolgono attività di vendita ai clienti finali, oltre a conservare un ruolo di indirizzo strategico sul sistema del gas.

Comunque, il decreto ha comportato la disarticolazione delle imprese verticalmente integrate, aprendo attraverso i tetti all'importazione la strada ai "new comer". Le imprese pubbliche locali, tradizionalmente caratterizzate da frammentazione operativa e gestionale hanno affrontato la necessità di ristrutturare i modelli di sviluppo. La possibilità di essere competitive offerta dalla liberalizzazione, ha fatto sì che si impegnassero per accrescere l'efficienza e l'economicità nella gestione. Questa situazione ha dato il via al processo di accordi e di alleanze, di cui discusso nei precedenti capitoli, che ha portato alla riduzione del numero di operatori nel segmento downstream contestualmente ad un incremento delle quote di mercato per questi operatori.

3.4. La seconda fase della liberalizzazione: Direttiva 2003/55/CEE

Il 4 agosto del 2003 è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che dal 1° luglio 2004 ha sostituito la Direttiva 98/30/CE, consolidando così la disciplina comunitaria.

La nuova direttiva ha introdotto modifiche rispetto alla disciplina precedente, nell'intento di migliorare il funzionamento del mercato. I punti principali hanno riguardato la garanzia della parità di condizioni, attraverso la riduzione del rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori, e la garanzia di tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie attraverso l'accesso alla rete sulla base di tariffe pubblicate prima della loro entrata in vigore e assicurando la tutela dei diritti dei clienti piccoli e vulnerabili.

Inoltre, prevede la completa apertura alla concorrenza dei mercati nazionali del gas per la realizzazione di un vero mercato interno del gas nell'Unione europea, in quanto la creazione di un mercato unico consente la stimolazione della competitività e il miglioramento della qualità del servizio, garantendo l'utilizzo di prezzi equi e la definizione delle condizioni per permettere ai clienti di individuare il proprio fornitore liberamente.

La direttiva 2003/55/CE prevede disposizioni in materia di:

- organizzazione generale del settore;
- trasporto, stoccaggio e GNL, fornitura e distribuzione;
- separazione e trasparenza della contabilità;
- organizzazione dell'accesso al sistema.

I punti principali, tenendo conto che molte disposizioni erano già state attuate nel Decreto 164/00, riguardano:

- La separazione funzionale e manageriale oltre a quella societaria prevista dalla direttiva del 2000 dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate. In Italia la separazione contabile e societaria era stata sancita con l'art.21 del d. lgs 164/00.
- Deroga a determinate condizioni alla disciplina di accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

Gli Stati membri devono in base alla loro organizzazione istituzionale e al principio di sussidiarietà far sì che le imprese operanti nel settore del gas siano gestite secondo quanto disposto dalla direttiva, per realizzare un mercato concorrenziale sicuro e sostenibile dal

punto di vista ambientale, astenendosi da qualsiasi discriminazione tra le imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.²⁵⁰

Le norme stabilite da questa direttiva non sono riferite semplicemente al gas naturale, ma si applicano anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o da altri tipi di gas, nella misura in cui questi possano essere iniettati nel sistema e trasportati senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.²⁵¹

Per quanto riguarda l'organizzazione generale del settore, comprende norme in materia di obblighi relativi al servizio pubblico e alla tutela dei consumatori, procedure di autorizzazione, di controllo della sicurezza degli approvvigionamenti e di norme tecniche.²⁵²

Le norme relative al rilascio delle autorizzazioni prevedono che siano gli stati membri a definire il sistema di autorizzazioni, in modo coerente con gli obiettivi da raggiungere e il principio di non discriminazione cui deve attenersi l'impresa. Tali criteri sono resi pubblici.²⁵³

Gli stati possono anche rifiutarsi di concedere l'autorizzazione richiesta, purché i motivi di un eventuale rifiuto siano obiettivi e non discriminatori e siano comunicati al richiedente, che può fare ricorso, e alla Commissione.²⁵⁴

Le disposizioni tecniche di sicurezza devono essere elaborate e rese pubbliche, rendendo noti i requisiti minimi di progettazione e di funzionamento per la connessione al funzionamento dei diversi impianti presenti lungo la rete, per garantire l'interoperabilità dei sistemi in modo obiettivo e non discriminatorio. L'art.8 della direttiva 98/30 prevedeva che queste fossero riferite secondo un'apposita procedura informativa.²⁵⁵

Designa la figura del gestore di trasporto nell'art 8 comma 1 come colui che deve:

- a) Gestire, mantenere e sviluppare, rispettando condizioni economiche accettabili, gli impianti, in modo che siano sempre sicuri, affidabili ed efficienti
- b) Evitare comportamenti discriminatori tra gli utenti
- c) Fornire le informazioni di cui gli altri gestori hanno bisogno per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente interconnesso
- d) Fornire tutte le informazioni necessarie per l'accesso al sistema

²⁵⁰ Art.3 comma 1

²⁵¹ Art.2 comma 2

²⁵² art.1 comma 1

²⁵³ Art.6 comma 2

²⁵⁴ Art.6 comma 3

²⁵⁵ Art 6 comma 4

Tali attività sono realizzate in seguito ad autorizzazione da parte dello Stato per un periodo di tempo predefinito dagli stessi stati membri²⁵⁶ e nel rispetto non solo dei principi di separazione societaria, ma anche gestionale e manageriale.

Il gestore del sistema di distribuzione gestisce, mantiene e sviluppa, a condizioni economiche accettabili, un sistema sicuro, affidabile ed efficiente, nel dovuto rispetto dell'ambiente. È tenuto a rispettare gli stessi obblighi informativi e di non discriminazione cui è soggetto il gestore del sistema di trasporto.²⁵⁷

Per i segmenti della fornitura e della distribuzione è previsto dalla direttiva 2003/55/CE che gli Stati membri designino o impongano alle imprese di gas naturale, che possiedono o sono responsabili di impianti di distribuzione, di designare uno o più gestori del sistema di distribuzione.

Anche in questo caso, come nella direttiva precedente è previsto che gli Stati membri nello svolgimento delle proprie funzioni e per garantire lo sviluppo concorrenziale godano del diritto di accedere alle informazioni contabili delle società operanti nel settore.²⁵⁸

Come già accennato all'inizio del paragrafo, la direttiva contiene disposizioni in materia di unbundling riferite alle imprese verticalmente integrate; in particolare è previsto nell'art.17 comma 3 che nella loro contabilità interna le imprese di gas naturale tengano conti separati per ciascuna delle attività di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio, come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati e distorsioni della concorrenza. Queste tengono anche conti che possono essere consolidati per altre attività del settore che non riguardano il trasporto, la distribuzione, il GNL e lo stoccaggio.

Riguardo alla separazione tra attività di vendita nel mercato del gas, attraverso la prima direttiva (Direttiva 98/30), era stato previsto un obbligo minimo di separazione contabile tra le due fasi, con la seconda direttiva invece, era stata riconosciuta l'insufficienza di questo vincolo e promosso un nuovo disegno comunitario che comprendesse l'obbligo di separazione societaria tra le due attività. In questo caso, sempre grazie alla seconda direttiva è previsto che possa essere concessa una deroga da parte degli Stati membri per le imprese di gas che riforniscono meno di 100.000 clienti allacciati.

La separazione societaria ha un impatto diretto sulla tutela dei clienti, che non può essere esplicitata soltanto attraverso la previsione di un apposita disciplina come nel caso dell'art 3

²⁵⁶ Art.7

²⁵⁷ Art.12

²⁵⁸ Art.16

comma 3 che definisce le categorie di clienti più vulnerabili, ma principalmente attraverso lo sviluppo concorrenziale del mercato. Lo sviluppo della concorrenza è a sua volta legato alla creazione di condizioni non discriminatorie e ad una effettiva parità per quanto riguarda l'accesso alla rete.

Per garantire l'accesso alla rete efficiente e non discriminatorio, è necessario rafforzare il carattere di neutralità della rete stessa, risultato ottenibile attraverso l'obbligo di separazione societaria riguardo la gestione delle fasi del trasporto e della distribuzione.

La nuova direttiva rispetto agli interventi precedenti ha fornito indicazioni più precise e imposto una decisa accelerazione al processo intrapreso cinque anni prima tramite la fissazione di date improrogabili per l'apertura completa di tutti i mercati energetici degli Stati membri. Ad esempio, è stato indicato il 1° luglio 2007 come termine entro il quale tutti i mercati interni del gas avrebbero dovuto essere completamente liberalizzati.

Nell'estate del 2004 è stata approvata la legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico (c.d. legge Marzano). Il provvedimento in oggetto definisce le competenze dello Stato e delle Regioni secondo il nuovo Titolo V della Parte II della Costituzione e avvia il completamento della liberalizzazione con l'obiettivo di potenziare l'efficienza dei mercati energetici.

3.5. Terzo pacchetto energia

Il Terzo Pacchetto Energia si compone di cinque misure normative:

1. Regolamento della comunità europea n.713/2009 (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 1–14), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
2. Direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE (“Direttiva Elettricità”) (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 55–93).
3. Direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/Ce ("Direttiva Gas") (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 94–136).
4. Regolamento (CE) n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) n.

1228/2003 ("Regolamento Elettricità") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 15–35).

5. Regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) n. 1775/2005 ("Regolamento Gas") (Gazzetta Ufficiale come legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 36–54).

3.5.1. *Regolamento della comunità europea n.713/2009*

Il Regolamento della comunità europea n.713/2009 prevede, per aumentare la cooperazione tra gli Stati e rimuovere gli ostacoli transfrontalieri per il gas naturale e l'elettricità e per raggiungere gli obiettivi della politica energetica europea, l'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

“L'Agenzia dovrebbe consentire alle autorità nazionali di regolamentazione di intensificare la loro cooperazione a livello comunitario e di partecipare, su base di reciprocità, all'esercizio di funzioni a livello comunitario”.

All'Agenzia sono riconosciuti diversi poteri, tra questi:

- Il potere di intervento nel caso in cui non ci sia accordo di collaborazione tra le misure proposte dai regolatori nazionali
- La possibilità di attribuire ai regolatori nazionali il diritto di imporre sanzioni nel caso in cui non vengano rispettati gli impegni vincolanti
- Garantire l'indipendenza tra i regolatori nazionali e gli interessi industriali o l'intervento del governo
 - Hanno responsabilità sui propri bilanci
- Obbliga i regolatori nazionali dei vari stati membri a cooperare tra loro nel rispetto di quanto disposto dalle direttive 2009/72 e 2009/73 e informare la commissione quando ritiene che la cooperazione non produca i risultati necessari o quando un'autorità nazionale non dia adempimento a quanto disposto dall'agenzia.
 - Tiene debitamente conto dei risultati di tale cooperazione nel formulare pareri, raccomandazioni e decisioni e quando l'Agenzia ritiene che siano necessarie norme vincolanti relative alla suddetta cooperazione, presenta le opportune raccomandazioni alla Commissione.

Siccome l’Agenzia tende ad avere nell’adempimento dei propri compiti una visione d’insieme delle attività delle autorità nazionali di regolamentazione, dovrebbe svolgere anche ruolo consultivo nei confronti della Commissione, delle altre istituzioni comunitarie e delle autorità nazionali di regolamentazione per quanto riguarda le questioni relative agli obiettivi per cui è stata istituita.

3.5.2. *Direttiva 2009/73/CE*

La direttiva del 13 luglio 2009, emanata dal parlamento e dal consiglio europeo, abroga la precedente direttiva 2003/55/CE e dispone in relazione a norme comuni.

Per quanto riguarda i parametri di tutela, la Direttiva 2009/73/CE negli art. 2 e 46 lascia agli Stati membri la facoltà di predisporre misure di salvaguardia per i clienti finali. La legge comunitaria 2009 ha quindi recepito le linee guida della direttiva stabilendo che anche i clienti non civili con consumi inferiori o pari a 50.000 metri cubi annui siano considerati clienti vulnerabili e pertanto meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura.

Tra le misure più controverse relative al terzo pacchetto energia, figura l’unbundling: disciplinato dalla direttiva 2009/72 per quanto riguarda il settore dell’energia elettrica e dalla direttiva 2009/73 per quanto riguarda quello del gas.

Le disposizioni contenute nelle Direttive Elettricità e Gas dovevano essere recepite negli ordinamenti degli Stati membri entro il 3 marzo 2011, mentre un diverso termine è previsto, invece, per le disposizioni di tali Direttive in materia di unbundling: 3 marzo 2012²⁵⁹.

Nonostante il notevole impatto sulla politica liberalizzativa del mercato europeo derivante dalla direttiva precedente (2003/55), a livello comunitario si considerava ancora la presenza di ostacoli che si frapponivano alla libera scelta del consumatore e al libero svolgimento dell’attività aziendale da parte di soggetti diversi all’operatore verticalmente integrato. Tra i limiti principali considerati per la redazione della direttiva si considera l’assenza in tutti gli Stati membri di un accesso non discriminatorio alla rete né un livello di controlli di pari efficacia da parte dei regolatori nazionali. Senza una separazione effettiva delle reti dalle attività di fornitura e di produzione, nella direttiva si è considerato il rischio di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi delle imprese verticalmente integrate nell’investire in misura adeguata nelle proprie reti.

²⁵⁹ art. 9 par 1

La direttiva pone l'accento sulla necessità di una separazione effettiva tra le attività relative alle reti di trasporto e quelle della produzione e fornitura per:

- Evitare che le imprese verticalmente integrate realizzino investimenti nello sviluppo delle reti inferiori a quanto necessario pregiudicando la sicurezza degli approvvigionamenti e il pieno sviluppo della concorrenza nel segmento della produzione e in quello dell'importazione e della fornitura
- Evitare che l'impresa verticalmente integrata possa esercitare delle discriminazioni nell'accesso alla rete nei confronti di soggetti terzi.

3.5.2.1. Third Party Acces

Anche nell'attuale disciplina comunitaria viene sottolineata l'importanza del libero accesso a terzi alle reti del sistema. Come abbiamo visto anche per direttive precedenti, è possibile riscontrare casi di esenzione.

Secondo la legge 239/04 i soggetti che investono in nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti di trasporto, nella costruzione di rigassificatori, di siti di stoccaggio o in potenziamenti delle capacità esistenti dovevano essere esentati dagli obblighi di TPA. La legge prevedeva che tali soggetti fossero esentati dall'applicazione delle tariffe regolamentate e dalla disciplina relativa alla separazione dei sistemi di trasporto e di certificazione dei gestori.

I criteri previsti dall'attuale normativa europea prevedono che l'esenzione debba essere concessa previa valutazioni, come quelle relative alla mancanza di capacità necessaria o agli impatti che lo sviluppo infrastrutturale potrebbe esercitare sullo sviluppo della concorrenza oppure i rischi connessi agli investimenti stessi, che rientrano nelle competenze dei regolatori.

Secondo l'AEEG, nel parere presentato al Parlamento il 20/04/2011, per garantire una piena ed efficiente implementazione della direttiva è importante che compiti come il rilascio dell'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso ai terzi o l'applicazione delle tariffe regolamentate o l'esenzione dalla disciplina relativa alla separazione dei sistemi di trasporto e certificazione dei gestori siano concessi al Regolatore e non al Ministero.

L'autorità di regolamentazione ha infatti tra gli obiettivi quello di "eliminare le restrizioni agli scambi di gas naturale tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasporto

transfrontaliere per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali che potrebbe agevolare la circolazione del gas naturale attraverso la Comunità".²⁶⁰

3.5.2.2. *Unbundling: separazione proprietaria e funzionale*

La direttiva disciplina il mercato interno del gas naturale: è prevista separazione del gestore di trasporto dall'impresa verticalmente integrata.²⁶¹

La Commissione nella redazione delle disposizioni sulla direttiva in merito alla separazione tra il sistema di trasporto e l'impresa integrata ha individuato due forme alternative possibili cui gli stati membri possono far riferimento: la forma di separazione proprietaria e quella di separazione funzionale.

Inoltre, nel caso di separazione proprietaria, agli stati è riconosciuta una duplice alternativa:

- **Ownership Unbundling (OU):** nell'art. 9 comma della Direttiva 2009/73 in merito alla Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori sistemi di trasporto è previsto che entro il 3 marzo 2012 gli Stati membri provvedano alla separazione proprietaria dalle imprese verticalmente integrate che svolgono attività di approvvigionamento/ produzione e vendita dalle società che detengono la proprietà delle reti ed effettuano la gestione delle attività di trasporto
- **Independent System Operator (ISO):** agli Stati membri è concessa la possibilità di non applicare l'art.9 comma 1, bensì l'art.14 dove si prevede di designare un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasporto, ammesso che tale designazione sia approvata dalla Commissione. Le imprese verticalmente integrate possono mantenere la proprietà delle reti, ammesso che affidino la gestione ad un soggetto terzo.

Separazione funzionale

- **Independent Transmission Operator (ITO):** le imprese verticalmente integrate possono mantenere il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Le ultime due soluzioni sono molto più complesse ed onerose della prima.

²⁶⁰ all'art. 40, lettera C) della Direttiva 2009/73

²⁶¹ art.18 capo IV

Inizialmente, la direttiva non avrebbe dovuto contenere distinte opzioni, ma indicare l'ownership unbundling quale soluzione obbligatoria.

Il ricorso alla concessione di scelte alternative è stato dettato principalmente dalla "pressione" esercitata in tal senso dalla Germania e dalla Francia, che sono due dei paesi più influenti tra i paesi membri.

L'articolo 9 della Direttiva 2009/73/CE ribadisce la preferenza del legislatore comunitario per il modello di separazione proprietaria nella misura in cui stabilisce che: "ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasporto agisca in qualità di gestore del sistema di trasporto".

Inoltre, al Capo III, l'art. 14 par.1 della normativa dispone che: "Se il 3 settembre 2009 il sistema di trasporto appartiene ad un'impresa verticalmente integrata, gli Stati membri possono decidere di non applicare l'articolo 9, paragrafo 1 e designare un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasporto". Questo non solo rimarca ulteriormente l'ordine delle preferenze, ma pone anche dei limiti alla libertà d'azione degli stati membri.

- Capo IV art 18 par 9: "L'impresa verticalmente integrata si astiene da qualsiasi azione che impedisca al gestore del sistema di trasporto di ottemperare agli obblighi di cui al presente capitolo o ne pregiudichi l'operato al riguardo e non impone al gestore del sistema di trasporto di chiederle l'autorizzazione di osservare tali obblighi."

- Alle imprese verticalmente integrate proprietarie di un sistema di trasmissione/trasporto non deve in alcun caso essere impedito di prendere le iniziative necessarie per conformarsi al modello di separazione proprietaria.

Il primo caso (OU), implica la fuoriuscita del Gestore da tutti i possibili condizionamenti (gestione, controllo proprietario). Rappresenta chiaramente un modo efficace e stabile per risolvere i conflitti d'interessi e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Per questo motivo il Parlamento europeo ha definito la separazione proprietaria come la soluzione più efficace.²⁶²

Mentre in caso di ricorso alla separazione funzionale (ITO), la scelta prevede il ricorso al gestore di trasporto indipendente.²⁶³ In questo modo le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la

²⁶² Risoluzione del 10 luglio 2007 sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità

²⁶³ Capo IV

proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Tanto nel caso dell' ITO, quanto in quello dell'ISO la direttiva prevede un complesso quadro di disposizioni, che si aggiungono a quelle previste per l'OU in materia di comportamento non discriminatorio e di gestione e sviluppo efficiente dei sistemi di trasporto, sottolineando il bisogno di garantire l'integrazione delle infrastrutture a livello europeo e l'importanza del ruolo centrale ricoperto dall'Autorità di regolazione nazionale quale promotore della concorrenza e titolare di apposite competenze tecniche: all'ITO e all'ISO si applicano tutte le disposizioni previste per l'OU più previsioni appositamente previste per i due modelli alternativi.

L'Autorità deve:

- Verificare ex-ante che le scelte in merito alla struttura organizzativa e agli statuti societari assicurino l'indipendenza effettiva del Gestore della rete quando la modalità prescelta è quella ISO o ITO
- Vigilare sull'operato del Gestore valutandone la professionalità e l'indipendenza effettiva
- Approvare e verificare il piano di sviluppo decennale delle reti, che il gestore deve predisporre tenendo conto non solo delle esigenze di sicurezza, ma anche dei progetti di investimento (impianti di rigassificazione, impianti di stoccaggio, impianti di produzione di energia elettrica e altre reti di trasporto); può anche adottare provvedimenti per l'implementazione d'investimenti non realizzati tempestivamente
 - Le consultazioni prevedono il coinvolgimento di tutti i potenziali utenti.

Dalla cronaca attuale si evince che, a differenza di quanto accaduto nel settore elettrico dove è stato pienamente applicato il regime OU, nel settore del gas la situazione è ancora piuttosto complessa: già nel 2005 Terna è stata oggetto di separazione proprietaria dall'operatore integrato Enel. In realtà, come detto all'inizio del capitolo, esistono delle differenze tra il settore del gas e quello elettrico che spiegano perché al secondo siano state adottate forme normative distinte e siano state concesse delle soluzioni alternative di adeguamento alla disciplina di unbundling.

Tra i compiti dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato figura invece quello di intervenire nel caso in cui i gestori del sistema di trasporto adottino comportamenti anticoncorrenziali a favore dell’impresa integrata, per questo. Secondo l’art 10 comma 5, l’Autorità deve anche attuare un’indagine conoscitiva sull’esistenza di eventuali comportamenti discriminatori nella realizzazione del modello di separazione proprietaria. Occorre notare che i tempi previsti per lo svolgimento dell’istruttoria conoscitiva appaiono non coerenti con quelli previsti dalla direttiva 2009/73/CE per la valutazione da parte della Commissione sul funzionamento del modello adottato nei vari Paesi. Valutazione che dovrebbe concludersi entro il marzo 2013 per consentire di presentare eventuali proposte intese ad assicurare la piena indipendenza effettiva dei gestori dei sistemi di trasporto entro il marzo 2014.

In relazione all’attività di distribuzione, ai gestori dei sistemi di distribuzione viene ripresentato l’obbligo di indipendenza dalle altre attività non connesse alla distribuzione sia sotto il profilo organizzativo che del potere decisionale²⁶⁴.

Perché questo possa essere garantito ai gestori dei sistemi di distribuzione è necessario che :

1. I responsabili dell’amministrazione non facciano parte di strutture dell’impresa integrata che siano quotidianamente impegnate nell’attività di produzione, trasporto e fornitura di gas.
2. Sia garantita l’indipendenza delle persone responsabili dell’amministrazione
3. Il gestore del sistema di distribuzione possa disporre di effettivi poteri decisionali distinti da quelli dell’impresa verticalmente integrata e per questo deve disporre delle risorse necessarie sia come risorse umane che tecniche, finanziarie e materiali. Inoltre, non è consentito alla casa madre dare istruzioni né per le decisioni giornaliere né per quelle “straordinarie”
4. il gestore del sistema di distribuzione deve predisporre un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori, e garantire che ne sia adeguatamente controllata l’osservanza.

Queste previsioni sono rafforzate dal divieto per i gestori di creare confusione attraverso il marchio e le politiche di comunicazione circa l’identità distinta del ramo ‘fornitura’ dell’impresa verticalmente integrata.

Se il gestore del sistema di distribuzione fa parte di un’impresa verticalmente integrata, per evitare che ciò possa falsare la concorrenza le sue attività devono essere controllate

²⁶⁴ Art. 26 comma 1

dall'autorità di regolamentazione o altri organismi competenti. Secondo l'art. 26 comma 1, il gestore del sistema di distribuzione che fa parte di un'impresa verticalmente integrata deve essere indipendente quanto meno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale da altre attività non connesse, anche se queste norme non comportano l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del sistema di distribuzione dall'impresa verticalmente integrata.

Gli Stati membri provvedono affinché le sue attività vengano controllate da autorità di regolamentazione o da altri organismi competenti in modo che esso non possa trarre vantaggio dalla sua integrazione verticale per falsare la concorrenza. In particolare, ai gestori di sistemi di distribuzione verticalmente integrati è fatto divieto di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l'identità distinta del ramo «fornitura» dell'impresa verticalmente integrata.

È possibile, sempre che gli Stati membri lo prevedano che le autorità nazionali classifichino un sistema di distribuzione come un sistema chiuso, nel caso specifico ci si riferisce ad un “sistema che distribuisce gas all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condiviso geograficamente limitato e che non rifornisce i clienti civili”, ammesso che si verifichino specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione siano integrati oppure il sistema distribuisce gas principalmente al proprietario o al gestore del sistema o ad esse collegate²⁶⁵

Il processo di separazione delle attività che compongono la filiera anche in questo caso comprende il processo di separazione contabile; secondo quanto stabilito dal capo IV art. 30 comma 3, le imprese di gas naturale devono tenere conti separati per ciascuna attività così come sarebbero tenute a fare società distinte se queste attività fossero svolte separatamente, con l'intento di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati di risorse tra settori e ostacoli alla concorrenza.

3.6. Schema di decreto legislativo n. 335 per l'adozione della direttiva 2009/73

Attualmente è ancora in discussione al Parlamento lo schema di decreto legislativo per l'attuazione delle Direttive 2009/72, 2009/73 e 2008/92 relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale ed a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE .

²⁶⁵ Art.28 comma 1

Tra i tre modelli indicati, la proposta del Governo italiano prevede l'adesione al modello più conservativo, ossia quello di separazione funzionale ITO, aprendo un vero e proprio dibattito in relazione alle opportunità offerte al mercato dal processo di liberalizzazione che non possono andare sprecate.²⁶⁶

L'art.10 dispone l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012,²⁶⁷ prevedendo anche la possibilità che potesse essere adottato il modello ISO solo dai proprietari di porzioni minori di reti di trasporto con verifica dopo cinque anni da parte dell'Antitrust italiana dell'efficacia del modello adottato per eventuale introduzione di misure da parte del Ministero dello sviluppo economico.

Resta valida, invece, la possibilità, per le imprese verticalmente integrate, di procedere volontariamente alla separazione proprietaria mediante modello OU, mentre non è possibile per le imprese che già operano in regime di separazione proprietaria attuare una diversa modalità di separazione.²⁶⁸

Il decreto si preoccupa della necessità di garantire adeguate prerogative di autonomia ed indipendenza del Gestore rispetto all'impresa verticalmente integrata e per questo motivo stabilisce che il gestore goda di poteri decisionali effettivi e indipendenti per quanto riguarda i beni necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo del sistema di trasporto del gas e del potere di raccogliere fondi sul mercato dei capitali, soprattutto mediante un prestito o aumento di capitale.²⁶⁹ L'attività del gestore deve essere posta in essere nel rispetto dei principi di efficienza, efficacia, sicurezza ed economicità.²⁷⁰

Il decreto riconferma la disposizione per cui né le filiali dell'impresa verticalmente integrata, né il gestore possano detenere partecipazioni dirette o indirette reciprocamente, né ricevere alcun tipo di vantaggio finanziario e tanto meno dividendi.²⁷¹ Eventuali accordi commerciali e finanziari devono essere posti al vaglio dell'AEEG.²⁷²

Per le decisioni relative alla nomina, al rinnovo e alle condizioni di lavoro delle persone responsabili della gestione o dei membri degli organi amministrativi del Gestore provvede l'Organo di sorveglianza.²⁷³

L'Organo di sorveglianza, che viene costituito in seno al Gestore, assume tutte le decisioni più significative, come l'approvazione dei piani finanziari e il livello di indebitamento,

²⁶⁶ Artt. Dal 9 al 26 decreto legislativo n.335

²⁶⁷ In attuazione di quanto disposto dall'art.9 comma 1 direttiva 2009/73

²⁶⁸ Art.10 comma 2

²⁶⁹ Art.12 comma 1

²⁷⁰ Art.12 comma 2

²⁷¹ Art.12 comma 3

²⁷² Art 12 comma 7

²⁷³ Art. 13 comma 1

mentre sono di competenza esclusiva del gestore quelle connesse alle attività quotidiane come quella di gestione della rete di trasporto.²⁷⁴

Per le imprese, che intendono procedere alla separazione proprietaria dei gestori di sistemi di trasporto di gas naturale, sono previste una serie di condizioni:

- l'impresa proprietaria di un sistema di trasporto deve svolgere le funzioni di Gestore del sistema di trasporto;
- la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non possono esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo su un'impresa che svolge l'attività di produzione o di fornitura di gas naturale o di elettricità e allo stesso tempo, direttamente o indirettamente, un controllo o dei diritti su un gestore di un sistema di trasporto di gas o di trasmissione di elettricità o su un sistema di trasporto di gas o di trasmissione di energia elettrica;
- che la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non possono nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa all'interno di un gestore di sistemi di trasporto o di un sistema di trasporto, né esercitare direttamente o indirettamente un controllo o diritti sull'attività di produzione o di fornitura di gas;
- la stessa persona non può essere membro del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente un'impresa, sia all'interno di un'impresa che svolge l'attività di produzione o di fornitura di gas, sia all'interno di un Gestore di sistemi di trasporto o di un sistema di trasporto.

Se le persone giuridiche sono costituite dallo Stato o da un ente pubblico, per i due enti pubblici separati, che rispettivamente esercitano un controllo su un gestore di sistemi di trasporto di gas o su un sistema di trasporto di gas e un controllo su un'impresa che svolge le funzioni di produzione o di fornitura di gas, non sono valide le disposizioni d'incompatibilità.²⁷⁵

Per quanto concerne la scelta ITO, bisogna osservare che, nel contesto di rete italiano è possibile, nonostante sia complesso, valutare il comportamento tenuto da un Gestore del sistema di trasporto. Questo per due motivi: primo perché la rete di trasporto nazionale del gas non presenta rilevanti problemi di congestione e in secondo luogo grazie alla scelta di regime regolato, attualmente previsto per gli impianti di stoccaggio, che consente di gestire il sistema senza dover discriminare tra i diversi operatori del mercato (produttori,

²⁷⁴ Art. 14 comma 1

²⁷⁵ Art.19 comma 3

importatori e shipper in generale). Inoltre, l'esercizio dell'attività di monitoraggio dipende da come i centri di produzione e d'importazione siano distribuiti sulla rete; questo implica che il controllo è comunque gestibile da un soggetto dotato di adeguate competenze tecniche.

Inoltre, suddetta scelta riduce la possibilità di ricorrere a sistemi incentivanti per lo sviluppo della rete e per una gestione dell'accesso non discriminatoria. Il gestore deve, nell'adempimento dei propri compiti, approfondire un impegno maggiore rispetto a quello che sarebbe richiesto nel caso in cui si optasse per l'OU nel controllare eventuali ritardi nello sviluppo della rete e nelle connessioni con i terminali di gassificazione e rigassificazione dei concorrenti dell'operatore verticalmente integrato. Eventuali riduzioni della capacità d'importazione possono essere considerate quale comportamento anti-concorrenziale e dar luogo a sanzioni.

La scelta del modello di ITO rende cruciale il ruolo dell'Autorità come soggetto preposto alla promozione e al controllo dello sviluppo della concorrenza onde evitare che possa essere pregiudicata l'efficacia del modello e l'assicurazione di una separazione effettiva.

L'Autorità deve adempiere a compiti particolarmente gravosi in termini di regolazione e di attività di continua verifica:

- Certificazione ex-ante le capacità del Gestore
- Valutazione di tutte le relazioni, siano esse di natura finanziaria che commerciale, tra il Gestore e l'Impresa integrata

Non a caso alcuni osservatori hanno parlato di una sorta di cogestione delle Autorità nazionali di regolazione nelle attività gestionali e pianificatorie dell'ITO.

Secondo il parere dell'AEEG, se l'assetto di ITO fosse ben disegnato e reso pienamente coerente con quanto previsto nella direttiva, sarebbero presenti sufficienti incentivi per l'impresa verticalmente integrata che è titolare del sistema di trasporto nel decidere di aderire volontariamente al regime dell'OU. Considerando anche il fatto che, non essendo presente un obbligo di cessione, vi è la possibilità di ottenere un'adeguata valorizzazione degli asset.

All'Autorità dovrebbe anche essere assegnato il compito di valutare i requisiti del Gestore di trasporto (nel caso di impresa diversa dalla maggiore) che voglia adottare il modello ISO; al

Ministero è affidato il compito di designare il candidato alla Commissione europea, ma può farlo solo se il candidato Gestore è stato già certificato da parte dell'Autorità.²⁷⁶

Inoltre, l'art.18 definisce la separazione proprietaria dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di stoccaggio che fanno parte di un'impresa verticalmente integrata, in modo tale che siano indipendenti sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale dalle altre attività non connesse al trasporto, alla distribuzione e allo stoccaggio. L'indipendenza dei gestori dei sistemi di distribuzione è invece definita dall'art.23 che stabilisce al primo comma l'indipendenza sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale delle imprese che fanno parte dell'impresa verticalmente integrata dalle altre attività non connesse alla distribuzione del gas.

3.7. Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata istituita con la legge 14 novembre 1995 n.481 in merito alla regolazione per i servizi di pubblica utilità.²⁷⁷ Il compito di questo soggetto è quello di garantire la promozione della concorrenza, nonché dell'efficienza e della qualità dei servizi in condizioni di economicità e di redditività in modo che fossero fruibili su tutto il territorio nazionale in modo omogeneo²⁷⁸. Tra le forme organizzative del nostro ordinamento, l'AEEG può essere accumulata a un'agenzia, essendo una struttura che svolge attività di carattere tecnico-operativo di interesse pubblico.

In un contesto in cui i ruoli dello Stato e delle Amministrazioni locali erano stati prefissati dalle normative precedenti, la legge assegna all'Autorità il trasferimento ad essa di tutte le funzioni amministrative esercitate dagli organi statali, dagli enti e dalle amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, ma relative alle sue attribuzioni e alla possibilità di ulteriori attribuzioni in merito alle competenze dalla legge: l'AEEG può esercitare nel gas solo i poteri che le sono esplicitamente attribuiti dalla legge, in quanto organo di attuazione di indirizzi definiti dall'esecutivo.²⁷⁹

Secondo la legge il governo svolge il ruolo di indirizzo verso l'Autorità indicando il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità: sulla base degli obiettivi fissati

²⁷⁶ Art.17 comma 2

²⁷⁷ Art. 2 comma 1

²⁷⁸ Art.1 comma 1

²⁷⁹ Alessia Menocci (2005), La vigilanza nel settore energetico: Autorità per l'energia elettrica e il gas, in Vigilanze economiche, CEDAM, Padova. Giusti, Mauro Diritti economici

l'AEEG può predisporre il proprio piano tecnico. L'Autorità rispetto alle altre agenzie dell'ordinamento gode di una maggiore autonomia organizzativa, ma le attività che svolge sono tipicamente accumulate dall'elemento tecnico.

Soprattutto in ottica di liberalizzazione e deregulation è opportuno che il procedimento sia il risultato di un processo di transizione che deve essere assistito da un'apposita agenzia, senza trascurare il principio di sussidiarietà e quello di partecipazione.

Non bisogna confondere i piani d'azione dell'AEEG e dell'Antitrust (Autorità garante della concorrenza e del mercato):

- L'AEEG definisce le regole di tipo tecnico-economico che le parti devono rispettare
- L'AGCM interviene nel caso in cui si verifico abusi di posizione dominante e non sia garantito il naturale sviluppo della concorrenza.²⁸⁰

3.7.1. Parere dell'AEEG in merito all'unbundling e all'attuazione della direttiva 2009/73/CE

Secondo l'art. 2 comma 12 della legge 481/95 l'AEEG è chiamata a svolgere funzioni consultive e di segnalazione avanti al governo e al parlamento.

La prima criticità evidenziata dall'Autorità nell'adozione da parte del Parlamento italiano relativamente ai differenti modelli di unbundling che sono previsti dalla Direttiva Gas riguardano i differenti ruoli riconosciuti all'Autorità nei vari modelli.

Nonostante quanto previsto dalla direttiva, all'Autorità non viene affidato il compito di approvare e verificare il Piano decennale di sviluppo della rete e di adottare eventualmente dei provvedimenti per l'implementazione degli investimenti non realizzati tempestivamente, bensì il compito viene affidato al Ministero dello Sviluppo Economico, previo parere dell'Autorità. La logica sottostante la scelta sta nella necessità di garantire la sicurezza della Strategia energetica nazionale. Tale decisione, però, non può sminuire il ruolo affidato dalle stesse direttive europee all'Autorità, soprattutto perché gli investimenti in tal senso hanno impatto diretto sul livello di concorrenza del mercato: l'AeeG deve (soprattutto in ragione di quanto previsto a livello europeo) avere il potere assicurare una valutazione del Piano che sia indipendente e che garantisca lo sviluppo concorrenziale.

²⁸⁰ legge 287/1990

Lo svolgimento del ruolo implica anche la necessità che l’Autorità sia informata di eventuali distorsioni dell’Organo di sorveglianza che impediscano l’attuazione del Piano decennale.

L’articolo 10 comma 3 dello schema parlamentare per l’adozione della direttiva 2009/73 prevede che i regimi di ITO e di ISO non si possano applicare solo se le imprese erano in regime di OU al 3 settembre 2009, in contrasto con quanto disposto dalla direttiva stessa. Inoltre, al comma 4 dello stesso articolo, lo schema prevede che sia possibile per le imprese minori di trasporto regionale proprietarie di gasdotti a bassa pressione ottenere un’esenzione dall’applicazione del regime di separazione, ovviamente, oltre ad essere incompatibile rispetto a quanto disposto dalla direttiva gas risulta anche dannoso per lo sviluppo della concorrenza e discriminatorio nei confronti delle altre imprese. Il primo comma dell’articolo 10 prevede che le imprese possano designare un gestore del sistema, ma l’inesattezza deriva dal fatto che le imprese possono solo proporre e non designare, la designazione nei casi di ITO e ISO dipende esclusivamente dal Ministero in seguito alla certificazione dell’Autorità. A questa dovrebbe essere riservato oltre al compito relativo alla definizione delle tariffe che il gestore del trasporto è tenuto ad applicare, anche le procedure che il gestore dovrebbe rispettare per la connessione dei differenti impianti lungo la filiera, siano essi di stoccaggio, rigassificazione oppure clienti industriali.

Lo schema prevede una disposizione secondo cui è concesso al Gestore di acquisire da terzi servizi quali: servizi giuridici, la contabilità e i servizi informatici ed informativi al Gestore di acquisire da terzi i suddetti servizi.²⁸¹ Tale previsione pone a serio rischio la garanzia di completa indipendenza del Gestore rispetto all’impresa integrata, soprattutto se il soggetto esterno designato opera sia per il Gestore che per l’impresa integrata. Inoltre l’autorità sottolinea come piena indipendenza sarebbe garantita se si prevedesse l’incompatibilità reciproca tra il Gestore e qualsiasi filiali dell’impresa verticalmente integrata nel detenere partecipazioni, senza limitare il divieto alle filiali dell’impresa verticalmente integrata aventi funzione di produzione e/o fornitura di gas.

Per quanto concerne il personale, i requisiti di indipendenza dovrebbero essere esplicitati chiarendo che le “persone responsabili della gestione” o della “gestione esecutiva”, includono almeno i dirigenti, affidando all’Autorità e non all’Antitrust il compito di vigilare sul divieto per il Gestore di confondere in qualsiasi modo la sua dignità con quella dell’impresa verticalmente integrata.

²⁸¹ art. 11, comma 2, lettera h)

3.8. Le tariffe per il trasporto

La regolamentazione del trasporto avviene nell'alveo del processo di liberalizzazione comunitario, secondo cui non è stato stabilito un sistema tariffario unico per tutti i mercati, perché questi sono molto diversi tra loro ed un'unica regolamentazione potrebbe non adattarsi bene ad alcune situazioni particolari. Anche nel rispetto del principio di sussidiarietà, la Commissione ha lasciato che ogni Stato membro decidesse il proprio regime tariffario autonomamente, sebbene essa auspichi un'armonizzazione sempre più convergente verso il sistema entry-exit.

Come già detto nei paragrafi precedenti, secondo l'art. 8 del decreto 164/00 in Italia l'accesso al trasporto è regolamentato secondo tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in accordo con i criteri individuati da Ministero per una congrua remunerazione del capitale investito e per garantire la parità di condizioni.

Esistono criteri diversi per definire le tariffe, l'importante è che si rispettino i parametri definiti a livello comunitario:

- Trasparenza, intesa non solo come necessità di formulare le tariffe in modo chiaro e secondo i principi definiti e condivisi ex-ante, ma anche come la “non discriminazione” e la “cost-reflectivity”
 - o Le tariffe devono essere definite in maniera corretta e trasparente, devono tener conto dei soli costi “efficienti” e devono essere legate al tipo di infrastruttura su cui l'attività deve essere realizzata (ad es il livello di congestionamento)
- Flessibilità, ossia la possibilità per gli operatori di variare le proprie decisioni imprenditoriali di breve medio e lungo periodo in tempi ragionevoli e a costi relativamente bassi.
 - o Da un punto di vista fisico, la rete nazionale deve sfruttare la flessibilità derivante alle linee di trasporto dal contro flusso e dal linepack.²⁸²
- Interoperabilità dei mercati

Tra le diverse modalità di determinazione delle tariffe si annoverano:

²⁸² Il linepack consiste nella possibilità di stoccare il gas non in appositi siti, ma dentro la rete di gasdotti, aumentando la pressione del gas all'interno dei tubi oltre il valore corrispondente a quella del moment in cui il gas viene consegnato al cliente. È utile soprattutto ai fini del bilanciamento giornaliero

- francobollo/zonali,
- distance-based,
- entry-exit

La tariffa a francobollo riprende lo schema tariffario del sistema postale: si applica un corrispettivo di capacità fisso ed invariabile, ossia indipendente dalla distanza a tutti gli utenti della rete di trasporto. Questo modello non rispetta il criterio cost-reflective e non fornisce un segnale di prezzo circa l'uso efficiente della rete (non rispetta gli standard di trasparenza minimi richiesti). È soggetto al fenomeno del pancaking ed è un modello discriminatorio per quanto concerne gli scambi cross-border, in quanto non tiene conto dei costi sostenuti dal trasportatore estero per attraversare la frontiera. In questo caso però la flessibilità è garantita dal fatto che l'operatore può immettere e prelevare il gas in qualsiasi punto della rete. Mentre la capacità continua è minima.

La tariffa distance-based è utilizzata efficacemente nel caso di reti molto lineari, dove il flusso di gas è unidirezionale. Pone seri problemi di trasparenza in quanto tende a discriminare i potenziali nuovi entranti sui mercati dove è presente un incumbent che può sfruttare il proprio portafoglio clienti per modificare l'allocazione dei metri cubi di gas ed ottenere un risparmio, mentre ha il pregio di non discriminare gli operatori esteri e quindi di non ostacolare gli scambi cross-border. Da un punto di vista di capacità di offerta e di flessibilità la situazione è opposta rispetto alla precedente: la capacità offerta è massima, ma la flessibilità è praticamente inesistente in quanto gli operatori sono vincolati al nodo di entrata e di uscita definito dal contratto.

Le tariffe entry-exit sono quelle applicate nei mercati maturi, sono fortemente sostenute dalla Commissione Europea e sono quelle individuate dall'AEEG per il mercato italiano. La tariffa risultante è data dalla somma di una tariffa d'ingresso e una di uscita dalla rete diverse per ogni punto sia di entrata che uscita. Questo sistema vincola l'operatore al nodo di entrata ma non a quello di uscita, se l'operatore volesse cambiare il nodo di entrata dovrebbe siglare un nuovo contratto, quindi la flessibilità è intermedia rispetto ai sistemi precedenti.

La caratteristica principale è che in questo modo si ammette la possibilità che vi siano corrispettivi di entrata e di uscita negativi, riflettendo i costi marginali del periodo

perfettamente. In caso di corrispettivi negativi è il TSO che paga l'utente per utilizzare quel particolare nodo.

3.8.1. Deliberazione Arg/Gas 184/09

La delibera in esame rappresenta il “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG): prevede l'approvazione della parte II della Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), approvazione della parte III della Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG), disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010 e modifiche all'Allegato A della deliberazione n. 11/07”. Quindi, con questa delibera approvata il 2 dicembre 2009, entrata in vigore il 1 gennaio 2010, l'Autorità ha definito i criteri per l'individuazione delle tariffe di trasporto e di misura del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti: la Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale (RTTG) e sono state previste anche le tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale (RMTG) per il terzo periodo di regolamentazione (2010-2013).

L'attività di misura comprende la posa, la manutenzione, la verifica e la lettura periodica del contatore, secondo la delibera in esame comprende anche l'attività d'installazione e di manutenzione degli strumenti di misura (metering) e l'attività di raccolta, validazione e registrazione del dato generato dai predetti strumenti (meter reading), questo servizio è funzionale alla gestione fisica della rete e alla quantificazione dei valori economici relativi ai servizi di vendita, distribuzione, trasporto, dispacciamento commerciale, stoccaggio e rigassificazione.²⁸³

L'attività di meter reading è svolta dall'impresa di trasporto per questo è inclusa nella definizione della tariffa, assicurandone la remunerazione. Le relative condizioni di erogazione sono stabilite nei codici di rete.

L'attività di metering invece è svolta da una molteplicità di soggetti che sono titolari dell'impianto di misura quali:

²⁸³ deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05

1. imprese di trasporto, imprese di stoccaggio, imprese di rigassificazione di Gnl e imprese di distribuzione; per detti soggetti la remunerazione di tale attività è oggi assicurata dalle relative tariffe regolate;
2. imprese di produzione di gas naturale e clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto; per detti soggetti la remunerazione di tale attività non è oggi assicurata dalle tariffe regolate.
3. Secondo la delibera 166/05 per il servizio di misura l'Autorità ha regolamentato il servizio al fine di responsabilizzare i diversi soggetti coinvolti nelle due attività e garantire l'affidabilità dei dati di misura, incentivare l'aggiornamento tecnologico e la manutenzione e garantire la tempestività del trasferimento del dato di misura ai soggetti interessati che ne abbiano diritto.

Con il DCO 4/09 l'Autorità ha formulato nuovi orientamenti in materia di regolamentazione del servizio di misura e dei relativi corrispettivi. Ha definito in modo oggettivo le attività di metering e meter reading su tutti gli impianti per la misura dei volumi fisici di gas e della composizione del gas delle reti di trasporto e ha individuato un quadro certo di responsabilità nello svolgimento delle suddette attività, attribuendo un ruolo preminente all'impresa maggiore di trasporto. La necessità dell'attività di manutenzione e dell'aggiornamento tecnologico ha portato alla predisposizione di un programma di adeguamento e manutenzione da parte dell'impresa maggiore di trasporto, delle caratteristiche prestazionali e funzionali minime e di un graduale programma di interventi da parte dell'Autorità.

Bisogna inoltre, determinare un corrispettivo per la remunerazione dei soggetti che concorrono ad erogare il servizio, definire gli obblighi di disponibilità e pubblicazione dei dati di misura e della qualità del servizio ed enucleare i costi relativi ad oggi già riconosciuti dalle tariffe per i servizi di distribuzione, stoccaggio e rigassificazione di Gnl.

Altre imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore, hanno contestato l'intenzione di attribuire a Snam (in qualità di impresa maggiore) la responsabilità del servizio di misura in quanto decisione

- illegittima, perché in contrasto con la libertà d'impresa e perché riserva una serie di attività in capo all'impresa maggiore
- e in contrasto con la necessità delle imprese di rientrare dei rispettivi investimenti nelle attività di metering e meter reading, per le quali non è riconosciuto alcun indennizzo

La maggior parte degli operatori pur condividendo le proposte di riforma ha richiesto di apportare alcune modifiche come la definizione di contratti standard di servizio approvati

dall’Autorità per la definizione delle condizioni che gestiscano il rapporto tra il responsabile del servizio e i soggetti titolari degli impianti e per lo sviluppo di uno specifico codice di misura che disciplini le condizioni di accesso e di erogazione del servizio e gli obblighi di qualità, disponibilità e pubblicazione del dato di misura.

Per la determinazione dei costi del servizio si richiede l’utilizzo della metodologia del costo storico rivalutato, limitando così l’utilizzo del costo standard al solo caso in cui non risultino evidenze contabili di tali costi. Definire in dettaglio le modalità di remunerazione del servizio erogato da soggetti terzi rispetto all’impresa maggiore di trasporto e prevedere la disposizione di un corrispettivo unitario di misura per il metering e per il meter reading che venga applicato alle capacità di trasporto conferite agli utenti del servizio, è funzionale al fine di evitare la formazione di barriere all’entrata sul mercato per gli operatori di minori dimensioni.

Le tariffe fissate dall’Autorità (secondo quanto disposto dalla legge 14 novembre 1995, n.481) per l’attività di trasporto sono definite secondo il sistema entry-exit, nel rispetto dei criteri di trasparenza, flessibilità e interoperabilità dei mercati e soprattutto delle disposizioni della Direttiva europea 2009/73²⁸⁴. Il modello viene applicato al fine di promuovere la determinazione dei corrispettivi di entrata e di uscita dalla rete nazionale dei gasdotti, per promuovere ulteriormente la concorrenza. La semplificazione dell’articolazione delle aree tariffarie di uscita permette di renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari) definite con la deliberazione ARG/gas 159/08.

Nella deliberazione 184/09 è stata anche prevista la semplificazione dell’articolazione delle aree tariffarie di uscita per lo sviluppo concorrenziale.

Il procedimento seguito dall’Autorità rientra tra i procedimenti oggetto dell’analisi d’impatto della regolamentazione (AIR), affinché si accerti che:

- Si rispettino i criteri di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, per garantire lo sviluppo del sistema gas nazionale e promuovere l’assetto concorrenziale del mercato
- Siano previsti meccanismi di controllo del livello d’indebitamento e della struttura finanziaria delle imprese di trasporto

²⁸⁴ Il sistema entry-exit è stato adottato con la delibera n.120/01

- Siano garantite le tariffe e i corrispettivi della qualità e delle condizioni per l'accesso e l'erogazione del sistema di trasporto
- Si sviluppino dei criteri di riconoscimento dei costi e di regolazione delle tariffe nei settori dell'energia elettrica e del gas

La RTTG prevede per il terzo periodo tariffe che facciano riferimento all'anno solare (1 gennaio - 31 dicembre) e non all'anno termico, contrariamente ai precedenti periodi di regolazione.

L'Autorità, ai fini della determinazione della disciplina tariffaria per questo periodo, ha prospettato tra l'altro la necessità di :

- Confermare la disciplina che era stata già attuata nel secondo periodo di regolamentazione relativamente ai nuovi investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture, premettendo di individuare un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto costi benefici per la realizzazione dell'infrastruttura.
- Confermare l'utilizzo del modello entry-exit per determinare i corrispettivi di entrata e di uscita dalla rete nazionale
- Adottare nuovi criteri per la copertura del costo di trasporto nei punti di uscita e di riconsegna della rete
- È stato introdotto per la valutazione dell'efficienza nella realizzazione degli investimenti un costo standard per valutare anche l'efficienza relativa degli operatori
- I costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite è escluso dall'applicazione del price cap
- Applicare il criterio del profit sharing per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, riconoscendo nel primo anno del nuovo periodo regolatorio il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 166/05
- Prevedere l'applicazione di coefficienti di recupero della produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto
- Modificare la vita utile di alcune categorie di cespiti in modo da renderle coerenti alla durata tecnica effettiva a fronte dei provvedimenti adottati nel settore della distribuzione del gas e della rigassificazione del GNL

- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento applicando criteri analoghi a quelli adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico
- la ripartizione delle componenti dei ricavi in capacity e commodity deve tener conto della struttura dei costi dell'attività di trasporto sia di capitale che operativi, per garantire una maggiore regressività della tariffa di trasporto
- per la remunerazione dei costi è necessario che questi siano enucleati
- i contributi in conto capitale erogati dagli enti pubblici o comunitari e dai soggetti privati devono essere considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale
- determinare il corrispettivo unitario variabile in riferimento all'energia associata ai volumi immessi nell'anno solare 2008
- prevedere un'unica controparte commerciale e un bilanciamento unico delle reti di trasporto, al fine di superare le problematiche di accesso al servizio determinate dalla presenza di condizioni di servizio differenziate e dalla frammentazione dei rapporti tra gli utenti del servizio e le imprese di trasporto
- prevedere che la remunerazione delle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti della rete nazionale di gasdotti avvenga secondo criteri analoghi a quelli introdotti con la deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08
 - nel corso del terzo periodo di regolazione la remunerazione delle immobilizzazioni relative agli investimenti della rete di trasporto deve avvenire secondo criteri analoghi a quelli applicati nel settore della trasmissione elettrica
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento.

Per la ripartizione delle componenti capacity e commodity della tariffa, nella delibera si è ritenuto opportuno prevedere che queste riflettessero la struttura dei costi sia di capitale che operativi dell'attività di trasporto anche per garantire la progressiva riduzione della tariffa. In realtà si erano manifestate posizioni divergenti:

- gli utenti del servizio di trasporto volevano optare per una ripartizione 70:30 al fine di non penalizzare i clienti del settore civile
- le imprese di trasporto e gli altri utenti del servizio preferivano una ripartizione 90:10 al fine di riflettere la struttura dei costi del servizio.

Nella definizione delle tariffe per la valutazione del capitale investito netto si ricorre alla metodologia del costo storico rivalutato, che consiste nella valutazione di un bene sulla base del costo storico rivalutato in relazione alla perdita del potere d'acquisto della moneta.²⁸⁵

Il tasso di rendimento del capitale investito è stato fissato pari al 6,4 % in termini reali prima delle imposte, le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e dell'ammortamento devono essere aggiornate in linea con i criteri adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico.

Secondo l'art 2 comma 2, i ricavi riconosciuti per il servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto comprendono nelle quote di ricavo il capitale investito netto con un tasso di remunerazione fissato pari al 6,9% reale pre tasse e ammortamenti economico tecnici calcolati secondo la natura dei cespiti.

Secondo l'art 3 sono stati avviati procedimenti per il potenziamento delle infrastrutture e di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15.

Confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione, nelle more dell'introduzione di un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura, risulta incompleto. La delibera infatti definisce la necessità di avviare un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti che incentivino il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas, la definizione di un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base dei costi standard per individuare un livello di costi efficiente per la realizzazione di nuovi investimenti e la definizione di un

²⁸⁵ Il criterio del costo storico viene utilizzato principalmente quando tra il momento di acquisto del bene e quello della valutazione il tasso di inflazione è elevato, perché in questi casi il costo storico non esprimerebbe un risultato effettivamente rappresentativo del valore dei beni, in quanto rappresentato con una moneta con un potere d'acquisto superiore rispetto a quello attuale.

meccanismo che integri le disposizioni del RTTG per incentivare l'accelerazione degli investimenti per lo sviluppo della capacità di trasporto.

Per il mantenimento delle condizioni di equilibrio economico finanziario del settore, si sono attuati processi per il disincentivo al ricorso al capitale di debito. Gli ammortamenti economico-tecnici delle infrastrutture sono calcolati incrementando a 50 anni la vita utile del bene ed è stata introdotta la categoria di cespiti quale "impianti di regolazione e di riduzione della pressione", al fine di riflettere l'effettiva durata tecnica delle infrastrutture di trasporto. Gli ammortamenti vengono sottratti dal price cap, così come i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete.

Il price cap è una tecnica di controllo dei prezzi dei beni e servizi offerti rientranti nella categoria dei servizi di pubblica utilità. Attraverso tale meccanismo l'aumento dei prezzi o delle tariffe non può essere superiore al valore calcolato sottraendo al tasso d'inflazione sui beni di consumo una quota minima di aumento della produttività; l'effetto è il risultato congiunto del rallentamento della spinta inflazionistica, determinato dal fatto che le tariffe aumentano ad un ritmo meno elevato rispetto agli incrementi dei prezzi dei beni di consumo. Le aziende se non vogliono veder peggiorare la propria redditività devono condurre la propria produttività verso livelli di crescita superiori al livello minimo richiesto.

I costi operativi riconosciuti nel calcolo della tariffa sono calcolati secondo il criterio del profit sharing, sulla base dei costi effettivamente sostenuti nel 2008 e riconoscendo alle imprese l'incremento del 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo di regolamentazione ai sensi della deliberazione n.166/05.

È stato ritenuto opportuno anche fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto ed in particolare:

1. se le imprese presentano, nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi, costi effettivi inferiori a quelli riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività è fissato in modo da riassorbire il profit sharing in un periodo di 8 anni
2. se le imprese presentano, nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi, costi effettivi superiori ai costi riconosciuti si fissano coefficienti differenti:

- a. qualora l'impresa presenti dei costi effettivi superiori al costo medio di settore il coefficiente di recupero di produttività viene definito in modo da riallineare i costi dell'impresa al costo medio di settore in un periodo di 4 anni
 - b. qualora l'impresa presenti dei costi effettivi inferiori al costo medio di settore, il coefficiente di recupero di produttività va fissato pari a zero
3. se le imprese sono costruite attraverso la riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, bisogna applicare il coefficiente di recupero della produttività previsto per il settore di distribuzione al fine di garantire il principio di invarianza dei costi.

3.8.2. *Il calcolo della tariffa*

Le quote trasporto, distribuzione e stoccaggio sono determinate ogni quattro anni sulla base dei costi delle imprese e, durante questo periodo, vengono aggiornate annualmente, riconoscendo agli esercenti la possibilità di recuperare l'inflazione e imponendo una diminuzione obbligatoria dei costi (revenue cap sulla quota capacità e price cap sulla quota energia e sulla tariffe di distribuzione).

La tariffa di trasporto viene calcolata annualmente sulla base delle disposizioni, contenute nei piani di regolamentazione, relative agli stessi periodi di regolamentazione.

Per il calcolo della tariffa di trasporto applicata a ciascun utente che consegna il gas nel punto di "entry" e lo preleva nel punto di "exit", secondo la delibera ARG/Gas 218/10 in esame, è data dalla seguente formula:

$$T = (K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu}) + (K_r * C_{Rr}) + V * (C_V + C_{VP})^{286}$$

Dove:

- K_e : capacità conferita all'Utente nel Punto di Entrata e della Rete Nazionale di gasdotti (m^3/g);
- C_{Pe} : corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel Punto di Entrata e della Rete Nazionale di gasdotti ($€/m^3/g$);
- K_u : capacità conferita all'Utente nel Punto di Uscita u della Rete Nazionale di gasdotti (m^3/g)

²⁸⁶ AeeG

- CPu: corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel Punto di Uscita u della Rete Nazionale di gasdotti (€/m³/g);
- Kr: capacità conferita all'Utente nel Punto di Riconsegna r delle Reti Regionali di gasdotti (m³/g);
- CRr: corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle Reti Regionali, relativo ai conferimenti nel Punto di Riconsegna r delle Reti Regionali di gasdotti (€/m³/g);
- V: energia associata al gas immesso in rete (m³)
- CV: corrispettivo unitario variabile (€/m³);
- CVP: corrispettivo integrativo di trasporto relativo a nuovi potenziamenti della rete (€/m³).

La tariffa di trasporto del gas può essere anche divisa secondo le seguenti componenti:

- quota capacity su RNG: $(K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu})$
- quota capacity su RRG : $(K_r * C_{Rr})$
- quota commodity: $V * (CV + CVP)$

La componente commodity rappresenta la parte variabile della tariffa, ossia cambia in funzione della quantità immessa nel sistema dai punti di entrata, viene determinata sulla base dei costi operativi riconosciuti e corrisponde tendenzialmente al 15% dei ricavi di riferimento.

Per quanto riguarda la quota capacity sulla rete nazionale, le tariffe di entry e di exit sono calcolate ed applicate dall'Impresa Maggiore per tutto il sistema di trasporto nazionale.

La quota capacity sulla rete regionale è calcolata definendo un corrispettivo unico per tutto il sistema regionale italiano dall'impresa maggiore secondo quanto definito dall'art. 11 comma 3 della delibera ARG/Gas 166/05.

La delibera ARG/Gas 218/10 definisce il corrispettivo unitario di capacità regionale per tutto il sistema regionale italiano per l'anno termico 2010-2011.

$$CRr = 1,201596 \text{ €/a/Sm}^3/\text{g}$$

Per i punti di consegna la cui distanza risulta inferiore a 15 km è possibile usufruire di una riduzione proporzionale del corrispettivo secondo la formula:

$$\text{Corrispettivo unitario di capacità per la Rete Regionale ridotto } CRd = D/15 \times CRr$$

Il corrispettivo unitario variabile viene calcolato con riferimento ai volumi immessi in rete negli ultimi 12 mesi disponibili, al fine di riflettere le previsioni in merito all'evoluzione dei volumi di gas immessi in rete per il terzo periodo di regolazione, e in relazione all'attuale congiuntura economica.

Se il servizio di trasporto si realizza solo attraverso la Rete Regionale, l'utente non deve corrispondere la quota capacity e i corrispettivi CV e CP vengono ridotti del 40% (art. 17.25 della delibera n. ARG/Gas 184/09).

La delibera ARG/com 93/10 ha istituito le componenti tariffarie GST e RET applicate ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale.²⁸⁷

La componente GST viene applicata con lo scopo di assicurare la copertura delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico a cui il valore della componente viene commisurato.

La componente RET della tariffa viene applicata con lo scopo di assicurare la copertura degli oneri sostenuti per le misure e gli interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Per i criteri e le modalità di applicazione delle componenti tariffarie GST e RET è stata emanata la Delibera ARG/gas 177/10. Secondo la delibera in questione, le componenti sono definite in euro/sms e la loro applicazione è legittima a partire dal 1 gennaio 2011 sui quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che

²⁸⁷ al comma 93.1, lettera d), della RTDG e il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui al comma 93.1, lettera a), della RTDG.

alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti addizionali delle tariffe di trasporto di cui alla RTTG.

Il valore dei componenti deve essere fissato in modo da recuperare entro l'anno solare 2011 il gettito non riscosso nel periodo 1 luglio-31 dicembre 2010, inoltre il valore delle componenti GST e RET è stabilito dall'Autorità ed è soggetto ad aggiornamento trimestrale quindi viene valutato in occasione dell'aggiornamento tariffario periodico degli oneri di sistema, sulla base delle previsioni di spesa del Conto GS e del Conto RE.

Nella delibera, l'Autorità ha previsto anche tre differenti ipotesi relative ai criteri di applicazione delle componenti GST e RET:

- le componenti in esame devono essere applicate ai prelievi dei clienti finali diretti della rete di trasporto di gas naturale nei loro punti di consegna
- se vengono considerate come corrispettivi integrativi addizionali del corrispettivo unitario unico a livello nazionale di capacità di trasporto sulle reti regionali CRr, devono essere applicate alla capacità conferita nei punti di riconsegna dei clienti finali diretti della rete di trasporto
- se vengono considerate quali corrispettivi integrativi addizionali al corrispettivo unitario variabile CV per il servizio di trasporto, devono essere applicate a tutto il gas naturale immesso in rete nei punti di entrata e destinato sia ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, sia a quelli che sono serviti tramite reti di distribuzione

La tariffa di misura del gas per l'anno 2011 è data dalla seguente formula:

$$TM = K_r * CMT$$

- CMT è il corrispettivo unitario transitorio che è stato istituito con l'art.2 comma 1 della Deliberazione n. 184/09 per l'anno 2011 relativo ai conferimenti nei punti di riconsegna delle reti di gasdotti regionali (€/m³/g)
- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti espressa in metri cubi (m³/g)
- Per l'anno termico 2010-2011 (delibera ARG/Gas 218/10) il corrispettivo di misura CM = 0,059114 €/a

È possibile riconoscere un corrispettivo di capacità CR ridotto in relazione a quanto previsto dagli artt. 10 comma 2 e 10 comma 3 della delibera n. 166/05 nei punti di riconsegna della rete regionale se sono stati stipulati contratti di fornitura che prevedono la clausola dell'interrompibilità ed impianti industriali con dual-fuel individuati ai sensi della "Procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli" approvata con decreto del MAP del 25 giugno 2004 ed aggiornata con decreto del MSE del 18 dicembre 2006. Se invece negli stessi punti di riconsegna si dovessero verificare scostamenti tra la capacità utilizzata e quella complessivamente conferita al netto della capacità che beneficia della riduzione di cui sopra si applicherà un corrispettivo CRr maggiorato.

Sempre in relazione a quanto disposto dalla Delibera, la riduzione e la maggiorazione del CRr devono essere rispettivamente del 90% e del 60%.²⁸⁸

Nei casi di prelievi fuori punta, l'Autorità ha confermato nella delibera 184/09, ossia relativa al terzo periodo di regolamentazione che in accordo anche con quanto previsto dall'art. 12 comma 4 della delibera 166/05 dei corrispettivi di riduzione nei casi di avviamenti e di prelievi pari al 30%.

Nei punti di riconsegna su rete regionale con prelievi in periodi di fuori punta giornalieri inferiori al 10% della capacità conferita è riconosciuta una riduzione. Secondo quanto stabilito invece dall'art 15 comma 3 della delibera 137/02, qualora durante i periodi di punta il limite venisse superato, si dovrebbe corrispondere il CRr aumentato del 30%.

3.8.3. Delibera ARG/com 218/10

Di seguito i dati 2010 dell'AEEG per la determinazione delle tariffe di trasporto e di dispacciamento.

- ❖ Corrispettivi unitari variabili:
 - CV (euro/Smc) = 0,003168**
 - CVP (euro/Smc) = 0,000261**
- ❖ Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale:
 - CPe (euro/a/Smc/g)**

²⁸⁸ Art. 18.6.1 della delibera n.166/05

CPu (euro/a/Smc/g)

Figura 14: Corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel Punto di Entrata e della Rete Nazionale di gasdotti

Mazara del Vallo	2,776370	Casalborsetti	0,197781	Fonte Filippo	0,399184
Gela	2,542428	Collalto	0,197781	Larino	0,399184
Passo Gries	0,421840	Medicina	0,197781	Ortona	0,399184
Tarvisio	0,849238	Muzza	0,197781	Poggiofiorito	0,399184
Gorizia	0,724546	Ravenna Mare	0,197781	Reggente	0,399184
Panigaglia	0,604775	Ravenna Mare Lido Adriano	0,197781	S. Stefano M.	0,399184
Cavarzere	0,453316	Santerno	0,197781	Candela	0,499036
Stocaggi Stogit / Edison Stocaggio	0,163796	Spilamberto B.P.	0,197781	Roseto/T. Vulgano	0,499036
Casteggio	0,065189	Vittorio V. (S. Antonio)	0,197781	Torrente Tona	0,499036
Caviaga	0,065189	Falconara	0,342407	Calderasi/Monteverde	1,055072
Fornovo	0,065189	Fano	0,342407	Metaponto	1,055072
Ovanengo	0,065189	Carassai	0,352755	Monte Alpi	1,055072
Piadena Ovest	0,065189	Cellino	0,352755	Pisticci A.P./ B.P.	1,055072
Pontetidone	0,065189	Grottamare	0,352755	Sinni (Policoro)	1,055072
Quarto	0,065189	Montecosaro	0,352755	Crotone	1,527623
Rivolta d'Adda	0,065189	Pineto	0,352755	Hera Lacinia	1,527623
Soresina	0,065189	San Giorgio Mare	0,352755	Bronte	2,367470
Trecate	0,065189	San Benedetto del Tronto	0,352755	Comiso	2,367470
Rubicone	0,220219	Settefinestre-Passatempo	0,352755	Gagliano	2,367470
				Mazara/Lippone	2,367470
				Noto	2,367470

Figura 3.2: Corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel Punto di Uscita u della Rete Nazionale di gasdotti

Nord Occidentale	NOC	1,203523	Bizzarone	2,637864
Nord Orientale	NOR	0,967840	Gorizia	0,907274
Centrale	CEN	0,950592	Rep. San Marino	1,785560
Centro-sud Orientale	SOR	0,884048	Passo Gries	1,674440
Centro-sud Occidentale	SOC	0,697662	Tarvisio	0,346153
Meridionale	MER	0,631117	Stocaggi Stogit/Edison Stocaggio	0,383436

- ❖ Corrispettivo unitario di capacità di rete regionale
CRr (euro/a/Smc/g) = 1,201596
- ❖ Tariffa interrompibile
 - Snam Rete gas applica una riduzione dei corrispettivi CP_e del 10 % se:
 - La durata massima dell'interruzione è di 30 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio
 - l'interruzione avviene nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello)
 - La durata massima dell'interruzione è di 40 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello)
 - l'interruzione si verifica senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001)
 - riduzione del 20% dei corrispettivi Cpe
 - - per un'interruzione massima di 50 giorni con preavviso entro le 16
 - Snam Rete gas applica una riduzione dei corrispettivi CP_e del 20% se:
 - La durata massima dell'interruzione è di 50 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello)
 - La durata massima dell'interruzione è di 60 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello)
- ❖ Corrispettivo transitorio per il servizio di misura
CMT (euro/a/Smc/g) = 0,059114

Componenti tariffarie di cui ai commi 4.1. e 4.2 della deliberazione ARG/com 93/10

- ❖ Delibera ARG/com 34/11, relativa al II trimestre 2011

- ❖ **GS T (euro/Smc) = 0,1714**
- ❖ **RE T (euro/Smc) = 0,5138**

3.9. Le tariffe dello stoccaggio

I criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il periodo 2011-2014 sono stati approvati con la II parte del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (TUSG), relativa alla "Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG)".

Per quanto riguarda le tariffe applicate nel 2011, queste fanno riferimento alla deliberazione ARG/gas 202/10. I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio a seguito della verifica dei dati vengono inviati ai due operatori nazionali coinvolti in questa fase: Stocaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio.

Tabella 3.1: Corrispettivi per la determinazione delle tariffe di stoccaggio

Corrispettivi	Valore
Corrispettivo unitario di spazio	<i>f_s</i> 0,189415 (€GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione	<i>f_{PI}</i> 7,197277 (€GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione	<i>f_{PE}</i> 10,976326 (€GJ/giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas	<i>CVS</i> 0,084660 (€GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico	<i>f_D</i> 0,160289 (€GJ/anno)
Componente	<i>US₁</i> 0 (€GJ/anno)
Componente	<i>US₂</i> 0,002551 (€GJ/anno)

Fonte: Delibera ARG/gas 202/10

Attraverso la delibera 108/2010, sono state definite anche le tariffe relative all'attività di rigassificazione vengono definite annualmente dall'Autorità sulla base delle informazioni pervenute dalle imprese di rigassificazione.

Le tariffe applicate differiscono in base al terminale e alla tipologia di servizio: servizio spot o continuativo.

Si parla di servizio di rigassificazione continuativo quando la consegna del GNL è articolata secondo una programmazione mensile.

Si parla di servizio di rigassificazione spot quando questo viene erogato con riferimento ad una singola fornitura da effettuarsi in una data prestabilita che viene indicata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne

3.10. Le tariffe della distribuzione

Dal 1 gennaio 2009 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG), approvata con deliberazione ARG/gas 159/08.

L'Autorità con questa delibera ha definito una nuova metodologia per la determinazione dei ricavi per il servizio di distribuzione e di misura del gas. Nel caso della distribuzione, e a differenza di quello del trasporto il triennio di regolazione va dal 2009 al 2012: a partire dal 1° luglio 2009 e per l'intero triennio di regolazione che scadrà nel 2012 la direttiva prevede un montare di ricavi di competenza per ciascun anno del periodo di regolazione. Questo coincide con un valore fissato dall'Autorità in occasione dell'approvazione delle tariffe di distribuzione ed è definito "Vincolo dei ricavi totali": la remunerazione massima che l'Autorità riconosce a ciascun operatore come copertura per i costi sostenuti.

D'accordo con quanto disposto dall'art. 23 commi 2 e 4 del decreto legislativo n.164/00, l'Autorità deve determinare le tariffe di distribuzione assicurando una congrua remunerazione del capitale investito e tenendo conto "della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari" anche attraverso la predisposizione di appositi strumenti di perequazione.

È possibile che si verifichi una differenza, positiva o negativa tra il "vincolo dei ricavi totali", evidente dalla fatturazione delle quantità effettivamente distribuite sia regolata attraverso il meccanismo di perequazione dei costi di misura che consenta alle imprese l'equilibrio economico-finanziario.

Nello specifico, lo strumento della perequazione prevede partite di credito o debito nei confronti della Cassa Conguaglio del settore elettrico.

Ai sensi dall'articolo 36 della RTDG, le tariffe obbligatorie di distribuzione e misura del gas naturale sono differenziate in sei ambiti tariffari:

- Ambito nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- Ambito nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino - Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia - Romagna;
- Ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- Ambito centro-sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- Ambito centro-sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- Ambito meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

Nel disciplinare il servizio di misura del gas naturale sulle reti di distribuzione la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG) ha previsto:

1. Che l'impresa di trasporto fosse responsabile delle attività di metering e di meter reading nei punti di riconsegna della rete di distribuzione
2. Che l'impresa di trasporto possa avvalersi a tal fine dell'impresa distributrice interessata, regolando la ripartizione dei corrispettivi per il servizio
3. Che la decorrenza delle disposizioni debba essere rinviata a successive disposizioni²⁸⁹

Per predisporre tariffe uniformi per vaste aree del paese è prevista l'introduzione di specifici meccanismi di perequazione dei ricavi per le imprese distributrici, tali da eliminare il rischio climatico. Sono calcolati anche importi di limitazione di acconto per limitare gli effetti finanziari derivanti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie che non sono esattamente confacenti ai costi delle singole imprese.

Quanto detto si traduce nella fine della correlazione dei ricavi con la stagionalità dei volumi erogati, senza per questo intaccare il valore complessivo su base annua degli stessi.

La tariffa è composta da

- una quota fissa (τ_1) che viene scomposta in tre elementi relativi
 - Alla distribuzione
 - Alla misura

²⁸⁹ deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 di approvazione della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012

- Alla commercializzazione
- E da una quota variabile che dipende dallo scaglione di consumo²⁹⁰

Vi sono anche altre componenti aggiuntive che variano trimestralmente

- UG1 per coprire gli squilibri eventuali dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli
- UG2 per compensare i costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (diviso in una parte fissa e in una variabile)
- GS a fronte del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati
- RE per gli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale
- RS per gli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas.

²⁹⁰ Gli scaglioni di consumo sono otto

Figura 15: Componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui al comma 35.3, lettere a) e b) della RTDG

Anno 2011	
Ambito nord-occidentale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	47,12
T ₁ (mis)	14,05
T ₁ (cot)	0,76
Anno 2011	
Ambito nord-orientale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	40,11
T ₁ (mis)	12,46
T ₁ (cot)	0,76
Anno 2011	
Ambito centrale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	43,24
T ₁ (mis)	11,86
T ₁ (cot)	0,76
Anno 2011	
Ambito centro-sud orientale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	38,42
T ₁ (mis)	11,39
T ₁ (cot)	0,76
Anno 2011	
Ambito centro-sud occidentale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	44,12
T ₁ (mis)	12,58
T ₁ (cot)	0,76
Anno 2011	
Ambito meridionale	euro per punto di riconsegna per anno
T ₁ (dis)	54,94
T ₁ (mis)	14,40
T ₁ (cot)	0,76

Ambito nord-occidentale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	7,5764
3	481-1.560	6,9363
4	1.561-5.000	6,9363
5	5.001-80.000	5,1862
6	80.001-200.000	2,6267
7	200.001-1.000.000	1,3620
8	oltre 1.000.000	0,3794
Ambito nord-orientale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	6,1630
3	481-1.560	5,6408
4	1.561-5.000	5,6408
5	5.001-80.000	4,2168
6	80.001-200.000	2,1361
7	200.001-1.000.000	1,1076
8	oltre 1.000.000	0,3066
Ambito centrale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	6,3797
3	481-1.560	7,6697
4	1.561-5.000	7,6697
5	5.001-80.000	5,7336
6	80.001-200.000	2,9044
7	200.001-1.000.000	1,5060
8	oltre 1.000.000	0,4196
Ambito centro-sud orientale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	10,9380
3	481-1.560	10,0113
4	1.561-5.000	10,0113
5	5.001-80.000	7,4839
6	80.001-200.000	3,7911
7	200.001-1.000.000	1,9668
8	oltre 1.000.000	0,5476
Ambito centro-sud occidentale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	13,2943
3	481-1.560	12,1679
4	1.561-5.000	12,1679
5	5.001-80.000	9,0961
6	80.001-200.000	4,6078
7	200.001-1.000.000	2,3892
8	oltre 1.000.000	0,6666
Ambito meridionale		Anno 2011
scagioni di consumo	standard metri cubilenno	contepetivi unitari (centesimi di euro/mc)
1	1-120	0
2	121-480	19,8626
3	481-1.560	18,1706
4	1.561-5.000	18,1706
5	5.001-80.000	13,5633
6	80.001-200.000	6,8809
7	200.001-1.000.000	3,5678
8	oltre 1.000.000	0,9939

Fonte: Deliberazione ARG/gas 235/10

Per quanto riguarda i componenti di cui al comma 35.3, lettere c), d), e) e f) della RTDG, l'ammontare viene definito trimestralmente dall'Autorità.

3.11. Delibera ARG/gas 64/09 e le tariffe della vendita

Con tale delibera viene definito un valore unico nazionale per il corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio, con delle condizioni che prevedano la riduzione dell'impatto del corrispettivo per i clienti che effettuano bassi consumi.

In quanto nella direttiva si è ritenuto necessario per la componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio

- Introdurre un'articolazione della componente in accordo con i costi sostenuti dagli esercenti il servizio di vendita per
 - Fornire il gas ai clienti al giusto prezzo
 - Garantire a ciascun esercente un'adeguata remunerazione
- Comprendere una componente aggiuntiva nella tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura al fine di garantire il contenimento della spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

Uno degli aspetti principali è la distinzione dei clienti per i settori di consumo che individua: i clienti domestici, i condomini con uso domestico (che possono restare tutelati, purché consumino meno di 200.000 m³ all'anno) e gli altri usi che comprendono tutti quei clienti che non rientrano nei primi due casi e che da ottobre 2010 (al più tardi) dovranno necessariamente passare al mercato libero.

Per quanto riguarda la componente della remunerazione dei costi di commercializzazione all'ingrosso, è stata introdotta a partire dal 1° ottobre 2009 una nuova formula di calcolo maggiormente semplificata rispetto a quella adottata precedentemente.

Alla tariffa vengono aggiunti componenti di natura fiscale:

1. Imposte
2. Iva

Le imposte sono di due tipi:

1. Accisa sul gas metano, di competenza statale
2. Addizionale regionale sul gas metano di competenza regionale

L'importo varia a seconda dell'ubicazione geografica dell'utenza e delle tipologie di utilizzo.

L'iva dal 1° gennaio 2008 è al 10% per la somministrazione di gas naturale usato per combustione per usi civili limitatamente a 480 m³ annui secondo quanto disposto dal numero 127-bis tabella A parte III del D.P.R. n. 633 del 1972. L'aliquota ridotta non viene

semplicemente applicata al gas naturale usato per usi domestici (cottura cibi e riscaldamento dell'acqua), ma alla somministrazione di gas naturale usato per combustione per usi civili limitatamente a 480 m³ annui.

3.12. Mercato tutelato e mercato libero

Il mercato tutelato è composto dalla quota parte di clienti che hanno deciso di non usufruire della possibilità di cambiare fornitore garantita dal processo di liberalizzazione, bensì hanno continuato ad usufruire dei trattamenti standard ereditati dall'epoca pre-mercato. Il concetto di "tutelato" è connesso all'equo trattamento garantito dal fatto che attraverso la definizione delle tariffe da parte dell'Autorità viene garantito un trattamento equo.

Il mercato libero è quello su cui si sostanziano i risultati del processo di liberalizzazione europeo.

Valutando gli effetti che la liberalizzazione ha prodotto sui clienti in termini di prezzi medi di vendita sul mercato finale al netto delle imposte, i clienti del mercato libero risultano sostenere spese inferiori rispetto ai clienti del mercato tutelato.

Tabella 3.2: Mercato tutelato e Mercato libero

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,36	48,85
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,57	49,49
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,56	46,60
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04	29,39	32,64	33,75	38,88	46,35
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04	29,39	32,64	33,28	38,89	34,61
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04	29,39	32,64	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	30,88
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,62	43,81
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,01	42,19	42,17
Consumi compresi tra	18,46	23,00	28,07	30,86	37,39	32,97

200.000 e 2.000.000 m ³						
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46	23,00	28,07	27,85	35,11	2970
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46	23,00	28,07	26,39	34,90	27,89
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,29	39,25	36,58

Secondo l'analisi dell'AEEG in merito ai prezzi di vendita registrati nel 2009, il prezzo medio del gas al netto delle imposte praticati dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 36,58 c€/m³, mentre nel 2008 lo stesso prezzo era risultato pari 39,25 c€/m³.

Complessivamente il prezzo del gas in Italia risulta essersi ridotto per un valore pari al 6,8%, anche grazie al crollo del prezzo del petrolio registrato nel 2008.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 48,85 c€/m³, mentre 30,88 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il differenziale di prezzo tra i due mercati è stato di circa 18 c€/m³.

Una caratteristica importante da osservare è la diminuzione del prezzo registrato sul mercato libero, a differenza dell'aumento registrato invece sul mercato vincolato: il prezzo sul mercato libero si è ridotto rispetto all'anno precedente per un importo pari al 14%, mentre il prezzo sul mercato tutelato è cresciuto del 3,1%, con una differenza in aumento rispetto al 2007.

Il sistema dei prezzi si presenta più flessibile: le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi) è in grado di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima ma, del pari, tende a rispondere meno rapidamente in periodi di discesa della materia prima stessa. Se si approfondisce l'analisi considerando anche le classi di consumo dei clienti si rafforzano le basi per definire che i clienti del mercato tutelato pagano di più dei clienti del mercato libero pur avendo analoghi profili di consumo, tende inoltre a permanere, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, la propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati. La classe di clienti con i prezzi più elevati in assoluto è quella con consumi superiori a 20 M(m³) che non è presente sul mercato tutelato. Sono invece rimasti nell'ambito delle classi tutelate dall'autorità i clienti con consumi superiori a 200.000 m³, perché pur avendo

la facoltà di cambiare fornitore non hanno effettuato una scelta in tal senso e sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide sul prezzo di offerta, i clienti di più piccole dimensioni pagano 15,91c/M³ in più degli altri, che invece pagano in media 27,89 c€/m³.

L'incidenza esercitata dai costi di distribuzione è maggiore sui clienti che richiedono dimensioni minori di consumo, inoltre sono caratterizzati da una maggiore termicità che li porta a sostenere maggiori oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto. Questo fattore può essere alla base delle maggiori differenze registrate tra le varie classi di consumo.

Tendenzialmente i clienti del mercato tutelato sostengono costi maggiori rispetto ai clienti del mercato libero appartenenti al medesimo settore e alla stessa classe di consumo: al crescere della dimensione dei clienti in termini di volume il prezzo tende a scendere più nel mercato libero che in quello vincolato. Queste differenze tendono ad ampliarsi quando si passa dai clienti domestici ai generatori termoelettrici a causa del parallelo aumento dei consumi medi.

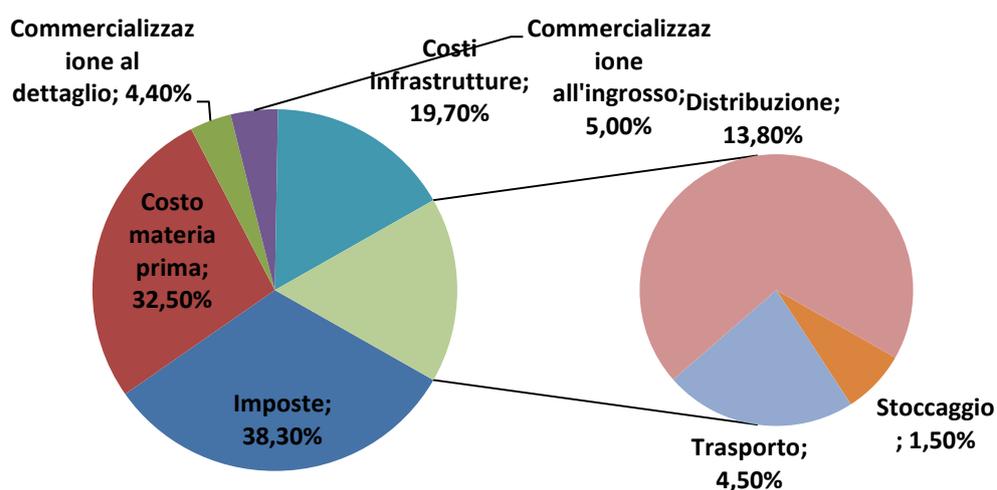
Tabella 3.3: Clienti suddivisi per classe di consumo

Tipologia di contratto e settore	<5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	>20.000.000	Totale
Domestico	49,49	46,76	49,76	-	-	49,11
Commercio e servizi	50,02	46,33	42,95	40,62	-	47,42
Industria	42,65	46,44	38,79	34,73	-	47,42
Generazione elettrica	48,84	44,43	39,88	-	-	40,95
Prezzo medio del mercato tutelato	49,49	46,60	46,35	34,61	-	48,85
Domestico	41,04	44,77	42,85	36,63	-	42,78
Commercio e servizi	48,30	43,66	35,12	31,50	-	40,60
Industria	45,28	39,65	31,77	29,40	27,99	30,74
Generazione elettrica	42,48	34,63	34,99	30,55	27,86	28,04
Prezzo medio del mercato libero	43,81	42,17	32,97	29,70	27,89	30,88
Prezzo medio totale	49,00	44,30	33,45	29,72	27,89	36,58

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha effettuato un'indagine sui prezzi praticati al consumatore domestico tipo al 1° aprile 2010, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo.

Per una famiglia italiana che consuma 1.400 m³ di gas e possiede un impianto di riscaldamento individuale, il 62% del costo sostenuto va a fronte delle componenti poste a copertura dei costi, il 38% rimanente va invece a copertura delle imposte del settore (accisa, addizionale regionale e iva). Il costo della materia prima rappresenta il 32,5% del prezzo totale, i costi di commercializzazione il 9,4% e quelli di uso e mantenimento delle infrastrutture il restante 19,7%. Tra i costi per le infrastrutture, la spesa che incide maggiormente è quella relativa alla distribuzione

Grafico 3.1: Composizione percentuale²⁹¹



Fonte: AeeG

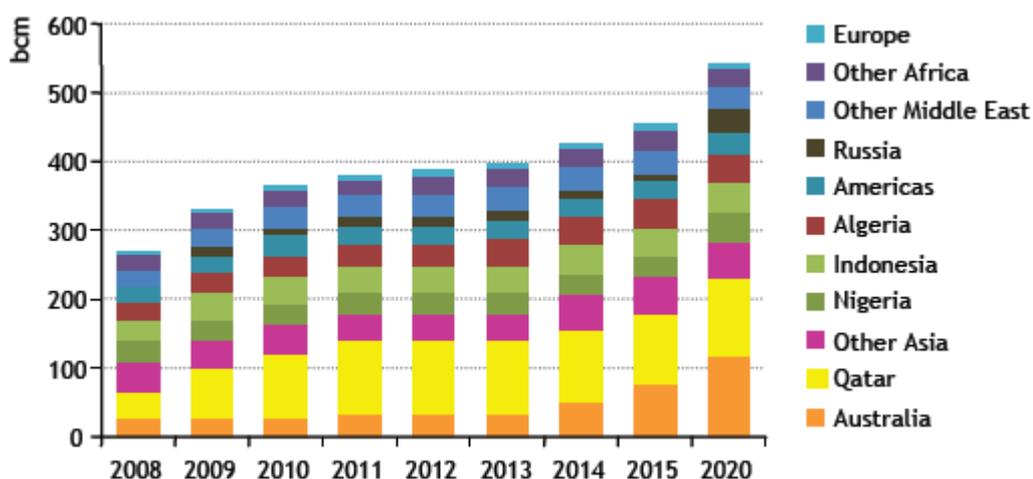
Il prezzo a cui il gas è offerto ai consumatori finali è una determinante fondamentale per la domanda futura di gas. Il meccanismo di determinazione del prezzo di mercato continuerà ad evolvere, per meglio bilanciare i bisogni dei produttori e dei consumatori nelle differenti regioni. L'obiettivo attuale è quello di limitare la dipendenza del prezzo del gas da quello delle altre materie prime.

Per ridurre il peso sul consumatore finale è importante anche rimuovere le inefficienze del mercato. Il crescere della domanda di gas potrebbe essere considerato come un input per

²⁹¹ Fonte: AeeG

superare le inefficienze economiche, aumentando la coerenza relativamente agli aspetti istituzionali e ai regimi di mercato diversi per incoraggiare gli investimenti internazionali, facilitare il commercio e la competizione. Maggiori scambi internazionali infatti potrebbero portare ad una maggiore convergenza tra i prezzi nel lungo periodo; la conseguenza potrebbe essere un mercato che diventa sempre più globale accompagnato da prezzi che diventano sempre più regionali e che mostrano significativi aumenti di convergenza. Come detto anche altre volte, il mercato del gas, proprio per la sua natura, non sarà mai realmente globale.²⁹²

Grafico 3.2: Capacità di produzione di GNL prevista



Fonte: IEA

3.13. Codice di rete europeo

Si prevede che da gennaio 2012 sarà cruciale l'adozione di un codice di rete comunitario a cui si dovranno conformare i codici di rete nazionali. Il codice disciplinerà relativamente ad aspetti quali: la sicurezza delle reti, le regole di interconnessione, le regole per l'interoperabilità, per il trading tra paesi, per le regole di bilanciamento, gli scambi sui dati di flusso le allocazioni e le procedure per garantire la necessaria riservatezza delle informazioni sensibili, la disciplina del third-party access, le tariffe di trasporto, le modalità per l'allocazione della capacità e per la gestione delle congestioni fisiche e commerciali sulle reti stesse. Il tutto per la creazione di un mercato comunitario atto a garantire che il massimo beneficio possibile al consumatore finale e una maggiore sicurezza delle forniture.

²⁹² International Energy Agency, World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?

Alla commissione spetta il la valutazione e l'adozione formale del codice, all'associazione dei gestori della rete spetta il compito di elaborare il codice e all'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori dell'Energia si rifà il compito di elaborare linee guida non vincolanti sui diversi temi rilevanti.

Il codice deve essere coerente con gli obiettivi fissati nella Direttiva 2009/73/CE e nel Regolamento (CE) 715/2009.

Il gestore di rete e le attività nazionali competenti e gli utenti devono contribuire per la definizione di una serie di regole condivise, di modo che possano essere rispettate anche le specificità regionali.

Fino ad ora sono state avviate consultazioni finalizzate alla possibilità di ottenere delle linee guida e delle indicazioni sui diversi temi come le modalità di collocazione della capacità o la gestione delle congestioni.

Per quanto concerne l'ambito d'applicazione, la disciplina si applicherà a tutte le interconnessioni tra le reti di trasporto del gas dei vari paesi membri, a quelle virtuali e alle interconnessioni tra i sistemi entry-exit interni a uno stesso Paese .

Non sarà soggetta a queste regole solo la capacità di nuova realizzazione se allocata ccon procedure di open season.

Il codice di rete deve prevedere un set di prodotti di capacità continua e interrompibile con diverse scadenze temporali, come prodotti within-day (orari), day ahead, mensili, trmiestrali ed annuali. L'obiettivo sarà anche quello di giungere ad un'unificazione del giorno gas a livello comunitario: : il giorno gas dovrà essere definito univocamente in tutta l'Unione Europea come il periodo compreso tra le 6:00 di un giorno solare e le 6:00 del giorno solare successivo nel Central European Time (CET).

L'offerta di capacità dovrà essere bidirezionale e di questa almeno il 10% dovrà essere allocato in prodotti di breve periodo, e cioè di durata non superiore ai 12 mesi, il tutto in modo che il totale della capacità offerta possa essere dato dalla somma di tutta la capacità non allocata, tutta la capacità allocata e resa disponibile sul mercato secondario, tutta la capacità allocata,ma non utilizzata, disponibile a causa di congestione contrattuali della rete di trasporto.²⁹³ Tutta la capacità sarà offerta sotto forma di pacchetti.

L'allocazione di una parte della capacità prevede lo svolgimento di aste periodiche, studiate in modo da ottimizzare il flusso di gas, anche se non sono ancora state definite le modalità di calcolo del prezzo, pay as bid o prezzo marginale. La rendita generata è

²⁹³ Newsletter Osservatorio Energia Ricerche per l'Economia e la Finanza Anno XIII - numero 142, 28 Marzo 2011

finalizzata alla riduzione delle tariffe di trasporto o al miglioramento di aspetti relativi al sistema.

Il modello, come sempre è soggetto a vantaggi e criticità.

Tra i vantaggi figura l'uso del bundle, che potrebbe permettere la crescita degli hub nazionali, perché permette di abbattere le complicazioni che derivano da differenze di regolazione che ad oggi ancora caratterizzano i sistemi di trasporto europei.

Gli hub si trasformeranno in punti di riconsegna delle forniture di medio periodo e non più solo di breve, di modo che possano beneficiarne i paesi caratterizzati da forti congestioni contrattuali, come l'Italia, e i paesi che non usano un sistema tariffario entry-exit.

Oltre agli aspetti positivi, il nuovo codice di rete è soggetto anche ad aspetti negativi quali quelli relativi ai contratti già stipulati, perché la definizione di un hub virtuale piuttosto che fisico potrebbe generare dei problemi tra le parti coinvolte. A tal proposito, l'ACER ha proposto d'introdurre una "default rule", che preveda che i TSO coinvolti in dispute contrattuali possano suddividersi il pacchetto (bundle) di capacità in proporzione alla capacità controllata dai due contraenti del contratto di lungo periodo. Resterebbe comunque complessa però, la definizione di un punto di riconsegna diverso da quello originariamente.

Un'altra complessità è relativa alla definizione delle tariffe cioè il prezzo di riserva nelle aste di allocazione, che dovrebbe essere definito in modo da evitare che la capacità di breve periodo sia sistematicamente più conveniente della capacità di lungo periodo.

4. LA STRATEGIA DI ENI, TRA ASPETTI NORMATIVI , DI REGOLAZIONE E DI BUSINESS

4.1. La strategia aziendale

La formulazione delle strategie aziendali può seguire diverse teorie: knowledge based, storico-descrittivo, ecc.

Secondo Norman, la formula imprenditoriale può essere espressa attraverso la ricerca della coerenza tra quattro elementi: concorrenza, mercato, sistema di prodotto e struttura aziendale.²⁹⁴

Le teoria ruota intorno alla definizione di una “vision”, non considerata quale concetto in antitesi con quello della pianificazione strategica, a sua volta intesa come lo studio delle tendenze ambientali e delle soluzioni di adeguamento possibili, ma come concetto che, senza perdere di vista la necessità dell’analisi dell’ambiente esterno e delle possibili opzioni strategiche, considera la “business idea” quale punto focale.

Gli aspetti relativi alla concorrenza e al sistema di prodotto sono stati trattati nei primi capitoli.

In questo si analizzano le scelte relative alla struttura e a come queste si intersechino con tutti gli altri aspetti nella definizione di una strategia societaria.

4.1.1. La struttura di Eni e la “matrice di Ansoff”

Come detto nel secondo capitolo, Eni è una delle compagnie energetiche integrate più importanti del mondo. Attualmente è impegnata in attività del gas naturale, del petrolio, della generazione elettrica, dell’ingegneria e delle costruzioni.

I principali azionisti sono

- La Repubblica Italiana tramite il Ministero dell’Economia e delle Finanze per una quota pari al 3,93%
- La Cassa Depositi e prestiti, controllata al 70% dal Ministero dell’Economia e delle Finanze per una quota pari al 26,37%
- Azioni proprie pari al 9,56%²⁹⁵

²⁹⁴ Normann R., *ridisegnare impresa(when the map enhances the landscape)*, Etas libri Milano 2002

²⁹⁵ www.eni.com

La struttura organizzativa adottata è quella multi divisionale che ha seguito un processo di diversificazione conglomerale. La scelta della struttura rappresenta il raggruppamento delle attività dell'impresa in posizioni organizzative, collocate nell'ambito della gerarchia aziendale.²⁹⁶

La scelta del modello divisionale prevede che al primo livello organizzativo, la divisione segua le attività di business.²⁹⁷ I vantaggi si sostanziano tipicamente nella possibilità di sfruttare i vantaggi della piccola dimensione, intesi come flessibilità e localizzazione sugli ambiti produttivi dei singoli business e quelli dei grandi gruppi, come le economie di scale o di scopo.

Le unità di business che negli anni sono state acquisite dall'Eni hanno presentato a volte anche irrilevanti connessioni tecnologiche o di mercato con le attività dell'impresa già esistenti.

Il processo evolutivo della struttura del gruppo ha portato ad una semplificazione dell'assetto societario e organizzativo, accompagnato da un rafforzamento del ruolo della Corporate di indirizzo e coordinamento staff e dalla creazione di un governo integrato. Il tutto attraverso un processo di crescita e internazionalizzazione, che le ha permesso di evolvere da holding a corporation integrata.

La svolta è stata attuata agli inizi del 2000, quando le società operative sono state trasformate in divisioni: ad esempio, Agip Petroli nel 2003 è stata interamente incorporata in Eni.

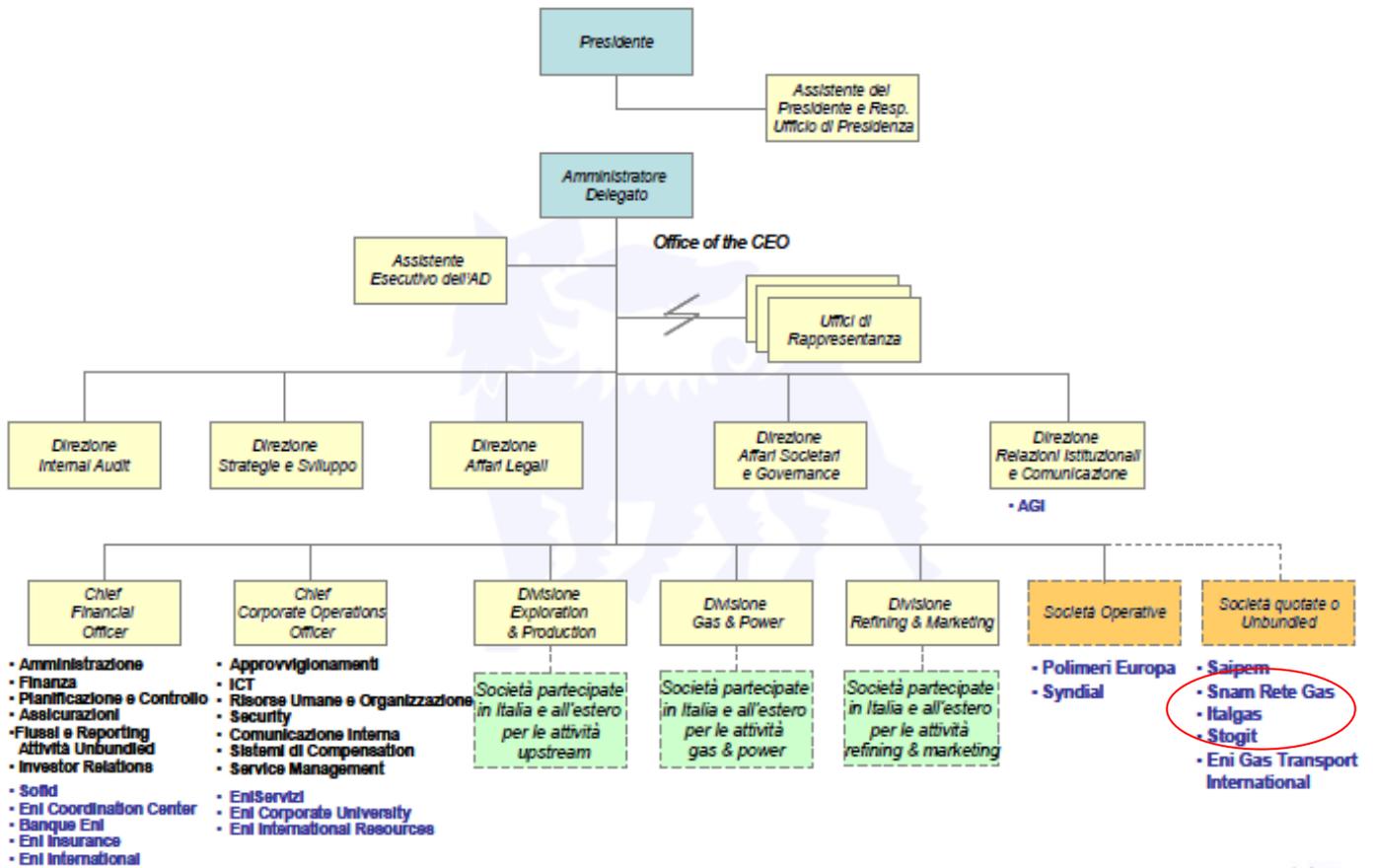
Pur continuando a fare i “mestieri tipici del gruppo”, come esplorazione e produzione, le (ex)società operative hanno lasciato alla corporate le funzioni d'indirizzo e sviluppo, rendendo la struttura una vera e propria company divisionalizzata.²⁹⁸

²⁹⁶ Fontana F, Giustiniano L., Le condizioni organizzative per l'implementazione delle strategie, in Fontana Franco- Caroli Matteo (2006), Economia e Gestione delle imprese, McGraw-Hill.

²⁹⁷ “la struttura divisionale: struttura di un'organizzazione in base a singoli prodotti, gruppi di prodotti, progetti principali o centri di profitto; viene anche indicata come una struttura di prodotto o per unità strategiche di business”, Draft, Organizzazione aziendale

²⁹⁸ Maugeri A. (2003), Il caso Eni, in Donna G., L'impresa multi business crea o distrugge valore?, Egea, Milano.

Figura 4.1: Struttura organizzativa Gruppo Eni



Fonte: Presentazione Assetto Organizzativo di Eni, 4 febbraio 2009

La divisione di E&P è impegnata nella ricerca, sviluppo ed estrazione del petrolio e del gas naturale. Le controparti nelle trattative per la disponibilità di sfruttamento dei giacimenti minerali sono gli Stati, con i quali la società interagisce attraverso la divisione in questione. Opera in Italia, Africa settentrionale e Occidentale, Mare del Nord, Golfo del Messico, Medio ed Estremo Oriente, India e Alaska.

La divisione G&P, invece, opera nell'attività di approvvigionamento, trasporto, rigassificazione, distribuzione e vendita di gas naturale. Rientra in questa divisione l'attività svolta da Snam, di cui l'Eni possiede il 52,54%, a loro volta in Snam sono confluite nel 2009 Italgas e Stogit. Nella divisione rientra anche la produzione di energia elettrica dallo sfruttamento delle turbine a gas.²⁹⁹

La divisione R&M è impegnata nella raffinazione e nella commercializzazione di prodotti petroliferi. Attraverso questa divisione sono venduti sul mercato i prodotti petroliferi acquistati dalla divisione E&P.

²⁹⁹ I siti sono quelli di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara

La divisione ingegneria e costruzioni è attiva nello sviluppo delle attività oil and gas, attraverso la titolarità del 49,51% della Saipem, la società del gruppo quotata alla Borsa italiana che è direttamente impegnata nell'attività di ingegneria, costruzioni e perforazioni, sia onshore che offshore.

Attraverso il lavoro della Saipem, Eni è la promotrice di progetti di rilevanza internazionale quale il gasdotto South Stream, sviluppato congiuntamente con Gazprom.

4.1.2. La struttura conglomerale e il “raggio d'azione” di Eni

Tra i punti di forza della Swot analysis, realizzata per la società e presentata nel secondo capitolo, si annoverano la presenza trasversale lungo tutta la filiera e la forte posizione sul mercato europeo del gas naturale. Anche la possibilità di realizzare investimenti in attività di ricerca e sviluppo è connessa alla presenza che Eni ha guadagnato nel corso degli anni, in quanto le ha permesso di instaurare relazioni con i differenti paesi per le concessioni relative alla possibilità di sfruttare giacimenti.

Tabella 4.1: Punti di forza Swot analysis

Punti di forza
<ul style="list-style-type: none"> • Forte posizione nel mercato europeo del gas naturale; • Presenza trasversale in tutta la catena del valore; • Forti investimenti in attività di ricerca e sviluppo.

L'Eni, nell'attuare il suo processo di espansione, si è mossa lungo le dimensioni che definiscono il raggio d'azione dell'azienda: dimensione geografica, combinazione prodotto-mercato, integrazione verticale.

Tabella 4.2: Raggio d'azione Eni

Dimensione geografica	<ul style="list-style-type: none"> • Eni è presente in 79 paesi • La presenza può essere attuata: <ul style="list-style-type: none"> ○ Attraverso il marchio Eni ○ Attraverso collegate ○ Attraverso joint venture
Integrazione verticale	<ul style="list-style-type: none"> • Eni è presente in tutte le fasi della filiera, sia quella del gas che del petrolio, attraverso i suoi segmenti: <ul style="list-style-type: none"> ○ Exploration & Production

- Gas & Power
- Ingegneria e Costruzioni
- Petrolchimica
- Altre attività

Alla base delle decisioni di espansione, vi è la possibilità di sviluppare e poter sfruttare delle economie di scala o di esperienza.

In un tale contesto, il contributo della Corporate si presenta come squisitamente manageriale, dedito alla gestione del portafoglio di business di cui il gruppo ormai dispone. Le competenze relative alle scelte di strategia operativa restano sempre nelle mani delle società che gestiscono i singoli business, mentre la capogruppo tipicamente svolge funzioni di raccolta dei mezzi finanziari.³⁰⁰

La matrice di Ansoff è uno strumento di marketing che aiuta le aziende ad individuare il percorso strategico da seguire a fronte degli obiettivi desiderati. Si basa sull'intersezione di due dimensioni: prodotto e mercato.³⁰¹

Matrice 4.1: La matrice di Ansoff

Prodotto Mercato	Attuale	Nuovo
Attuale	Penetrazione del mercato	Sviluppo del prodotto
Nuovo	Sviluppo del mercato	Diversificazione

Applicando la matrice di Ansoff alla società, questa risulta essere posizionata nel quadrante in basso a destra: quello della diversificazione.

Tra le quattro modalità di diversificazione individuate, Eni adotta quella conglomerale. Il risultato è la creazione di una struttura organizzativa composta da una molteplicità di società, che realizzano prodotti anche diversi tra loro e che poggia la sua ragione d'essere

³⁰⁰ Sonnino M., "Risorse, competenze ed estensione della diversificazione", Working Paper, Luiss business school, Luiss, Roma 2006.

³⁰¹ Igor Ansoff, Corporate Strategy: An Analytic Approach to Business Policy for Growth and Expansion, McGraw-Hill, New York, 1965; trad. it. Strategia aziendale, Etas Libri, Milano, 1968

sulla possibilità di creare delle sinergie tra le varie parti che la compongono, dove la strategia da seguire prevede l'estensione dell'attività verso aree completamente nuove: nuovi mercati e nuovi prodotti (e nuovi clienti con tecnologie nuove).³⁰²

Le motivazioni economiche di una tale struttura, si sostanziano nella possibilità di sfruttare economie di scala e economie del raggio d'azione.³⁰³

Le economie di scala si verificano quando, in seguito alla produzione di una maggiore quantità di beni e servizi, il costo medio di produzione diminuisce.

La possibilità di sviluppo di suddette economie non è imputabile solo all'utilizzo dei medesimi impianti, ma anche alle attività di marketing e di ricerca e sviluppo, o alla ripartizione del rischio e al minore costo del capitale, accompagnato dalla possibilità di ridurre le difficoltà nella fase di recruiting del nuovo personale. In sintesi, le fonti delle economie sono individuate nella possibilità di sviluppare tra i vari componenti della società delle sinergie; sinergie di vendita, operative, negli investimenti o manageriali.

Le economie di raggio d'azione (o di scopo) sono associate alla riduzione del costo unitario dell'output prodotto che deriva dalla produzione congiunta di due o più beni.

Le scelte del raggio d'azione sono da riconnettere alla possibilità di sfruttare anche altre economie, che derivano dalla riduzione trasversale dei costi di due o più funzioni. Si verificano quando produrre o distribuire prodotti insieme genera costi inferiori rispetto a quelli che si dovrebbero sostenere se si producesse o si distribuisse la stessa quantità di prodotti separatamente.

Spostandosi lungo il raggio d'azione, una società può anche riuscire a sfruttare la curva di esperienza, riducendo i propri costi grazie all'aumento del volume di produzione cumulata. Con il termine esperienza non ci si riferisce solo all'apprendimento dei dipendenti, ma anche alle innovazioni tecnologiche incrementali o a quelle organizzative.

- Crescente abilità nello svolgimento delle attività

³⁰² Le quattro modalità di diversificazione individuate da Ansoff sono:

- Orizzontale
- Correlata o concentrica
- Conglomerale
- Verticale

³⁰³ Montgomery (1997), *Corporate strategy, Resources and the Scope of the Firm*, McGraw-Hill, , ed. it., *Corporate Strategy*, McGraw-Hill, 1999, p. 98 e segg.

- Migliore selezione delle risorse produttive
- Coordinamento più efficiente fra le risorse produttive
- Più elevata programmabilità dell'attività
- Semplificazioni dei prodotti e dei processi

E' bene ricordare però che, mentre gli effetti delle economie di scala possono essere riprodotti facilmente aumentando la capacità degli impianti, lo sviluppo dell'esperienza aziendale richiede tempi più lunghi.³⁰⁴ Inoltre, non è possibile aumentare all'infinito la scala dell'esperienza, esiste un punto in cui non si può più parlare di economie, bensì solo di diseconomie.

Quando si opta per delle scelte strategiche che portano all'aumento delle dimensioni aziendali, si sta cercando di sfruttare quale ulteriore fonte di vantaggio quella delle esternalità di rete: la valutazione del prodotto ad opera del consumatore cresce all'aumentare del numero di consumatori che ricorrono a tale bene o servizio. I manager identificano lo sviluppo di queste economie con la possibilità di generare sinergie.

La ricerca di questo obiettivo può portare all'errore di allargare eccessivamente le proprie attività a segmenti di mercato, che possono risultare anche compatibili, ma che alla fine non generano sinergie, anzi appesantiscono l'operatività della società. Il processo di espansione seguito dalle società non deve essere causale, ma deve seguire un percorso ben preciso, tracciato dalle risorse di cui si dispone e dai fattori critici di successo.

L'espansione diversificata è un concetto troppo complesso per poter dare tassativamente valutazioni oggettive o negative; per valutarne l'efficacia bisogna tener conto del patrimonio di risorse di cui un'impresa dispone e delle occasioni di inserimento nei nuovi business. L'importante è che anche nel momento in cui si decide di ricorrere ad una strategia di diversificazione non correlata, ma conglomerale,³⁰⁵ si scelgano settori che consentano lo sviluppo delle proprie risorse.

Il gruppo Eni, in qualità di struttura divisionale conglomerale, ha al suo interno non solo business direttamente collegabili al settore energetico, ma al gruppo fanno capo anche altre società, tra cui:

³⁰⁴ Le economie di esperienza rappresentano il tipico esempio di percorsi obbligati, path dependency.

³⁰⁵ Classificazione di Rumelt in Rumelt, Richard P. *Strategy, Structure, and Economic Performance*. Boston: Harvard University Press, 1974.

- quelle direttamente impegnate nello svolgimento di attività finanziarie, come Eni Adfin, un intermediario finanziario abilitato a operare nei confronti del pubblico,
- quelle che si occupano di ricerca e reclutamento del personale
 - Eni International Resources
 - Eni Corporate University

La scelta della strategia di diversificazione è alla base del modello multi-utility, che si collega al concetto di industria a rete e di valorizzazione delle stesse. Comporta l'ampliamento delle combinazioni prodotto/ mercato in cui l'impresa può scegliere di operare, questa scelta è spesso dettata anche dall'evoluzione del contesto competitivo.

Eni quindi è anche una società che ha seguito la via dell'integrazione verticale, entrando in diverse fasi della filiera, rimanendo all'interno del medesimo settore e acquisendo così anche nuove competenze tecnologiche.

È importante sottolineare che quando una società ricorre alla strategia di diversificazione, va incontro al cosiddetto "conglomerate discount"(sconto da conglomerata): se si considera il valore di mercato reale dell'azienda nel suo complesso con quello figurativo dei singoli business componenti, c'è sempre uno sconto che tendenzialmente ammonta intorno al 20%.³⁰⁶

4.1.3. Società unbundled: Snam Rete Gas S.p.A.

Al segmento Gas&Power fa capo il 52,54% della società Snam Rete Gas S.p.A., un gruppo integrato leader in Italia per le attività regolate del settore del gas e un operatore di assoluta rilevanza in Europa in termini di capitale investito ai fini regolatori (RAB).

La società fu costituita nel 2001, in seguito all'imposizione dell'unbundling, che allora prevedeva semplicemente la separazione societaria, legale e contabile dell'attività domestica di trasporto primario del gas.

Nel luglio del 2009 Eni ha venduto il 100% di Italgas e Stoccaggi Gas Italia (Stogit) a un prezzo di 3,070 miliardi e 1,650 miliardi di euro a Snam Rete Gas. Il valore complessivo dell'operazione pari a 4,720 miliardi di euro è stato finanziato dalla società acquirente

³⁰⁶ Il concetto di conglomerate discount fu introdotto per la prima volta nel 1994 da Lang e Stulz. Sono state formulate delle critiche al concetto, basate principalmente sui criteri con cui il risultato è stato ottenuto: metodo di misurazione, metodo di selezione del campione e direzione della casualità non chiara. Comunque, lo studio non dimostra che la diversificazione determini un risultato deludente.

attraverso un aumento di capitale fino a 3,5 miliardi di euro (di cui Eni si è impegnata a sottoscrivere la propria quota di competenza pari al 50,05%) e attraverso l'assunzione di un debito per 1,3 miliardi. La strategia è stata attuata al fine di conseguire importanti sinergie strutturali e coerentemente agli obiettivi di unbundling, allora menzionati dalle direttive europee e in fase di attuazione nazionale.³⁰⁷

L'operazione, spostando tutte le attività regolate del gruppo Eni nel settore del gas, ha creato uno dei maggiori operatori in Europa nel settore dei business regolati con un capitale investito ai fini regolatori di circa 20 miliardi di euro, una rete di trasporto di 31.058 km, una capacità di stoccaggio pari a 14 miliardi di metri cubi e 5 miliardi di metri cubi di riserva strategica³⁰⁸. L'impatto sulla capitalizzazione di borsa è stato ovvio ed evidente.

Grafico 4.1: Capitalizzazione di Borsa (miliardi di euro)



fonte: www.snaretegas.it

L'utile operativo della società nel 2010 ammonta a 1.862 milioni di euro, in aumento del 17% corrispondente a 271 milioni di euro³⁰⁹. Questi ricavi sono ripartiti tra i vari business in cui è impegnata l'azienda che sono:

Tabella 4.4: Utile operativo per singoli settori

	2010
Trasporto	€1.185 milioni
Rigassificazione	€7 milioni
Stoccaggio	€218 milioni
Distribuzione	€455 milioni

³⁰⁷ Archivio "il sole24ore" 12 gennaio 2009

³⁰⁸ Relazione finanziaria Snam Rete Gas 2010

³⁰⁹ Bilancio Snam Rete Gas 2010

4.2. Come Eni si dovrà adeguare al decreto legislativo in attuazione della direttiva europea 2009/73

È vero che le scelte strategiche, anche nella loro accezione relativa alla struttura organizzativa, si basano su aspetti che riguardano da “vicino” la realtà aziendale (focalizzandosi su aspetti diversi a seconda delle teorie adottate, come può essere la vision piuttosto che la conoscenza), ma è vero anche che le scelte devono rispettare una cornice più ampia: quella relativa all’ambito normativo.

A volte le regole a cui le società sono “costrette” ad adeguarsi possono anche essere in contrasto con le scelte o le politiche aziendali migliori, decretate in seguito allo studio dei modelli di valutazione.

Un esempio di “diatriba” è quella tra le necessità di un interesse più ampio, come può essere la creazione di un mercato europeo libero e concorrenziale, e quello di una società che ha deliberatamente adottato scelte strategiche che l’hanno portata ad “allargarsi” sempre più, inglobando business che le hanno permesso di avere una posizione di monopolio nel settore. Come visto nel capitolo relativo al processo di liberalizzazione, il governo italiano ha emanato un decreto di attuazione di quanto disposto dal terzo pacchetto energia in riferimento alla situazione del settore del gas (direttiva europea 2009/73). Ha adottato tra le soluzioni previste quella meno invasiva, cercando così una mediazione tra gli interessi di mercato e quelli prettamente societari. A seguito dell’emanazione del decreto legislativo n.335 in attuazione della direttiva 2009/73, la diatriba relativa alla possibilità/ necessità di separare il gruppo tra attività upstream e attività downstream ha trovato “legalmente” una “pausa”.

In seguito alla ristrutturazione del gruppo, nel 2009 sono state spostate sotto il controllo di Snam tutte le attività regolate facenti riferimento ad Eni. Snam rete gas detiene quindi il controllo del 100% delle società che sono occupate nell’attività di distribuzione, stoccaggio e rigassificazione.³¹⁰

È stato scongiurato il pericolo che Eni fosse costretta da obblighi di legge nazionale a seguire la procedura di separazione proprietaria definita come Ownership Unbundling,

³¹⁰ Comunicato Stampa Eni: Informativa Consob sulla cessione del 100% di Stogit e Italgas a Snam Rete Gas, 16/02/2009.

potendo, come spiegato nel terzo capitolo, decidere di ricorrere semplicemente separazione funzionale: Independent Transmission Operator (ITO).

Dopo anni di dibattiti anche accesi, durante i quali anche l'Aeeg si era mossa per promuovere la necessità di una regolazione, che prevedesse la separazione proprietaria, il governo ha “accolto” le richieste dell'ex monopolista.

Nella struttura del gestore di trasporto, secondo quanto previsto dal decreto n.335, in attuazione della direttiva 2009/73, deve essere introdotto un Organo di Sorveglianza. che inasprando gli aspetti regolatori, dovrebbe permettere di raggiungere gli stessi obiettivi della separazione proprietaria, quali:

- la promozione in modo non discriminatorio degli investimenti per il potenziamento delle infrastrutture,
- la garanzia di un accesso equo alla rete e la trasparenza nel mercato, attraverso “specifiche disposizioni supplementari”.³¹¹

La legge prevede l'istituzione dell'Organo di Sorveglianza, affinché Eni non possa in nessun modo influenzare il comportamento concorrenziale del gestore, ovvero di Snam. La gestione della società viene affidata in modo autonomo ad una struttura che deve inserirsi all'interno della struttura del gestore della rete, Snam Rete Gas, e rispondere a precise regole d'indipendenza, come per gli aspetti relativi alle carriere dei manager, rigorosamente separate, agli affari legali, alla finanza e al controllo.

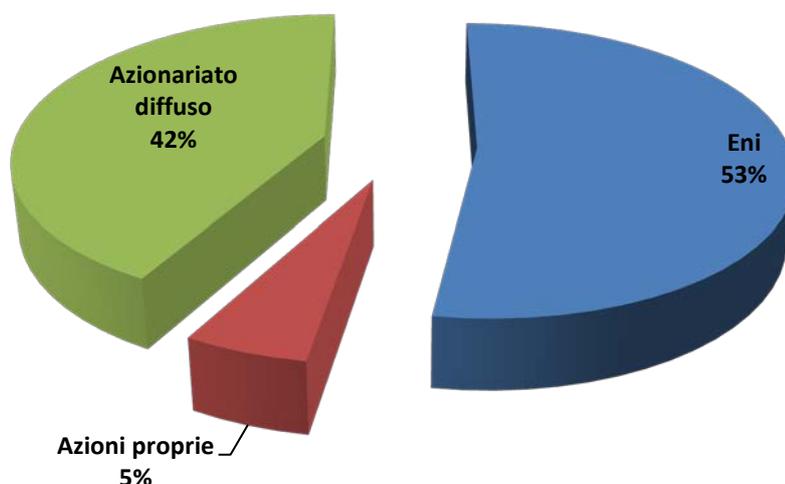
Coerentemente con tali obiettivi, l'Organo di Sorveglianza è composto da membri che possono rappresentare sia l'impresa integrata che i soggetti terzi, occupandosi di decisioni relative alla nomina, al rinnovo, alle condizioni di lavoro, alla retribuzione e alla cessazione del mandato per quanto riguarda i membri degli organi amministrativi del gestore.³¹²

Dopo una valutazione delle disposizioni è apparso chiaro come il modello fosse intriso di limiti e ostacoli al raggiungimento dell'obiettivo finale di indipendenza.

³¹¹ Art16 direttiva 2009/73/CE

³¹² Art.14 decreto lgs n. 335

Grafico 4.2: Azionariato di Snam Rete Gas



Fonte: Relazione finanziaria Snam 2010

Il primo limite è quello relativo alla procedura di nomina dei membri. Come detto, è previsto che, siccome le decisioni dell'Organo possono impattare direttamente sul risultato degli azionisti, a questi è riconosciuto il diritto di nominarne i membri.³¹³

Il capitale sociale di Snam è detenuto al 52,54% da Eni, al 5,4% circa dalla stessa Snam e al 42% dall'azionariato diffuso: in attuazione di quanto disposto dal decreto, Eni continuerà a nominare almeno la metà più uno dei membri.

Assumendo che l'Organo deliberi a maggioranza semplice in relazione a tutte le decisioni strategiche della gestione ordinaria della società, la stessa Eni continuerà ad essere la detentrica del controllo sulle decisioni. Ovvero, le decisioni non saranno indipendenti dall'impresa, ma soggette alla disponibilità della stessa.

Le misure restrittive prevedono anche che l'indipendenza sia garantita dal Responsabile di conformità.³¹⁴

Viene riconosciuto anche un ruolo all'Aeeg, al Ministero per lo sviluppo economico e all'Antritrust.

L'Aeeg deve vigilare sulla nomina dei membri; almeno la metà meno uno dei membri nominati deve essere soggetto al vaglio dell'Autorità, vigendo l'obbligo di notifica alla

³¹³ Le decisioni dell'Organo di Sorveglianza "possono avere un impatto significativo sul valore delle attività degli azionisti" (articolo 14, comma 1).

³¹⁴ Art. 15

stessa dell'identità del soggetto, dei termini, della durata e della scadenza del mandato di tali membri, che diventano vincolanti, ammesso che il regolatore non presenti obiezioni entro tre settimane dalla notifica.³¹⁵ L'Autorità può formulare obiezioni se sorgono dubbi circa l'indipendenza professionale della persona nominata.

I membri che sono soggetti al vaglio dell'autorità devono possedere requisiti di indipendenza rispetto all'impresa verticalmente integrata più stringenti di quelli cui sono soggetti gli altri membri, cui si applica esclusivamente la previsione relativa alla necessità di notifica all'Aeeg delle decisioni di cessazione anticipata, vincolanti solo in assenza di obiezioni.

Per quanto riguarda l'Antitrust, al termine dei cinque anni previsti per la fase di sperimentazione, dovrà approvare tutti gli accordi commerciali e finanziari conclusi dalla nuova Snam con l'Eni. Nello stesso lasso di tempo, il Ministero dello Sviluppo Economico potrà valutare le misure aggiuntive e l'Authority potrà varare le sanzioni.

Il mantenere la proprietà delle infrastrutture serviva a tutelare il gruppo dalla possibilità sempre più presente che colossi stranieri, primo tra tutti Gazprom, potessero entrare in possesso delle pipeline italiane.³¹⁶

La scelta del governo di separazione funzionale ha indubbiamente i suoi vantaggi nel fatto che impone obblighi di terzietà e di non discriminazione nell'accesso alle reti, sebbene ne lasci la proprietà e il controllo nelle mani dell'incumbent. Il limite della scelta non è connesso alla libertà di accesso, sebbene questa sia semplice da ottenere, il punto complicato è l'essere certi che anche la politica degli investimenti segua un'impostazione pro-concorrenziale, ovvero non volta alla rinuncia degli investimenti remunerativi solo perché potrebbero pregiudicare l'estrazione di rendite di monopolio a monte e a valle.

4.3. Le ragioni dei limiti del modello adottato dal governo italiano

Come abbiamo visto più volte anche nel primo capitolo, esistono lungo la filiera diversi tipi di segmenti, classificabili a seconda della possibilità o meno di introdurre una concorrenza

³¹⁵ Art. 13 comma 1 e 2

³¹⁶ In questo atteggiamento si evidenzia ancora di più la diversa linea manageriale adottata dall'ad Scaroni, a differenza di quella adottata da Vittorio Mincato, che non solo aveva portato Snam alla quotazione, ma si mostrava anche propenso ad una possibile concentrazione delle risorse nell'upstream petrolifero. Ma c'è da dire che la crisi ha cambiato il contesto del settore.

di mercato; alcuni di questi infatti rappresentano dei veri e propri monopoli tecnici, in quanto i costi di duplicazione sarebbero altrimenti proibitivi.

L'ostacolo maggiore allo sviluppo della concorrenza del settore è che talvolta non serve che il monopolista faccia effettivamente uso del suo potere per ostacolare i newcomer, è sufficiente il sospetto che possa farlo a deprimere la concorrenza potenziale, e quindi ad essere disincentivante per lo sviluppo del mercato.

Le soluzioni che dovrebbero essere adottate dai vari governi, in virtù del principio di sussidiarietà, dovrebbero favorire il raggiungimento di tre obiettivi:

1. Eliminare i conflitti d'interessi
2. Massimizzare la concorrenza attuale e potenziale
3. Evitare formule di regolazione pesanti

In relazione al terzo punto, è vero che, se c'è una buona attività di regolamentazione, la proprietà della rete in mano all'impresa integrata non conta più molto, ma la piena libertà di accesso deve fare i conti con le condizioni particolari di fornitura che caratterizzano il settore: i contratti take or pay.

Siccome le società che sottoscrivono queste formule contrattuali alla fine devono comunque pagare il gas indipendentemente dal fatto che lo utilizzino o meno, sono portate a limitare le concessioni ai terzi per lo sfruttamento dei gasdotti a loro appartenenti. Quindi, i comportamenti ostativi alla libertà di transito potrebbero essere legati oltre che a strategie atte ad eliminare la concorrenza, alle difficoltà di copertura delle spese di approvvigionamento che ne potrebbero derivare se si lasciasse a tutti la possibilità di accedere.

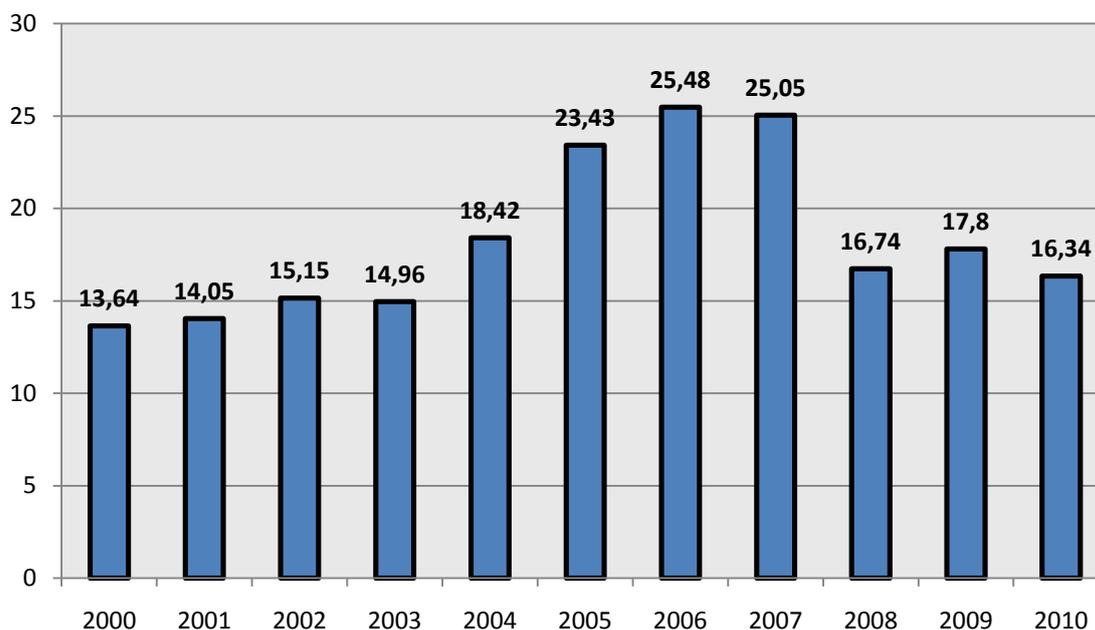
L'unico modo per risolvere la questione prevede l'adozione di un modello di separazione proprietaria tra le reti e le compagnie attive nei segmenti commerciali.

L'art.10 del decreto legislativo n.335, riconosce alle imprese la possibilità di adottare il principio di separazione proprietaria.

4.4. Il titolo Eni

Il titolo è quotato alla Borsa di Milano e sul New York Stock Exchange (NYSE).

Grafico 4.3: Andamento prezzo titolo Eni



Fonte: Relazione finanziaria 2010

Il prezzo di chiusura del 2010 sulla Borsa di Milano è stato pari a €16,34, con una riduzione dell'8,2%. Nello stesso periodo la quotazione dell'indice FTSE MIB ha registrato una flessione del 13,2%.³¹⁷

Nel 2010, sul mercato europeo il beta, nella sua valutazione a tre mesi, un mese, un anno, ha tendenzialmente registrato un valore inferiore all'uno. Dato che invece si è mostrato in aumento nel 2011.³¹⁸ La diversificazione e la presenza internazionale sono dati che giocano a favore dell'andamento del beta.

Le azioni fanno parte del paniere FTSE MIB, che insieme allo FTSE Italia Mid Cap., ha sostituito il segmento Blues Chips nel circuito borsistico.³¹⁹ Gli indici azionari sono la sintesi del valore del paniere dei titoli azionari; i loro movimenti rappresentano un'approssimazione del variare nel tempo del valore dei titoli che rappresentano. Questi devono essere considerati quali benchmark per valutare le prestazioni della società in esame.

³¹⁷ www.eni.com

³¹⁸ Osiris: Eni S.p.A. Company Report

³¹⁹ La Borsa Italiana SpA era divisa in 4 segmenti diversi, il segmento Blue Chips rappresentava quello destinato alle imprese di grande capitalizzazione (superiore ad 1 miliardo di euro)

L'indice azionario FTSE MIB è nato in seguito alla fusione del 2007 tra Borsa Italiana (S&P Mib) e il London Stock Exchange ed è operativo a partire dal 1° giugno del 2009. Rappresenta attualmente l'indice più significativo con un paniere che racchiude le azioni di 40 delle società italiane ed estere maggiori tra quelle quotate e l'80% della capitalizzazione del mercato azionario.³²⁰

Se restringiamo il periodo d'indagine agli ultimi tre anni, la perdita del titolo ammonta a circa il 17%, che rappresenta comunque una perdita inferiore rispetto a quella pari al 28% dell'indice FTSE MIB nello stesso periodo.³²¹

Negli ultimi anni invece, l'andamento del titolo e quello dell'indice risultano essersi riallineati.

Grafico 4.4: Confronto andamento titolo Eni e FTSE MIB



Fonte: www.eni.com

Il titolo Eni è quotato anche sul New York Stock Exchange. Alla fine del 2010, la quotazione del titolo sulla borsa americana ha registrato una diminuzione del 13,6% rispetto al prezzo registrato nell'ultima seduta del 2009, quando ammontava a 50,61 dollari.³²²

³²⁰ www.borsaitaliana.it

³²¹ www.eni.com

³²² www.eni.com

Grafico 4.5: Andamento titolo Eni sul NYSE



Fonte: www.eni.com

Sul mercato italiano, il titolo Eni è uno dei più liquidi con 5,3 miliardi di azioni negoziate e una media giornaliera nel 2010 di circa 20,7 milioni di azioni, in calo rispetto al 2009 durante il quale la media giornaliera è stata di 27,9 milioni di azioni.

Il controvalore degli scambi di azioni Eni sulla borsa italiana nel 2010 è stato di oltre 86 miliardi di euro (118 miliardi di euro nel 2009), pari a circa 336 milioni di euro su base media giornaliera.³²³

4.5. La posizione del fondo Kinght Vinke

Knight Vinke è una società di asset management statunitense specializzata nello stock picking e soprattutto nel cercare di spingere società di grandi dimensioni, ritenute sottovalutate, a modificare le strategie generali o specifiche (ad esempio cedere una business unit non performante), con l'obiettivo di aumentare il proprio valore e favorire gli investitori.³²⁴

In altre parole, si tratta di un fondo attivo, che dopo aver acquistato una piccola quantità di una società ed aver spiegato le proprie scelte strategiche cerca d'imporsi alla gestione

³²³ www.eni.com

³²⁴ Lo STOCK-PICKING rappresenta la "scelta delle azioni", la fase in cui il gestore di un fondo azionario, dopo aver selezionato le classi di attività (asset class) più generiche in cui investire, sceglie specificamente le singole azioni da inserire in portafoglio. Quando tale attività è svolta replicando le percentuali che i titoli ricoprono nel benchmark si parla di "gestione passiva"; quando, invece, le percentuali si discostano notevolmente da quelle del benchmark di riferimento si parla di "gestione attiva". E' in quest'ultimo stile di gestione che lo "stock-picking" riveste una particolare importanza

societaria attraverso l'acquisizione di deleghe.³²⁵ Nel caso dell'Eni, il fondo americano Knight Vinke, detiene l'1% del capitale.

Rappresenta il più forte sostenitore della necessità di applicare all'Eni il processo di separazione proprietaria e non solo quella funzionale, perché, date le proprie stime sui risultati aziendali, una separazione della società potrebbe aumentare il valore per gli azionisti.

Secondo Vinke, la scelta organizzativa del gruppo come conglomerato energetico, attivo sia nei settori a monte, quali quello della ricerca e della produzione di idrocarburi, sia nei settori a valle, quali quello della vendita, dello stoccaggio e della distribuzione di gas naturale, penalizza fortemente la valutazione complessiva da parte del mercato e soprattutto ne limita la capacità di indebitamento, che si presenta tendenzialmente elevata nelle società pubbliche operanti nel settore regolato (infrastructure utilities).

L'idea base è che dentro l'Eni convivano tre soggetti completamente diversi. C'è una oil company tradizionale, attiva nell'upstream e fortemente internazionalizzata. Poi c'è un'utility, che importa e vende gas in Italia. Infine c'è l'unità infrastrutturale, una tipica macchina da dividendi che però è penalizzata dal fatto di essere parte del più vasto "agglomerato" dell'Eni.

L'integrazione verticale rappresenta uno sconto sul valore del titolo, perché altera le capacità di valutazione del mercato. La linea guida di tutta l'argomentazione si basa sulla convinzione che incorporare l'Eni potrebbe far emergere il valore nascosto.

I danni che gli americani imputano a questa scelta strategica sono molto gravi per la società e sono individuati principalmente:

- nel taglio dei dividendi registrato negli ultimi anni
- negli ostacoli alla crescita della divisione E&P, che per la natura delle attività che svolge richiede un ingente e sempre crescente fabbisogno di finanziamenti.

Le argomentazioni di Vinke sono state espone dallo stesso fondo in una lettera inviata all'amministratore delegato della società, Paolo Scaroni, il 4 novembre 2009. Il criterio di determinazione del valore aziendale, adottato ed esposto nella documentazione inviata, è

³²⁵ In passato ha ottenuto uno snellimento della struttura di Royal Dutch Shell, contestato la strategia e la governante di HSBC e cercato di impedire l'acquisizione di VNU.

quello del calcolo dei multipli, con cui avrebbero dimostrato la forte sottovalutazione in borsa del titolo rispetto ai concorrenti.

4.5.1. *Stime sui multipli*

I multipli utilizzati dal fondo sono il Price/Earnings e EV/DACF.

Il primo esprime il rapporto tra il prezzo di mercato e l'EPS; si fonda sull'assunto che ci sia una forte correlazione tra gli utili netti e il valore d'impresa. Per quanto riguarda il numeratore questo rappresenta la capitalizzazione di borsa, che può essere ricavata anche dal modello reddituale di valutazione delle aziende. Rappresenta il valore delle aziende come la sommatoria dei valori attuali dei redditi che la stessa produrrà in futuro. Il denominatore esprime l'utile per azione, ovvero il rapporto tra l'utile operativo e il numero delle azioni in circolazione.³²⁶

Il rapporto tra l' Enterprise Value e il Debt-Adjusted Cash Flow è il multiplo che più di frequente viene utilizzato dagli analisti finanziari delle imprese operanti nel settore petrolifero per la valutazione delle aziende.

Il numeratore è dato dalla somma tra la capitalizzazione di borsa e l'indebitamento finanziario netto. La capitalizzazione di borsa esprime il valore totale delle azioni emesse da una società e si ottiene moltiplicando il prezzo di mercato delle azioni per il numero totale delle stesse, dal calcolo sono escluse le azioni proprie ricomprate dalla società. Rappresenta il valore che in quel dato momento il mercato dà alla società e dipende da una serie di informazioni di cui il cliente può disporre: il premio di maggioranza, le operazioni e il metodo di acquisto posto in essere.

Il denominatore, DACF, rappresenta il flusso di cassa del debito adjusted e si calcola come somma tra il flusso di cassa operativo e gli interessi passivi sul reddito.

Tabella 4. 5: Multiplo P/E e EV/DACF secondo stime Knight Vinke

Multiplo	Anno	Valore Eni	Media competitor
P/E	2009	10,9	13,8 (da 10,9 a 17,6)
	2010	8,3	9,9 (da 8,3 a 12,9)

³²⁶ Caramiello C., Di Lazzaro F., Fiori G. (2003), *Indici di bilancio, Strumenti per l'analisi della gestione aziendale*, Giuffrè editore, sec.ed.

EV/DACF	2009	5,9	7,5 (da 5,9 a 9,5)
	2010	5,3	6,1 (da 4,6 a 8,6)

Fonte: Knight Vinke

In termini di P/E, attraverso le stime per il 2009, l'azione è risultata essere trattata a 10,9 volte contro le 13,8 del settore, con una gamma da 10,9 a 17,6. Ossia, l'azione è quotata a sconto rispetto a quelle degli altri operatori attivi nello stesso settore e in caso di graduatoria si troverebbe posizionata all'ultimo posto.³²⁷

Per il 2010 la valutazione borsistica del titolo risulta ulteriormente in calo; il multiplo risultava pari a 8,3, contro una media di 9,9 del settore (gamma da 8,3 a 12,9). Bisogna però sottolineare che sulla base delle previsioni si sarebbe dovuto registrare un calo nelle valutazioni del mercato relative a tutto il settore.³²⁸

In entrambi gli anni, Eni risulta essere il titolo con quotazione minore rispetto a quelle dei suoi competitor, nonostante sia l'unica tra le principali compagnie a possedere un'utility importante, come la rete infrastrutturale italiana.

In termini di EV/DACF, invece, l'azione Eni è quotata in borsa con un notevole sconto rispetto alle società consorelle; mediante le stime calcolate dal fondo per il 2009, il multiplo avrebbe dovuto assumere un valore corrispondente a 5,9 volte il cash flow, pari al valore minimo della sua gamma di appartenenza (da 5,9 a 9,5), contro una media dei suoi concorrenti pari a 7,5 volte il cash flow. Nel 2010 invece i valori calcolati ammontano a 5,3 volte il cash flow per l'Eni e 6,1 volte il cash flow come media del comparto (gamma da 4,6 a 8,6).³²⁹

Anche in questo caso la situazione è da considerare particolare in relazione alla titolarità delle utility; le utility quotate generalmente presentano multipli superiori rispetto a quelli delle altre società attive nel settore petrolifero. Queste considerazioni coincidono con la valutazione del fondo solo per Snam, che è prevista essere, in seguito alle acquisizioni del

³²⁷ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

³²⁸ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

³²⁹ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

100% di Stogit e Italgas, in termini di EV/DACF pari a 12,1 volte il cash flow, rispetto alle 5,9 volte dell'Eni.³³⁰

4.5.2. La “somma delle parti”

Lo studio degli americani continua con l'utilizzo dello strumento della “somma delle parti”: una metodologia di valutazione che prevede che ogni area della società sia valutata in modo diverso (DCF, multipli, valore di carico, valore di mercato, NAV, Embedded Value/Goodwill, EVA), e poi sommata.

La valutazione di Eni di Knight Vinke tra €27,81 e 31,94 per azione deriva appunto dalla somma delle parti.

Gas & Power + Esplorazione e produzione – il debito netto- le minoranze di Snam e Saipem. Il tutto diviso per le azioni esistenti.

Tabella 4.6: Somma delle parti secondo stime Knight Vinke

	Valuation (€ million)		Valuation per Share (€)	
	Low	High	Low	High
Snam Rete Gas	20,467	21,604	5.65	5.96
International Transport	4,978	5,255	1.37	1.45
Supply and Marketing	8,070	9,684	2.23	2.67
Distrigas	3,822	3,822	1.06	1.06
Gas-related equity stakes (including UFG, GVS, AES Torino, stakes in TAG, TMPC, TENP, Transitgas)	3,138	3,610	0.87	1.00
Gas & Power (s/total)	40,474	43,974	11.17	12.14
Exploration & Production	64,610	75,379	17.84	20.81
Refining & Marketing	3,538	4,082	0.98	1.13
Petrochemicals	786	943	0.22	0.26
Oil Services & Engineering (including Saipem)	9,664	11,151	2.67	3.08
Oil-related equity stakes (including Galp, Nigeria LNG)	10,616	10,799	2.93	2.98
Other Activities	(1,300)	(1,517)	(0.36)	(0.42)
Corporate & Financial	(464)	(541)	(0.13)	(0.15)
Less:				
Net financial debt	(18,144)	(18,144)	(5.01)	(5.01)
Snam Rete Gas minorities	(5,126)	(5,665)	(1.41)	(1.56)
Saipem minorities	(3,912)	(4,753)	(1.08)	(1.31)
Equity Value	100,743	115,708	27.81	31.94

Fonte: Knight Vinke

Il fondo aveva sottolineato come le parti di maggior valore fossero quelle della divisione Gas & Power, seguite dal valore delle partecipazioni non consolidate.

³³⁰ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Concentrandosi principalmente sulla divisione Gas & Power, Knight Vinke sostiene che gli analisti oil (quelli dell'industria petrolifera) utilizzino un metro di giudizio diverso per valutare la componente utility rispetto a quanto facciano gli analisti specializzati sulle aziende di pubblica utilità, ossia un metodo non adatto.

Gli analisti del settore utility usano una forchetta tra 19 e 21 miliardi di Euro (cifre in linea sia con il valore di mercato che con la RAB, il valore di libro stabilito dall'Authority), mentre gli analisti del settore dell'oil and gas la valutano tra 10 e 16 miliardi di Euro, considerandola erroneamente come se fosse una società petrolifera.³³¹

Quando si applica il metodo della “somma delle parti” è necessario riconoscere l'esistenza del “conglomerate discount” e questo vale anche per l' Eni. L'errore della valutazione, secondo gli americani, sta nel fatto che i criteri di definizione dello “sconto da conglomerata” siano piuttosto arbitrari, in quanto partono dal 2% fino a raggiungerne il 40%. Considerando probabile che invece di ricorrere all'utilizzo della somma delle parti, facciano ricorso a sistemi di valutazione quale lo EV/DACF, valutando l'utility attraverso il ricorso ai multipli della società petrolifera.

Per dimostrare l'effetto negativo che la politica manageriale sta esercitando su tutto il gruppo, il fondo americano ha considerato i dati 2008 per la divisione Exploration & Production e li ha confrontati con quelli della Total.

Applicando il multiplo EV/DACF, la divisione risulta quotata a 1,6 volte il cash flow registrato nel 2008, mentre lo stesso business della società francese Total è quotato a 5,6 volte. Le stime consideravano che per il 2009, lo stesso valore sarebbe stato rispettivamente pari a 2.2 per l'upstream Eni e 7.0 per l'upstream Total.³³²

³³¹ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

³³² Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Figura 4.7: Confronto Eni-Total

2008 multiples	Eni		Total	
	Enterprise Value	EV/DACF	Enterprise Value	EV/DACF
Group	88,514	4.6x	108,001	6.5x
less:				
Gas & Power	40,474		2,173	
Refining & Marketing	3,538		16,224	
Oil Services	9,664		-	
Petrochemicals	786		2,760	
Equity stakes	10,616		17,166	
Corporate	(464)		(1,876)	
E&P (implied)	23,900	1.6x	71,553	5.6x

Fonte: Knight Vinke

I medesimi calcoli possono essere applicati anche a società come Shell, BP, BG, Exxon Mobil e Repsol e secondo gli americani se ne ricaverebbero i medesimi risultati. Tali società sono molto simili all'Eni in termini di portafoglio upstream e di rischi geopolitici: ricorrono principalmente ai medesimi paesi per quanto riguarda le attività di approvvigionamento.

I multipli calcolati per suddette società nel loro complesso dagli analisti americani oscillavano tra una gamma che andava tra i 5 e le 7 volte il cash flow del 2008, i multipli calcolati invece relativamente alle attività upstream ammontavano ad un valore dalle 3 alle 5 volte superiore a quello attribuito all'Eni, quasi come se il mercato non attribuisse alcun valore al downstream dell'Eni.

Indipendentemente dall'effettivo riscontro del mercato, il valore che il fondo americano attribuisce all'attività upstream ammonta a una cifra che oscilla tra i 65 e i 75 miliardi di euro, corrispondente a un valore compreso tra le 6 e le 7 volte il cash flow, cifra vicina a quella ottenuta ricorrendo alla somma delle parti.³³³

Il metodo del cash flow scontato (DCF) nella valutazione delle attività upstream, è di difficile applicazione data la scarsità di informazioni disponibili relativamente alla possibilità di calcolare tassi di sconto che riflettano effettivamente il livello di rischio. Nonostante ciò gli americani hanno realizzato una valutazione e verificato il risultato confrontandolo con la valutazione "giacimento per giacimento" tratta da Wood MacKenzie.

³³³ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Utilizzando un prezzo del petrolio pari a \$ 65-70 al barile, il risultato è emerso essere simile alla valutazione dell'azione pari a €31.³³⁴

Il valore dello sconto non può essere ricollegato alla titolarità da parte del governo del 30% delle azioni, queste considerazioni si scontrano con il fatto che in tutte le altre aziende leader del settore in modo diretto o indiretto sia presente il controllo del governo. Basta pensare al governo francese e al suo intervento nel caso della Suez quando Enel espresse l'interesse d'acquisto, facendo sì che si attuasse la fusione con la controllata Gaz de France.

4.6. La posizione di Eni in opposizione alla separazione societaria

La posizione di Scaroni di netta contrapposizione alle possibilità di separare Eni e Snam poggia su due fattori:

- la possibilità per il gruppo di generare sinergie, attraverso la cooperazione tra più elementi per ottenere un risultato comune
- la possibilità di vendere a condizioni favorevoli

Le sinergie in questione sono di due tipi:

- a) Sinergie tra attività upstream e quelle del marketing
- b) Sinergie tra l'upstream e le attività d'infrastruttura.

Le prime sinergie si basano sul vantaggio concorrenziale che l'appartenere ad una grande gruppo può garantire sul mercato, le seconde individuate, invece, si basano sull'assunto che vi sia la possibilità d'offrire accesso al mercato europeo a paesi fornitori, quali Libia, Algeria ed Egitto, mediante la costruzione d'un gasdotto.

Per entrambe le sinergie vantate, il fondo apporta delle osservazioni, nel primo caso potrebbe non servire far parte di un gruppo importante per accedere ad un mercato estero, in quanto potrebbe bastare l'acquisto delle azioni delle società già attive sul territorio.

Nel secondo caso invece:

- Date le leggi europee, qualsiasi vantaggio dovrebbe prescindere dal possesso del gasdotto
- I vantaggi non sono ripetibili né esistono garanzie sul mantenimento
- Nei paesi più distanti, il vantaggio dell'Eni risiede nel controllo della Saipem e non in partecipazioni di minoranza nei gasdotti internazionali
- Tale vantaggio può essere considerato sostenibile e quindi capitalizzato?

³³⁴ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Il possesso di queste attività può creare un vantaggio per Eni nel senso che la società può disporre del costante cash flow reinvestendolo nelle attività upstream. Se i multipli prima calcolati risultano confacenti alla realtà, prendere il cash flow di un'attività quotata 12,1 volte per reinvestirlo in una quotata 2,2 volte non può che essere contrario alle logiche di gestione.

Vengono riconosciute le sinergie tra il marketing e le attività upstream, ma si esclude che il mercato possa attribuire loro un valore significativo in assenza di prove certe e quantificabili e non considera la possibilità che si generino sinergie tra l'upstream e le attività infrastrutturali, tanto in Italia quanto all'Estero.

4.7. Possibili soluzioni secondo Vinke

La soluzione inizialmente suggerita dal fondo prevedeva due alternative:

1. creare due società distinte e separate, una specializzata nel petrolio e l'altra nel gas:
 - a. GasCo, consistente nell'attuale divisione Gas & Power dell'Eni, compreso il 52,54% di Snam
 - b. OilCo, in cui si sarebbero dovute raggruppare tutte le attività upstream del gruppo.³³⁵
2. Spin-off della Netco, una società per la gestione delle infrastrutture³³⁶.

4.7.1. GasCo e OilCo

Perché la prima proposta possa essere realizzata è necessario uno spin-off di una delle due società.

Nel caso dello spin-off, e a differenza dello scorporo, tutto il patrimonio aziendale o semplicemente un ramo d'azienda deve essere ceduto ad una o più beneficiarie già esistenti o di nuova costituzione in cambio di azioni; la controparte infatti riceve azioni della conferitaria in misura proporzionale al patrimonio apportato coerentemente ad un dato rapporto di cambio.

Alla GasCo dovrebbe essere aggiunto il cash flow proveniente da giacimenti più maturi, che dovrà essere trasferito dalla OilCo alla GasCo utilizzando degli swap. Il valore di questi

³³⁵ Ai tempi delle prime stime del fondo americano, 2009, il valore dei giacimenti ammonava a 15 miliardi di euro e rappresentava il 10-15% del totale delle riserve dell'Eni

³³⁶ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

giacimenti è stato stimato essere pari a circa 15 miliardi di Euro, ovvero il 10-15% del totale delle riserve dell'Eni. L'adozione dello strumento swap ha tra i vantaggi quello di lasciare la proprietà dei giacimenti ancora nelle mani della OilCo.

Il trasferimento dalla OilCo alla GasCO degli interessi economici detenuti dall'Eni in giacimenti a lenta crescita fornisce alla GasCo la copertura dal rischio di variazione del prezzo del greggio e alla OilCo un profilo produttivo non appesantito dai giacimenti maturi.

Il fondo in caso di scelta di questa, quale soluzione, prevede che il tasso di crescita della OilCo sarà pari approssimativamente all'11% annuo nei primi 5 anni (rispetto all'1-2% calcolato ai tempi della lettera) e, in qualità di società petrolifera libera dall'indebitamento e in più rapida crescita, potrebbe ottenere una valutazione di mercato in termini di multipli migliore di quella attuale.³³⁷

Il livello di credit rating per le società che si occupano di servizi di pubblica utilità può mantenersi elevato nonostante i livelli di indebitamento superiori rispetto a quelli di una società petrolifera appartenente alla medesima classe.

Se si attuasse lo spin-off, i vantaggi del ricorrere ad un maggior indebitamento da parte dell'utility potrebbero essere sfruttati senza che questo possa mettere a rischio la valutazioni di rating.

Inoltre, le dimensioni assunte da GasCo sarebbero tali da permetterle di mantenere una posizione di mercato ambita per i fornitori e le capacità di accesso ai mercati più importanti.

Data la struttura debitoria dell'Eni, la società avrebbe potuto in questo modo spostare gran parte dell'indebitamento sulle spalle della utility liberando così la OilCo dagli altri vincoli finanziari cui la società conglomerata costringe le attività upstream.

Una Oil Co priva di debiti e ricca di cash flow, senza costrizioni finanziarie causate da una struttura inefficiente potrebbe diventare anche più grande dell'Eni stessa. Il maggior valore che a questa verrebbe riconosciuto dal mercato le permetterebbe di concludere acquisizioni e fusioni ben più coraggiose e interessanti di quelle a cui, stando all'attuale capitalizzazione di mercato registrata dall'Eni, può ricorrere la società.

³³⁷ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Si considera anche la possibilità di effettuare uno spin-off del 70% di entrambe le società, OilCo e GasCo, a tutti gli azionisti tranne il Tesoro. In questo modo, il Tesoro diventerebbe l'unico azionista e l'Eni una holding di Stato con una partecipazione da parte dello stesso del 30% in ognuna della due società, entrambe quotate e con un valore che si aggira intorno all'attuale valore complessivo dell'Eni.

In questo modo si potrebbe anche pensare di dar vita ad una società petrolifera europea. Tra le difficoltà che questa soluzione potrebbe incontrare, vi è la necessità che il Tesoro diluisca i suoi interessi nella OilCo, anche se esempi internazionali dimostrano che il possesso azionario non è l'unico modo per mantenere il controllo di una società.

Quindi, da un lato ci sarebbe l'utility con un debito coerente con i competitor, dall'altro una oil company "pulita" che avrebbe più risorse per espandersi a livello internazionale.

4.7.2. *NetCo*

La seconda soluzione prevede lo spin-off di una sola società: la NetCo.

L'idea si basa sulla grande importanza dell'attività di marketing nel contesto Italia e della sua scarsa importanza invece nel contesto Eni. Il valore è stimato pari a circa €2,50 per azione Eni e potrebbe divenire proporzionalmente ancor più piccolo se la Commissione di Controllo della Concorrenza di Bruxelles e l'Authority italiana riusciranno ad imporre i cambiamenti strutturali atti ad accrescere il livello della concorrenza, che stanno cercando di far applicare.³³⁸

La soluzione proposta dal fondo consiste nell'acquisizione da parte di Snam Rete Gas di tutte le partecipazioni non consolidate relative alle attività infrastrutturali, principalmente costituite da gasdotti all'estero (la cifra calcolata ammonta approssimativamente a 6/7 miliardi di euro). Il risultato sarebbe una società di dimensioni maggiori la NetCo, esclusivamente dedicata alla gestione e al controllo delle infrastrutture, sia sul territorio italiano che estero.

La proposta prevede, dopo la creazione della nuova società, la cessione da parte di Eni ai suoi azionisti della propria quota mediante uno spin-off, deconsolidando così una cifra pari a

³³⁸ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

circa €13 miliardi di debito, scendendo dai €23 miliardi attuali fino a soli €2/3 miliardi di debito.³³⁹

Questa soluzione poteva anche consentire all'Eni di conservare quelle sinergie derivanti dall'incontro tra attività upstream e attività di marketing.

4.7.3. *La soluzione auspicata*

Secondo le stime del fondo, così emergerebbero oltre 50 miliardi di euro di valore nascosto, che il tesoro in qualità di azionista avrebbe anche potuto utilizzare per risanare il proprio debito pubblico.³⁴⁰

Le conclusioni a cui il fondo giunge però sottolineano la validità della prima proposta, che:

- Alleggerisce la OilCo del peso dei giacimenti maturi
- Alleggerisce l'Eni dalle pressioni del mercato che continuano, date le strategie dei concorrenti, a spingerla verso acquisizioni ulteriori, un grosso problema se si considerano i vincoli finanziari

Lo studio proposto da Vinke è importante soprattutto sotto l'aspetto regolatorio, supportando una tesi che l'Aeeg sostiene da tempo e che si sosteneva anche a favore della cessione di Terna da parte di Enel: la perdita della certezza del ricavo per l'ex monopolista lo spingerebbe a divenire più competitivo, portandolo così a rinforzarsi, mentre i consumatori potrebbero beneficiare della concorrenza.

Il piano di Vinke non contrasta con il ruolo dello Stato all'interno del capitale della società, in quanto, come detto precedentemente, non imputa alla partecipazione statale risultati poco soddisfacenti del gruppo, anche se non è un caso che statisticamente le aziende a controllo statale abbiano una performance di borsa generalmente inferiore a quella delle public companies con caratteristiche simili. Questo è vero fino ad un certo punto. In caso di fallimento della OilCo, il tesoro non potrebbe disporre di alcuna attenuante strategica. Soprattutto, il governo non ha alcun interesse a limitare le proprie relazioni con il mondo dell'industria che poi si concretizza nella possibilità di esercitare poteri ed influenze.

³³⁹ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

³⁴⁰ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Se è vero che le strategie adottate dall'Eni esercitano un ruolo guida sulla politica nazionale italiana è anche vero che l'Eni diventa spesso uno strumento di politica industriale. Anche se i calcoli del fondo americano fossero esagerati avrebbero comunque un valore superiore alle sinergie che non vengono come abbiamo detto adeguatamente valutate dal mercato. Quindi, sembrerebbe che ciò che vale più dei 50 miliardi previsti sia la possibilità di mantenere l'attuale assetto di controllo societario che per certi versi somiglia alle vecchie partecipazioni statali.³⁴¹

La proposta è ragionevole e ben studiata e probabilmente creerebbe realmente valore per gli azionisti. Effettivamente le due società separate potrebbero complessivamente valere di più dell'aggregato e la società petrolifera meno indebitata avrebbe una maggiore flessibilità strategica a livello internazionale, senza dimenticare la possibilità di acquisire giacimenti e piccoli competitor a prezzi competitivi.

Le valutazioni del fondo americano sono state formulate, però, sulla base di previsioni e concentrandosi solo su aspetti relativi al mercato, trascurando quelli della struttura del settore, che sottolineano il nesso tra la presenza verticale nella filiera e la forza commerciale. Per rimanere coerenti con la valutazione di Vinke, si formula, in primo luogo, una valutazione dei dati effettivamente registrati dalla società secondo il metodo dei multipli e poi si intersecano i risultati con le implicazioni del settore.

4.8. Considerazioni sull'andamento del titolo

Ben Graham affermava che "nel breve periodo il mercato è una "voting machine" (macchina che vota) mentre nel lungo periodo il mercato è una "weighing machine" (macchina che pesa)".

Negli ultimi anni il titolo sulla Borsa di Milano ha registrato una performance in calo, con una riduzione del 16,3%. L'andamento è peggiorato soprattutto durante il periodo della crisi finanziaria, con una ripresa negli ultimi due anni.³⁴²

Le difficoltà dell'azienda nel contesto competitivo, secondo una valutazione a-posteriori rispetto a quelle del fondo americano descritte nella lettera del 4 novembre 2009, sono evidenti soprattutto se si confrontano con gli andamenti dei titoli delle società operanti

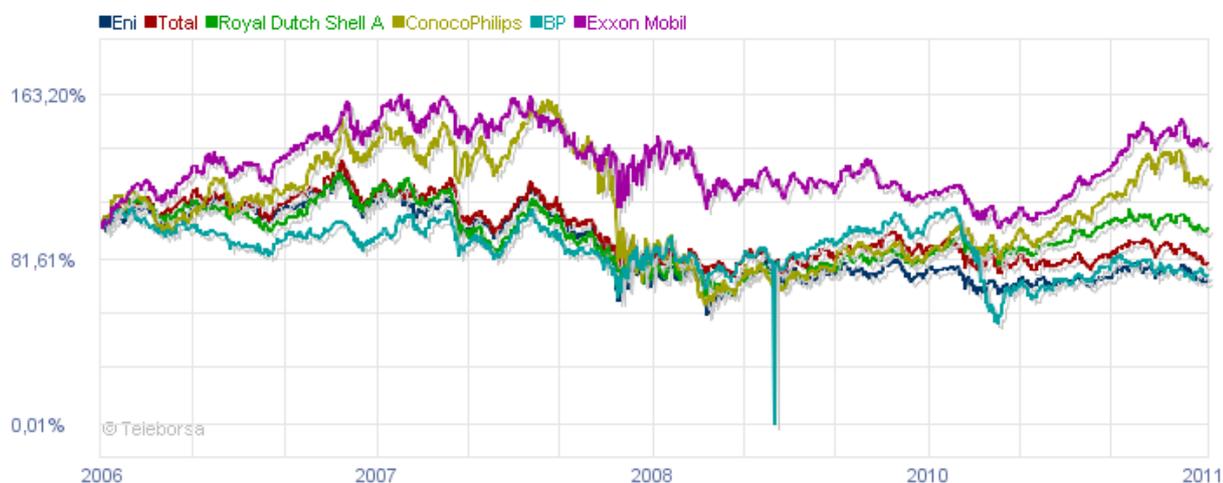
³⁴¹ Knight Vinke, Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A., Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

³⁴² www.borsaitaiana.it

all'interno del medesimo settore. Costruendo un indice che racchiude le società principali, quali BP, Shell, Total, si nota principalmente la difficoltà di ripresa del titoli Eni dopo la crisi finanziaria a differenza delle altre, che hanno dimostrato migliore capacità di ripresa. Il titolo infatti registra un -33% rispetto alle altre società del campione.³⁴³

Rispetto agli stessi competitor la quotazione di Eni ha perso da gennaio 2006 a marzo 2011 circa il 27%, dando risultati tra i più bassi di quelli del suo settore di appartenenza.³⁴⁴

Grafico 4.6: Andamento titolo Eni rispetto alle imprese operanti nel settore considerate singolarmente



Fonte: www.eni.com

Tali affermazioni diventano più rappresentative se confrontate con società che nello stesso periodo hanno registrato gli aumenti di valore maggiori, come la ExxonMobil, che ha visto aumentare di un quarto il suo valore.

³⁴³ Relazione finanziaria annuale 2010

³⁴⁴ www.eni.com

Grafico 4.7: Confronto tra il titolo Eni e il titolo Exxon Mobil



Fonte: www.eni.it

La discesa delle quotazioni registrate dal 2006 è evidente anche grazie al total shareholder return, ovvero il rendimento complessivo dell'azionista, definito su base annua dalla combinazione tra la quotazione d'inizio anno e la quotazione di fine anno, sia dei dividendi distribuiti che di quelli reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola. Da un valore pari a 100, che l'indice aveva raggiunto nel 2006, è attualmente sceso a 97.³⁴⁵

La riduzione è determinante soprattutto in relazione alla media del settore pari a 148 e ai risultati di quei competitor che sulla base degli andamenti dei prezzi azionari sembravano aver registrato degli andamenti peggiori, quale la BP.³⁴⁶

La British Petroleum quota a sconto rispetto all'Eni, ma il suo TSR è di 99, nonostante i disastri ambientali che la società è stata chiamata ad affrontare negli ultimi tempi come il disastro ambientale, causato dalla l'esplosione della piattaforma Bp Deepwater Horizon a largo di New Orleans.

Tabella 4.6: Total Shareholder Return

TSR medio di settore	148
TSR Eni	97
TSR BP	99

Fonte: Osiris

In sintesi, dal punto di vista valutativo, se ci fermassimo ad esaminare l'andamento del titolo azionario, dovremmo concludere che l'Eni scambia sul mercato a un prezzo scontato rispetto

³⁴⁵ Fonte: Osiris

³⁴⁶ Pilati Paola, L'Eni è caduta nel pozzo, L'Espresso, 14 marzo 2011

al settore, sebbene abbia in portafoglio diversi business; il punto è se conviene monetizzare i multipli di questi business negli anni futuri.

4.9. Il calcolo dei multipli su dati di bilancio

Per attuare una valutazione completa dell'azienda applichiamo il metodo dei multipli. In questo modo consideriamo se la società sia o meno penalizzata dalla struttura conglomerale del gruppo e se la separazione di Snam potrebbe portare ad un miglioramento della stessa in un ottica di mercato.

4.9.1. Multiplo EV/EBITDA

Uno dei multipli a cui è ricorso il fondo americano, per dare una valutazione di come la cessione di Snam RG potrebbe agire positivamente sulla valutazione complessiva della società e delle singole parti, è quello dato dal confronto tra l'enterprise value e il debt adjusted cash flow.

In questa valutazione si è fatto ricorso ad un altro multiplo, quello dato dal rapporto tra la l'enterprise value e l'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), che in termini di risultato fornisce le medesime risposte: considerando l'EBITDA un'approssimazione del cash flow, si sta rappresentando quanto il mercato quoti la società.

Gli investitori che ricorrono all'utilizzo di questo multiplo lo fanno per valutare la convenienza di un investimento in una determinata società, assumendo il suo valore della produzione tipico al lordo di alcuni costi o proventi.

Il vantaggio è la sua neutralità rispetto alla struttura del capitale; non tiene conto delle possibili distorsioni causate dalle politiche di ammortamento e d'investimento.

Tabella 4.7: Capitalizzazione di borsa Eni

	Capitalizzazione di borsa	Indebitamento finanziario netto	Enterprise Value
2010	€ 65.447.565	€25.852.000	€1.299.565

Fonte: Relazione Finanziaria 2010

Secondo i dati riportati da Osiris, il multiplo di Eni assume un valore pari a 4,30 nel 2009, superiore a quello registrato nel 2010 che invece è pari a 3,57.

Consideriamo per la valutazione sempre lo stesso campione di aziende e l'evoluzione del multiplo secondo i Company Report di Osiris.

Tabella 4.8: Confronto multiplo EV/EBITDA competitor del settore

Azienda	2010	2009
Eni	3,57	4,30
Total	3,18	5,44
BP	6,72	4,34
Chevron	4,05	5,25
ERG	12,11	9,23
Hess	4,56	4,72
Marathon	3,39	4,49
Occidental Petroleum	7,98	9,11
Conoco	3,68	5,17
Shell	2,92	3,77
Statoil	2,72	3,04
Sunoco	5,28	n.s.

Fonte: Osiris

Un valore basso del multiplo, indica una sottovalutazione del titolo, ma per potere esprimere una valutazione è necessario un raffronto con i risultati delle altre società.

Nel 2010 sette società hanno quotato a premio rispetto all'Eni. Se si considera la situazione del 2009, nonostante il titolo avesse una valutazione sul mercato migliore rispetto a quella attuale, si evince che i valori del multiplo riferiti ai competitor erano comunque superiori: il mercato tende a sottovalutare il titolo.

Questo multiplo viene solitamente accompagnato da un'altra informazione, quella relativa alla produttività dell'indebitamento. Attraverso il ricorso al multiplo EV/EBITDA l'indebitamento viene considerato una risorsa finanziaria così come i mezzi propri della società e, così come i mezzi propri, deve produrre valore per la società stessa. Affinché l'indebitamento risulti produttivo per l'azienda è necessario che sia in grado di realizzare margini operativi che vanno oltre gli interessi passivi che, in qualità di costo del capitale preso a prestito, devono essere corrisposti.

Tabella 4.9: Debt/Equity

Aziende	2010	2009
Eni	0,5	0,25

Fonte: Osiris

Nel 2009 il multiplo denotava maggiore stabilità patrimoniale, compromessa dal fatto che il livello del debito tende ad aumentare negli anni: il peso dell'indebitamento del gruppo tende ad aumentare sempre più sulla società complessivamente considerata, rispetto alla sua capacità di generare utili.

4.9.2. Multiplo P/E

Applicando il multiplo P/E ai dati effettivamente registrati nel 2009 e nel 2010, la quotazione dell'azione sembra essere in discesa, soprattutto considerando che, rispetto al 2009, anno al termine del quale l'azione quotava a 13,41 volte, al termine del 2010 l'azione quotava 10,36 volte.³⁴⁷

Tabella 4.10: Valori multiplo P/E Eni

	2009	2010
P/E di chiusura periodo	13,41	10,36
P/E massimo	13,82	11,77
P/E minimo	8,90	9,07
P/E medio (tra il maggiore e il minore)	11,36	10,42

Fonte: Osiris

I dati, registrati dall'andamento borsistico e valutati mediante l'utilizzo di questo secondo multiplo di mercato, dimostrano che le azioni della società risultano essere quotate a premio rispetto a quanto preannunciato dal fondo americano.

³⁴⁷ Osiris: Eni S.p.A. Compan Profile

Tabella 4.11: Confronto dati rilevati con dati calcolati dal fondo americano americano Knight Vinke

Anno	Vinke	Dati di bilancio
2009	10,9	13,41
2010	8,3	10,36

Fonte: Osiris

Ma, così come già per il primo multiplo, se si confrontano le stock valuation di Eni con quelle dei principali operatori mondiali del settore energetico, si evidenzia come la valutazione che il mercato fa della società sia comunque non elevata. Infatti, anche in questo caso quello che interessa non è se un valore considerato singolarmente sia o meno alto o basso, ma è il suo confronto con i valori dei competitor ad essere considerevole.

Per quanto riguarda i multipli calcolati secondo i dati registrati nella banca dati Osiris nonostante siano più elevati rispetto agli altri, denotano comunque una sottovalutazione del mercato.

Tabella 4.12: Confronto P/E Eni-valori dei competitor del settore

Anno	Da	A	Eni
2009	8,63 (Royal Dutch Shell)	25,21 (Statoil)	13,41
2010	5,93 (Royal Dutch Shell)	23,72 (Sunoco Inc)	10,36

Fonte: Osiris

C'è da registrare che nello stesso biennio tutte le maggiori società petrolifere del mondo dirette concorrenti di Eni hanno registrato una riduzione del multiplo.

Il campione con cui è stato realizzato il raffronto contiene 20 tra le principali aziende internazionali attive nel settore e quotate nei rispettivi circuiti borsistici.

Tabella 4.13: Confronto multiplo P/E società del campione

Società	P/E
BP PLC	12,24

Chevron Corporation	9,92
ConocoPhilips	9,25
Petrolchina Company Limited	1,13
Total S.A.	8,81
Eni Spa	10,36
Petroleo Brasileiro S.A. – Petrobras	4,34
Open Joint Stock Company Gazprom	4,75
AO Lukoil	5,38
Statoil ASA	11,58
Repsol YPF S.A.	5,42
Marathon Corporation	9,90
PTT PCL	10,93
Neftayanaya Kompaniya Rosneft	7,33
Suncor Energy Inc.	16,76
AO Surgutneftegas	9,06
Hess Corporation	12,13
Gazpromneft	6,32
OMV Surgutneftegas	10,13
Compagnia Espanola de Petroleos S.A. (CEPSA)	7,72
Imperial Oil Limited	15,56
MEDIA DI SETTORE	9,25

Fonte: Osiris

A prima vista si rileva dalle valutazioni dell'azienda che, nonostante la valutazione del mercato possa essere contenuta, l'andamento di Eni non è da considerare con fare negativo così come proposto dal fondo americano.

Questo per due motivi:

1. Se si stilasse una classifica, Eni occuperebbe il settimo posto.
2. La media del settore è 9,25 mentre il valore del multiplo di Eni è pari a 10,36

Le differenze riscontrate fra questa valutazione e quella di Vinke possono essere imputate a motivi diversi, che vanno oltre il bisogno di supportare una teoria, ma possono anche essere di natura prettamente statistica.

Le motivazioni si riferiscono in primis al differente campione di valutazione preso in considerazione, non essendoci dato sapere quali sono le aziende che gli americani hanno considerato per la costruzione del campione. Inoltre, i nostri dati non si basano su delle stime ma su risultati registrati nel 2010.

Sempre in termini di stime, invece, ma sulla base dei dati registrati nel il 2010, è stato possibile calcolare anche il P/E atteso per il 2011, che è atteso essere pari a 8,1, con uno sconto del 5% rispetto ai dati del settore.³⁴⁸

4.10. Confronto Eni - Total

Sempre sulla scia del fondo Vinke, circoscriviamo l'analisi al confronto tra l'Eni e una delle società che in ambito internazionale si presentano come competitor diretti: Total.

Tabella 4.14: Confronto Eni- Total

	Eni	Total
Enterprise value 2010	€91.299.565.000	€107.856.971.000
Crescita ricavi gestione caratteristica	18,4%	25,25%
Crescita utile operativo	33,6%	39,47%
Crescita patrimonio netto (comprese le interessenze di terzi a fine periodo)	11,3%	19%
Crescita Flusso di cassa netto da attività operativa	31,9%	26,1%

³⁴⁸ Osiris: Eni S.p.A. Company Profile

Crescita free cash flow³⁴⁹	210,93%	216,05%
Ebitda Margin	13%	19,75%
Ebit Margin³⁵⁰	16,04%	13,58%
P/E 2009	13,41	12,51
P/E 2010	10,36	8,81
P/BV 2009	1,55	2,01
P/BV 2010	1,28	1,54
ROE 2009	11,54%	16,07%
ROE 2010	12,34%	17,50%
ROS 2009	14,24%	11,30%
Debt/Equity Ratio 2009	0,25	0,20
Price/cash flow ratio 2009	4,71	6,92
Price/cash flow ratio 2010	4,12	4,84
Retourn on shareholders founds %	32,30%	31,59%
Profit margin	16,60%	13,56%
ROA	4,79%	7,36%
Solency Ratio	38,83%	42,04

Fonte: Osiris

Dai dati si deduce che Total rappresenta un investimento migliore per gli azionisti, basta anche considerare solo che il ROE registrato è maggiore e che rispetto ad Eni è meno cara (P/E). In questa valutazione, un andamento maggiore del multiplo, non viene letto con connotazione positiva.

Il fatto che gli indici di redditività indichino che Total presenta dei risultati maggiori, vuol dire che ad un investitore converrebbe investire in Total piuttosto che in Eni, considerazione

³⁴⁹ L'aumento rientra nella strategia della società

³⁵⁰ EBIT MARGIN : Misura l'incidenza percentuale del reddito operativo sul fatturato di una società. Più l'Ebit margin è alto, più l'azienda ha una redditività elevata. Questo significa che l'azienda è in grado di produrre più utili in proporzione al proprio fatturato.

che si traduce in grado di soddisfacimento del capitale di rischio e in potere di attrazione da parte della società rispetto a quel capitale.³⁵¹

Per quanto riguarda i ricavi, Total ha una crescita superiore, la situazione si inverte nel caso del cash flow, ma solo perché nel 2009 era stato registrato da Eni un risultato negativo.³⁵² La differenza nel P/BV è spiegabile dalla differenza registrata nel ROE.

Inoltre, l'efficienza maggiore di Total è leggibile anche nel tasso di rotazione dell'attivo, dove presenta un valore che supera quello registrato da Eni. Circa del 40%.

L'Ebit Margin, invece rappresenta un punto a favore per l'Eni, questo vuol dire che comunque l'azienda ha la capacità di produrre utili.

Total risulta, quindi, più attraente per un potenziale investitore perché da meno problemi di sostenibilità del dividendo, maggiore solvibilità a fronte dell'indebitamento e lascia presupporre una situazione patrimoniale tendente al miglioramento, inoltre, come già detto, è meno cara.

Questo però, non consente di considerare Eni un investimento "negativo", ma permette semplicemente di dire che, se la società è rapportata con competitor che mostrano caratteristiche simili, si presenta come potenziale investimento meno conveniente.

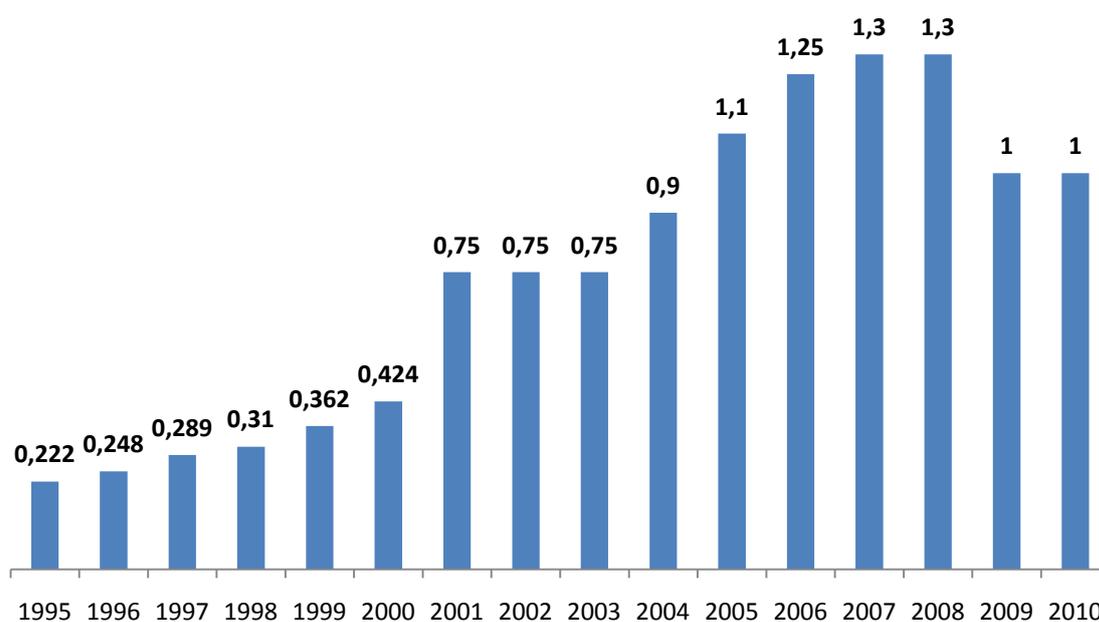
4.11. La valutazione dei dividendi

Il dividendo della società ha registrato un calo negli ultimi anni.

³⁵¹ Osiris: Total S.A. Company Profile

³⁵² Rendiconto finanziario 2009

Grafico 4.8: Andamento dividendo Eni

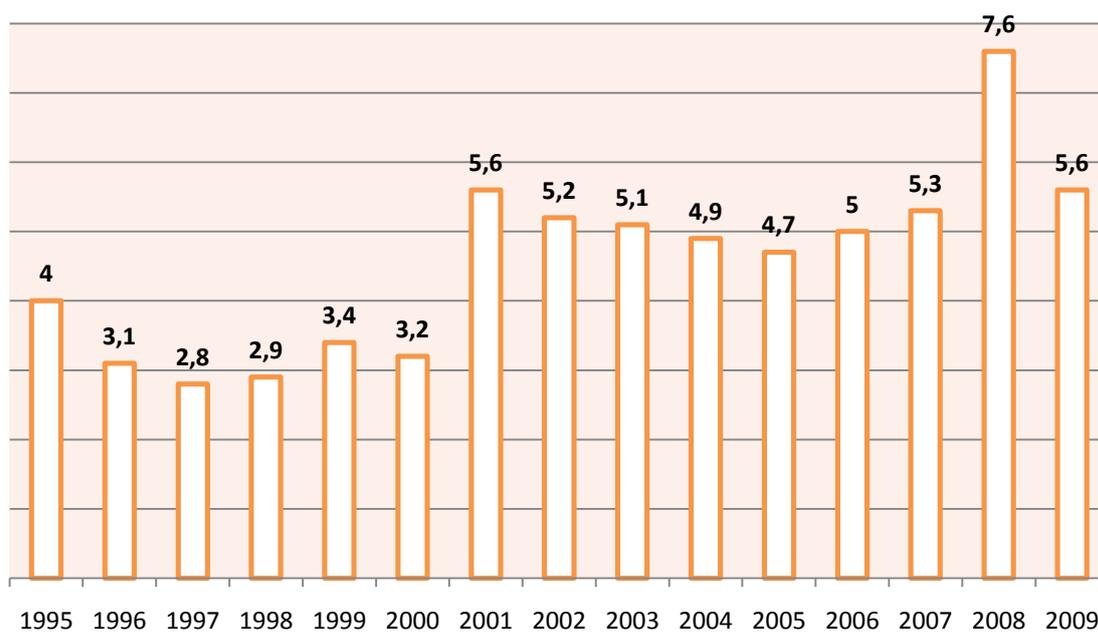


Fonte: www.eni.com

Se si considerasse il dividend yield, calcolato come rapporto tra il dividendo unitario e il prezzo dell'azione, si otterrebbe un indicatore del rendimento del titolo azionario che non tiene conto dei guadagni o delle perdite in conto capitale e nemmeno lo si deve considerare un rendimento atteso, perché tiene conto del dividendo ricevuto ogni anno.

In questo modo si ottiene una misura della "redditività" di un titolo esprimendo in termini percentuali il guadagno che un investitore potrebbe ottenere ogni anno incassando il dividendo distribuito dall'azienda: un indicatore che esprime quanto si guadagna per ogni dollaro investito. Gli investitori che richiedono la produzione di un cash flow minimo per il proprio investimento possono ricorrere all'utilizzo di questo multiplo per accertarsi della convenienza delle proprie scelte d'investimento.

Grafico 4.9: Dividend yield Eni

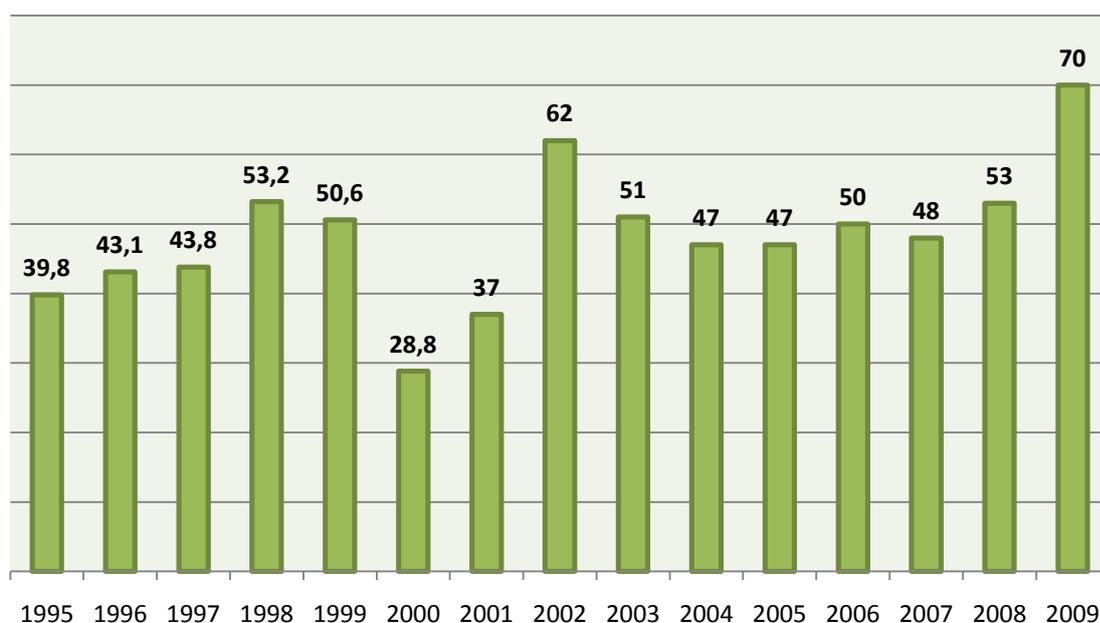


Fonte: www.eni.com

Anche in questo caso, tali valori vanno confrontati con la media calcolata considerando competitor quali: BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell e Total. La media ammonta a 4,5.

Si può ricorrere anche ad un altro indicatore, il dividend pay out ratio, che rappresenta il rapporto tra il totale dei dividendi che vengono distribuiti e l'utile di esercizio. Fornisce un'idea di come i dividendi, che vengono corrisposti dalla società, derivino dai ricavi della società stessa.

Grafico 4.10: Dividend pay out ratio % Eni



Fonte: www.eni.com

Il rapporto tra dividendi distribuiti e utili è un parametro indicativo della politica societaria: se il Pay Out è elevato si persegue una politica di sostegno dei dividendi, se il Pay Out è basso si sostiene una politica di autofinanziamento.

Dalla relazione tra i due indici sopraindicati si evince come la società non abbia mai elemosinato i dividendi ai suoi azionisti, ma la riduzione la loro riduzione conferma la precarietà finanziaria del gruppo. Dipende da un lato dalla necessità di presidiare il rating e dall'altra, dalla necessità di mantenere l'indebitamento sotto controllo e dall'indisponibilità dello Stato di sottoscrivere aumenti di capitale o accettare la ricapitalizzazione con una conseguenza data dalla riduzione della ricapitalizzazione al disotto del 30%.

4.12. Un'analisi di Snam Rete Gas

Riprendendo quanto scritto nella lettera inviata dal fondo Vinke in data 4 novembre 2009 all'AD di Eni, facciamo un confronto tra la capitalizzazione di borsa e la capacità di generare ricavi sia di Eni che di Snam.

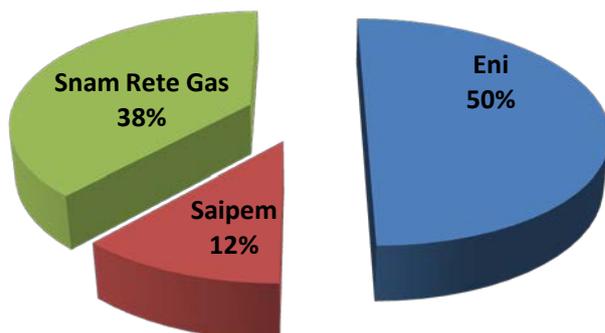
Tabella 4.17: Confronto multipli Eni- Snam

	Eni	Snam RG
EV/EBITDA	3,57	9,28

Fonte: Osiris

È doveroso ricordare che le utility quotano comunque sempre a premio rispetto alle altre società, ma è evidente, come definito dal fondo americano, che data l'entità della differenza lo sconto derivante dall'appartenere ad un gruppo integrato pesi in modo rilevante sulla valutazione complessiva della società.

Grafico 4.11: Debito netto al 31 dicembre 2010



Fonte: Rendiconto Finanziario 2010

Tra gli aspetti positivi di una potenziale operazione di scissione di Snam, vi è la possibilità di alleggerire il peso dell'indebitamento per le altre divisioni, in quanto su un indebitamento totale del gruppo al 31 dicembre 2010 pari a €26 miliardi, l'indebitamento riferibile a Snam ammonta precisamente a €10,341 miliardi, che pesa sul totale per il 38%.³⁵³

Il livello di indebitamento di Snam è connesso alla natura stessa della società; le utility possono sopportarne un ammontare maggiore rispetto a quello delle altre società, anche perché necessitano di maggiori investimenti.

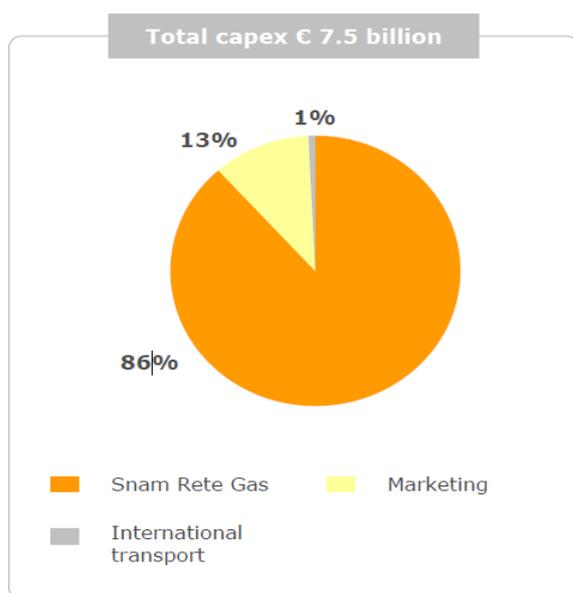
Il livello di indebitamento fornisce una spiegazione all'andamento dei multipli di mercato che si riferiscono a Snam.

Ad esempio, con un'Enterprise Value pari a €23,625 miliardi e un free cash flow pari a €382 milioni, il valore di mercato quota il free cash flow 61,85 volte. È normale che il multiplo EV/FCF(capitalizzazione di mercato/free cash flow), data la natura del settore, sia particolarmente elevato: il settore delle utility necessita di molti investimenti e di molto

³⁵³ Bilancio Snam Rete Gas 2010

capitale.³⁵⁴ Solo nel 2010 gli investimenti tecnici riferiti all'attività di Snam sono stati pari a € 1.504 milioni, mentre il piano strategico per il periodo 2011-2014, prevede che dei 7,4 miliardi destinati alla divisione G&P, l'86% debba essere destinato a Snam RG³⁵⁵.

Grafico 4.12: Investimenti G&P nel Piano Strategico 2011-2014



Fonte: www.eni.com

Allo stato attuale, però, gli indici di solvibilità esprimono la capacità dell'azienda di rispettare gli impegni presi con i creditori, corrispondendo i dovuti interessi. L'indice di Eni per il 2010 è pari a 38,83. Quindi, il peso dell'indebitamento grava sulla società e sui risultati in termini di multipli, ma non altera in modo irreparabile la stabilità societaria.³⁵⁶

Se si considera la media di settore, pari a 49,57, si può sottolineare che il livello di indebitamento raggiunto sia in realtà elevato rispetto a quello sottoscritto da altre società competitor.³⁵⁷

Stando ai dati 2009, il rapporto tra il livello d'indebitamento e l'EBITDA è pari a 0,57.³⁵⁸

Vendendo Snam, Eni guadagnerebbe una cifra che oscilla tra i 7 e gli 8 miliardi di euro e deconsoliderebbe circa €13 miliardi di debito netto alleggerendo le altre divisioni come la

³⁵⁴ Osiris: Snam Rete Gas

³⁵⁵ Relazione finanziaria

³⁵⁶ Osiris

³⁵⁷ Osiris

³⁵⁸ Osiris: Snam Rete Gas Company Profile

Exploration & production che più di tutte accusa il peso di far parte di una scelta strutturale conglomerale.

Alla situazione di Snam si affianca quella della portoghese Galp, di cui Eni possiede il 33,4%, se il gruppo vendesse entrambe le società potrebbe anche azzerare completamente il debito.³⁵⁹

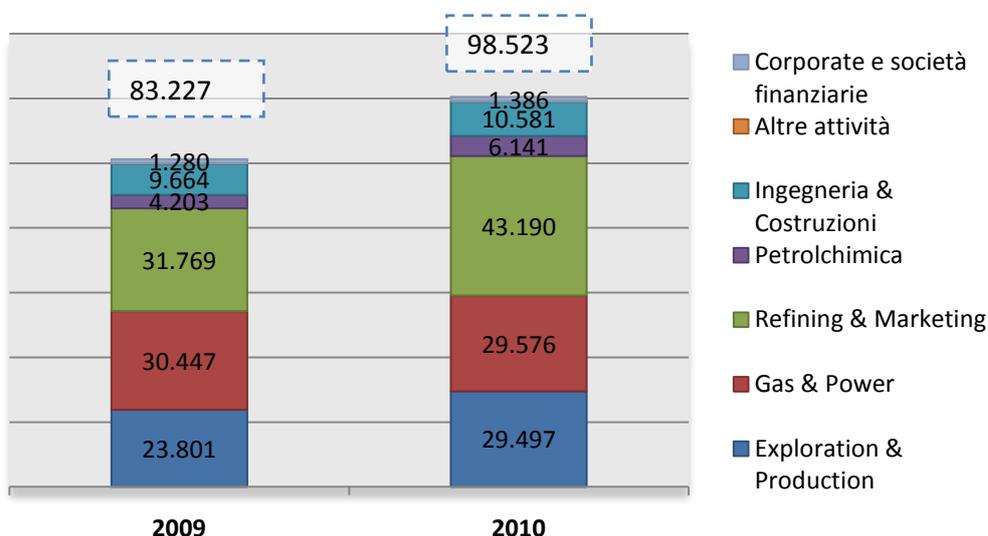
Ora che è libera da obblighi di legge, avendo il governo italiano adottato con decreto legislativo n.335 il modello ITO, può decidere di vendere a condizioni più redditizie

4.13. Il peso delle singole divisioni

La posizione del fondo americano comprende la convinzione che lo sconto applicato dal mercato alla società sia troppo elevato per essere anche solo considerato un “conglomerate discount” e avvalora la propria posizione attraverso il ricorso al metodo della “somma delle parti”.

Secondo i dati presentati nel bilancio 2010 del gruppo, i singoli business in termini di ricavi e utile operativo pesano sul gruppo in modo diverso.

Grafico 4.13: Ricavi gestione caratteristica per settori di attività(milioni euro)

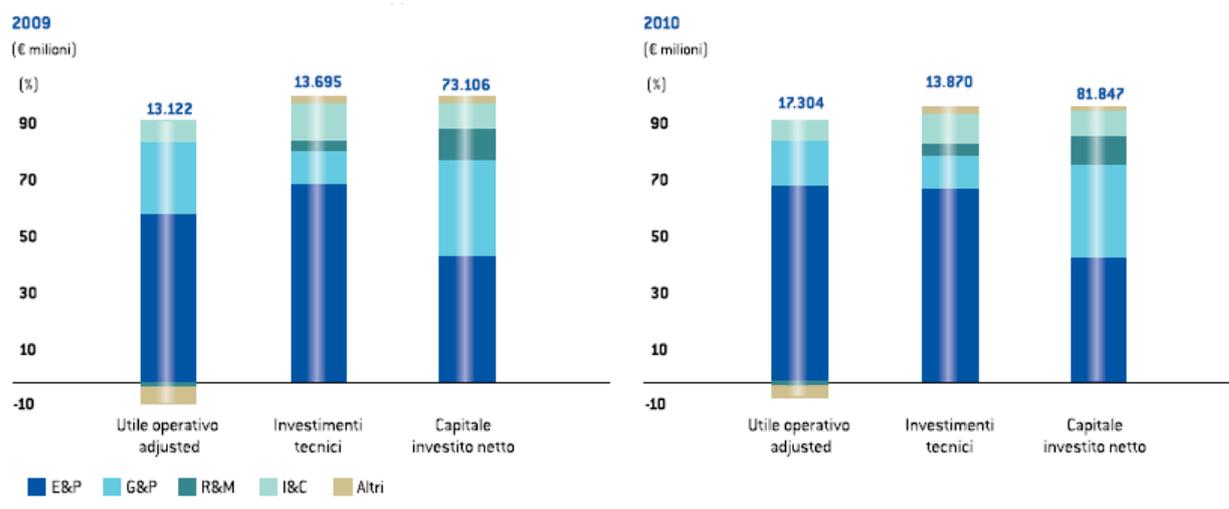


Fonte: ENI S.p.A. Relazione finanziaria annuale 2010

³⁵⁹ Per la cessione della quota, giudicata non strategica, Eni aveva avviato trattative con la brasiliana Petrobras. Il negoziato però è stato interrotto.

Snam fa riferimento all'attività di Gas & Power, che in termini di ricavi nel 2010 ha pesato sul gruppo per un valore pari al 30%, mentre in termini di utile operativo adjusted, con un valore pari a €3.119 milioni, rappresenta il 19% su €17.304 milioni.³⁶⁰

Grafico 4.14: Contributo delle singole divisioni al gruppo



Fonte: ENI S.p.A. Relazione finanziaria Eni S.p.A. 2010

Per quanto riguarda Snam, i risultati relativi alla gestione caratteristica per il 2010 ammontano a € 3.475 milioni, in aumento rispetto al fatturato registrato nel 2009, che ammontava a €2.438 milioni. L'EBITDA della società invece è pari a €2.540 milioni, in aumento rispetto all'anno precedente.³⁶¹

Per rapportare i dati di Snam a quelli del gruppo, bisogna considerare la quota di competenza di Eni sui risultati della società, nonostante si tratti di una società interamente consolidata. Inoltre, in considerazione del fatto che Italgas e Stogit sono state consolidate nel 2009, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza: i business regolati pesano sull'EBITDA della divisione G&P, che ammonta a € 3.853 milioni nel 2010, per un valore pari a €1.486 milioni.³⁶²

I dati di bilancio sembrano confutare l'ipotesi che il segmento E&P sia il più redditizio dell'intero gruppo e che quindi se si confrontano le valutazioni di bilancio della società complessivamente intesa con i valori che il mercato le attribuisce e attribuisce a Snam, questa divisione risulta essere sottovalutata.

³⁶⁰ ENI S.p.A. Relazione finanziaria annuale 2010

³⁶¹ Snam Rete Gas S.p.A. Relazione finanziaria annuale 2010

³⁶² ENI S.p.A. Relazione finanziaria annuale 2010

Ma, riconsiderando le valutazioni registrate viene realmente da chiedersi, se converrebbe ad una società come Eni disinvestire un business che quota a premio sul mercato per riversare il capitale in un business che invece sembra non ricevere alcun valore dal mercato stesso, nonostante il valore dell'utile operativo.

4.14. Strategie adottabili per la vendita di Snam

Le modalità di vendita prevede principalmente l'ipotesi di una riduzione della partecipazione detenuta in Snam Rete Gas, o con una vendita sul mercato o l'assegnazione di un dividendo straordinario sottoforma di azioni della controllata agli azionisti di Eni. Secondo l'ipotesi più gettonata il gruppo guidato da Paolo Scaroni potrebbe scendere dall'attuale 50% a circa il 27%.

4.14.1. *Fusione Terna e Snam o creazione di una rete europea*

Per vendere Snam, qualora il gruppo decidesse per la separazione proprietaria, si potrebbero adottare due soluzioni, oltre quelle proposte dagli americani: vendere ad un soggetto semipubblico italiano come Terna o fondere Snam con una società europea simile per giungere infine alla costruzione di un'infrastruttura continentale del gas.

La possibilità di una vendita a Terna è di recente sfumata. E' del 13 maggio 2011 la smentita dell'operazione di fusione, che arriva direttamente da Flavio Cattaneo, amministratore delegato di Terna, durante l'assemblea degli azionisti per la presentazione dei dati del primo trimestre.³⁶³

Il progetto su cui hanno lavorato le società interessate, la Cassa Depositi e Prestiti e l'Advisor, con la supervisione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, prevedeva la fusione di Snam e Terna per creare una società delle reti italiana, che potesse divenire anche uno dei principali gruppi quotati alla Borsa di Milano con una capitalizzazione superiore ai 21 miliardi.³⁶⁴

Questa mossa strategica era stata prevista con l'obiettivo di ottenere una serie di vantaggi:

- risolto il problema connesso all'unbundling, infatti, nonostante il governo abbia scelto la strada della separazione funzionale, una cessione di Snam libererebbe maggior valore e aumenterebbe la valutazione della società sui mercati
- la fusione tra Terna e Snam creerebbe una società leader in Europa

³⁶³ Assemblea azionisti 13 maggio 2011

³⁶⁴ Francesca Gerosa, Con una fusione Snam-Terna Eni sarebbe il maggior beneficiario, Milano finanza, 14/04/2011

- approfittare della crisi delle utility; basta pensare alla francese E.ON e a Gdf-Suez, che sono state costrette a cedere gli asset per fare cassa: nascerebbe un campione nazionale a controllo pubblico.

Le ipotesi prevedevano quindi una fusione con il ruolo centrale della Cassa Depositi e Prestiti, azionista di controllo sia di Snam che di Terna.

Il problema sta nelle differenze riscontrate nei valori di borsa delle due società, la capitalizzazione di Snam si orienta intorno ai 12 miliardi di euro, mentre quella di Terna solo intorno ai sette. A questo punto la soluzione per Snam potrebbe essere quella di cedere Italgas alla stessa Eni.

L'ultima considerazione da fare, immancabile sul settore energetico, è quella concernente l'aspetto politico della questione: ottenere il consenso del governo.

Stando ai prezzi di mercato, una fusione avrebbe generato questo assetto societario:

- Cassa depositi e prestiti 10%
- 35% Eni

Il secondo progetto per lo scorporo di Snam è quello che prevede la creazione di una rete europea dei gasdotti di 80 mila km, che potrebbe unire Snam, Gaz de France, Open Grid Europe (società tedesca) e OMV gas.

Le scelte strategiche relative ad una sola azienda tendenzialmente tendono ad inserirsi all'interno di un puzzle più grande, generato dai movimenti dei vari operatori su scala europea. Le scelte strategiche di GDF (parallelamente a quelle del governo francese) relative alle relazioni con Snam variano in relazione a come si evolveranno i rapporti anche tra Edf-Edison ed Enel.

La risposta alla scelta strategica del gruppo sta nello sviluppo delle sinergie, ma se realmente il mercato riconoscesse le sinergie, generate dalla scelta di una struttura conglomerale, il titolo Eni dovrebbe quotare a premio, non solo rispetto ai competitor, ma soprattutto rispetto all'utility corrispondente. Evidentemente esistono delle incertezze di carattere tecnico e finanziario che costringono gli investitori ad applicare uno sconto. Se le sinergie esistono, è importante che vengano apprezzate dal mercato e che il loro vantaggio possa essere riconosciuto e considerato duraturo.

Data la non realizzazione di quanto detto, le possibilità sono due:

- che in realtà l'Eni tragga delle sinergie informali, che non possono essere dichiarate perché in contraddizione con quanto disposto dalle regolazioni vigenti.

- che le sinergie su cui si fondano le scelte organizzative siano di natura esclusivamente politica, una specie di “do ut des” tra il governo e la società
 - l’Eni segue la politica industriale e occupazionale del governo e, in cambio, il governo ne segue le strategie estere attraverso la propria politica.

Il ruolo della geopolitica nelle società impegnate nel settore del petrolio e del gas è di fondamentale importanza.

D’altro canto, il fatto che i valori dei multipli di mercato dimostrino che le azioni quotano a sconto, non fa che sottolineare la tesi secondo cui tali sinergie non siano riconosciute dal mercato: il fatto che esistano delle sinergie tra attività a monte e a valle della filiera non è negabile, il punto è che il mercato non attribuisce loro valore. Secondo, il fondo invece, il fatto che la quotazione sia a sconto anche rispetto alle altre aziende del settore testimonia il che il mercato considera la struttura conglomerale un costo eccessivo per il gruppo.

L’ipotesi che si era profilata della vendita alla Cassa Depositi e Prestiti sembrava semplicemente un escamotage per garantire il controllo ad Eni attraverso mezzi alternativi.

Per quanto riguarda la prima soluzione, siccome la metà dei debiti, che gravano sul gruppo, sono imputabili a Snam Rete Gas, il fatto di ricorrere alla separazione libera almeno una delle due società quasi interamente dalla morsa debitoria. In entrambe le società al Tesoro sarebbe garantito il diritto di conservare il 30% dell’attuale quota azionaria.

4.14.2. La vendita di Italgas: applicazione matrice BCG

La possibilità che Snam sia ceduta è accompagnata da scelte strategiche alternative, relative alla modalità con cui tale cessione dovrebbe essere attuata.

Una soluzione prevede la possibilità che Snam sia ceduta, ma che il Italgas sia reincorporata in Eni.

È possibile valutare con la matrice BCG la convenienza che il portafoglio Eni continui a essere impegnato in questo business.

Matrice 4.2 : BCG business distribuzione gas³⁶⁵

		Quota di mercato	
		Bassa	Alta
Crescita	Alta		
	Bassa		

Italgas è la società del gruppo specializzata in distribuzione urbana. Rispetto al numero di abitanti, la quota di mercato della società ammontava nel 2009 al 36%, con più di sette milioni di clienti finali.³⁶⁶

La crescita, trattandosi di un settore maturo può essere considerata bassa.

Secondo la BCG il business della distribuzione urbana è classificabile come un cash cow.

Non si tratta di una nuova area strategica d'affari, ma un tipo di affari ormai consolidato, che permette di generare un'alta redditività, attraverso flussi di cassa particolarmente positivi, indotta dall'effetto esperienza. Inoltre, il tasso di sviluppo di mercato basso, con una solida posizione competitiva rendono plausibile l'ipotesi che gli investimenti restino relativamente contenuti; la redditività del capitale investito supera la crescita del capitale investito nel periodo considerato generando flussi di cassa positivi.

Stando a questa analisi preliminare l'Eni dovrebbe mantenere l'attività nel proprio portafoglio. Il problema sono le sinergie.

La possibilità di cedere Italgas, a cui corrisponde un RAB pari a 5 miliardi, implica la perdita di quelle sinergie che sono previste dal piano strategico 2009-2012 e che hanno

³⁶⁵ Boston Consulting Group, The Product Portfolio, January 1970

³⁶⁶ Italgas: incontro tra Italgas e Organizzazioni sindacali Roma 26 marzo 2009

portato alla decisione di cedere il 100% di Italgas, insieme al 100% da Eni a Snam.³⁶⁷ Degli 80 milioni stimati di sinergie del piano di Snam, la maggior parte sono in Italgas.³⁶⁸

Con quell'operazione, il gruppo ha ottenuto tre obiettivi:

- la gestione unificata di tutte le attività soggette a regolazione tariffaria, separando le attività regolate dal resto del gruppo coerentemente agli obiettivi di unbundling,
- l'integrazione operativa delle tre società per il conseguimento di importanti sinergie strutturali,
- migliore apprezzamento da parte del mercato di Stogit e Italgas, grazie alla possibilità di godere di maggiore visibilità,
- la leadership europea di Snam RG che incrementerà anche il proprio capitale investito.

Secondo Equita, quindi la Cassa depositi e prestiti dovrebbe sborsare circa 4 miliardi per salire al 30% e ridurre la quota di Eni al 15%.³⁶⁹

Inoltre, un'eventuale operazione porterebbe alla necessità di emettere un dividendo straordinario per ridurre la capitalizzazione di mercato di Snam.

Il settore della distribuzione nell'anno 2010 ha guadagnato € 57 milioni, registrando un incremento imputabile principalmente ai maggiori ricavi per il servizio di distribuzione e l'incremento dei proventi per prestazioni tecniche.

Figura 4.2: Presenza di Italgas sul territorio



³⁶⁷ Comunicato Stampa Eni: Informativa Consob sulla cessione del 100% di Stogit e Italgas a Snam Rete Gas, 16/02/2009.

³⁶⁸ Gerosa Francesca, Con una fusione Snam-Terna Eni sarebbe il maggior beneficiario, in Milano Finanza, 14/04/2011.

³⁶⁹ Equita è una società di investment banking

4.15. Tesi contrarie all'operazione di separazione

Secondo la tesi di Carlo Andrea Bollino, manager con una lunga esperienza nel campo dell'energia, la scelta di adottare una politica di separazione di Eni da Snam è tutt'altro che diretta a migliorare le condizioni dei consumatori italiani e lo dimostra adottando il teorema del "monopolio bilaterale".

In un mercato in cui i due unici operatori, un monopolista e un monopsonista, si fronteggiano, se prevale il potere del monopolista, il prezzo è superiore al costo marginale di produzione e questo genera inefficienze di profitti per il monopsonista, se prevale il potere del monopsonista, le inefficienze generate sono a carico del monopolista.

Se, invece, gli operatori del mercato riescono a bilanciare i propri poteri, magari stipulando accordi per spartirsi i profitti, si ottiene lo stesso equilibrio che su un mercato concorrenziale è dato dall'incontro tra la domanda e l'offerta.

Quindi, in un'economia dove un monopolista e un monopsonista s'incontrano, è possibile ricreare lo stesso equilibrio di mercato garantito da un mercato completamente competitivo.

Rapportando questa teoria al mercato italiano, il monopolista è Gazprom e il monopsonista è Eni. Il punto è riuscire a sfruttare la forza da monopsonista di Eni a vantaggio per l'Italia.

Il modello dell'economia bilaterale vale per il settore del gas e non per quello elettrico, perché nel secondo la struttura del mercato, basato su contratti spot, e la pluralità di compratori e venditori, rende necessaria la neutralità della rete.

La presenza trasversale lungo la filiera aumenta il potere contrattuale dell'operatore nazionale.

Bollino definisce la situazione che si creerebbe con un eventuale scorporo, una "guerra tra poveri". Per creare efficientemente un mercato concorrenziale è necessaria la presenza di una pluralità di soggetti tanto dal lato della domanda, quanto da quello dell'offerta, in modo che il prezzo non possa essere influenzato. Separando Eni e Snam e promuovendo la politica di sviluppo della concorrenza, si crea una situazione che vede schierati "uno" contro "molti", dove i "molti" sono i competitor che accedono al mercato italiano e l' "uno" è Gazprom, che quindi può liberamente comportarsi da monopolista. Il risultato sarà un prezzo superiore a quello che si sarebbe ottenuto in uno scontro monopolista-monopsonista.

D'altro canto, la convenienza nell'investire nella rete di trasporto è connessa alla possibilità di disporre di adeguate forniture.³⁷⁰

Anche il presidente ENTSOG (European Transmission System Operators for Gas), ha affermato che per assicurare lo sviluppo delle reti di gas, non è necessario ricorrere alla separazione proprietaria.

In mancanza della possibilità che si sviluppi un'adeguata concorrenza a monte del processo di approvvigionamento del gas, è auspicabile che Eni non perda la propria forza contrattuale, per far questo è necessario garantire l'integrità della società.

4.16. Considerazioni

L'integrazione fra i settori industriali è la struttura di base delle imprese; le più grandi e potenti sono proprio quelle che operano in settori diversi e con prodotti diversi, complementari e non solo.

Appartenere ad un gruppo verticalmente integrato permette di avere maggior potere contrattuale e questo è molto importante in un settore quale quello del gas dove la possibilità di fare utili è direttamente connessa alla capacità d'instaurare rapporti internazionali, soprattutto in una situazione in cui si concorre con "diversi" per essere clienti di "uno solo". Un mercato è veramente libero quando lo sono tutte le fasi che lo compongono; quindi, un processo di liberalizzazione che coinvolge solo un fase lungo tutta la filiera potrebbe rivelarsi dannoso.

I diretti fornitori delle principali aziende operanti sul mercato europeo sono di origine asiatica, questo vuol dire che le politiche europee non possono raggiungere tutte le fasi della filiera del gas e che, quando si parla di liberalizzare il mercato, in realtà si allude alla possibilità di aumentare la concorrenza a valle dalla filiera, aumentando il numero dei venditori sui mercati nazionali.

Se gli organi europei avessero optato per l'obbligatorietà della separazione proprietaria, comunque non avrebbero ottenuto i risultati auspicati, perché niente possono sulle politiche delle potenze fornitrici come la Russia. Il Cremlino, inoltre, considera la propria politica energetica come il cuore delle propria politica internazionale.³⁷¹

Questa considerazione spiega anche perché, indipendentemente dal peso che Snam esercita sull'utile e dai capex di cui necessita, sia considerato un investimento importante e a cui è difficile rinunciare.

³⁷⁰ Bollino Carlo Andrea (2010), *Energia la follia mondiale*, Rubbettino

³⁷¹ Maugeri Leonardo (2008), con tutta l'energia possibile, Sperling & King

Per garantire la sicurezza energetica, il mercato deve essere strutturato in maniera corretta a partire dalle sue fondamenta.

L'Unione Europea potrebbe pensare a procedere nel compito di ripartire le proprie fonti di approvvigionamento, per limitare il potere monopolistico esercitato da Gazprom, ma la "scomparsa" del gasdotto Nabucco ne sottolinea le difficoltà.

Al monopolista non conviene perdere il proprio predominio e sfrutta l'attuale dipendenza delle potenze europee per limitare i tentativi di raggiungere un'indipendenza futura.

La creazione, invece, di una rete infrastrutturale europea potrebbe essere un passo avanti nel percorso che porta all'indipendenza, di modo che i paesi componenti possano approvvigionarsi attraverso un'unica politica energetica, aumentando il proprio potere di mercato. L'integrazione tra le reti potrebbe garantire la copertura anche in caso di taglio delle importazioni dal principale paese fornitore, accelerando la creazione di un mercato europeo del gas interamente interconnesso

Come detto nei precedenti capitoli, infatti, è vero che l'Europa dipende dalla Russia, ma è anche vero che rappresenta il principale destinatario del gas russo.

Dopo l'eventuale amputazione della "gamba gas", la società avrebbe pochi interessi ad operare sul mercato italiano e, in un contesto come quello del settore del gas, in cui i contratti di approvvigionamento prevedono, quale condizione necessaria, la nazionalità delle imprese, la scelta di "denazionalizzare" la società sarebbe solo controproducente.

La perdita di potere internazionale potrebbe gravare sulla certezza delle condizioni di fornitura per il territorio italiano stesso, che, come detto più volte, è povero di materie prime. Senza una società potente il paese non avrebbe nessuno a rappresentarlo sul tavolo degli accordi, che regolano il contesto internazionale delle fonti di energia: solamente un grande operatore nazionale può gestire offerte caratterizzate da forti vincoli di tipo contrattuale. La politica della gestione dei rapporti bilaterali a fronte della previsione di un trend di consumo crescente non sarebbe possibile verso l'Italia senza un operatore capace di muoversi a 360° lungo tutta la filiera.

Inoltre, l'Eni è fondamentale per la nostra economia. Tra gli aspetti che rendono una tale scelta strategica controproducente vi è l'effetto che la perdita di potere dell'Eni potrebbe avere sul complesso di imprese che ruotano nel "sistema Eni", principalmente quelle operanti nel settore minerario.

Una giustificazione per l'operazione invece potrebbe essere riscontrata nella possibilità per gli investitori di disporre di maggiori dividendi, grazie alla riduzione dell'indebitamento. I dubbi in tal senso sono riferibili non solo al fatto che l'Eni distribuisce costantemente

dividendi che, anche se in calo, si sono mantenuti, come dimostrato, nella media delle altre società europee, ma anche dallo scetticismo relativo alla maggiore stabilità reddituale di un'impresa di minori dimensioni rispetto ad un "colosso" del mondo industriale.

Per certi versi potrebbe sembrare che la richiesta di questa operazione da parte di operatori stranieri, come il fondo americano Vinke, sia in realtà la scusa per nascondere altro, come gli interessi degli operatori finanziari che tanto auspicano la realizzazione di questa operazione, oppure dei governi.

Resta infatti il dubbio su se la Knight Vinke rappresenti realmente solo se stessa o sia la portatrice d'interessi più forti e più alti. È risaputo che le relazioni che il governo italiano intrattiene sul fronte russo siano malviste dagli Stati Uniti e che la collaborazione tra l'Eni e la Gazprom per la realizzazione del South Stream rappresenti la prova di un rapporto di dipendenza. Le azioni di disturbo del fondo potrebbero anche nascondere il tentativo americano di ridimensionare le ambizioni di crescita di Eni soprattutto verso determinate aree del mondo.

Quindi, a conclusione del lavoro, sono emersi dubbi in relazione alla effettiva convenienza dell'operazione, che, sintetizzando, potrebbero essere racchiusi in quattro fattoti:

1. la necessità, in un assetto di mercato caratterizzato dalla presenza di un fornitore monopolista al vertice della filiera, di poter contare su una forza contrattuale, che solo l'appartenere ad un gruppo verticalmente integrato può garantire, soprattutto in un contesto come quello del gas, dove il mercato spot non è sviluppato come quello elettrico, ma soggetto a contratti a lungo termine;
2. la possibilità di migliorare i multipli, che a posteriori non seguono le previsioni pessimistiche americane, a discapito della forza contrattuale;
3. la politica di comunicazione attuata dal fondo americano potrebbe aver sollecitato una reazione negativa del mercato;
4. la posizione del fondo potrebbe essere dettata, più che dai risultati dei multipli, dai dubbi americani sulla politica filo-russa seguita dalla società (e quindi dal governo).

Conclusioni

A conclusione del lavoro, sulla base di quanto esaminato, è possibile fare considerazioni tanto sul caso esaminato, quanto sul disegno di liberalizzazione definito a livello europeo e italiano.

In relazione al caso italiano, la questione riguarda il se le scelte a cui i regolatori sono ricorsi possano raggiungere gli obiettivi che gli stessi si sono prefissati, c'è da dire che la scelta di un modello di separazione funzionale, pur con gli inasprimenti regolatori, concretizzati nella creazione dell'Organo di Sorveglianza, lascia, per le motivazioni esposte, comunque la proprietà e il controllo nelle mani dell'incumbent. A favore di questa soluzione bisogna riconoscere il ruolo protezionistico svolto nei confronti della rete italiana, impedendo che operatori esteri (come Gazprom) potessero entrarne in possesso.

Cosa più importante è sottolineare che un processo liberalizzativo rivolto ad un mercato composto da diverse fasi, su cui non è possibile agire allo stesso modo, può rivelarsi anche dannoso. La normativa europea niente può sulle scelte di politica energetica, e quindi di politica estera, della Russia, né dell'Algeria, che non solo rappresenta il secondo fornitore europeo e il terzo per quanto riguarda l'Italia ma ha anche iniziato a stipulare accordi per progetti comuni con il Cremlino. Questo si traduce nell'impossibilità di realizzare la completa liberalizzazione di un mercato come quello del gas, composto da fasi che presentano caratteristiche tra loro diverse soprattutto se si considera la possibilità di creare una vera concorrenza.

È stato infatti sottolineato che esistono settori contendibili e settori che costituiscono monopoli naturali. Il settore del trasporto, ad esempio, è un vero e proprio monopolio naturale; data la natura del prodotto, richiede la necessità di un adeguato apparato infrastrutturale, che può essere realizzato solo mediante il ricorso ad ingenti investimenti, non sostenibili da tutti gli operatori.

Il processo di liberalizzazione, quindi, può aumentare la concorrenza, ma solo tra venditori nel mercato nazionale.

L'opinione a cui si è giunti è che, finché la fase a monte sarà classificabile come monopolio o oligopolio, il mercato non potrà mai essere realmente libero.

Per quanto concerne la scelta relativa alla separazione proprietaria per tutelare il benessere del consumatore italiano, si può dire che, nonostante non si giunga ad un dogmatico rifiuto, non se ne vedono le necessità.

Soprattutto perché emergono dubbi

- su come, in un contesto di mercato quale quello del gas, dove la forza contrattuale è l'elemento determinante per il successo, si possa optare per un' indebolimento della società: sono le società che presidiano la filiera quelle che in fase di contrattazione riescono anche ad aggiudicarsi le posizioni migliori
- su come si possa beneficiare il consumatore se una tale scelta potrebbe addirittura pregiudicare gli approvvigionamenti nazionali.

BIBLIOGRAFIA

Ansoff Igor H. (1965), *Corporate Strategy: An Analytical Approach to Business Policy for Growth and Expansion*, McGraw-Hill, New York; trad. it. *Strategia aziendale*, Etas Libri, Milano, 1968.

Babu B. V., Angira R., Chakole P. e Munbeen J.H. (2003), *Optical Design of gas Transmission Network Using Differential Evolution*, Department of chemical Engineering, New Jersey USA

Bollino Carlo Andrea (2010), *Energia la follia mondiale*, Rubbettino.

Bonacina Monica, Sileo Antonio, *Oltre l'indagine conoscitiva sullo stoccaggio gas in Italia: un'analisi del report di Autorità e Antitrust*, IEFEBocconi

Bourjas D. (1996), *Different Option of Underground gas storage facilities*, in EIA 1997, *Natural gas technologies: a driving force for market development*, Berlin, Workshop 1996.

Caramiello C., Di Lazzaro F., Fiori G. (2003), *Indici di bilancio, Strumenti per l'analisi della gestione aziendale*, Giuffrè editore, sec.ed.

Checchi Claudia, Galletta Riccardo, *Shale gas e offerta di gas nel medio periodo*, n.33 dicembre 2010, Gestore dei Mercati Energetici

Chimenti Gian Paolo, *Strategia e competizione nella vendita dell'energia in Italia*, *Abstract Newsletter N° 1/2010*, Newsletter di informazione sul settore Energy & Utilities di PricewaterhouseCoopers.

Cioffo V., *Considerazioni in merito al settore del gas metano e al provvedimento n. 5472 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato*, Rivista Amministrativa della Repubblica Italiana, fasc.2, 1998, p. 199.

Clò Alberto (2009), *Il rebus energetico*, il Mulino, Brossura.

Creti Anna, *The economics of natural gas storage*, Department of Economics and IEFE, Università Bocconi

Crilly Peter (2007), *I mercati italiani all'ingrosso di gas ed elettricità nel second trimester 2007*, in Management delle utilities.

D'ascenzi Mauro (2007), *Concorrenza e incentivi alle aggregazioni*, in Management delle utilities

Daclon Corrado Maria (2008), *Geopolitica dell'ambiente: sostenibilità, conflitti e cambiamenti globali*, Franco Angeli, Milano.

De Nardis Sergio (2000), *Le privatizzazioni italiane*, ricerca centro studi Confindustria, Il Mulino.

Di Benedetto Eduardo, *Temi critici e proposte per superare lo stallo*, Management delle utility

Documenti CNEL (1993), *Tessuto economico, competitività e sistemi a rete*, Roma.

Draft Richard L., *Organizzazione aziendale*, APOGEO

Ente italiano unificazioni (2009), *UNI 9167 riguardo agli "Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Progettazione, costruzione e collaudo*

Fontana F, Giustiniano L., *Le condizioni organizzative per l'implementazione delle strategie*, in Fontana Franco- Caroli Matteo (2006), *Economia e Gestione delle imprese*, McGraw-Hill

Foresti Giovanni e Malgarini Marco, *La proposta di liberalizzazione del mercato del gas in Italia*, Nota dal C.S.C. 29 Marzo 2000, www.confindustria.it

General Secretariat of the Council, *European Council 2011, 4 February 2011*, European Council

Gerosa Francesca, *Con una fusione Snam-Terna Eni sarebbe il maggior beneficiario*, in Milano Finanza, 14/04/2011.

Glachant Jean Michael - Hallack Michelle (2010/42), *The Gas Transportation Network as a 'Lego' Game: How to play with it?*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies.

Gros-Pietro Gian Maria in Documenti CNEL, *Sistema energetico italiano: la rete infrastrutturale ed il processo di liberalizzazione: osservazioni e proposte*, Roma.

Igor Ansoff, *Corporate Strategy: An Analytical Approach to Business Policy for Growth and Expansion*, McGraw-Hill, New York, 1965; trad. it. *Strategia aziendale*, Etas Libri, Milano, 1968.

Kahn A. E. (1989), *The economy of Regulation: Principles and institutions* MIT- First Published 1970-71, Second 1989.

Knight Vinke, *Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A.*, Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Maugeri A. (2003), *Il caso Eni*, in Donna G., *L'impresa multi business crea o distrugge valore?*, Egea, Milano.

Maugeri Leonardo (2008), *Con tutta l'energia possibile*, Sperling & King

Menocci Alessia (2005), *La vigilanza nel settore energetico: Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Vigilanze economiche*, CEDAM, Padova. Giusti, Mauro Diritti economici.

Menon S. (2005), *Gas pipeline hydraulics*, CRC Press.

Mokhatab S., Poe W.A. and Speight J., (2006), *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, Elsevier

Montgomery (1997), *Corporate strategy, Resources and the Scope of the Firm*, McGraw-Hill, , ed. it., Corporate Strategy, McGraw-Hill, 1999, p. 98 e segg.

Nicolazzi Massimo, *Geopolitica degli idrocarburi: istruzioni per l'uso*, in Limes, 24/06/2010.

Normann R. (2002), *Ridisegnare impresa (when the map enhances the landscape)*, Etas libri, Milano.

Pilati Paola, *L'Eni è caduta nel pozzo*, in l'Espresso, 14 marzo 2011.

Poletti Clara (2009), *Aspettando il mercato di bilanciamento del gas*, IEFÉ, Bocconi.

Pollit Michael (2007), *The argument for and against ownership unbundling of energy transmission networks*, Judge Business School and ESRC Electricity Policy Research Group, University of Cambridge .

Portatadino Sergio, *The Liberalization Of The Italian Gas Market: Towards A Gas Hub?*, Ambiente Diritto.it.

Porter M. E. (May- Jun 1987), *From Competitive Advantage to Corporate strategy*, Harvard Business Review, pp. 43-59.

Rampini Federico (2009), *Bruxelles presa in ostaggio paga le divisioni interne*, Repubblica, 7 gennaio 2009

Rumelt, Richard P. *Strategy, Structure, and Economic Performance*. Boston: Harvard University Press, 1974.

Sapozhnikov Vladimir, “*Gasdotto South Stream, accordo Eni-Gazprom sotto l’egida di Berlusconi e Putin*”, Il sole 24 ore, 15 maggio 2009

Sartori Nicolò (2009), *Unione Europea: la sfida Nabucco-South Stream tra realtà e ideologia*, 10 luglio 2009, www.equilibri.it

Scarpa C., Polo M. (1998), *La riforma del settore elettrico in Italia: Una privatizzazione al buio?*, in F. Giavazzi, A. Penati and G. Tabellini (eds.), *Liberalizzazione dei mercati e privatizzazioni*, Il Mulino, Bologna.

Segretariato generale del Consiglio, Consiglio Europeo 4 febbraio 2011, Archivio “il sole24ore” 12 gennaio 2009

Sonnino M., *Risorse, competenze ed estensione della diversificazione*, Working Paper, Luiss business school, Luiss, Roma 2006.

Tabkhi F. (2007), *Optimization de Reseaux de Transportde Gaz*, Tolosa, 13 dicembre 2007

Testa Federico (2007), *La distribuzione di gas naturale in Italia: alcune questioni sul tappeto*, Management delle utilities.

Torelli Stefano (2010), *Tutta l'energia dell'Europa: Nabucco vs South Stream*, Limes, 12/03/2010

Vickers J., Yarrow G. (1988), *Privatization: an Economic Analysis*, Cambridge Mass, MIT Press.

Westra M. T. e Kuyvenhoven S. (2007), *Energy, powering your world*, European Fusion Development Agreement (EFDA), p. 40.

Rapporti e documenti ufficiali

Aida: Eni S.p.A. Company Report

Autorità per l'energia elettrica e il gas: *Situazione del Mercato della vendita del gas naturale*, 15 febbraio 2006, allegato delibera n 31/2006

Boston Consulting Group: *The Product Portfolio*, (Gennaio 1970)

The World Factbook 2009, Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2009.

Comunicato Stampa Eni: Informativa Consob sulla cessione del 100% di Stogit e Italgas a Snam Rete Gas, 16/02/2009.

Comunicato stampa Enel: Finalizzata la cessione a F2i e AXA Private Equity dell'80% di Enel Rete Gas, 30/09/2009.

Datamonitor 360: Edison Company Profile

Datamonitor 360: Eni S.p.A. Company Profile

Datamonitor 360: Enel Company Profile

Datamonitor 360: Global Top 10 Energy Companies Report: Industry, Financial and SWOT Analysis

Edison: Full Year 2010 Results

Edison: Presentazione anno finanziario 2010

Edison: Rapporto di Sostenibilità 2009

Enerdata: *World energy demand down for the first time in 30 years Key findings of the world energy demand in 2009*

Energy Information Administration (2009), *About us Natural Gas pipelines*, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

Energy Information Administration (2010), *International Energy Outlook 2010*, Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE).

Eni: Bilancio Consolidato 2009

Eni: Bilancio Consolidato 2010

Eni: Presentazione Assetto Organizzativo di Eni, 4 febbraio 2009

Eni: Presentazione Piano Strategico 2011-2014

Eni: Presentazione Piano Strategico 2010-2013

Eni: Relazione Finanziaria annuale 2010

Eni: Relazione finanziari annuale 2009

Eni: Resoconto intermedio di gestione ultimo trimestre 2009

Enel: Bilancio Consolidato 2009

Enel: Bilancio Consolidato 2010

Enel: Presentazione Piano Strategico 2011-2015

Enel: Presentazione Piano Strategico 2010-2014

Checchi Claudia, Galletta Riccardo: *Shale gas e consumo di gas nel medio periodo*, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n. 33 dicembre 2010, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

Motz Alessandra, Saraceno Pia, *Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee*, , Il Notiziario della borsa italiana dell'energia n.35/ febbraio 2011, Gruppo Adnkronos e Gestore Mercati Energetici

International Energy Agency (2011), *World Energy Outlook 2011 Special Report - Are We Entering a Golden Age of Gas?*, OECD/IEA

Istituto nazionale per il Commercio Estero (2009), *Nigeria Quadro Macroeconomico*, Ministero degli Affari Esteri, marzo 2009

Italgas: Presentazione incontro tra Italgas e Organizzazioni sindacali Roma 26 marzo 2009

Osiris: Eni S.p.A. Company Report

Osiris: Snam Rete Gas S.p.A. Company Report

Osiris: Total S.A. Company Report

Osservatorio Energia, *Lo stoccaggio del gas naturale In Italia: regolazione, mercato e criticità*, Quaderni di ricerca REF n. 26/ Novembre 2006, Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, *Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione*, Quaderni di ricerca REF n.39/ Aprile 2007, Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, *La filiera dei mercati energetici*. Roma, 10 febbraio 2009. Ricerche per l'economia e la finanza:

Osservatorio Energia, *I mercati del gas Panorama europeo e proposte per l'Italia*. Quaderni di ricerca REF n. 51/ Maggio 2009, Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, Quaderni di ricerca REF n. 56/ Novembre 2009, *La riorganizzazione della distribuzione gas*. Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, *Newsletter Osservatorio Energia marzo 2011, Il mercato del gas naturale*, Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, *Newsletter Osservatorio Energia Anno XIII - numero 142, 28 Marzo 2011*, Ricerche per l'Economia e la finanza

Osservatorio Energia, *Newsletter Osservatorio Energia Anno XIII - numero 143, 29 Aprile 2011*, Ricerche per l'Economia e la finanza.

Osservatorio Energia, *Newsletter Osservatorio Energia maggio 2011- Il mercato del gas naturale*, Ricerche per l'Economia e la finanza:

Osservatorio Energia: *Newsletter Osservatorio Energia Anno XIII - numero 144, 30 Maggio 2011*. Ricerche per l'Economia e la finanza

Ricerche per l'Economia e la finanza, *La concorrenza nei settori dell'elettricità e del gas*, Progetto Concorrenza di Confindustria, Centro Studi Confindustria.

Snam Rete Gas: Bilancio 2009

Snam Rete Gas: Bilancio di sostenibilità 2010

Snam Rete Gas: Presentazione piano strategico 2009-2012

Snam Rete Gas: Relazione finanziaria 2010

SITI INTERNET CONSULTATI

www.confindustria.it

www.bancaditalia.it

www.bosaitaliana.it

www.eni.com

www.snamretegas.it

www.italgas.com

www.gse.com

www.ilsole24ore.com

www.aeeg.com

<http://temi.repubblica.it/limes/>

www.mercatoelettrico.org

www.milanofinanza.it

www.confindustria.it