



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE E AZIENDALI "M. FANNO"

**CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN
ECONOMIA E DIREZIONE AZIENDALE (CLEDA)**

TESI DI LAUREA

"IL MERCATO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN ITALIA"

RELATORE:

CH.MO PROF. FABIO MANENTI

LAUREANDO: VORONIN EVGENY

MATRICOLA N. 567444

ANNO ACCADEMICO 2015 – 2016

Il candidato dichiara che il presente lavoro è originale e non è già stato sottoposto, in tutto o in parte, per il conseguimento di un titolo accademico in altre Università italiane o straniere.

Il candidato dichiara altresì che tutti i materiali utilizzati durante la preparazione dell'elaborato sono stati indicati nel testo e nella sezione "Riferimenti bibliografici" e che le eventuali citazioni testuali sono individuabili attraverso l'esplicito richiamo alla pubblicazione originale.

Firma dello studente

IL MERCATO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

INDICE

Premessa	p.4
1. Quadro di riferimento	p.7
1.1. Il panorama energetico internazionale	p.7
1.2. Il mercato globale del gas naturale: riserve, produzione, consumi	p.9
1.3. Contratti Take-or-pay (ToP)	p.15
1.4. Conclusioni	p.19
2. La filiera del mercato del gas naturale in Italia	p.21
2.1. Introduzione	p.21
2.2. Upstream: produzione, importazione, trasporto e stoccaggio	p.22
2.3. Downstream: distribuzione e vendita	p.35
2.4. Conclusioni	p.42
3. La regolamentazione del mercato di trasporto del gas naturale in Italia ed Europa	p.44
3.1. Introduzione	p.44
3.2. Essential Facilities	p.46
3.3. Third Party Access	p.49
3.4. Unbundling. La separazione verticale	p.54
3.5. Caso italiano: unbundling di Eni S.p.A.	p.58
3.6. La cooperazione tra i regolatori nazionali, i gestori di rete e gli Stati	p.60
3.7. Conclusioni	p.63
4. Le reti di trasporto di gas naturale (gasdotti) sono ancora delle essential facilities?	p.65
4.1. Perché è importante il concetto di EF nel mercato di trasporto di gas naturale?	p.65
4.2. Caratteristiche dei gasdotti, del GNL e del CNG	p.65
4.3. Le caratteristiche di essential facilities dal punto della vista della concorrenza tra diversi tipi di trasporto di metano	p.72
4.4. Esempi di utilizzo del GNL e del CNG in Europa	p.78
4.5. Conclusioni	p.81
Conclusioni generali	p.82
Bibliografia	p.84
Allegati	p.92

PREMESSA

Il gas naturale è un combustibile indispensabile in vari settori della vita quotidiana. Il 70% dell'energia elettrica prodotta nel paese viene infatti dalle centrali termoelettriche, che impiegano il metano come combustibile. Il gas naturale rappresenta inoltre l'unica fonte di calore per la maggior parte delle abitazioni italiane. Infine, circa il 6% degli autoveicoli italiani utilizza il metano come propulsore¹. Per le sue caratteristiche, nel mercato energetico italiano il gas naturale rappresenta una fonte di energia non facilmente sostituibile: il metano offre infatti dei vantaggi competitivi assoluti rispetto ad altre fonti energetiche, come i combustibili solidi/liquidi, l'energia nucleare, l'energia eolica o l'energia solare. Fonti alternative di fatto quindi esistono, ma non sono ancora idonee ad essere dei perfetti sostituti.

Nel primo capitolo del presente lavoro sono illustrate le informazioni generali del mercato del gas naturale nel mondo, dei maggiori esportatori/importatori, del sistema e della situazione delle riserve e delle tendenze del consumo del metano. Viene spiegata la tipologia dei contratti "Take or Pay", una delle principali cause che ha contribuito a far funzionare il settore come un monopolio. Come infatti si vedrà successivamente, proprio il contratto di tipo Take or Pay ha da sempre ostacolato la liberalizzazione del mercato di trasporto del gas naturale.

Fino agli anni 2008-2010 la filiera del gas naturale italiana costituiva un monopolio verticalmente integrato. Eni S.p.A. operava infatti a tutti i livelli in posizione dominante, integrando la sua produzione a livello nazionale con contratti di esclusiva sull'importazione del gas naturale dall'estero: nel 2009 la quota degli ingressi riconducibili al gruppo Eni era pari al 47,9%, e rimaneva preponderante nonostante gli effetti della crisi economica e del rafforzamento dei gasdotti internazionali. Se si considerano anche le vendite a qualunque titolo effettuate oltre frontiera, la quota di gas approvvigionato dal gruppo Eni per lo stesso anno saliva al 64,2%.² Essendo una struttura verticalmente integrata, Eni aveva un forte impatto sia sulla produzione che sull'importazione: limitando la produzione del gas naturale a livello nazionale, ad esempio, essa poteva causare un deficit nell'offerta del metano sul mercato interno, il che avrebbe determinato un aumento delle importazioni per poter coprire il fabbisogno degli acquirenti. In questo modo Eni deteneva non solo un monopolio verticale, ma poteva gestire il mercato anche disponendo delle singole unità a livello orizzontale. Nel secondo capitolo viene presentata l'attuale situazione in Italia lungo la filiera del gas naturale, analizzando i motivi per cui molti elementi della filiera operano in regimi di monopolio. Sia

¹ Rapporto Annuale, Automobile Club d'Italia, 2012.

² Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2009 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali (Eni ed Enel) è scesa rispettivamente al 19,7% (nel 2008 era del 35%) nel caso di Eni e al 7,4% (nel 2008 era dell'8,5%) nel caso di Enel. La stessa quota, era, invece, aumentata, passando dal 5,8% al 7,5% nel caso del gruppo Edison e dal 50,5% al 65,4% nel caso di altri operatori che hanno ceduto 48 dei 73,5 mld/mc complessivamente offerti sul territorio nazionale, testimoniando la presenza di un mercato all'ingrosso particolarmente vivace.

l'upstream che il downstream hanno solo poche aziende come importanti players. Nonostante diversi interventi a livello legislativo nazionale ed europeo, la filiera del gas naturale, in particolare il trasporto, evidenzia ad oggi una forte concentrazione.

Oltre alla produzione ed importazione, anche le infrastrutture principali di trasporto (si tratta di essential facilities) in gran parte saturate dal gas proveniente dai contratti a lungo termine, erano interamente sottoposte al controllo di Eni S.p.A. che, direttamente o tramite società partecipate, ne condizionava la gestione. Il trasporto di metano attraverso i gasdotti non permetteva dunque l'accesso a concorrenti. Ora il controllo sulle reti di trasporto di gas naturale attraverso i gasdotti appartiene alla Snam Rete Gas, la ex-affiliata di Eni S.p.A. La parte distributiva della filiera, infine, aveva pure carattere monopolistico, in quanto il servizio veniva erogato da un solo operatore. In generale, la posizione dominante di Eni S.p.A. nell'approvvigionamento, nel controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e nella scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, determinava a favore di Eni S.p.A. stessa un costo di approvvigionamento del gas minore rispetto ai concorrenti.³ Nel capitolo tre si dimostra che i gasdotti tradizionali sono ancora considerati delle essential facilities per gli importatori di metano e per chi si trova a valle della filiera. Vedremo inoltre che, come tutti gli altri settori con caratteristiche di monopolio, anche il mercato di trasporto del gas naturale deve essere subordinato alla regolamentazione strutturale e comportamentale.

In Italia il gas naturale viene tradizionalmente trasportato e distribuito attraverso gasdotti ad alta pressione. Tuttavia diventano sempre più attraenti anche altri metodi di trasporto, fra cui il Gas Naturale Compresso (CNG – Compressed Natural Gas (inglese)) e il Gas Naturale Liquefatto (GNL⁴), tecnologie che permettono di spostare il combustibile da un punto all'altro attraverso l'impiego di camion, navi o ferrovie come vettori. Le tecnologie di trasporto fanno parte del ciclo del gas naturale: esse sono infatti alla base stessa dell'impiego di tale risorsa energetica e costituiscono un punto di riferimento per l'economicità della coltivazione dei giacimenti/modi di importazione ed è sempre la tecnologia di trasporto, intesa in senso lato, che determina il prezzo unitario del gas alla vendita⁵.

Il trasporto del gas naturale come GNL ha costituito fino a oggi una tecnologia di trasporto la cui applicazione ha corrisposto a una condizione di nicchia, cioè a una condizione in cui, date le distanze elevate, il trasporto tradizionale via gasdotto non risultava economico. Oggi si guarda al GNL anche come a un sistema ad alta concentrazione di contenuto energetico che evita di attraversare vari paesi per arrivare in Italia e di incorrere nelle relative tariffe di transito⁶. Inoltre, l'impiego del GNL può essere effettuato

³ Considerando i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera), si osserva come all'incumbent siano ancora riconducibili ampie quote del gas nella disponibilità di ciascun gruppo, sebbene esse siano significativamente diminuite rispetto all'anno 2013. Per Enel tale porzione è scesa al 6,5% (nel 2008 era 14,9%), per Edison al 20% (nel 2008 era al 38,6%), mentre per gli altri gruppi essa varia tra il 12% e il 21% del gas disponibile (nel 2008 oscillava tra il 13 e il 35%).

⁴ La tecnologia di GNL è descritta nei capitoli successivi.

⁵ Enciclopedia degli idrocarburi.

⁶ Enciclopedia degli idrocarburi.

anche a livello nazionale, attraverso lo spostamento di metano liquido sul territorio su gomma, via treno e anche via mare. Il ricorso all'altro tipo di trasporto, il CNG, permette invece di limitare l'impiego di tecnologie costose ed è particolarmente favorevole nel caso in cui la clientela sia sprovvista (per vari motivi) del gasdotto tradizionale, oppure non sia in grado di sostenere le spese della tecnologia GNL. Il trasporto del gas con la tecnologia CNG presenta un'alternativa che migliora il rapporto tra capacità volumetrica di trasporto e contenuto energetico associato. Il CNG consente di portare il gas agli utenti remoti/staccati e venderlo come tale grazie alla possibilità di veicolare il contenuto energetico del gas naturale sotto la forma compressa, diminuendone di conseguenza il volume.

Ultimamente l'utilizzo del GNL o del CNG diventa sempre più favorevole per l'Antitrust in quanto questi tipi di trasporto portano a maggiore concorrenza lungo la filiera e diminuiscono il potere monopolistico di Eni S.p.A e altre aziende. Inoltre, il maggior impiego di GNL e CNG consente all'Italia non solo di diminuire la propria dipendenza dal sistema di fornitura tramite i gasdotti, ma anche di creare una maggiore concorrenza sul mercato energetico interno: una maggiore differenziazione nei metodi di trasporto (effettuato non solo tramite gasdotto, ma anche via camion, ferrovia o nave) e il conseguente allargamento dei potenziali fornitori potrebbero infatti avere come risultante un prezzo del gas più concorrenziale. Diversi esempi di vari paesi europei presentati nel capitolo quattro, dimostrano che le nuove tecnologie sono in fase di pieno sviluppo e sono già in uso nei mercati locali di trasporto del gas naturale, con un positivo aumento della concorrenza.

Scopo del presente studio è dunque analizzare le prospettive per il mercato del trasporto del gas naturale in Italia, con particolare attenzione alla regolamentazione del mercato e alle infrastrutture coinvolte nel sistema e all'influenza delle nuove tecnologie sull'efficienza del mercato in generale. In particolare, ci si propone di rispondere ai seguenti quesiti: i gasdotti sono sempre da considerarsi essential facilities? Oppure le nuove tecnologie di trasporto possono sostituire i gasdotti portando dei benefici agli utenti finali?

CAPITOLO 1

QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1. Il panorama energetico internazionale

Il mercato energetico globale sta attraversando una fase di profondi cambiamenti, dovuti in particolare all'aumento di attenzione, da parte della comunità internazionale, nei confronti dell'efficienza energetica. Tale tendenza traspare chiaramente da alcune scelte operate in tempi recenti dalle maggiori potenze industriali, quali il ridimensionamento nell'utilizzo dell'energia nucleare in Giappone – a seguito dell'incidente del 2011 alla centrale di Fukushima – e il ripensamento della Cina in merito all'utilizzo del carbone come combustibile nella produzione di energia elettrica, a causa dei seri problemi ecologici legati alle emissioni di CO₂. Per contro, si registra una sempre maggiore attenzione da parte dei paesi sviluppati nei confronti delle possibilità offerte dallo sfruttamento dell'energia eolica e dell'energia solare fotovoltaica, nonostante le criticità legate all'efficienza delle tecnologie impiegate in questi settori. La ricerca di fonti alternative di energia ha portato inoltre alla scoperta di giacimenti di gas non convenzionale⁷ e ad un più esteso utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL), che, per le sue caratteristiche intrinseche, permette di superare la regionalizzazione che ancora oggi contraddistingue il mercato internazionale. Alla luce di tutti questi fattori, gli assetti internazionali del mercato hanno subito (e sono destinati a subire) dei cambiamenti profondi.

La Tabella 1 raccoglie i dati relativi ai consumi di energia (divisi per fonte) da parte dei paesi EU 27 per il periodo 1995-2011, ed evidenzia come vi sia stato un aumento dei consumi delle fonti rinnovabili e del gas naturale.

⁷ Fra le fonti non convenzionali più promettenti figura lo "shale gas". La differenza principale tra un giacimento convenzionale e uno di "shale gas" risiede nel tipo di roccia che contiene il gas e nelle tecniche di produzione. Nel gas convenzionale il giacimento è infatti costituito da rocce porose e permeabili, nelle quali il gas è migrato a partire dalle rocce ricche di materia organica dove si è generato. Lo "shale gas", invece, è rimasto intrappolato nelle rocce dove ha avuto origine, accumuli di tipo tipicamente argilloso a profondità comprese tra i 2000 e i 4000 metri, porosi e quindi ricchi di gas, ma poco permeabili: se da un giacimento di tipo convenzionale si riesce a recuperare fino al 70% del gas contenuto, dalle rocce argillose si estrae al massimo il 30% del gas intrappolato. A differenza del gas convenzionale, dunque, una volta perforate, queste rocce non lasciano fluire il gas in superficie. Dato che lo shale gas è intrappolato nella roccia, occorre "stimolare" la roccia per promuovere la sua migrazione verso il pozzo e quindi la superficie. (Fonte: Eniscuola.net, Eni S.p.A.).

Tabella 1 Consumi di energia per fonte nei paesi EU 27 (Fonte: Eurostat, Aprile 2013)

Fonte energia / anno di consumo	1995	2011
Petrolio e derivati	39%	35%
Gas naturale non rinnovabile	22%	24%
Carbone e altri combustibili solidi	20%	17%
Nucleare	14%	14%
Rinnovabile (sole, vento, biogas)	5%	10%

Vediamo così come nel periodo preso in esame il consumo di gas naturale “tradizionale” sia aumentato del 2%, mentre l’impiego di energie rinnovabili sia raddoppiato, passando dal 5% al 10%. Per contro, le fonti di energia tradizionali, ovvero petrolio e suoi derivati (soprattutto Gas Propano Liquido) e carbone, hanno conosciuto un calo dei consumi, rispettivamente del 4% e 3%. La quota di consumo di energia nucleare, infine, è rimasta invariata, anche a causa della mancanza di grandi progetti di costruzione di nuove centrali per l’immediato futuro.

Nel caso specifico dell’Italia, le modalità con le quali viene generata l’energia elettrica (pari a circa il 31% delle fonti complessive) potrebbe essere definita un mix sbilanciato: la domanda viene coperta da carbone e combustibili solidi/liquidi per il 12%, dal petrolio e dai suoi derivati per l’8%, dal gas naturale per il 54% e dalle energie rinnovabili per il 25%.⁸

Analizzando il rapporto fra la produzione domestica di energia e la sua importazione dall’estero, va rilevato come negli ultimi 20 anni il volume di importazione di fonti energetiche da parte dei paesi EU 27 sia cresciuto moltissimo in tutti i settori, seppur ad un ritmo inferiore rispetto al passato. Il carbone, ad esempio, che un tempo costituiva la fonte energetica principale fra quelle prodotte a livello domestico dai paesi europei, viene sempre più spesso importato, sia come conseguenza della chiusura delle miniere della vecchia Europa – principalmente per l’esaurimento dei giacimenti –, sia per l’aumento dei consumi. Cresce anche la quota di importazione dall’estero di gas naturale, più competitivo (in quanto meno costoso) rispetto a quello estratto nei paesi europei. Il gas naturale tradizionale, estratto dai pozzi sotterranei e convogliato verso i paesi europei tramite gasdotti, e il Biogas, fonte rinnovabile, coprono il 25% dei consumi energetici dei paesi EU 27. Grazie alle nuove tecnologie, fra cui in particolare il GNL, alcuni paesi (soprattutto la Spagna) hanno aumentato il consumo di gas prodotto da fornitori esteri (in primis il Qatar).

⁸ Eurostat, 2012.

Tabella 2 Livello di importazioni di fonti energetiche dei paesi EU 27 (Fonte: Eurostat, Aprile 2013).

Livello di importazioni	1995	2010	2011
Gas Naturale	43,5%	62,4%	67,0%
Petrolio e Derivati	74,3%	84,1%	84,9%
Carbone e altri solidi	21,4%	39,4%	41,4%
Totale	43,2%	52,6%	53,8%

1.2. Il mercato globale del gas naturale: riserve, produzione, consumi

Secondo la World Oil and Gas Review pubblicata da Eni nell'ottobre 2013, il volume totale delle riserve attuali di gas naturale ammonta a 200.741 mld/mc. Dal 1995 in avanti sono stati scoperti diversi nuovi giacimenti di metano, che hanno incrementato le riserve di circa 55.000 mld/mc (Tabella 3).

Tabella 3 Riserve di gas naturale per aree geografiche al 31 dicembre 2012 in mld/mc (Fonte: World Oil and Gas Review 2013, Eni).

Regione	1995	2011	2012
Europa	8.144	5.764	5.667
Russia e Asia Centrale	51.405	63.692	63.930
Medio Oriente	46.852	79.940	80.625
Africa	9.929	14.862	14.637
Asia-Pacifico	13.268	16.789	17.074
Americhe	14.525	19.036	18.808
Totale Mondo	144.123	199.903	200.741

Come si può osservare dalla Tabella 3, l'Europa è l'unica macroregione in cui le riserve di gas naturale sono in diminuzione, con un tasso pari al 3,4% per il periodo 2000 – 2012. In tutte le altre

macroaree le riserve sono invece in leggera crescita, con un incremento su base annua pari al 2,8% in Asia e Oceania e al 2,6% nel Medio Oriente. Tra il 2011 e il 2012 il tasso medio di crescita delle riserve di Gas Naturale nel mondo è stato dello 0,4%.

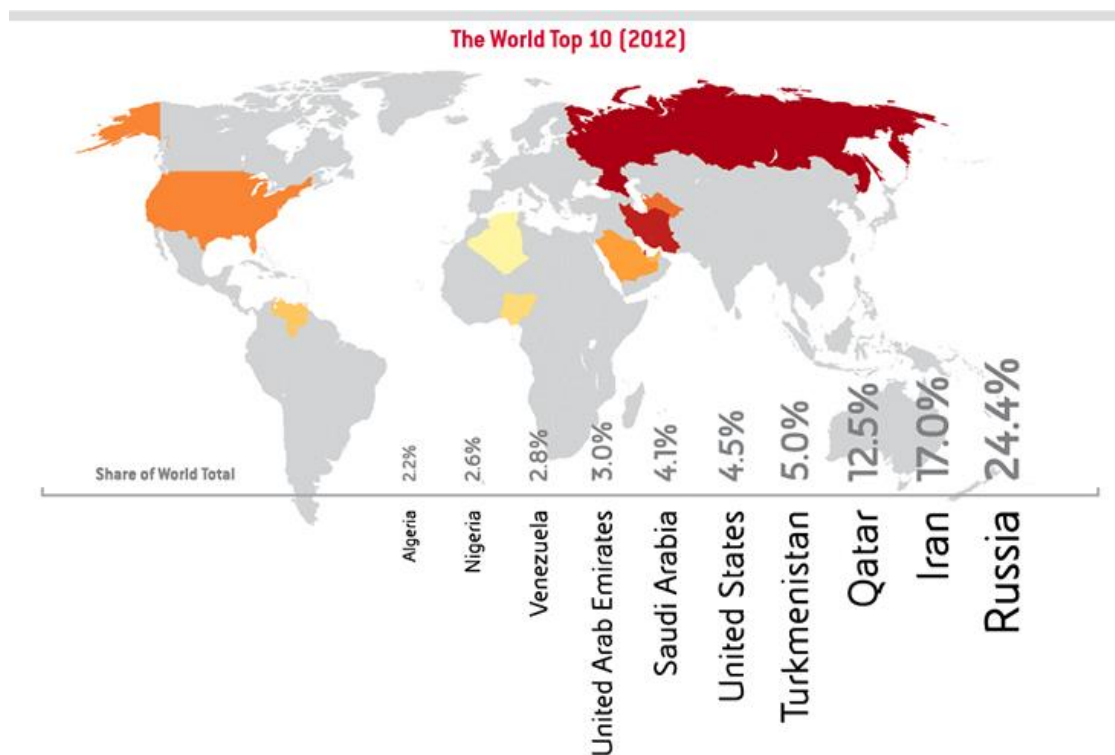
Un rapporto significativo sul totale delle riserve del gas naturale potrebbe essere fornito dalla verifica delle riserve di gas non convenzionale: nonostante la presenza di questo tipo di giacimenti fosse nota già da tempo, solo negli ultimi 10 anni sono state introdotte nuove metodologie per lo sviluppo di questo settore. L'International Energy Agency stima che le risorse di gas non convenzionale ancora estraibili ammontino, a livello globale, a circa 331.000 mld/mc. Una stima forse ottimistica, che fa comunque riflettere, se si pensa che il totale delle riserve di gas convenzionale conosciute con certezza è compresa tra i 220.000 mld/mc e i 421.000 mld/mc (secondo diverse fonti).⁹ Tra i paesi più ricchi di giacimenti di gas non convenzionale figurano non solo alcuni fra i consueti produttori di metano tradizionale (Russia, Medio Oriente, Algeria), ma anche paesi in cui, fino ad oggi, non erano stati rilevati giacimenti di metano, quali ad esempio la Cina, gli Stati Uniti, l'Australia, l'Argentina, il Messico e il Canada. Va tenuto presente che il valore delle riserve del gas naturale, convenzionale e non convenzionale, si stima tradizionalmente sulla base delle statistiche relative alle riserve note di metano. Tuttavia, in molti paesi le informazioni sui volumi effettivi dei giacimenti di metano hanno carattere segreto, ragion per cui è difficile stimare il livello esatto di metano che si potrebbe estrarre.

La Figura 1 mostra i primi 10 paesi produttori di gas naturale al mondo. Come si può osservare, il primato appartiene alla Russia, seguita dai paesi del Golfo, Iran e Qatar.¹⁰ È interessante notare come fra i primi 10 produttori mondiali vi siano solo tre fra i maggiori esportatori di gas in Europa, ossia Qatar, Russia e Algeria, questi ultimi due legati all'Europa da gasdotti terreni e/o sottomarini. L'immissione nel mercato europeo delle immense riserve di gas naturale del Qatar, invece, è stata resa possibile negli ultimi anni dalla nuova tecnologia di liquefazione del metano (metodo GNL).

⁹ Dati tratti rispettivamente dalla relazione di Eni 2012 e da CDP Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p.19.

¹⁰ Con riferimento alla concentrazione della produzione, va evidenziato come i primi dieci paesi immettano sul mercato il 74% delle risorse complessive. In particolare, Russia, Iran e Qatar insieme hanno un'incidenza del 53.9% sul totale: l'alta concentrazione di gas in poche regioni geografiche determina un'estrema polarizzazione del mercato, e rende i paesi consumatori risultano particolarmente vulnerabili, data la difficoltà di attuare politiche di diversificazione (cfr. tesi mod: 56 e CDP).

Figura 1 Primi dieci paesi produttori di metano nel 2012 (Il colore più scuro indica i paesi con una maggiore produzione). Fonte: World Oil and Gas Review 2013, Eni.



Recentemente, l'andamento della produzione mondiale di gas naturale è stato influenzato da diversi fattori, caratteristici dell'epoca attuale, fra i quali: la diminuzione dei consumi da parte dei paesi sviluppati, cui si contrappone un esponenziale aumento della domanda da parte dei paesi emergenti; l'oscillazione del prezzo del petrolio, l'incremento dei consumi da parte dei paesi produttori di metano e, non da ultimo, il rallentamento dell'economia mondiale legato alla presente crisi economica. A tutti questi fattori limitanti di carattere esterno se ne aggiungono alcuni interni, tipici del settore, come ad esempio la rigidità contrattuale che caratterizza il mercato del gas naturale, nonché la presenza di tendenze monopolistiche sia a monte (produttori) che a valle (circuiti dei consumatori) del sistema, di cui parleremo oltre.

Tabella 4 Produzione di Gas Naturale per il periodo 1995-2012 in mld/mc (Fonte: World Oil and Gas Review 2013, Eni).

Regione	1995	2005	2008	2010	2012
Europa	281	339	330	319	295
Russia e Asia Centrale	667	759	813	793	820
Medio Oriente	140	311	418	479	553
Americhe	778	873	938	966	1046
Totale Mondo	2.165	2.830	3.099	3.232	3392

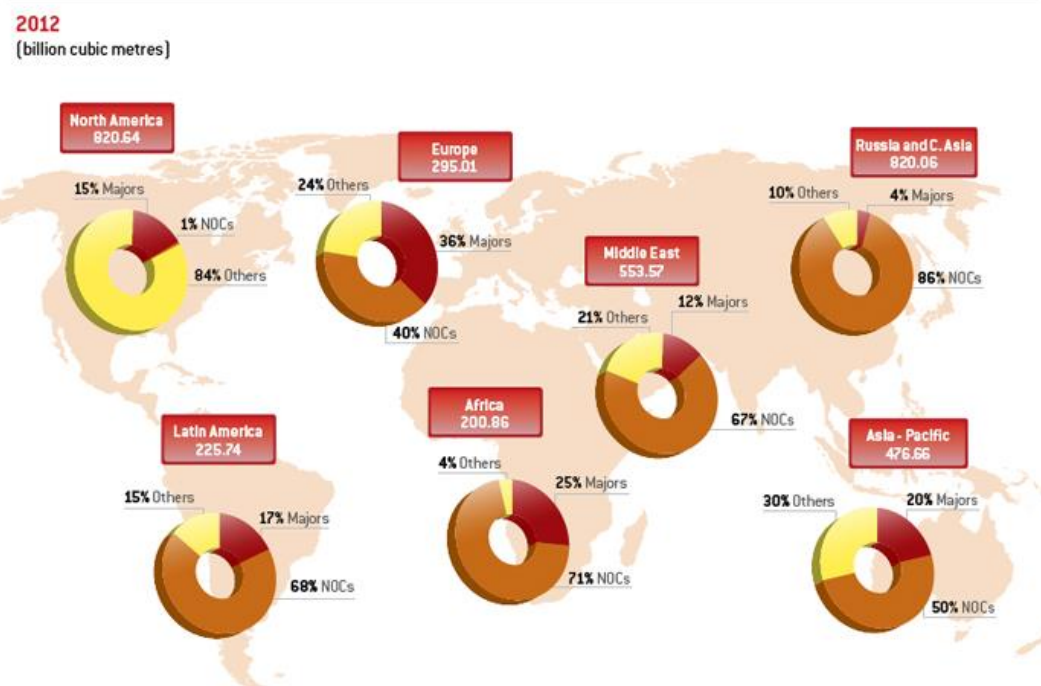
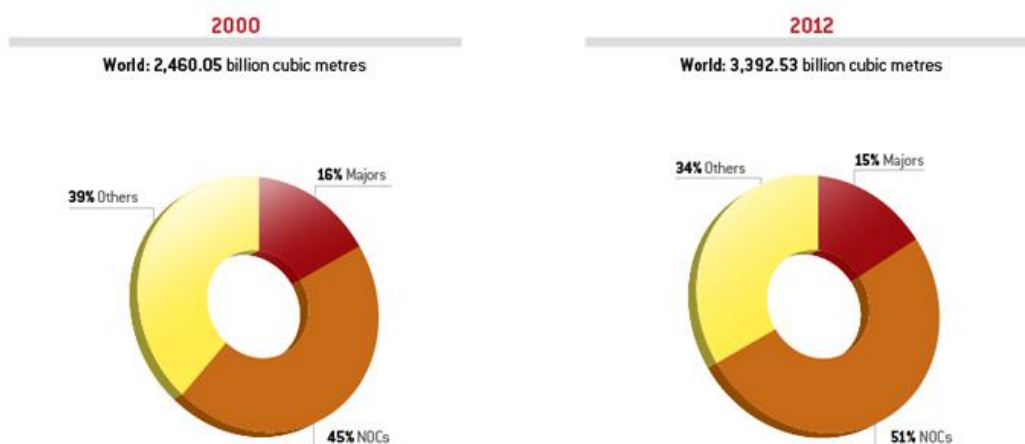
La Tabella 4 mostra come anche la produzione di gas metano segua l'andamento dell'economia dei paesi sviluppati. Nelle zone di Europa, Russia e Asia Centrale, all'accelerazione che aveva caratterizzato l'estrazione di gas naturale negli anni precedenti la crisi (1995-2008) è infatti seguito un rallentamento per il periodo 2008-2011. Tuttavia, malgrado le difficoltà che attualmente gravano sull'economia mondiale, la produzione di gas naturale sembra non fermarsi, e ciò anche come conseguenza dello spostamento della domanda energetica dalle altre fonti tradizionali: le cifre qui riportate concordano dunque con le tendenze di sviluppo del mercato dell'energia, in cui il metano sta diventando progressivamente la fonte energetica più ricercata, anche alla luce di fattori quali l'ordinamento del mercato, le dinamiche dei prezzi e lo sviluppo infrastrutturale.

Nei paesi produttori/importatori, il mercato del gas naturale è gestito da aziende variamente organizzate che operano a vari livelli nella produzione del metano: fra queste ci sono le Majors, le grandi aziende internazionali che operano anche in paesi diversi da quello della sede centrale, e le National Oil and Gas Companies (NOCs), che invece producono il metano prevalentemente nel paese di ubicazione. Sia le Majors che le NOCs possono essere chiamate *incumbents*,¹¹ in quanto generalmente controllano la filiera produttiva del gas naturale dalla produzione alla distribuzione. Rispetto alle NOCs, le Majors tendono ad agire come *incumbent* non solo nei paesi di provenienza, ma anche su mercati esteri; in altre parole, le Majors sono "incumbents transnazionali".

¹¹ Nel corso della nostra ricerca, vengono definite le cosiddette "incumbent" – imprese che detengono un potere monopolistico lungo la filiera produttiva del gas naturale in certe aree dell'industria del gas naturale. Si trovano incumbents sia in upstream che nel mercato dei servizi (downstream). Dal momento che detengono quasi sempre un'elevata quota del mercato, tali imprese influenzano molto l'equilibrio del mercato sia in upstream che in downstream. Parlando del settore del trasporto di metano, tali incumbents si occupano di produzione oppure importazione di gas naturale, gestendo anche imprese *subsidiary* che sono attive in altri segmenti della filiera. Le Majors e le NOCs possono essere chiamate incumbents, con una particolarità: queste ultime sono quasi sempre società verticalmente integrate con elevata partecipazione statale nel capitale sociale.

È interessante sottolineare che fra i maggiori azionisti delle grandi Majors, tra cui Eni S.p.A., figurano società partecipate dai rispettivi Stati nazionali, ad eccezione degli Stati Uniti, che non detengono grandi riserve del gas tradizionale, né presentano grandi aziende di produzione sul proprio territorio.

Figura 2 La produzione di gas naturale dagli Incumbents (Majors e NOC) nel mondo e divise per aria. Fonte: World Oil and Gas Review 2013, Eni.



(*) Majors: ExxonMobil, Shell, BP, Chevron, Total, Eni, ConocoPhillips.
 NOCs: ADNOC, Bahrain NOC, Bashneft, CBNDOC, CNPC/PetroChina, CPC Taiwan, Dubai Petroleum, Ecopetrol, EGPC, Gazprom, INOC, Israel NOC, KazMunaiGaz, KNOC, KPC, Lybian NOC, MEDCO Energy, MOGE, Morocco NOC, Mubadala Abu-Dhabi, NOC, NNPC, Novatek, Oil India, ONGC, Pakistan Oil Field, Pakistan Petroleum, PDO, PdVSA, Permex, Pertamina, Petrobras, Petronas, Petrovietnam, PGNIG, PTTEP, OP, Rosneft, Saudi Aramco, Sinopec, SOCAR Azerbaijan, Sonangol, Sonatrach, Statoil, Surgutneftegas, Syria Petroleum, Tatneft, Turkmengas, Uzbekneftegas.

Ci sono diversi tipi di imprese incumbents, integrate verticalmente in base alla proprietà, alla zona di provenienza e al livello di partecipazione statale. In Italia, per esempio, è presente Eni S.p.A., una tipica incumbent Major con una notevole partecipazione da parte dello stato, che fino a pochi anni fa controllava il mercato di trasporto di metano sia in upstream che in downstream. Ad eccezione del Nord America ed Europa, la maggioranza delle industrie produttrici di gas naturale appartiene alle grandi aziende nazionali di idrocarburi (NOC), con un'incidenza che va dal 50% dell'Australia all'86% di Russia e Asia Centrale. Rispetto alle Majors, le aziende nazionali di idrocarburi (NOC) sono caratterizzate da un'elevata partecipazione statale.

Nel 2012 il 51% del totale del gas naturale è stato prodotto dalle incumbents NOC. Secondo le stime prospettive, l'equilibrio fra l'offerta e la domanda di metano risentirà della sempre maggior presenza sul mercato delle NOCs del Golfo e del Medio Oriente, dell'Africa e della Regione del Caspio: il ruolo di imprese incumbent come Socar Azerbaijan, Turkmenogas, PGNiG Iran, Saudi Aramco potrebbe crescere. Alcune di queste imprese sono infatti già sulla strada per diventare Majors¹².

Lo scenario del consumo e della produzione del gas naturale potrebbe modificarsi in seguito alla scoperta di giacimenti di gas non convenzionale (shale gas), elemento che nel corso dell'ultimo decennio ha fatto cambiare la strategia energetica di alcuni paesi: gli Stati Uniti, ad esempio, un tempo significativamente dipendenti dalle importazioni dall'estero, intendono ora coprire il proprio fabbisogno energetico con gas di produzione nazionale.¹³

Per quanto riguarda i possibili scenari di sviluppo del mercato di gas naturale, è lecito ipotizzare che ad un aumento dei volumi del gas prodotto corrisponderà una crescita dei consumi, stimabile all'1,7% per l'orizzonte temporale 2011-2035.¹⁴ In linea generale, i consumi di gas naturale hanno già fatto registrare un aumento graduale, con un tasso di crescita medio annuo pari al 2,7% nel periodo 1995-2011.¹⁵ La preferenza accordata al gas rispetto agli altri prodotti energetici è dovuta sia ai suoi vantaggi ambientali, sia alla competitività economica in alcuni settori. Nel periodo 2000-2012, in particolare, la domanda globale è aumentata del 40%, soprattutto come conseguenza dell'incremento del fabbisogno energetico da parte delle economie emergenti come Cina, Iran e Arabia Saudita, divenute attori importanti nella dinamica dei consumi. Come si vede nella Tabella 5, anche l'Italia figura attualmente tra i più grandi consumatori mondiali.

¹² All'inizio del 2016 il gigante petrolifero statale Saudi Aramco ha confermato di avere allo studio diverse opzioni per la quotazione sul mercato dei capitali. Fonte <http://it.reuters.com/article/businessNews/idITKBN0UM1FM20160108>

¹³ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p. 17.

¹⁴ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p. 16.

¹⁵ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p. 14.

Tabella 5 I primi 10 consumatori di gas naturale in mln/mc per anno (Fonte: World Oil and Gas Review 2013, Eni).

Paese	2000	2011	2012
USA	653	678	710
Russia	380	467	461
Iran	63	154	156
Cina	25	128	142
Giappone	78	119	125
Canada	88	100	99
Arabia Saudita	41	84	93
Germania	86	83	81
UK	104	84	79
Italia	69	76	73
Totale Mondo	1.588	1.973	2.020

Se l'aumento dei consumi da parte dei paesi in via di sviluppo è ricollegabile alla loro crescita economica, è interessante evidenziare come la tendenza di molti paesi europei ad esprimere grandi fabbisogni sia riconducibile piuttosto all'esistenza di contratti pluriennali a lungo periodo (tra 15 e 25 anni), caratterizzati dalla clausola Take-or-pay (ToP), che regolano l'approvvigionamento del gas naturale: poiché si tratta di forniture pluriennali e quantità enormi di prodotto, tali contratti prevedono che la quantità di gas concordata venga pagata e consumata per intero. Anche qualora il gas non sia necessario, quindi, l'acquirente è comunque vincolato a pagare ed utilizzare la rimanenza.

1.3. Contratti Take-or-pay (ToP)¹⁶

L'accesso al mercato di gas naturale è fortemente limitato a causa dell'elevato numero di contratti di acquisto di gas naturale che si chiamano "contratti Take-or-Pay". La prevalenza di tali contratti deriva dal

¹⁶ I contratti di somministrazione del gas naturale. R.Urban, L.Parola, R.Prato. La Termotecnica, numero 08, 2004.

fatto che il settore commerciale del gas naturale è molto complesso, con particolare riferimento ai contratti di compravendita tra produttori e consumatori.

La tipologia del contratto “take-or-pay” più delle altre caratterizza le speciali clausole contrattuali di somministrazione del gas tra i soggetti elencati. La somministrazione, o fornitura di gas naturale ha lo scopo di soddisfare la domanda di carattere continuativo che proviene dal mercato: essa è, per definizione, “il contratto con il quale una parte si obbliga, verso il corrispettivo di un prezzo, ad eseguire, a favore dell’altra, prestazioni periodiche o continuative di cose” (art.1559 Codice Civile). Nell’ambito di questa figura si inquadrano, pertanto, i contratti per l’erogazione di gas naturale, che possono essere spot oppure di lungo, medio o breve periodo. I contratti di lungo o medio periodo si caratterizzano perché contengono al loro interno una clausola particolare, detta “take-or-pay”.

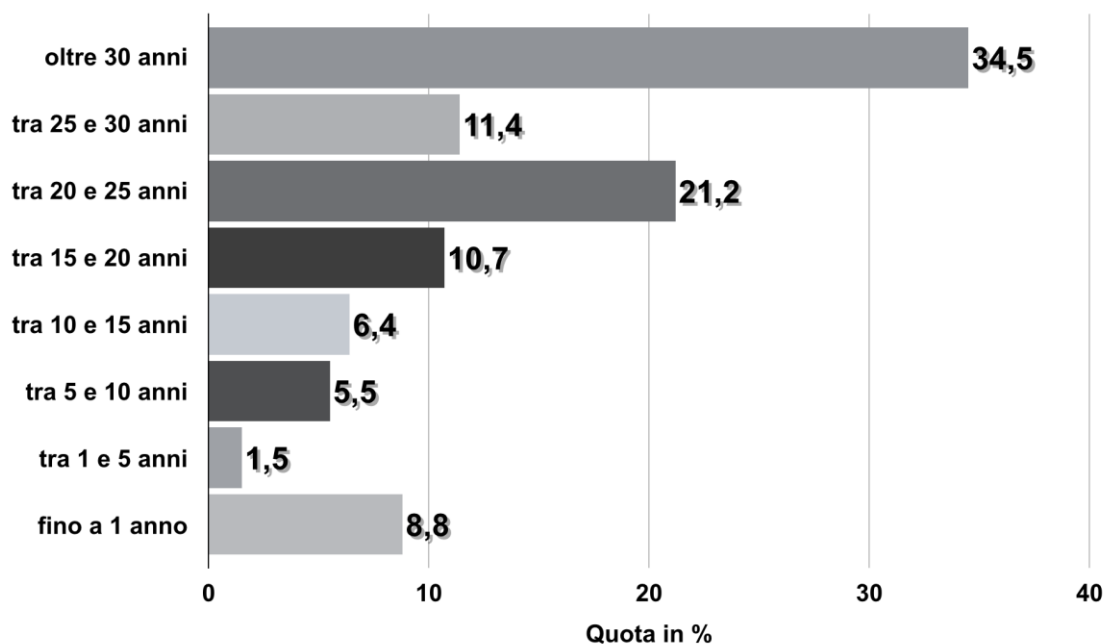
Al fine di remunerare gli enormi capitali di rischio richiesti per lo sviluppo dei giacimenti da cui è prodotto il gas naturale, nei contratti di somministrazione si inserisce una clausola, sulla base della quale una quota rilevante delle quantità annue contrattuali (ACQ) deve essere, in ogni caso, liquidata dall’acquirente, a prescindere dall’effettivo ritiro. La quantità di gas naturale da remunerare è espressamente definita dal contratto di somministrazione, come “annual minimum quantity” (AMQ): l’acquirente è in ogni caso tenuto a corrispondere al venditore il prezzo previsto per la suddetta quantità, anche se il ritiro non è stato effettuato.

Tale corrispettivo minimo è l’ “annual minimum payment” (AMP), che deriva dal prodotto del prezzo d’acquisto per l’AMQ. La clausola di “take-or-pay” garantisce, quindi, al produttore del gas naturale, un livello minimo di ricavi, indipendentemente dalla quantità di gas effettivamente prelevata dal compratore, in modo che sia garantita la redditività del progetto.

I contratti “Take-or-pay” hanno, solitamente, una durata che varia da 1 anno a 30 anni, ma tale durata può essere prorogata dalle parti di comune accordo, su richiesta di una di esse, richiesta che deve essere notificata all’altra parte, entro un limite temporale preventivamente stabilito dal contratto.

La clausola del prezzo è considerata dai negozianti dei contratti di somministrazione di gas naturale come la clausola regina del contratto. In passato, si è tentato da più parti di ridimensionare o ridurre il peso di questa clausola contrattuale ma sempre con scarsi risultati. Il mercato europeo è stato fino al 2003 dominato da pochi monopolisti, che gestivano tutti i contratti di approvvigionamento dai paesi produttori. In Italia questo ruolo è stato esercitato dal gruppo Eni S.p.A., che gestisce la quasi totalità dell’approvvigionamento di gas naturale all’Italia, proveniente da Gazprom, Sonatrach, Gasunie e Statoil. L’analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 (non solo Take-or-Pay) secondo la durata intera evidenzia che i contratti di lungo periodo sono prevalenti: il 67% delle importazioni avviene con contratti la cui durata complessiva supera i 20 anni (Figura 4).

Figura 3 Struttura dei contratti di importazione di gas naturale (annuali e pluriennali) nel 2013. (Fonte AEEG).



La grande quantità di contratti ToP tra i contratti di approvvigionamento in Italia, deriva dal fatto che ENI S.p.A. li ha stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. Con l'introduzione di questa direttiva da parte dell'EU, si è cercato di ridimensionare il potere del monopolio nella produzione del gas, e di favorire a nuove società di entrare sia nel downstream che nell'upstream. L'obiettivo delle clausole di prezzo nei contratti ToP è quello di tentare di conciliare i diversi interessi delle parti. L'interesse del venditore è duplice: da un lato, infatti, il prezzo deve rispecchiare il valore di mercato del gas naturale, in linea con le altre fonti di energia alternative, dall'altro esso deve garantire una remunerazione dei costi degli investimenti. L'interesse del compratore è, evidentemente, quello che il prezzo sia in linea con le condizioni di vendita dei produttori concorrenti, ma anche con quello dei combustibili alternativi. Nei contratti di breve durata, tipo spot, il gas naturale è somministrato sulla base di un prezzo fisso; in quelli di lunga durata, invece, il prezzo viene aggiornato periodicamente, sulla base di formule che possono essere "moltiplicative" oppure "additive":

$$P = P_o * (dP) \text{ o } P = P_o + dP$$

Nel primo caso, esso è aggiornato moltiplicando il prezzo base P_o per le variazioni di valore dP , nel corso del tempo, degli indici utilizzati; nel secondo, invece, il totale delle variazioni dei singoli indici dP viene

sommato al prezzo base, ottenendo così il prezzo applicabile. La valuta di riferimento è normalmente il dollaro USA, ma in certi casi è utilizzato l'Euro.

La revisione del prezzo stabilito nel contratto "take-or-pay" di norma dovrebbe avvenire ogni tre anni, ma può accadere anche prima su domanda di una delle parti, domanda che deve essere notificata, per iscritto, all'altra parte, entro un tempo prefissato e che deve, comunque, basarsi su giustificato motivo, ossia un'obiettiva evoluzione del mercato che ne renda necessaria la revisione. Le parti devono entrare, senza ritardo, in trattative e la formula del prezzo deve essere rivista prendendo in considerazione la situazione e l'evoluzione del mercato internazionale dell'energia. Se le parti non trovano un accordo si va in arbitrato. Finché la revisione del prezzo non sia intervenuta, rimangono applicabili i dispositivi in vigore, sotto riserva, però, dell'applicazione retroattiva delle nuove disposizioni su cui le parti devono accordarsi. Tale procedimento si applica qualora le condizioni economiche e/o quelle del mercato dell'energia vengano ad essere sconvolte, senza che tale sconvolgimento possa essere considerato come avente carattere temporaneo, al punto di causare un pregiudizio rilevante ad una delle parti: in tal caso, quest'ultima può domandare all'altra che si proceda alla revisione del prezzo, con richiesta scritta e debitamente notificata.

La clausola di forza maggiore è sicuramente uno dei punti chiave dei contratti di vendita di gas naturale e, come tale, viene normalmente negoziata a lungo tra le parti. Il contratto può, ad esempio, definire la forza maggiore come "ogni avvenimento imprevedibile, incontrollabile ed indipendente dalla volontà delle parti, che ha per effetto quello di impedire temporaneamente l'esecuzione del contratto stesso". Ovviamente, la definizione data, di volta in volta, può variare, ma, in ogni caso, si deve trattare di una vera e propria impossibilità, per le parti, di adempiere agli obblighi derivanti dal contratto e non di mere difficoltà soggettive. Il contratto, di regola, prevede un elenco, non esaustivo, dei casi considerati come forza maggiore, come ad esempio: incendio, inondazione, perturbazioni atmosferiche, terremoto, erosione del suolo, frana del terreno, epidemie, guerre, restrizioni imposte da pubblica autorità, scioperi, incidente grave alle strutture di produzione del venditore o alle strutture di trasporto del compratore.

Per quanto riguarda gli effetti della forza maggiore, la parte che la subisce non sarà considerata inadempiente, né d'altra parte, potrà richiedere l'adempimento della prestazione; i volumi non consegnati o non ritirati per causa di forza maggiore sono dedotti dal "take-or-pay amount". L'esonero da responsabilità previsto dalla clausola di forza maggiore è, normalmente, accompagnato dal rispetto di una serie di obbligazioni procedurali. La parte che invoca una forza maggiore dovrà informarne prontamente l'altra parte, producendo una relazione dettagliata sulle circostanze, notificata per iscritto. In attesa che si ristabilisca una situazione di normalità, gli obblighi delle parti continueranno a sussistere nella misura in cui la loro esecuzione sia ancora materialmente possibile.

Entrambe le parti contrattuali sono tenute a prendere tutte le disposizioni del caso, al fine di assicurare, nel più breve tempo possibile, il ritorno all'esecuzione normale del contratto; in caso di prolungamento anomalo della forza maggiore, esse si riuniranno per esaminare la situazione e prendere,

eventualmente, tutte le misure che riterranno necessarie. Qualora vi siano più acquirenti, è opportuno prevedere l'obbligazione del venditore di ripartire equamente, tra tutti i suoi clienti, il volume di gas naturale disponibile. E' opportuno, infine, prevedere un termine oltre il quale il protrarsi della forza maggiore faccia sorgere il diritto dell'altra parte di risolvere il contratto.

In Europa e in Italia in particolare, a seguito della stagnazione economica che ha portato ad un calo della domanda dall'inizio del secolo in corso, Gazprom, il maggiore fornitore dei paesi EU27, ha dovuto riconoscere che i consumatori europei non sono più in grado di mantenere fede a contratti di tipo ToP. Nel 2010, considerato il significativo calo dei consumi registrato nel 2009, le imprese hanno iniziato a discutere sulla necessità di adeguare i meccanismi di apprezzamento. In tale contesto, l'azienda tedesca E.On è riuscita a concordare con Gazprom l'introduzione di una parziale indicizzazione con i prezzi spot negli hub europei, valida fino alla fine del 2012. La situazione è cambiata nel 2011, come conseguenza del calo nel consumo di gas naturale per la produzione di energia elettrica a favore dell'energia rinnovabile e del carbone (importato dagli Stati Uniti a prezzi molto favorevoli), nonché alla luce dei bassi prezzi sul mercato interno europeo. Gazprom ha infine accettato di avviare un processo di rinegoziazione delle formule per la determinazione dei prezzi che ha portato a vantaggi importanti, soprattutto nel corso del 2012. Diversi contratti sono stati rinegoziati nel corso del 2011, e nei primi mesi del 2012 Gazprom ha concesso sconti fino al 10% sul prezzo pieno indicizzato del petrolio e maggiore flessibilità nel prezzo offerto a diverse società, tra cui Eni, GDF Suez, OMV e Wingas (la sua joint venture con la tedesca Wintershall).¹⁷

Nonostante alcuni successi nelle trattative cliente-fornitore, i contratti ToP a tutt'oggi hanno un impatto importante su tutta la filiera del gas naturale in Italia. Le capacità di trasporto sono conferite, innanzitutto, ai titolari di tali contratti. La priorità di accesso alle varie infrastrutture è riservata agli operatori che hanno sottoscritto i contratti di importazione con clausole ToP per tutelare tali soggetti dal rischio di gravi difficoltà economiche e finanziarie.

1.4. Conclusioni

Dal quadro appena delineato risulta evidente che il mercato del gas naturale è molto complesso, coinvolgendo questioni ed aspetti di varia natura e tra loro connessi: questioni legislative, rapporti internazionali, aspetti tecnologici, impatto ambientale, mercati emergenti. I linguaggi e gli attori coinvolti sono molteplici, come pure gli interessi e gli obiettivi delle varie parti coinvolte.

Necessario capire e tenere presenti questi aspetti per comprendere il mercato italiano ed europeo che verrà presentato nei successivi capitoli.

¹⁷ Fonte: AEEG, Relazione annuale 2013.

Dall'analisi sulla domanda e l'offerta di gas naturale nel mondo, emerge che per i mercati europei, in molti casi viene utilizzata la forma contrattuale del Take-or-Pay. Questa è una delle conseguenze della mancanza di una concorrenza dal lato dell'offerta che corrisponda alle esigenze di mercato.

Attualmente i problemi più significativi del mercato del gas europeo sono ancora riconducibili principalmente alla mancanza di liquidità e flessibilità, all'ancoraggio al prezzo del petrolio e al difficile bilanciamento tra offerta e domanda.

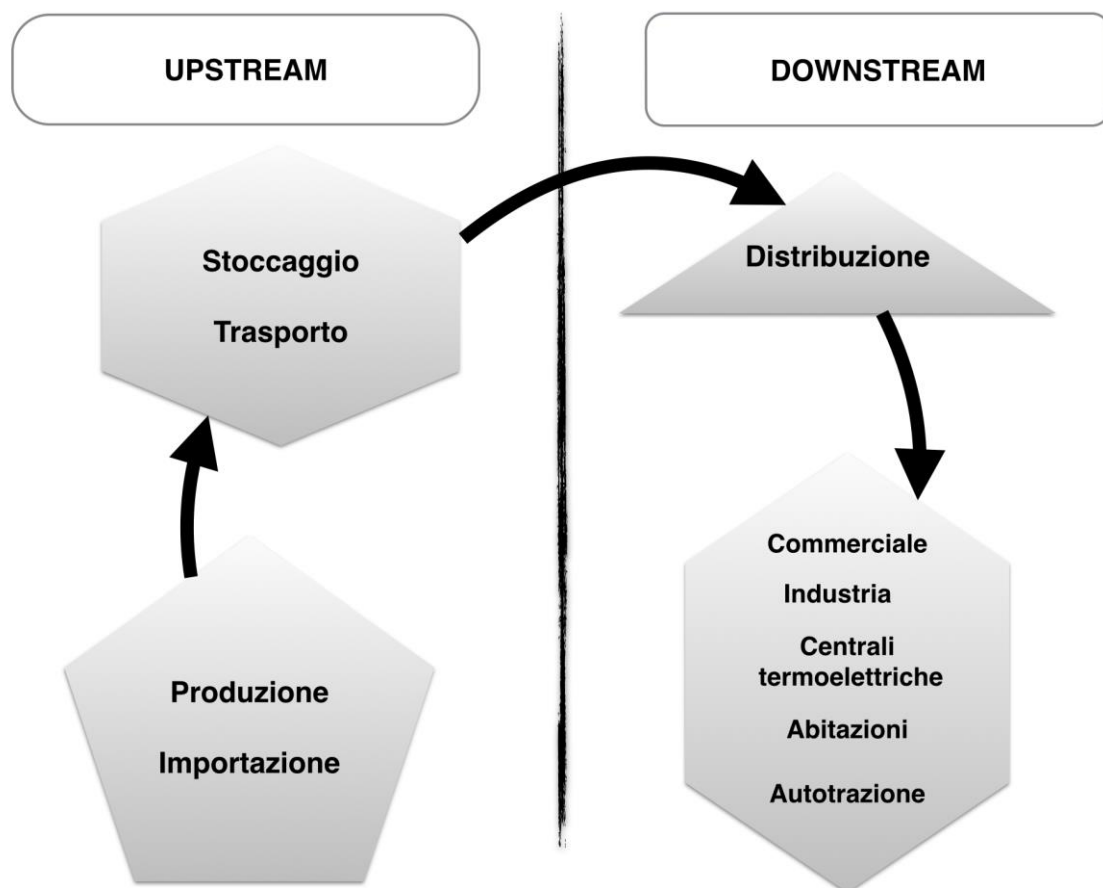
CAPITOLO 2

LA FILIERA DEL MERCATO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

2.1. Introduzione

Nel fornire una rappresentazione economica dell'industria nazionale del gas naturale si ricorre solitamente allo schema della filiera. Con l'espressione "filiera del mercato del gas naturale" s'intende dunque l'intero ciclo produttivo del gas, articolato in varie fasi, che vanno dall'approvvigionamento dello stesso (basato su produzione nazionale ed importazione dall'estero), alle infrastrutture coinvolte nei processi di trasporto, stoccaggio e distribuzione, fino alla sua commercializzazione e distribuzione, all'ingrosso e al dettaglio. I principali fruitori di questa risorsa sono le industrie, le piccole aziende e le abitazioni private (Figura 4).

Figura 4 Filiera della produzione e distribuzione del gas naturale (elaborazione propria)



La filiera del gas naturale è composta da due segmenti a sé stanti: upstream e downstream, che sono composti da sistemi autonomi: la produzione e l'importazione del gas non sono infatti collegate direttamente alla gestione delle reti (trasporto e stoccaggio) oppure alla distribuzione e alla vendita del metano agli utenti finali. In linea generale si possono dunque isolare quattro segmenti principali nella filiera del mercato del Gas naturale: la fase dell'approvvigionamento, che comprende la produzione e l'importazione, il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, la distribuzione e la vendita finale del gas. Con il termine upstream quindi si intende l'attività relativa a esplorazione, produzione e consegna a un terminale di esportazione, importazione del gas, attività di trasporto sulle reti di alta pressione e stoccaggio sotterraneo. Mentre con il termine downstream si intendono tutte le attività che si svolgono tra la fase di riduzione della pressione da alta a bassa e l'uso da parte dei consumatori finali.

2.2. Upstream: produzione, importazione, trasporto e stoccaggio

La produzione

In base ai dati raccolti dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 7.958 Mld (m3) da 17 imprese, riunite in 12 gruppi societari. L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, che rappresenta il gruppo dominante in questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell con il 7,3% (Tabella 6). Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per continuare a produrre per poco meno di sette anni. La parte più rilevante delle riserve certe, il 59%, si trova in mare, mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (32%).

Tabella 6 Produzione di gas naturale in Italia in 2013 (Fonte AEEG).

Gruppo	Quantità in Mld (m3)	Quota in produzione totale
Eni	6745	84,77
Royal Dutch Shell	580	7,29
Edison	408	5,13
Gas Plus	189	2,38
Altri	35	0,44
Totale	7957	

L'indice di HHI¹⁸ risulta essere 7270,90, il che significa che il mercato di produzione di metano in Italia è molto concentrato.

Le importazioni

Nella filiera italiana, vi sono 25 operatori-importatori attivi provenienti da Paesi europei e 15 da Paesi extra comunitari. L'operatore dominante, Eni, importa circa il 49,9% del gas totale immesso nella rete italiana; il secondo importatore è invece Edison, con circa 12,536 mld/mc importati.

Tabella 7 Primi venti importatori di gas naturale in Italia nel 2013 (Fonte: Indagine annuale sui settori regolati. AEEG)

Importatore	Mld m3	Quota mercato in %
Eni	30 789	49,92
Edison	12 536	20,33
Enel Trade	6 955	11,28
Sinergie Italiane	1 171	1,90
Vitol SA	901	1,46
GDF SUEZ Energia Italia	759	1,23
Repower Italia	754	1,22
ENOI	704	1,14
Axpo Italia	692	1,12
DufEnergy Trading SA	573	0,93
Hera Trading	474	0,77
Gunvor International BV	460	0,75
E.On Global Commodities SE	438	0,71
Italtrading	425	0,69
Energetic Source	390	0,63
Gas Intensive	316	0,51
Dshell Italia	249	0,40
Centrex Italia	248	0,40
BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria	241	0,39
Worldenergy SA	199	0,32
Altri	2 405	
Totale	61 678	
Totale importazioni (Fonte: MSE)	61 966	

Nel caso illustrato, l'indice di HHI ha valore 3062.86 che indica un mercato di importazione del gas naturale fortemente concentrato. Rispetto alla produzione nazionale, il mercato di importazione presenta un indice HHI inferiore, il che significa una minore concentrazione rispetto a quella della produzione di metano.

¹⁸ Per misurare il grado di concorrenza presente nei mercati, si potrebbe ricorrere all'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI). L'indice è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (esprese in percentuale) detenute da ciascun partecipante:

$$HHI = \sum_{i=0}^n (q_i * 100)^2$$

Dove i è la quota di mercato dell' partecipante i-esimo.

Per meglio comprendere il funzionamento e l'organizzazione dei vari segmenti, che cooperano in un sistema di equilibrio complesso, conviene partire dalla descrizione dell'approvvigionamento che, come già anticipato, nel caso della filiera produttiva italiana si basa sia sulla produzione nazionale che sulle importazioni, queste ultime prevalentemente mediante gasdotto. Questo segmento ha registrato negli ultimi anni un trend decrescente, con una diminuzione dei volumi pari all'11,8% fra il 2008 e il 2012.

Nel 2012 il fabbisogno complessivo italiano, pari a 74,9 mld/mc, è stato soddisfatto per l'11,5% dalla produzione nazionale, mentre la parte rimanente è stata coperta dalle importazioni,¹⁹ il cui volume ha conosciuto un andamento oscillante nel corso degli ultimi quindici anni. Dopo aver toccato il valore massimo nel 2006 con 77,4 mld/mc, a seguito del costante incremento che aveva caratterizzato il decennio precedente (media annua pari al 7,7%), nel corso degli ultimi sei anni le importazioni sono diminuite, fino a raggiungere il valore minimo nel 2012 con 67,7 mld/mc.²⁰

Tre sono i principali punti di accesso alla rete italiana. Il primo si trova a Tarvisio, dove la rete nazionale si collega al gasdotto austriaco TAG (Trans Austria Gas Pipeline), che veicola il gas di provenienza russa: il secondo si trova a Mazara del Vallo, dove la rete italiana si unisce al gasdotto TRANSMED, impiegato per l'importazione del gas algerino; il terzo, è quello di Passo Gries, dove giunge il gasdotto che collega ai Paesi del Nord, impiegato nel trasporto del gas di provenienza norvegese ed olandese. Per quanto concerne i terminali marini, si contano solo due rigassificatori, ossia quello di Panigaglia (La Spezia), dove giunge via nave il GNL, e quello di Rovigo.

Tabella 8 Capacità di trasporto nei punti di ingresso nel 2011 in mln/mc/g. (Fonte: SNAM, 2012)

Punto di accesso	Capacità di Trasporto	Capacità conferita	Saturazione (%)
Tarvisio	118,8	109,9	92,5
Passo di Gries	64,4	61,7	95,8
Mazara del Vallo	105,0	88,2	84,0
Gela	37,6	21,9	58,2
Gorizia	4,8	0,6	12,5
Rovigo (GNL)	26,4	24,6	93,2
Panigaglia (GNL)	13,0	11,4	87,7
Totale	370,0	318,3	86,0

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni è un fattore che incide, chiaramente, anche sulla struttura stessa della filiera italiana. Per quanto riguarda l'approvvigionamento dall'estero occorre precisare che, dal punto di vista legale, le importazioni dai Paesi europei si differenziano da quelle da Paesi

¹⁹ Eni, 2012, Il bilancio del gas naturale in Italia.

²⁰ Ministero dello Sviluppo Economico, 2013.

extra-EU: nel primo caso è infatti sufficiente comunicare alle Autorità competenti l'intenzione di effettuare il servizio, nel secondo è invece necessaria un'autorizzazione del Governo. Gran parte delle importazioni dall'estero è regolata da contratti ToP, che nel caso dell'Italia hanno una durata media di 20-25 anni, mentre gli acquisti spot²¹ rimangono ancora marginali.

Il trasporto

In Italia, il trasporto del gas metano avviene attualmente secondo tre modalità. Il primo metodo di trasporto è quello tradizionale, che impiega gasdotti ad alta pressione. Il secondo e il terzo metodo di trasporto del metano sono rispettivamente il GNL, ossia la tecnologia che prevede lo spostamento del gas naturale allo stato liquefatto mediante l'impiego di navi, ferrovie o camion speciali come vettori, e il CNG, con cui il metano viene trasportato in cisterne o bombole con pressione superiore a quella dei gasdotti. Anche il CNG può essere spostato su gomma, nave o ferrovie. Per implementare tutte e tre queste tecnologie si stanno progettando e attuando (o si sono appena conclusi) numerosi progetti di potenziamento dell'infrastruttura e delle reti, oltre alla costruzione di nuovi siti di stoccaggio, gasdotti, nuovi rigassificatori per il GNL e nuove centrali per il CNG. Nel complesso, si tratta di innovazioni destinate a mutare sensibilmente le prospettive del settore, con un incremento della capacità stimato in 45.5 mld/mc all'anno (dagli attuali 83,5 mld/mc annuali a 129,0 mld/mc).

Principalmente, la fase di trasporto di gas naturale riguarda l'attività di veicolamento del metano attraverso le reti dei gasdotti ad alta pressione dai paesi produttori, dai giacimenti di produzione nazionale o dai campi di stoccaggio sino all'imbocco delle reti di distribuzione a cui le varie utenze finali sono allacciate²². In questo capitolo ci concentreremo sulle caratteristiche generali del settore del trasporto del gas metano in Italia, che verranno illustrate anche sulla base dei dati statistici; le differenze fra le diverse tecnologie impiegate nella veicolazione del gas metano dal punto di vista economico verranno invece spiegate in maniera approfondita nel capitolo dedicato al trasporto.

La rete di trasporto si suddivide in rete primaria (o dorsale), relativa al trasporto ad alta pressione di gas naturale direttamente dai luoghi di produzione od importazione ed in rete secondaria (rete di distribuzione), con cui si intendono l'insieme di condotto (adduttori secondari) che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo (agglomerati urbani, insediamenti industriali, ecc.). Le reti di trasporto ad alta pressione sono tecnicamente contraddistinte dai seguenti fattori:

- La dimensione della condotta in termini di diametro del tubo e pressioni di esercizio (e dunque la portata);
- Il sistema di pompaggio del gas realizzato mediante centrali di compressione e riduzione²³;

²¹ Si tratta di contratti annuali o infra annuali, pari circa al 6%. I contratti spot riguardano principalmente il trading di gas naturale presso i principali hub europei per volumi e durata degli approvvigionamenti di norma limitati.

²² La liberalizzazione del mercato del gas in Italia. D.Romandini.2009.

²³ La pressione costituisce un parametro di fondamentale importanza per il trasporto del gas. Il trasportatore deve poter fare affidamento su determinati valori di pressione ai punti di entrata, opportunamente garantiti dagli utenti, al fine di poter, a propria

Per svolgere l'attività di trasporto sono inoltre necessarie attrezzature ausiliarie dedicate alla gestione degli impianti e comprendenti apparati di regolazione e controllo. Il trasporto di gas naturale a grande distanza²⁴ (si parla di alcune migliaia di chilometri) avviene principalmente per mezzo di condotte di acciaio, i gasdotti appunto, anche chiamati metanodotti, nelle quali fluisce il gas ad alta pressione. Le condotte dei grandi gasdotti dorsali di importazione arrivano sino a diametri di 56" (1,40 mt) e pressioni di 100 bar (per i gasdotti italiani 48", cioè 1,2 mt e 75 bar).

Porzioni di rete vengono posate anche sotto il mare (offshore). I sistemi di trasporto vengono dimensionati a seconda delle quantità da trasportare, secondo progetti di medio-lungo termine. La loro realizzazione avviene nel corso di 5-10 anni, a seconda dei casi, e richiede notevoli risorse economiche e capacità tecniche. Tali sistemi di trasporto²⁵ si prestano agevolmente a potenziamenti, attuabili in un arco temporale breve (1-2-5 anni), con l'installazione di nuove unità di compressione nelle stazioni già esistenti, con la costruzione di nuove stazioni e con la posa di nuove condotte, in parallelo a quelle già posate. A regime la capacità di trasporto è generalmente impiegata integralmente, ma con una certa disponibilità in taluni tratti non critici e in taluni periodi. In Europa i gasdotti di trasporto sono di norma progettati con un coefficiente di utilizzazione medio dell'85 per cento.

Per mantenere il flusso di gas in pressione all'interno dei metanodotti occorre effettuare un'operazione di compressione, in centrali dette di spinta, ad intervalli regolari compresi tra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestionali, così da compensare le perdite di carico a causa dell'energia dissipata dall'attrito viscoso tra le molecole di gas e tra queste e la parete interna della condotta. La compressione avviene di solito a partire da 55-60 bar. Alla stazione di compressione vengono spesso associati vari impianti ausiliari, quali il sistema di stoccaggio, carico e scarico e trattamento dell'olio per le unità di compressione, il sistema per il trattamento del gas per l'azionamento degli attuatori delle valvole, il sistema di distribuzione dell'acqua, il sistema di produzione e distribuzione dell'aria compressa e l'impianto antiincendio. Gli impianti ausiliari delle unità di compressione e gli altri impianti di una centrale necessitano di energia elettrica e tali consumi devono essere computati tra i costi di trasporto.

volta, assicurare il trasporto dei quantitativi di gas richiesti dagli utenti stessi e riconsegnarli alle condizioni contrattuali di seguito indicate. Per tale motivo gli utenti sono tenuti a consegnare il gas ai punti di entrata nel rispetto del vincolo costituito dal valore di pressione minima contrattuale, che il trasportatore ha diritto di richiedere in qualsiasi momento: tale valore viene pubblicato, prima dell'avvio del processo annuale di conferimento e per ciascun punto di entrata, sul sito Internet del Snam rete Gas, unitamente alle relative capacità di trasporto. Per i punti di entrata interconnessi con l'estero tale valore è individuato sulla base di un'analisi tecnica congiunta condotta con gli operatori dei sistemi esteri interconnessi. Nella prassi operativa, il trasportatore – in funzione delle quantità da trasportare e del relativo assetto ottimizzato di rete – potrà accettare il gas ad una pressione inferiore al valore minimo, senza che questo sia oggetto di alcuna comunicazione specifica né costituisca pregiudizio per il trasportatore a richieste il ripristino di un valore di pressione non inferiore a quello minimo. Per i punti di entrata da produzione nazionale, da stoccaggi ed interconnessi con terminali di rigassificazione, la pressione richiesta operativamente è pari alla pressione di esercizio del metanodotto collegato.

²⁴ Baldini U., Il metano, Casa editrice dott. Carlo Cya, Firenze, 1952.

²⁵ Il sistema di trasporto del metano italiano ha una rete complessiva di oltre 9000 km di condotti di importanza nazionale (alta pressione), 23.000 km di reti dei gasdotti regionali e 190.000 km delle reti comunali. Tale sistema venoso di metano si trova in condizione di continuo sviluppo che è dovuta non solo dall'aumento della domanda, ma anche dalla inerzia tecnologica nella costruzione dei metanodotti.

Talvolta la stazione è anche un punto di consegna del gas fornito da un altro trasportatore. Alcune stazioni sono installate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza di un sito di stoccaggio. Il complesso formato dalla stazione di compressione, dal nodo di smistamento e dallo stoccaggio si configura in tal caso come un polo, denominato hub²⁶, atto a fornire un servizio diversificato (compressione, trattamento, smistamento e stoccaggio).

Tra le varie fasi costituenti la filiera del gas naturale, la fase del trasporto è quella cruciale e le sue caratteristiche condizionano pesantemente l'intera industria del gas. A causa degli elevati investimenti fissi nei metanodotti e nelle centrali di compressione e decompressione, in larga parte non recuperabili, che determinano economie di scala connesse allo sviluppo della rete di trasporto, questa fase della filiera presenta le caratteristiche di un monopolio naturale e le sue componenti – le essential facilities.

Per quanto riguarda le infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale sul territorio italiano, si tratta di settori che subiscono la vigilanza regolamentata da parte delle autorità competenti e che hanno conosciuto in tempi recenti cambiamenti notevoli. Con i Decreti relativi all'utilizzo del gas naturale del 16/17 aprile del 2008, con cui si è sostituito in parte il DM 24/11/84, la parte interna della filiera del gas è stata suddivisa (dello stoccaggio verrà detto dopo) in:

- Rete di trasporto – che comprende la rete dei gasdotti e degli impianti, solitamente ad alta pressione, atti a garantire l'approvvigionamento del gas naturale, dall'impianto di estrazione fino al punto di consegna al distributore locale (punto di riconsegna della rete di trasporto);
- Rete di distribuzione – ovvero la rete di gasdotti locali ed impianti per mezzo dei quali viene effettuata la distribuzione del gas, dal punto di consegna all'azienda di distribuzione locale fino al contatore del cliente finale, che per il distributore corrisponde al "Punto di riconsegna".²⁷

Il servizio di trasporto del gas metano tradizionale è oggetto del relativo Codice di Rete ed è prestato da operatori sulla propria rete di metanodotti. Oltre ai metanodotti, la rete include le centrali di compressione, gli impianti di regolazione, riduzione, intercettazione, miscelazione e misura, nonché gli altri impianti ausiliari necessari al trasporto ed al dispacciamento del gas. I metanodotti sono le condotte utilizzate per il trasporto di gas naturale che sono state realizzate e vengono esercite secondo le specifiche contenute nel Decreto Ministeriale 24 novembre 1984, "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8 e successive modificazioni", nonché in base alla più recente normativa tecnica nazionale ed internazionale. Ai fini tariffari e della prenotazione di capacità viene adottata una ripartizione della rete in Rete Nazionale di Gasdotti ("RN") e Rete di Trasporto Regionale ("RR"); il servizio di trasporto è tuttavia da intendersi come

²⁶ Di Hub si parla nel capitolo 4.

²⁷ Codice della Rete. Snam Rete Gas. Reti di trasporto e Reti di distribuzione.

un servizio integrato a partire dai Punti di Entrata²⁸ nella RN e fino ai Punti di Riconsegna²⁹. In Italia sono posati 253.581 km di rete (di cui 257,5 non in funzione), il 58% a bassa pressione, il 41% a media pressione e l'1% ad alta pressione. Il 59% delle reti (149.000 km) è collocato al Nord, il 23% (58.000 km) al Centro e il restante 18% (46.300 km) si trova al Sud e nelle Isole. I metanodotti di alta e media pressione compongono la Rete Nazionale di Gasdotti (RN), ed è definita dal sistema di trasporto di cui al Decreto Ministero del commercio, dell'industria e dell'artigianato del 22 dicembre 2000 e successivi aggiornamenti annuali. Tale Decreto comprende anche una descrizione particolareggiata dei tratti di metanodotti inclusi in RN. La RN è costituita dall'insieme dei metanodotti e degli impianti dimensionati e verificati tenendo in considerazione i vincoli dati dalle importazioni, dalle principali produzioni nazionali e dagli stoccaggi, con la funzione di trasferire rilevanti quantità di gas da tali punti di immissione in rete fino alle macro aree di consumo: con lo stesso obiettivo ne fanno parte alcuni metanodotti interregionali, nonché alcune condotte di minori dimensioni aventi la funzione di chiudere maglie di rete formate dalle condotte. La "Rete di Trasporto Regionale" (RR) include invece i gasdotti a bassa pressione. La funzione principale della RR è quella di movimentare e distribuire il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, tipicamente su scala regionale.

Mediamente i gestori possiedono il 76% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 17%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. E' comunque importante ricordare che la proprietà delle reti può essere del distributore, del Comune e anche di altri soggetti: per questo la somma delle percentuali della tavola può differire dal 100%³⁰ (Vedi Allegato 1.). Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.656 cabine e più di 105.000 gruppi di riduzione finale. Il numero delle cabine è leggermente diminuito rispetto al 2012, mentre quello dei gruppi di riduzione finale è cresciuto del 3,6%.

L'intero territorio nazionale è coperto dal sistema di trasporto di gas metano ed è pari a 34.510 km. Nella Tabella 9 sono mostrate le società che gestiscono la rete del trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale.

²⁸ I punti di entrata sono costituiti dai punti delle interconnessioni con i metanodotti esteri di importazione, in corrispondenza di terminali di rigassificazione, dai campi di produzione nazionale, dai campi di stoccaggio (SNAM Rete Gas, Codice della Rete, 2013).

²⁹ I punti di riconsegna sono i punti fisici di uscita dalla rete del trasportatore nei quali avviene il ritiro del gas da parte degli utenti e la sua misurazione ovvero l'aggregato dei punti fisici di riconsegna quando questi fossero interconnessi a valle (SNAM Rete Gas, Codice della Rete, 2013).

³⁰ AEEG – Relazione Annuale sullo stato di servizi e sulle attività svolte, 2014, p.149, Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 9 Reti di gasdotti di metano, 2013 (Fonte: AEEG)

Società	Reti nazionali, km	Reti regionali, km	Totale, km	Quota di mercato %
Snam Rete Gas	9475	22831	32306	93,61
Società Gasdotti Italia	386	1052	1438	4,17
Retragas		407	407	1,18
Infrastrutture trasporto gas	83		83	0,24
Metanodotto Alpino		76	76	0,22
Energie		67	67	0,19
Gas Plus Trasporto		41	41	0,12
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas		41	41	0,12
Netenergy Service		36	36	0,10
Italcogim Trasporto		15	15	0,04
Totale	9944	24566	34510	

Il valore ottenuto è pari a $HHI = 8782,42$, ovvero un grado di forte concentrazione (ovvero di monopolio) nell'industria di trasporto di metano attraverso i gasdotti ad alta pressione.

Oltre che disporre di infrastrutture nazionali, l'Italia si avvale anche di infrastrutture europee per il trasporto del gas naturale, in particolare i gasdotti TENP, che da Nord a Sud attraversa la Germania, e TAG, che attraversa invece l'Europa dell'Est e giunge in Austria. I concordati con i titolari esclusivi delle condotte si basano su contratti di lungo periodo (per esempio ToP), con tariffe calcolate per un ritorno degli investimenti in un orizzonte di 20-25 anni. Le società proprietarie di queste infrastrutture detengono diritti esclusivi di trasporto o di utilizzo e sono in grado di condizionare lo sviluppo di nuove importazioni di gas da terzi. La rigidità nelle politiche di approvvigionamento e la scarsità di offerta rispetto alla domanda interna causano ripercussioni non solo sul livello di sicurezza del sistema, ma anche sul prezzo di fornitura all'utenza finale, in particolare la clientela domestica.³¹

Lo stoccaggio

La fase di trasporto è funzionalmente legata all'attività di stoccaggio che consiste nel predisporre depositi di gas naturale, denominati stoccaggi, per adeguare l'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Esistono diverse tipologie di stoccaggio³².

³¹ Dal 2003 al primo trimestre 2010, la tariffa finale di riferimento per il gas naturale pagata dai consumatori con consumi medi annui inferiori ai 200.000 metri cubi 17 è infatti aumentata del 19.3%. A contribuire a tale andamento è stata soprattutto la componente materia prima QE18 (+3.6% di crescita media in ciascun trimestre) a causa del forte rialzo del prezzo del petrolio. A rivestire il ruolo più critico in termini di contributo alla tariffa sono comunque le imposte, che pesano per oltre il 40% sul prezzo pagato dall'utente finale (The Brattle Group, 2000).

³² La liberalizzazione del mercato del gas in Italia. D.Romandini.2009.

Il primo, denominato di modulazione, consiste in accumuli di gas, prevalentemente sotterranei, necessari per far fronte all'escursione della domanda su base stagionale, o su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiore a quelli raggiungibili tramite variazione della produzione interna e/o delle importazioni, oppure, ma in minor misura, anche attraverso variazione nella pressione del gas nelle condotte di trasporto (variazioni dell'ordine di 5-10 bar). Gli stoccaggi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere, inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas naturale, depositi salini ed in serbatoi di gas liquefatto. Nel breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione, entro certi limiti, della pressione di esercizio e della quantità in essi contenuta (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto). Sempre nel breve periodo, ma su scala locale, analoga funzione è svolta dalle condotte a media pressione relative alla distribuzione secondaria. La stessa funzione di stoccaggio di breve periodo viene anche svolta da impianti di gas naturale liquefatto. Inoltre i terminali di sbarco delle navi metaniere contribuiscono, con i loro serbatoi, allo stoccaggio del gas.

Lo stoccaggio di modulazione si divide a sua volta in stoccaggio stagionale o di picco: nel primo caso gli stoccaggi devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda, prevalentemente d'estate, per essere poi gradualmente prelevate nei periodi di maggiore domanda; nel secondo caso, gli stoccaggi sono di piccole dimensioni e consentono il rilascio di quantità significative di gas in tempi brevi per far fronte ai picchi di domanda delle diverse ore del giorno. Le recenti crisi che hanno interessato il settore dell'approvvigionamento (inverno 2005-2006 e 2009) hanno evidenziato i punti deboli delle infrastrutture di importazione e stoccaggio del gas metano, sottolineando l'importanza di tale segmento nella filiera italiana: lo stoccaggio, infatti, permette di prevenire eventuali problematiche legate alla variabilità stagionale e all'incertezza della domanda, riconducibili tanto a ragioni climatiche, quanto a possibili interruzioni delle forniture per motivi geopolitici. Gli impianti di stoccaggio soddisfano così diversi tipi di richieste: essi sono in grado di rispondere non solo alla domanda di modulazione stagionale, generalmente soddisfatta immettendo gas nei giacimenti durante l'estate ed estraendolo durante l'autunno e l'inverno, ma anche a prestazioni di punta dovute a picchi di richiesta non sempre prevedibili con precisione, e dunque non riconducibili allo stoccaggio strategico, che è invece legato ad esigenze inaspettate e assolutamente infrequenti. Lo stoccaggio diretto del gas nei metanodotti può soddisfare tranquillamente la domanda di modulazione settimanale e giornaliera. Infine, le riserve sono destinate a rispondere anche ad eventi esterni connessi a situazioni di instabilità geopolitica.

In sintesi, nella misura in cui la carenza di risorse di flessibilità per le esigenze di modulazione programmabili costituisce un ostacolo per la diffusione della concorrenza nei mercati della vendita di gas a clienti finali, la possibilità di ottenere tali risorse attraverso la compravendita di gas all'ingrosso appare essere uno strumento per rimuovere significativamente tali ostacoli, soprattutto con ulteriore sviluppo della borsa gas per lo scambio efficiente di gas e flessibilità tra imprese, nonché per l'evidenziazione del

valore economico della stessa³³. Il decreto del 18 marzo 2010 ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas, un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. La gestione e l'organizzazione della piattaforma negoziale sono assegnate al Gestore dei Mercati Energetici (GME). Sulla piattaforma sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento, da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE, degli obblighi sanciti dal Decreto Legge n. 7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalties dovute allo Stato da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. È inoltre lasciata facoltà agli operatori, anche diversi dagli importatori, di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Da dicembre 2010 il GME ha, inoltre, assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale. La legge n. 99 del 23 luglio 2009 (articolo 30 comma 1) ha affidato al GME, in esclusiva, la gestione economica del mercato del gas naturale. Dal 10 maggio 2010, come definito da decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico, il GME gestisce la piattaforma per la negoziazione del gas naturale (P-GAS) su cui gli importatori offrono le quote con obbligo di offerta ed i titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti vendono le aliquote dovute allo Stato. A questo, recentemente, si è aggiunto un ulteriore tassello per il completamento di una vera e propria Borsa del gas (M-GAS): il 29 novembre 2010 il ministero ha approvato il Regolamento del mercato del gas dove, a differenza della P-GAS, il GME svolge anche il ruolo di controparte centrale³⁴. Essendo il gas un prodotto che, per essere utilizzato, necessita di una infrastruttura di consegna, questi punti di consegna sono riconosciuti nei contratti come luoghi di mercato, riferendosi prevalentemente ai siti di stoccaggio.

Le diverse tipologie di stoccaggio sono caratterizzate da costi di investimento e di esercizio molto diversi, tali da determinare distinte opportunità di utilizzo a seconda delle esigenze. Per la modulazione di picco è più economico lo stoccaggio effettuato in serbatoi di gas liquefatto o in depositi salini, mentre per la modulazione stagionale risultano economici gli stoccaggi in falde acquifere e giacimenti esauriti. Altro tipo di stoccaggio è quello strategico ed è volto a compensare eventuali interruzioni impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna che estera. Rappresenta un margine di sicurezza rispetto allo stoccaggio di modulazione finalizzato, come visto, alla copertura delle oscillazioni stagionali e ai periodi di punta della domanda. Poiché il gas utilizzato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio di modulazione, la sua entità misurata in termini di consumi garantiti a

³³ AEEG e ANTITRUST. INDAGINE CONOSCITIVA SULL'ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DI GAS NATURALE. 2009. <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/051-09visall.pdf>. Stoccaggio pagine 335.

³⁴ Assolombarda. Gruppo Energia. Paper sulla liberalizzazione del gas naturale. Pagine 28-29.

fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è maggiore in estate, quando la domanda è contenuta, è invece minore d'inverno, nella situazione opposta. Per l'immissione nei giacimenti esauriti, il gas generalmente deve essere compresso dalla pressione del metanodotto a quella consentita dal giacimento (in Italia raggiunge i 145 bar). Tale compito è affidato a delle centrali di compressione che, per differenziarle da quelle di spinta dei gasdotti, vengono definite centrali di stoccaggio.

In particolare, la capacità disponibile, frutto della riduzione dei volumi della riserva strategica, è destinata, in proporzioni definite, ai servizi per gli utenti dei servizi di rigassificazione a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione in presenza di eventi imprevedibili (per esempio climatici), nonché alle imprese industriali, per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero. Inoltre, per l'anno termico 2013-2014, la capacità disponibile di stoccaggio di modulazione è fissata a 6,7 G(m3) allocata in parte proporzionalmente alle richieste, in parte – in aste, associando una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso.

In sintesi, i recenti decreti ministeriali del 15 febbraio 2013, configurano il nuovo assetto dello stoccaggio in base a due tipi di prestazioni e tre modalità di conferimento. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- Una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (prodotto di punta);
- Una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (prodotto uniforme).

Le modalità di conferimento, invece, possono essere di tre tipi:

- La prima, in proporzione alle richieste;
- La seconda, specifica per le capacità definite dal ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo 13 agosto 2010, n.130;
- La terza, attraverso procedure di asta competitiva.

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a quindici concessioni vigenti. I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti. Secondo i dati pubblicati nel Rapporto Annuale 2013 della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, tali siti coprono una capacità totale di erogazione pari a 15,6 mld/mc, di cui 5,1 mld/mc destinati allo stoccaggio strategico. I depositi si trovano nelle regioni Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Abruzzo.³⁵ La proprietà e la gestione delle infrastrutture di stoccaggio è gestita dalla

³⁵ Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2012.

Stogit, una società che fa parte del gruppo verticalmente integrato SNAM³⁶. Nella Tabella 10 sono mostrati i principali siti di stoccaggio di gas naturale in Italia.

Tabella 10 Disponibilità di stoccaggio nel 2013 in Italia (Fonte AEEG).

Siti di stoccaggio	Proprietario	Capacità di stoccaggio in Mld m3	Quota in % nel totale dello stoccaggio
Brugherio	Stogit	330	2,01
Cellino	Edison	118	0,72
Collalto	Edison	560	3,41
Cortemaggiore	Stogit	960	5,84
Fiume Trieste	Stogit	4605	28,03
Minerbio	Stogit	2658	16,18
Ripalta	Stogit	1686	10,26
Sabbioncello	Stogit	1099	6,69
Sergnano	Stogit	2594	15,79
Settala	Stogit	1820	11,08
Totale		16430	

Il valore dell'indice di concentrazione HHI= 1619,91 mostra un mercato moderatamente concentrato. Quindi il segmento di stoccaggio dal punto di vista del numero di siti è relativamente competitivo in Italia. Allo stesso tempo, oltre il 90% della capacità di stoccaggio appartiene alla STOGIT S.p.A., azienda italiana controllata al 100% da Snam Rete Gas S.p.A. Il mercato di stoccaggio del gas naturale non può dunque essere riconosciuto come competitivo. Un ulteriore sviluppo, con la creazione di nuovi siti e l'istituzione di un sistema di accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture di stoccaggio, potrebbe essere un fattore importante nell'evolversi del mercato di stoccaggio del gas naturale, in quanto potrebbe renderlo più competitivo ed accessibile a nuovi operatori.

Nel 2012, il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 29 marzo aveva introdotto una prima innovazione nella disciplina dello stoccaggio strategico, in coerenza con le nuove disposizioni avviate dal decreto legislativo n.93/11, fissando, tra l'altro, che lo stoccaggio strategico per l'anno termico di stoccaggio 2012-2013 fosse ridotto a 4,6 G(m3) standard rispetto ai previgenti 5,1 G(m3). L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato poi ulteriormente e fortemente rinnovato nel mese di febbraio 2013, con l'emanazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, di due decreti (decreti 15 febbraio 2013), che fissano una nuova ripartizione delle capacità tra i servizi che dovranno essere offerti a partire dall'anno termico 2013-2014, nonché' definiscono i criteri per il loro conferimento (Allegato 2.).

³⁶ www.stogit.it - Stoccaggi Gas Italia - STO.G.IT S.p.A. è una azienda italiana controllata al 100% da Snam ed è il principale operatore nazionale nel settore dello stoccaggio di gas naturale.

In termini di spazio di riserva attiva, le capacità conferite a Stogit per l'anno termico concluso, 1 aprile 2012 -31 marzo 2013, hanno raggiunto circa 15,2 G (m3) standard, equivalenti a circa 580 milioni di G(m3). Rispetto all'anno termico 2011-2012, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,1 G(m3). Dei 15,2 G(m3) messi a disposizione da Stogit, 10,7 G(m3) sono stati riservati ai servizi di stoccaggio di modulazione, minerario, bilanciamento operativo della rete di trasporto e ai servizi relativi al decreto legislativo n.130/10; circa 4,5 G(m3) sono stati destinati alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2012-2013 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 63 operatori: 52 utenti del servizio di modulazione (dei quali tre hanno utilizzato anche il servizio minerario), 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e 8 utenti del servizio di stoccaggio minerario (senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2013, sono risultati pari a circa 17,8 G (m3), di cui 9,5 in erogazione e 8,3 in iniezione.

Il dispacciamento

La funzione del dispacciamento è complementare al trasporto e allo stoccaggio. Essa deve assicurare costantemente l'equilibrio tra domanda e offerta di gas naturale, facendo ricorso ai flussi di gas provenienti sia dalle importazioni sia dai campi di stoccaggio³⁷. La funzione in questione è svolta in appositi centri di dispacciamento che sfruttano sistemi di telecontrollo a distanza: tali sistemi raccolgono, elaborano ed inviano in maniera coordinata tutte le informazioni da e per i nodi di comando della rete e costituiscono, quindi, il cervello operativo del sistema di gestione dei flussi. Sono in grado di modificare le pressioni di entrata del gas nei gasdotti primari, interrompere il flusso del gas in determinate tratte, impegnare alcuni campi di stoccaggio piuttosto che altri, in modo da garantire il soddisfacimento della domanda nei singoli momenti della giornata e nei diversi ambiti territoriali. I sistemi di telecontrollo possono essere usati su scala locale, per sistemi di una certa entità. Su scala maggiore, i vari sistemi sono a loro volta interconnessi. Anche i maggiori utilizzatori, come le grandi centrali elettriche, sono in costante contatto con il centro di controllo del sistema di trasporto, così da effettuare il coordinamento dei flussi in base ai consumi programmati. Inoltre, tali sistemi possono essere anche convenientemente utilizzati per incrementare i livelli di sicurezza, evidenziando anomalie funzionali e provvedendo ad attivare automaticamente le procedure per ripristinare la situazione, sia in caso di guasti sulle postazioni telecontrollate, sia in caso di anomalie degli apparati di telecontrollo stessi.

³⁷ La liberalizzazione del mercato del gas in Italia. D.Romandini.2009.

2.3. Downstream: distribuzione e vendita

La distribuzione

Normalmente la fase terminale del ciclo del gas viene definita fornitura di gas naturale, a sua volta composta da distribuzione e vendita. La fase di distribuzione è a sua volta divisa in distribuzione del gas da parte delle società di trasporto alle utenze finali industriali e termoelettriche nonché' alle utenze intermedie, rappresentate dalle aziende di distribuzione civile ed in distribuzione da parte delle stesse aziende di distribuzione alle utenze residenziali.

Nel primo caso si parla di distribuzione primaria, nel secondo di distribuzione secondaria. L'attività di distribuzione, sia essa primaria o secondaria, può essere assimilata alla fase di trasporto secondario ed è strettamente connessa con la gestione della rete di gasdotti distributivi, in termini di allacciamento delle utenze finali, di controllo delle spese di conduzione, manutenzione tecnica e ammortamenti degli impianti. La fase di vendita comprende le prestazioni fornite dall'impresa di erogazione all'utente: trasferimento fisico del gas, misurazione del consumo, fatturazione ed esazione. Le imprese che vendono gas naturale computeranno nei loro bilanci le spese di marketing. Come per la distribuzione, di cui costituisce attività complementare, anche per la vendita di effettua la distinzione tra vendita da parte del trasportatore alle utenze industriali, termoelettriche ed aziende di distribuzione e vendita effettuata da queste ultime alle restanti utenze finali.

L'attività di distribuzione primaria rappresenta la prima fase di commercializzazione del gas naturale e avviene tecnicamente tramite reti ad alta pressione (maggiore di 5 e fino a 75 bar), allacciate al gasdotto ad alta pressione della rete di trasporto dorsale, che giungono fino alle utenze industriali, a quelle termoelettriche e alle aziende intermedie di distribuzione, direttamente coinvolte nella seconda fase della distribuzione.

La distribuzione di gas naturale alle utenze civili, alle piccole utenze industriali, alle stazioni di rifornimento delle autovetture, agli artigiani, alle aziende del terziario e alla pubblica amministrazione viene realizzata all'interno del territorio urbano dalle aziende di distribuzione, rappresentate da aziende speciali o municipalizzate (società di capitali anche a totale capitale pubblico S.p.A.), imprese private concessionarie o attraverso affidamento diretto o attraverso gare ad evidenza pubblica, gare riservate ad aziende del settore con comprovanti requisiti tecnico-economici ed esperienze nel settore. In pratica l'attività di convogliamento del gas viene effettuata attraverso reti di distribuzione locale di piccolo diametro (intorno a 4 pollici); tale rete presenta livelli di pressione medi (tra 0,5 e 5 bar) e bassi (inferiori a 0,5 bar) che sono in genere analoghi a quelli richiesti dalle apparecchiature di utilizzazione di questo tipo di utenze (caldaie murarie centrali di riscaldamento, scaldabagni, ecc.). Il minor legame tra la fase del trasporto dorsale e quella di distribuzione secondaria, rispetto alla distribuzione primaria, trae origine dalle caratteristiche tecniche del servizio. Mentre infatti la fornitura del gas alle utenze primarie avviene a livelli di pressione

assai prossimi a quelli del gas che circola nei gasdotti di trasporto ad alta pressione, la fornitura domestica avviene a livelli di pressione molto più bassi per motivi legati sia alla sicurezza che alle dimensioni dei consumi. L'allaccio della rete ad alta pressione alla rete di distribuzione secondaria, pertanto, deve contenere anche impianti di decompressione del gas che individuano una sorta di discontinuità nella rete e che ne sanciscono anche la distinzione funzionale ed economica.

Vediamo infine le caratteristiche principali di quest'ultimo segmento della filiera italiana del gas naturale, ossia quello della distribuzione, settore sottoposto ad una regolamentazione dettagliata, contenuta e specificata nella normativa di liberalizzazione. Il Decreto ministeriale del 17 aprile 2008 recepisce infatti buona parte delle norme (dette Norme UNI CIG) emanate in precedenza dagli organi competenti in materia e già accreditate presso gli organi di unificazione. Tali disposizioni sono divenute oggi "Norme Cogenti", dunque obbligatorie, e stabiliscono criteri precisi in merito alla qualità delle materie prime e alla produzione dei diversi componenti, in modo da proteggere ogni aspetto relativo al trasporto e alla distribuzione del gas combustibile.

La distribuzione del gas naturale non ha come destinatario il cliente finale, ma il venditore: il compito del distributore si conclude infatti con il trasporto del metano attraverso le reti locali di bassa pressione. Nello specifico, l'impianto di distribuzione si costituisce dei punti di consegna e degli eventuali punti di interconnessione, cui si aggiungono i gruppi di riduzione di primo salto e di riduzione finale, oltre alla stessa rete dei gasdotti, agli impianti di derivazione di utenza, ai punti di riconsegna e ai gruppi di misura.

In Italia il vettoriamento del gas è gestito dal distributore, il quale ha l'obbligo di assicurare la realizzazione, conduzione e manutenzione delle reti secondo le disposizioni previste, nonché di offrire il servizio di distribuzione a tutte le imprese di vendita e ai grossisti che ne facciano richiesta, in maniera neutrale o non discriminante e nel rispetto del codice di rete. Infine, il distributore è tenuto a garantire un servizio di pronto intervento sempre attivo.³⁸

Rispetto agli altri segmenti della filiera produttiva italiana, quello della distribuzione è il solo a poter essere considerato un mercato competitivo, con un numero di fornitori tale da poter avere un reale regime di concorrenza: al 31 dicembre 2012 il numero dei distributori che risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità era pari a 236 unità, in lievissima riduzione rispetto alle 239 unità registrate all'Anagrafica al 31 dicembre 2011 (Fonte: AEEG: Relazione annuale, 2012). La Tabella 11 riporta il numero di distributori di metano presenti in alcune regioni italiane nel 2012, e mostra il livello di concentrazione degli operatori attivi nel settore.

³⁸ Codice della Rete. Snam Rete Gas.

Tabella 11: Numero degli operatori nella distribuzione presenti nei regioni italiane nel 2012 (Fonte: AEEG, Relazione annuale, 2012)³⁹

Regione	Operatori presenti	Quota operatori in totale, %	Volumi erogati in milioni m3	Quota sui Volumi erogati, in %
Lombardia	60	17,54	8992	26,62
Veneto	31	9,06	4142	12,26
Emilia Romagna	24	7,02	4378	12,96
Lazio	12	3,51	2144	6,35
Campania	23	6,73	1068	3,16
Sicilia	14	4,09	640	1,89
Puglia	11	3,22	1062	3,14
Piemonte	29	8,48	3888	11,51
Toscana	11	3,22	2262	6,70
Liguria	8	2,34	920	2,72
Marche	27	7,89	942	2,79
Abruzzo	24	7,02	718	2,13
Valle d'Aosta	1	0,29	48	0,14
Trentino Alto-Adige	12	3,51	569	1,68
Friuli Venezia Giulia	10	2,92	867	2,57
Umbria	11	3,22	523	1,55
Molise	9	2,63	135	0,40
Basilicata	13	3,80	202	0,60
Calabria	12	3,51	284	0,84
Totale	342		33784	

Il mercato italiano in generale è abbastanza sviluppato ed ogni regione dispone di una vasta scelta tra operatori. Importante precisare che alcuni operatori sono presenti in più regioni, ecco perché il numero totale indicato (342) è superiore al numero degli iscritti in Anagrafica (239). Tali dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le varie aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività di distribuzione di metano agli utenti finali. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, consumano ciascuna più del 10% e insieme più del 50% del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio consumano ciascuna una quota superiore al 5%. Undici regioni mostrano una quota compresa tra 1,5% e 3%, le restanti mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 70% del gas totale⁴⁰.

³⁹ La Regione Sardegna è esclusa dalla ricerca perché non ha la rete dei gasdotti di metano.

⁴⁰ AEEG – Relazione Annuale sullo stato di servizi e sulle attività svolte, 2013, pagina 170-171.

Interessante anche osservare i livelli di concentrazione nelle diverse regioni, misurate negli ultimi due anni attraverso l'indicatore C3 (a livello aggregato nazionale)⁴¹, dato dalla somma delle quote di distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti. Nella Tabella 12 l'andamento del tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante l'indicatore C3 e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori⁴².

Tabella 12 Livelli di concentrazione nella distribuzione in Italia nel 2012 e 2013 (Fonte, AEEG, 2013).

Regione	2012			2013		
	Operatori presenti	C3	% di clienti serviti dai primi tre operatori	Operatori presenti	C3	% di clienti serviti dai primi tre operatori
Lombardia	60	50,0	54,1	55	54,5	58,0
Veneto	31	47,9	49,9	31	49,0	51,7
Emilia Romagna	24	78,0	77,9	22	78,2	77,9
Lazio	12	93,6	93,8	13	95,9	96,4
Campania	23	81,3	81,9	23	82,4	84,0
Sicilia	14	79,7	81,4	13	80,2	81,2
Puglia	11	69,8	69,9	10	81,2	80,2
Piemonte	29	70,7	72,9	27	75,1	77,0
Toscana	11	85,5	84,3	10	86,1	84,6
Liguria	8	90,7	88,9	7	90,7	88,8
Marche	27	58,3	58,2	27	59,1	58,1
Abruzzo	24	62,7	62,2	25	71,5	72,2
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Trentino Alto-Adige	12	82,7	85,2	12	82,9	85,2
Friuli Venezia Giulia	10	77,0	81,2	10	77,9	81,3
Umbria	11	71,9	68,4	11	71,3	68,5
Molise	9	76,3	74,7	9	82,5	84,1
Basilicata	13	88,7	86,2	13	87,6	85,4
Calabria	12	90,5	90,4	12	90,1	90,3

⁴¹ Indice C3 utilizzato da AEEG per la misurazione della concentrazione

⁴² AEEG – Relazione Annuale sullo stato di servizi e sulle attività svolte, 2014, pagina 147-148, Indagine annuale sui settori regolati.

I dati ottenuti evidenziano un aspetto importante, rispetto a quelli di Tabella 11: nonostante la notevole quantità di operatori presenti, la maggior parte del gas viene distribuito dai primi tre operatori. La Valle d'Aosta mostra la massima concentrazione, data la presenza di un unico operatore in entrambi gli anni considerati. Anche senza considerare questa regione, i dati mostrano che i livelli di concentrazione sono mediamente piuttosto elevati, che crescono nel tempo, anche perché il numero di operatori presenti in ciascuna regione tende lentamente a diminuire. Nel 2013 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione si è infatti abbassato di una unità rispetto al 2012 (da 18 a 17), il valore C3 è salito al 78,7%, contro il 76,6% registrato nel 2012, così come la quota di clienti serviti è passata dal 76,9% al 79,2%. Nei dati più recenti si osservano: 16 regioni su 19 in cui l'indice C3 è pari o superiore al 70%, 11 regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2012 o 2011 evidenziano 14 regioni con C3 maggiore del 70%, otto regioni con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%. Le quattro regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati: Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Calabria. Le regioni nelle quali la concentrazione è cresciuta maggiormente tra il 2012 e 2013 sono: la Puglia, l'Abbruzzo e la Lombardia. In tutti e tre i casi l'aumento è dovuto al notevole incremento nella quota di mercato ottenuta da Enel Rete Gas (oggi 2i Rete Gas) grazie all'incorporazione di G6 Rete Gas. Più precisamente, l'operazione societaria è la ragione esclusiva dell'incremento del C3 in Puglia e Abruzzo, mentre in Lombardia a questo effetto si è sommato anche l'incremento della quota di mercato del terzo operatore⁴³.

La vendita

Infine siamo arrivati all'ultimo segmento della filiera del gas naturale: la vendita. Nella Tabella 13 sono riportati i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti.

⁴³ AEEG – Relazione Annuale sullo stato di servizi e sulle attività svolte, 2014, pagina 148, Indagine annuale sui settori regolati.

Tabella 13 Volumi riconsegnati agli utenti dal trasporto di gas naturale nel 2013. (Fonte AEEG).

Utenti	Volumi riconsegnati in M m3	Quota in % sul totale dei volumi riconsegnati
Impianti di distribuzione alle utenze domestiche	34408	39,53
Clienti finali industriali	13645	15,68
Clienti Finali termoelettrici	20850	23,95
Autotrazione	1021	1,17
Altro	17120	19,67
Totale	87044	

Per il gas naturale sono previste diverse tipologie di utilizzi: domestici, commerciali, industriali, termoelettrici, autotrazione. Nelle case delle utenze civili il gas naturale è adoperato per la cottura dei cibi, per la produzione di acqua calda, per il riscaldamento individuale e centralizzato e può anche essere usato per il condizionamento degli ambienti. Inoltre, il gas naturale conosce una rapida espansione come combustibile per autoveicoli. Le industrie fanno ricorso al gas naturale non solo per scaldare o rinfrescare gli ambienti, ma anche per numerose altre applicazioni che rendono più efficienti ed economici i processi produttivi⁴⁴. Sono di seguito elencati alcuni dei più importanti impieghi produttivi del metano in diversi ambienti settoriali:

- Metallurgia: le applicazioni più frequenti riguardano il comparto del ferro e delle sue leghe, ghisa e acciaio. Viene utilizzato nei forni per trattamenti termici, nelle lavorazioni in cui vengono richieste atmosfere controllate, nel decapaggio, nei trattamenti elettrolitici e nel riscaldamento delle diverse siviere impiegate per il trasporto del metallo fuso;
- Laterizi e ceramica: il metano è diffuso soprattutto nella produzione di piastrelle da rivestimenti e da pavimento nonché di vasellame e ceramica artistica. Nell'ambito dei laterizi (mattoni, tegole) i forni di essiccazione e di cottura a gas naturale consentono di conferire ai prodotti un aspetto estetico più gradevole di quello ottenibile con le altre tecniche. L'impiego del gas ha reso possibile lo sviluppo del ciclo "a cottura rapida", che consente una notevole riduzione dei tempi produttivi;
- Vetro: l'assenza di residui di combustione e la facilità di regolazione della temperatura rendono il metano particolarmente adatto all'alimentazione dei forni a ciclo continuo per la produzione vetraria sia a "lastre" che "cava";
- Oreficeria: in virtù della sua flessibilità d'utilizzo e purezza di fiamma, il gas naturale è ampiamente utilizzato per la costruzione e saldatura di oggetti preziosi;

⁴⁴ La liberalizzazione del mercato del gas in Italia. D.Romandini.2009.

- Tessitura: il gas naturale fornisce l'energia necessaria alla rasatura del pelo o delle pezze e al termofissaggio;
- Carta: si ricorre al metano per l'essiccamento veloce degli inchiostri.

Tra i vari utilizzi del gas naturale, è il termoelettrico quello che conosce la più rapida espansione, anche grazie allo sviluppo delle nuove tecnologie di produzione. Il gas naturale può essere infatti impiegato in sostituzione delle altre fonti fossili, petrolio e carbone, come combustibile nelle centrali elettriche. In modo particolare la produzione di energia elettrica può convenientemente avvenire in impianti di cogenerazione o in impianti a ciclo combinato con turbina a gas.

La cogenerazione è una tecnologia che consente la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica (calore) attraverso un unico impianto. Questo sistema consente di conseguire un risparmio energetico di circa il 30 per cento rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore, oltre un vantaggio ambientale rilevante. Dopo la combustione il gas viene lasciato espandere in turbina producendo elettricità all'alternatore, mentre i gas di scarico vengono sfruttati come fonte di calore. Il calore prodotto sotto forma di vapore ad elevata temperatura può essere impiegato per distribuzione diretta ad utenze tecnologiche oppure il calore viene immesso in reti di teleriscaldamento e quindi convogliato nei centri abitati ad uso riscaldamento. Alternativamente il calore può essere utilizzato per generare vapore che alimenta una turbina a vapore la quale aziona un generatore elettrico.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti è illustrato nella Tabella 14

Tabella 14 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2012 (Fonte AAEG).

Settore	Clienti suddivisi per classe di consumo annuo (m3)						Totale
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000- 2 mln	2 mln-20 mln	>20 mln	
Domestico	15914	492	12	8	2	0	16428
Condominio uso domestico	150	2093	585	124	11	0	2963
Commercio e servizi	1182	2368	894	967	74	2	5487
Industria	229	952	815	3009	6772	7061	18838
Generazione elettrica	0	2	11	150	972	15772	16907
Attività di pubblico servizio	86	420	226	224	164	0	1120
TOTALE	17561	6327	2543	4482	7995	22835	61743
Livello di concentrazione del mercato per ogni fascia di clienti/consumo, HHI	8260	2826	2871	5016	7327	5726	

Al crescere della dimensione dei clienti, il primato nella concentrazione si sposta dall'utente domestico all'industria e alla generazione elettrica, proprio come succede nel passaggio dal mercato al dettaglio a quello all'ingrosso della fornitura di metano: la classe sotto 5mln è occupata dall'utente domestico, mentre le fasce oltre 2 mln e oltre 20 mln sono totalmente dell'industria e delle centrali elettriche. Solo le classi da 5mila a 50 mila e da 50 mila a 200 mila di gas consumato hanno una distribuzione dei consumi omogenea tra i vari segmenti di clienti.

2.4. Conclusioni

Nel primo e secondo capitolo sono state descritte le caratteristiche del mercato del gas naturale in generale, andamento dei consumi e previsioni sulle riserve. Sono state evidenziate le principali caratteristiche del mercato italiano all'interno del contesto mondiale ed europeo. Sono state descritte le principali infrastrutture nazionali ed internazionali di approvvigionamento del gas con la presenza di vari fattori associati ai trend della domanda e dell'offerta di gas in Italia ed Europa. Si sono viste anche le caratteristiche della filiera del gas naturale che stanno a monte del mercato del gas e anche alla base di tutte le problematiche relative all'andamento della concentrazione dei vari segmenti della filiera a causa della scarsa liquidità di mercato, nonostante le ultime liberalizzazioni che non hanno però ancora creato una sana concorrenza di mercato.

L'entrata in vigore delle Direttive Europee 98/30/CE e 2003/55/CE, e il continuo adeguamento della legislazione italiana, dovrebbero portare alcune semplificazioni nella normativa che gestisce la filiera del gas naturale in Italia attraverso l'apertura dei mercati nazionali del gas, la creazione di un mercato interno del gas destinato ad essere competitivo nell'Unione Europea⁴⁵. Nonostante questo, il settore non ha cominciato ancora ad avere un carattere diverso da quello monopolistico. Nella Tabella 15 sono mostrati gli indici di concentrazione dei vari segmenti della filiera di gas naturale in Italia presenti nel 2013-2014.

⁴⁵ In pratica, dal 1° luglio 2004 i clienti industriali e dal 1° luglio 2007 i privati possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas. L'apertura del mercato è strettamente associata agli obiettivi di qualità del servizio, di servizio universale, di protezione dei consumatori e di sicurezza dell'approvvigionamento. In sintesi, il completamento del mercato interno del gas consente di stimolare la competitività e di migliorare la qualità del servizio, di garantire ai consumatori prezzi equi, di fissare regole in materia di obblighi di servizio pubblico, di migliorare l'interconnessione e di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento. (Fonte - <http://europa.eu/>)

Tabella 15 Riassunto degli indici/quote di concentrazione nei vari segmenti della filiera di gas metano. (Elaborazione propria).

Segmenti della filiera di gas naturale in Italia	Indice HHI	Quota del mercato (media stimata)
UPSTREAM: Importazione, m3	3062,86	49% (Eni)
UPSTREAM: Produzione nazionale, m3	7270,9	85% (Eni)
UPSTREAM: Trasporto via reti ad alta pressione, km	8782,42	93% (Snam Rete Gas) 90% della capacità (Snam Rete Gas)
UPSTREAM: Siti di stoccaggio	1619,61	
DOWNSTREAM: Quota di mercato dei primi tre operatori distributori nelle regioni principali		50-80%
DOWNSTREAM: Volumi erogati nelle regioni dalla distribuzione, m3	Quattro regioni hanno complessivamente il 50% del consumo nazionale.	

Risulta che ogni segmento della filiera rappresenta un forte oppure moderato livello di concentrazione, ad eccezione del numero di operatori della distribuzione nelle regioni, ma poi verrà evidenziato che sono solo tre gli operatori che detengono una quota di mercato tra il 50 e l'80%. L'unico settore della filiera che potrebbe essere valutato come poco concentrato è quello della vendita, in quanto è composto di 4-5 principali gruppi di utenti che hanno caratteristiche e approcci comportamentali simili.

CAPITOLO 3

LA REGOLAMENTAZIONE DEL MERCATO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN ITALIA ED EUROPA

3.1. Introduzione

Al fine di perseguire i principi della libera concorrenza e del benessere sociale, nei mercati a rete con alto indice di concentrazione emerge la questione di gestione dell'incumbent. Per gestire questo tipo di problematiche le autorità competenti nazionali e sovranazionali attuano procedure di regolamentazione di quei segmenti dell'industria caratterizzati da economie di scala. Le autorità sono chiamate a intervenire anche per il controllo del potere dell'eventuale monopolista, nel caso il settore abbia caratteristiche di monopolio naturale.

In un monopolio naturale la filiera comprende l'attività di vendita ingrosso/dettaglio, di marketing e di gestione clienti. Nel caso del mercato del gas naturale la rete rappresenta il collo di bottiglia che limita la concorrenza in questo mercato, dovendo tutte queste attività obbligatoriamente passare attraverso il gasdotto. La regolamentazione dell'utilizzo della rete, ovvero dell'infrastruttura essenziale (*essential facilities*) rappresenta l'obiettivo principale della regolamentazione. Una delle principali sfide che deve affrontare il regolatore che intende promuovere la concorrenza nei settori a rete è stabilire le condizioni di accesso e considerare l'eventuale ristrutturazione delle imprese verticalmente integrate. La facilitazione della concorrenza in una filiera in cui domina un unico gestore, può avvenire in due modi: il primo è gestire le azioni delle imprese attraverso la regolamentazione comportamentale, permettendo la presenza di una o più imprese sia nella fase a monte che a valle; il secondo è intervenire sulla struttura della filiera, separando di fatto le fasi a monte e a valle e permettendo alle imprese di essere presenti nell'upstream o nel downstream, ovvero tramite la regolamentazione strutturale⁴⁶.

Nel caso del mercato del gas naturale, la risposta del regolatore deve essere di entrambi i tipi:

1. Misure comportamentali. Imporre un obbligo di accesso negoziato oppure regolamentato. Tale obbligo potrebbe essere integrato con lo stabilire un prezzo di accesso per il proprietario della rete e i concorrenti attraverso delle tariffe (Third Party Access - TPA);
2. Misure strutturali. Intervenire sulla struttura dell'incumbent verticalmente integrato attraverso la separazione gestionale/proprietaria/contabile delle sue parti (regolamentazione strutturale).

Queste misure non sono alternative, sono complementari.

⁴⁶ Networks in Telecommunications: Economics and Law, D. Spulber, C.Yoo, Cambridge University Press, 2009.

Il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia ha preso avvio con il recepimento della direttiva comunitaria 98/30/CE e della l. n. 144/1999 (legge delega), seguita dal d.lgs. n. 164/2000 (cd. Decreto Letta). Quest'ultimo ha introdotto un principio di liberalizzazione che, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, si attaglia in modo articolato e differenziato alle diverse parti della filiera gas: l'attività di vendita è soggetta ad autorizzazione, quella di stoccaggio a concessione, quella di distribuzione è affidata esclusivamente mediante una gara (concorso). Inoltre, l'attività di importazione da parte dei Paesi Comunitari è subordinata a una semplice comunicazione agli Enti di riferimento, mentre quella degli altri paesi è sottoposta ad autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.⁴⁷

Le direttive comunitarie, in particolare la European Gas Directive 2009/73/EC, prevedono l'obbligo di separazione tra le attività della filiera, ma lasciano ai singoli paesi la possibilità di scelta tra separazione verticale proprietaria o gestionale: si tratta del "Terzo pacchetto energetico",⁴⁸ emanato dal Parlamento Europeo e diretto all'intervento decisivo in alcuni punti cruciali del mercato di gas naturale in Europa.

Ci sono dei fattori importanti che hanno influenzato il conflitto di interessi sulle varie parti della filiera del gas naturale.⁴⁹ Tale conflitto si è venuto a creare per la dipendenza del gestore della rete di trasporto nei confronti delle imprese importatrici/produttrici di gas naturale. Di conseguenza, l'accesso alle reti da parte di aziende terze era ostacolato, poiché venivano limitate le informazioni sulla possibilità di partecipazione nelle attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione. La direttiva 2003/55/CE riferisce il diritto di accesso non discriminatorio da parte di terzi alle reti di trasporto e di distribuzione, nonché agli impianti di gas naturale liquefatto (GNL). Pertanto nuovi fornitori possono ormai entrare sul mercato e i consumatori possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas. Per il buon funzionamento del mercato interno del gas, tutte le imprese, anche le più piccole, come quelle che investono nelle fonti energetiche rinnovabili (Biogas, per esempio), devono dunque poter accedere al mercato. Devono essere messe a punto condizioni di concorrenza eque per evitare i rischi di posizione dominante, in particolare degli operatori storici, e i comportamenti predatori. Si è scelto un approccio progressivo per dare alle imprese incumbents la possibilità di adattarsi garantendo al contempo gli interessi dei consumatori. A partire dal 1° luglio 2004, i consumatori industriali possono scegliere liberamente il fornitore di gas, seguiti in un secondo tempo, dal 1° luglio 2007, dai privati.

I principali obiettivi espressi dal legislatore mirano a garantire una maggiore apertura del mercato del gas attraverso la sua liberalizzazione: lo scopo ultimo è la creazione di un unico mercato integrato europeo nel quale la fonte energetica di metano verrà scambiata come qualsiasi altra merce. La riduzione del potere di mercato degli importatori di gas porterà ad un rafforzamento nella sicurezza degli approvvigionamenti, ad un aumento della concorrenza tra essi e, in ultima istanza, ad una maggiore efficienza del mercato. L'obiettivo principale è la riduzione dei prezzi del gas per i consumatori finali. Per

⁴⁷ DECRETO LEGISLATIVO 23 maggio 2000, n.164.

⁴⁸ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:it:PDF>

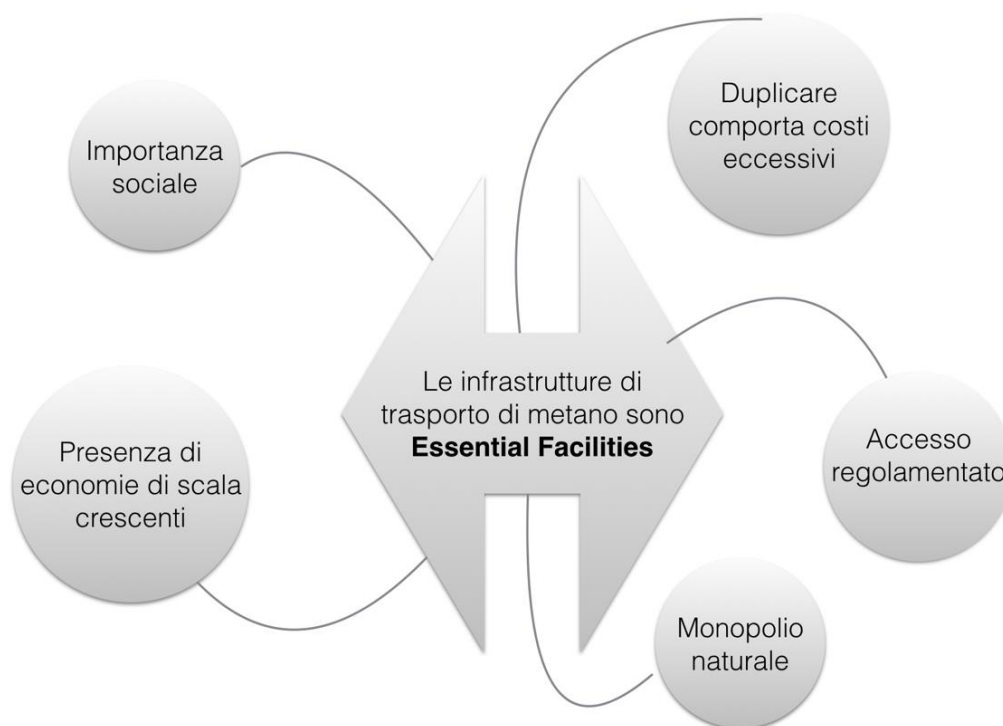
⁴⁹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/third_legislative_package_en.htm

capire meglio l'atteggiamento del legislatore, è utile analizzare la parte normativa relativa ai concetti di Essential Facilities, Third Party Access ed Unbundling.

3.2. Essential Facilities

Alcuni settori industriali, quali la produzione e distribuzione dell'elettricità, il trasporto ferroviario, le telecomunicazioni, la distribuzione dell'acqua e la fornitura del gas, sono generalmente nominati come servizi di pubblica utilità. Essi detengono una certa importanza sociale, in quanto il diritto alla loro fruizione deve essere garantito indipendentemente dalle possibilità economiche dell'utente. Dal punto di vista tecnologico, l'erogazione di tali servizi è stata storicamente effettuata da monopoli verticalmente integrati, aventi il controllo delle reti (rete elettrica, rete telefonica, ecc.), la cui duplicazione comporterebbe un aumento del costo complessivo di fornitura.

Figura 5 Caratteristiche delle Essential Facilities. Elaborazione propria.



Nel caso del mercato di trasporto del gas naturale, l'esistenza di un incumbent verticalmente integrato viene giustificata dalla presenza di un'economia di scala crescente. Come visto, recentemente anche il settore del trasporto del metano è stato soggetto a liberalizzazioni, privatizzazioni e regolamentazioni. L'apertura all'utilizzo delle reti anche a terzi richiede delle condizioni specifiche, interagenti e compatibili

tra di loro. In particolare, sono necessarie un'adeguata regolamentazione della condotta dei gestori dell'infrastruttura, che si basa su criteri di trasparenza, non discriminazione e diffusione delle informazioni sulle condizioni obiettive di utilizzo, e soluzioni di tipo strutturale, quali l'obbligo per le imprese verticalmente integrate di introdurre forme di separazione tra le attività connesse alla gestione delle infrastrutture e quelle relative alle attività di produzione e fornitura del servizio. Lo scopo finale è quello di limitare, o eliminare, la naturale propensione del gestore dell'infrastruttura a favorire le imprese ad esso collegate o integrate in upstream e in downstream.

Come ampiamente descritto nel capitolo 2, nella filiera industriale del mercato del gas le reti di trasporto e di distribuzione ("transmission network")⁵⁰ attraverso gasdotti sono essential facilities. L'accesso degli utenti alle essential facilities, a condizioni chiaramente regolate, non può essere rifiutato, salvo deroghe espressamente tipizzate dalle normative di settore. Nel caso del gas naturale, l'accesso alle essential facilities viene negato solo in presenza dell'obiettiva ragione tecnica di un esaurimento della capacità necessaria.⁵¹

Il concetto di essential facilities è di origine nordamericana ed è una teoria che può essere racchiusa nel concetto per cui, a certe condizioni, il rifiuto di concedere ad altri il diritto di un bene (refuse to deal) è qualificato come una strategia di monopolizzazione del mercato e dunque sanzionabile come fattispecie riconducibile all'abuso di posizione dominante⁵² in base alla seconda sezione dello Sherman Act. In Europa il rifiuto di accesso può essere inquadrato nei casi di abuso di posizione dominante e quindi sanzionabile in base all'Articolo 82 del Trattato di Roma⁵³. L'applicazione del concetto di essential facility nella teoria antitrust è stato oggetto di opinioni tra loro contrastanti. Da un lato imporre l'obbligo di accesso ad infrastrutture ritenute essenziali è apparso funzionale rispetto al fine di preservare lo sviluppo della concorrenza nei settori considerati. Dall'altro tale obbligo è apparso come un limite eccessivo al diritto dei proprietari di infrastrutture di escludere dai frutti dei loro investimenti e, più in generale del loro successo imprenditoriale, coloro che non avevano in alcun modo contribuito ad ottenerli⁵⁴. L'applicazione del

⁵⁰ Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience

⁵¹ "... le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema del gas alle altre imprese o ai clienti idonei che ne facciano richiesta solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie ad imprese del gas naturale operanti nel sistema, in relazione a contratti di tipo "take or pay" sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE", Art. 24. Disciplina dei casi di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, per obblighi di servizio pubblico o per gravi difficoltà economiche dovute a contratti "take or pay", DECRETO LEGISLATIVO 23 maggio 2000, n.164

⁵² "Regolazione e concorrenza nei servizi a rete. IL mercato del gas.", M.Romano, 2007.

⁵³ Cit.: È incompatibile con il mercato comune e vietato, nella misura in cui possa essere pregiudizievole al commercio tra Stati membri, lo sfruttamento abusivo da parte di una o più imprese di una posizione dominante sul mercato comune o su una parte sostanziale di questo. Tali pratiche abusive possono consistere in particolare: a) nell'imporre direttamente od indirettamente prezzi d'acquisto, di vendita od altre condizioni di transazione non eque, b) nel limitare la produzione, gli sbocchi o lo sviluppo tecnico, a danno dei consumatori, c) nell'applicare nei rapporti commerciali con gli altri contraenti condizioni dissimili per prestazioni equivalenti, determinando così per questi ultimi uno svantaggio per la concorrenza, d) nel subordinare la conclusione di contratti all'accettazione da parte degli altri contraenti di prestazioni supplementari, che, per loro natura o secondo gli usi commerciali, non abbiano alcun nesso con l'oggetto dei contratti stessi.

⁵⁴ Cit. Liberalizzazioni e accesso alle essential facilities: regolamentazione e concorrenza nello stoccaggio di gas naturale. Alberto Cavaliere

concetto delle essential facilities configurerebbe infatti una sorta di esproprio ai danni dei proprietari delle facilities esistenti, inducendo nello stesso tempo le imprese nuove entranti ad approfittare di tali impianti senza preoccuparsi di investire risorse in capacità aggiuntiva.

Nella formulazione generale, il fenomeno delle essential facilities prevede il verificarsi di tre condizioni: (a) che fornite le condizioni tecniche al concorrente per accedere alla rete, non venga eliminato il proprietario stesso della rete per mancanza di profitto (la condivisibilità); (b) che la rete non sia praticamente o economicamente duplicabile; (c) che l'infrastruttura alla quale si nega l'accesso sia indispensabile per l'attività economica sul mercato rilevante⁵⁵ in quanto non esistano sostituti attuali o potenziali (l'essenzialità)⁵⁶. Ciascuna condizione, se isolatamente considerata, costituisce una condizione necessaria, ma non sufficiente, alla individuazione di una essential facility. In presenza di tutte e tre le condizioni, si può parlare di una essential facilities.

Finalità del concetto di essential facilities è quella di mettere insieme l'interesse del proprietario dell'infrastruttura con l'interesse connesso al concetto di Third Party Access (che verrà approfondito in seguito), ossia al diritto di altri imprenditori di concorrere attraverso l'accesso in un mercato, quale quello dei servizi a rete, per i quali la disponibilità della rete stessa è condizione necessaria. Dall'altro lato, il rischio del concetto delle essential facilities, è che per evitare di essere riconosciuto come essential facility, gli operatori attuali possono essere disincentivati a massimizzare la propria posizione per non incorrere nella limitazione all'utilizzo dell'infrastruttura e di conseguenza non investire nello sviluppo della infrastruttura (perché devo investire se domani me la ritirano?). Per limitare tale rischio, che creerebbe una sorta di esproprio ai danni dei proprietari delle facilities esistenti, la limitazione al diritto di proprietà può avvenire soltanto a determinate condizioni. Prima di tutto, è ammissibile solo in casi in sé eccezionali e necessari. In secondo luogo, l'importante caratteristica della essenzialità dell'infrastruttura per l'erogazione del servizio. Tale condizione ricorre quando il bene costituisca un punto dal quale necessariamente si deve passare, un collo di bottiglia, e l'accesso sia indispensabile ai fini della concorrenza nel mercato. In terzo luogo, l'accesso di altri operatori deve produrre l'effetto di incrementare la concorrenza, riducendo correlativamente il prezzo e aumentando la produzione e l'innovazione tecnologica. Tale condizione è esclusa nel caso in cui il richiedente tende a sostituirsi all'operatore presente, cioè quando il primo non entri di fatto in concorrenza con il secondo. In sostanza, il carattere dell'essenzialità dell'infrastruttura si

⁵⁵ Definizione di mercato rilevante: Il mercato rilevante combina il mercato del prodotto e il mercato geografico definiti come segue: il mercato del prodotto rilevante comprende tutti i prodotti e/o servizi che sono considerati intercambiabili o sostituibili dal consumatore, in ragione delle caratteristiche dei prodotti, dei loro prezzi e dell'uso al quale sono destinati; il mercato geografico rilevante comprende l'area in cui le imprese interessate forniscono o acquistano prodotti o servizi, nella quale le condizioni di concorrenza sono sufficientemente omogenee. Comunicazione della Commissione sulla definizione di mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto comunitario in materia di concorrenza [Gazzetta ufficiale C 372 del 9.12.1997].

⁵⁶ Sul concetto di essential facilities, si vedano M.Siragusa, *Le essential facilities nel diritto comunitario e italiano della concorrenza* in E.A.Rafaelli (a cura di), *Antitrust tra diritto nazionale e diritto comunitario*, Bruxelles-Milano, 1998, L.Toffoletti, *La nozione di essential facility*, in *Conc.Mercato*, 1998, D.Durante, G.Moglia, A.Nicita, *La nozione di Essential Facility tra Regolamentazione e Antitrust. La costruzione di un test*. 2000.

verifica quando il suo controllo rende di fatto impossibile l'entrata nel mercato di altri concorrenti, ossia quando il controllo porta con sé il potere di eliminare la concorrenza.

Alla fine degli anni novanta, con l'obiettivo di verificare se i viadotti per il trasporto di metano possono essere considerati essential facilities, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha disposto un'indagine con il Provvedimento n. 6926,⁵⁷ il cui obiettivo era di identificare gli "ostacoli di natura tecnica, normativa o anche (solo) economica, capaci di rendere impossibile o straordinariamente difficile" la creazione di una infrastruttura duplicabile della rete di gasdotto. Dal punto di vista tecnologico, non c'erano particolari difficoltà nell'installare un altro tratto di gasdotto ad alta pressione ed una infrastruttura relativa. Dal punto di vista normativo, tutti gli ostacoli per creare un'infrastruttura di trasporto alternativa erano stati rimossi già con il decreto legislativo n.625/96 e con le Direttive Europee (viste nel capitolo precedente), che avevano abrogato qualsiasi tipo di monopolio nella costruzione e gestione del metanodotto.

Per quanto riguarda, infine, gli ostacoli di natura economica, è stato presentato uno studio di fattibilità, richiesto da Enel alla società Shell per verificare l'opportunità economica della realizzazione di un proprio metanodotto per importare il gas in Italia dall'Algeria. Tale studio ha dimostrato che la costruzione di un gasdotto sottomarino avrebbe avuto un costo complessivo e relativo (costo/per metro cubo trasportato) così elevato da superare di molto il costo di trasporto di metano attraverso la rete già esistente di proprietà dell'impresa concorrente. In tal modo, nel 1999 la verifica ha mostrato che l'accesso e il servizio di trasporto via metanodotto era da considerarsi un'essential facilities.

Nel caso di mercato verticalmente integrato (che era una caratteristica storica del mercato del gas naturale), dove l'incumbent detenga la posizione di monopolio, il legislatore europeo ha imposto i principi del fenomeno degli essential facilities disponendo l'obbligo di concedere l'uso della rete agli altri operatori. Si presumeva che la posizione di monopolista doveva essere neutralizzata per consentire alle altre imprese di competere in condizioni di parità. Nel caso italiano, il monopolista del servizio era anche proprietario della rete. In questo contesto di mercato aperto, la normativa comunitaria prescrive specifiche misure: l'obbligo di consentire l'accesso alla rete ai concorrenti nel mercato di servizi a condizioni chiare e non discriminatorie. Si tratta delle misure strutturali quali gli obblighi di separazione, e anche delle misure comportamentali ovvero la fissazione di tariffe da parte delle autorità indipendenti e/o sovranazionali⁵⁸.

3.3. Third Party Access

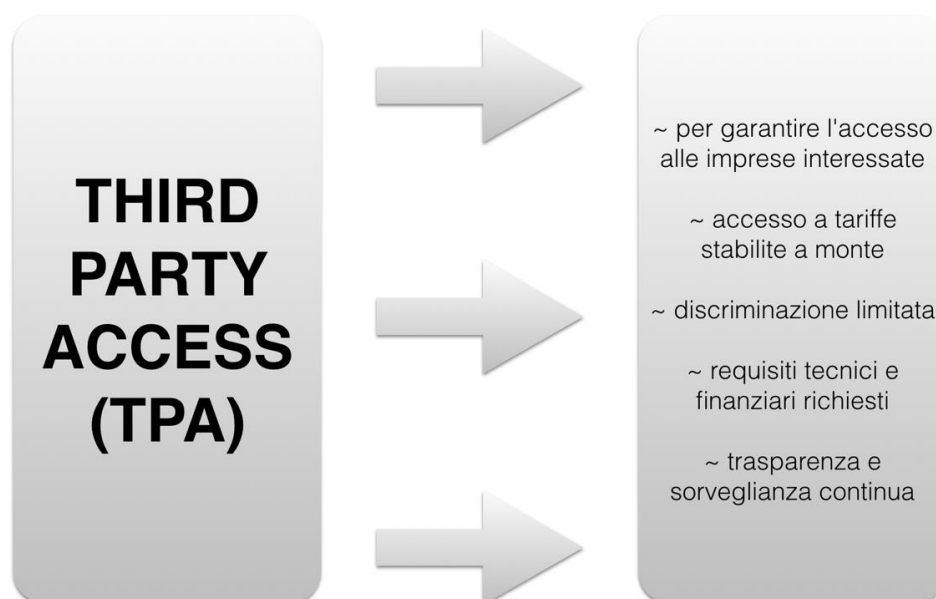
Le misure comportamentali che il legislatore italiano ha preso riguardano le imprese operanti nei segmenti a monte e a valle delle filiera di gas naturale nell'utilizzo delle reti di trasporto di metano.

⁵⁷ AGCM, Provvedimento n.6926 del 25 febbraio 1999, Snam/Tariffe di vettoriamento.

⁵⁸ "Regolazione e concorrenza nei servizi a rete. IL mercato del gas.", M.Romano, 2007.

Al fine di concedere la possibilità di usare le infrastrutture per il servizio di trasporto del gas naturale, per consentire cioè l'entrata alle imprese operanti in upstream e in downstream della filiera di trasporto di metano, in Italia è stato adottato il principio dell'accesso regolato – Third Party Access (TPA) – secondo cui l'operatore di un'infrastruttura energetica, sia essa un gasdotto, un impianto di rigassificazione o di stoccaggio, deve consentire l'accesso ai servizi dell'impianto a tutti gli interessati e a parità di condizioni, in linea generale e secondo la normativa vigente. Le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento sono dunque “tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas”.⁵⁹ Ciò significa che l'operatore dell'impianto non può favorire taluni operatori (anche se appartenenti allo stesso gruppo) a svantaggio di altri. I servizi vengono pagati, su base tariffaria, sulla base dei principi previsti in via generale per le infrastrutture energetiche come implementati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e del Gas in relazione a ciascun periodo regolatorio.

Figura 6 Caratteristiche del Third Party Access (negoziato e regolamentato). *Elaborazione propria.*



Il concetto di Third Party Access è legato al concetto di Essential Facilities: per avere una maggiore concorrenza nel mercato dove è presente un collo di bottiglia, è necessario garantire libero accesso alla rete. In altre termini, l'applicazione del principio dell'accesso ai terzi è una parte essenziale delle misure di

⁵⁹ Art. 8. Attività di trasporto e dispacciamento. DECRETO LEGISLATIVO 23 maggio 2000, n.164

liberalizzazione e di promozione della concorrenza nei servizi a rete. La letteratura economica delinea due tipologie del principio: accesso negoziato, ossia basato su condizioni contrattuali flessibili stabilite tra l'impresa che offre il servizio di rete e le imprese che accedono (Third Party Access negoziato); e accesso regolato, ossia fondato su termini, criteri e tariffe preventivamente stabilite e pubblicate, fissate dalle autorità di regolazione, che i gestori sono tenuti ad applicare in modo obiettivo e senza discriminazioni a tutti gli utenti (Third Party Access regolamentato). Nell'ambito del mercato di gas naturale, la Direttiva Europea 98/30/CE ha proposto agli Stati membri queste due alternative per l'accesso regolamentato, in modo di consentire agli operatori interessati l'utilizzo delle reti per il trasporto del metano. Nel caso di TPA negoziato⁶⁰, esso va applicato quando il sistema di trasporto di gas naturale nazionale offre una possibilità di negoziazione tra operatori e proprietari delle reti. In altre parole, in alcuni mercati degli Stati Membri era sufficiente costringere il proprietario delle reti a trattare con gli operatori economici che intendevano veicolare il metano, per rendere l'accesso più trasparente e raggiungibile a tutti coloro dotati dei requisiti necessari. Il principio di tale approccio si basava sulla trasparenza delle condizioni economiche del trasporto di metano, con l'obiettivo di ridurre eventuali effetti negativi legati alle trattative commerciali.

Il secondo tipo di accesso alle infrastrutture di trasporto di metano previsto dal legislatore Comunitario è TPA regolamentato. L'Articolo 16 della Direttiva 98/30/CE dice: "Gli Stati membri che optano per una procedura di accesso regolamentato adottano le misure necessarie per conferire alle imprese di gas naturale, nonché ai clienti idonei, sia all'interno che all'esterno del territorio coperto dal sistema interconnesso, un diritto di accesso al sistema, sulla base di tariffe pubblicate e/o altri termini e obblighi per l'utilizzo dello stesso. Tale diritto di accesso 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." Imponendo l'accesso regolato alla rete, il legislatore ha voluto favorire le condizioni necessarie allo sviluppo di una giusta competizione tra gli operatori, permettendo inoltre a nuovi partecipanti di entrare nel mercato del gas per quanto riguarda la fase di approvvigionamento (upstream), in particolare quelli dall'estero. In tal senso, l'obiettivo è quello di creare una concorrenza nel settore upstream e, al contempo, di impedire ad un singolo operatore di limitare l'accesso ai concorrenti diretti. La fase di upstream può così funzionare in un ambiente competitivo, in cui un'infrastruttura è disponibile e può essere utilizzata da tutti gli operatori⁶¹. Anche nella fase di downstream si è giunti alla creazione di un mercato competitivo, composto da operatori che non sono legati né ai responsabili delle forniture, né al gestore dei gasdotti.

⁶⁰ Direttiva 98/30/CE di accesso negoziato Articolo 15: "gli Stati membri adottano le misure necessarie affinché le imprese di gas naturale, e i clienti idonei, sia all'interno che all'esterno del territorio coperto dal sistema interconnesso possano negoziare l'accesso al sistema al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari...I contratti di accesso al sistema sono negoziati con le pertinenti imprese di gas naturale. Gli Stati membri impongono alle imprese di gas naturale di pubblicare entro un anno a decorrere dalla data di applicazione della presente direttiva, e in seguito su base annuale, le loro principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema."

⁶¹ Su condizioni specificate.

In Italia, si è scelto il TPA regolamentato. La fissazione delle tariffe e le relative condizioni tecniche per l'accesso ai gasdotti e terminali di importazione di GNL sono stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) e rappresentano le misure mediante le quali l'ordinamento conferisce effettività al principio del diritto di accesso dei terzi alle infrastrutture relative. La disciplina normativa del gas stabilisce che le tariffe di accesso siano certe, trasparenti e non discriminatorie. L'obiettivo è consentire alle imprese che operano nella produzione, nell'importazione, nella vendita del gas e che non sono a nessun titolo collegate con il gestore dell'infrastruttura, il potere di conoscere in anticipo e con sicurezza il relativo valore e avere la certezza di accedere alle medesime condizioni di trattamento economico riservato alle eventuali altre imprese collegate all'incumbent.

L'AEEG dispone di un effettivo potere amministrativo di determinazione tariffaria tramite l'imposizione ai gestori di pubblicare preventivamente le proprie tariffe. Si eliminano in tal modo i comportamenti discriminatori. La disciplina in questione, conferisce all'AEEG, oltre alla vigilanza sulla parità concorrenziale tra operatori in competizione, il potere di intervenire anche sulle dinamiche dei prezzi d'accesso, sì da contenere, e se dal caso reprimere, la propensione dei gestori a massimizzare la propria condizione di monopolisti naturali attraverso la fissazione di tariffe eccessivamente elevate⁶².

La legge prescrive che nell'identificazione delle tariffe il regolatore preveda in ogni caso, per tutte le tipologie di infrastrutture, una remunerazione congrua del capitale investito⁶³. Le tariffe, inoltre, devono essere tali da non pregiudicare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali: a tal fine, la legge prescrive che l'autorità non si attenga rigidamente al criterio della corrispondenza tra costi e tariffe. Al fine di incentivare lo sviluppo infrastrutturale delle reti, con riferimento agli impianti di stoccaggio e di rigassificazione e alle reti di distribuzione, è fatto obbligo all'Autorità di stimolare la realizzazione di nuovi investimenti per il potenziamento della capacità esistente⁶⁴.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, conformemente alle indicazioni contenute nel d.lgs. n.164/2000, ha adottato una tariffa del tipo entry-exit per l'accesso ai gasdotti ad alta pressione ed una tariffa a francobollo per l'accesso a quelli di media e bassa pressione. Tali tariffe sono contenute nelle relative delibere che hanno una durata quadriennale e stabiliscono, innanzitutto, la tariffa base, e cioè la tariffa che, in quel momento assicura l'equilibrio tra i costi e ricavi e un'adeguata remunerazione del capitale investito dagli operatori di rete.

In Italia, il TPA è caratterizzato da alcuni elementi che hanno limitato l'accesso a nuovi operatori. Questi ultimi, infatti, possono competere sul mercato solo se hanno un'effettiva disponibilità di gas, ottenuta tramite importazione o approvvigionamento sul mercato all'ingrosso. Una clausola del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, inoltre, prevede una priorità di accesso alla rete nazionale per gli

⁶² "Regolazione e concorrenza nei servizi a rete. IL mercato del gas.", M.Romano, 2007.

⁶³ Art.23, c.2, Decreto Legislativo 164/2000.

⁶⁴ "Regolazione e concorrenza nei servizi a rete. IL mercato del gas.", M.Romano, 2007.

operatori che siano in possesso di contratti *take-or-pay*⁶⁵ a lungo termine al momento dell'apertura del mercato.⁶⁶ Alle società di trasporto viene dunque data la facoltà di rifiutare l'accesso alla rete, qualora si verificassero gravi difficoltà economico-finanziarie per le imprese importatrici. L'esigenza di tutelare i diritti degli operatori con contratti conclusi sotto la precedente normativa ha indotto il legislatore ad assicurare a questi soggetti una priorità di accesso al sistema di trasporto.

Il legislatore Comunitario ha concesso comunque l'esenzione all'accesso TPA per le nuove infrastrutture del gas. Si tratta dei nuovi investimenti in infrastrutture del gas di rilievo trans-nazionale (gasdotti in interconnessione, impianti di importazione di GNL e impianti di stoccaggio) che possono essere particolarmente rischiosi e garantire un ritorno economico solo nel lungo termine. Tali investimenti potrebbero non essere realizzati se venissero sempre applicate le regole europee in materia di accesso regolato dei terzi. La normativa europea prevede, quindi, un regime di esenzione ai diritti di accesso dei terzi per rimediare al problema degli investimenti in nuove importanti infrastrutture. In base al regime di esenzione ai diritti di accesso dei terzi, un'impresa che intende investire in una nuova infrastruttura può chiedere una deroga preventiva e temporanea all'obbligo di accesso dei terzi. Le regole europee prevedono, tuttavia, il necessario rispetto di alcune rigorose condizioni per poter ottenere la deroga. Alcune di queste sono: l'investimento deve rafforzare la concorrenza nella fornitura di gas e la sicurezza degli approvvigionamenti, il livello del rischio connesso all'investimento deve essere tale che l'investimento non vorrebbe effettuato senza la concessione di una deroga, l'infrastruttura deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica, separata quanto meno sotto il profilo della forma giuridica dai gestori dei sistemi nei quali tale infrastruttura sarà creata, gli oneri devono essere riscossi presso gli utenti di tale infrastruttura, la deroga non deve pregiudicare la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno del gas naturale o l'efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l'infrastruttura è collegata⁶⁷.

La possibilità della deroga si applica anche a un aumento significativo della capacità di infrastrutture esistenti e a modifiche tali da permettere lo sviluppo di nuove fonti di approvvigionamento di gas. L'Autorità di regolamentazione nazionale decide in merito all'esenzione all'accesso, valutando caso per caso l'esigenza di imporre specifiche condizioni sulla durata e l'estensione della deroga e l'accesso non discriminatorio. Prima di concedere una deroga, l'Autorità adotta le norme e i meccanismi per la gestione e l'assegnazione della capacità relativa alla nuova infrastruttura. La decisione di deroga viene presa, inoltre,

⁶⁵ "Nel caso in cui il rifiuto all'accesso derivi da gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contratti di tipo "take or pay" sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE, l'impresa di trasporto, sulla base di una specifica istanza dell'impresa titolare dei contratti di tipo "take or pay", chiede una deroga temporanea al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, corredando la richiesta con le informazioni necessarie e con una relazione sulle misure intraprese al fine di risolvere il problema. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato provvede in merito alla richiesta entro il termine di tre mesi", Art. 26. Procedure per richieste di deroga all'obbligo di accesso a seguito di contratti "take or pay", Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164

⁶⁶ Tale norma è stata definita nell'Articolo 17 della Direttiva 98/30/CE: "Le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema stesso qualora non dispongano della capacità necessaria ovvero nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di adempiere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette a norma dell'articolo 3, paragrafo 2, o qualora versino in gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti «take-or-pay», tenuto conto dei criteri e delle procedure di cui all'articolo 25 e dell'alternativa scelta dallo Stato membro a norma del paragrafo 1 di detto articolo. Il rifiuto deve essere debitamente motivato".

⁶⁷ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p. 112.

con il coinvolgimento dell'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), quando l'infrastruttura è situata nel territorio di più Stati membri, e della Commissione Europea che, entro un periodo di due mesi a decorrere dal giorno successivo alla ricezione di una notifica, può adottare una decisione che impone all'Autorità di regolamentazione nazionale interessata di rettificare o revocare la decisione di concedere la deroga. L'approvazione da parte della Commissione di una decisione perde effetto due anni dopo la sua adozione qualora, alla scadenza di tale termine, la costruzione dell'infrastruttura non sia ancora iniziata, e cinque anni dopo la sua adozione qualora, alla scadenza di tale termine, l'infrastruttura non sia ancora operativa, a meno che la Commissione non decida che il ritardo è dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo della persona cui la deroga è stata concessa⁶⁸.

3.4.Unbundling. La separazione verticale

Per quanto riguarda le misure strutturali nell'ambito della regolamentazione della filiera del gas naturale, la normativa europea costringe i monopoli naturali verticalmente integrati a separare le diverse unità di cui sono composti.⁶⁹ L'obiettivo del legislatore comunitario è ottenere la disaggregazione della proprietà dei monopoli dei sistemi di trasporto a monte da quella di tutti gli altri gestori operanti a valle, ritenendo, evidentemente, che solo attraverso tale separazione si possa arrivare alla completa indipendenza della infrastruttura di rete, e, quindi fare in modo che si sviluppi un'effettiva concorrenza nei segmenti downstream della filiera⁷⁰. Il settore del gas naturale è disciplinato dalla Direttiva 2009/73/CE, che regola le norme comuni per il mercato europeo. Tale direttiva è stata integrata dal Regolamento n.715/2009, che riguarda le condizioni di accesso alle reti di trasporto di metano, e dal Regolamento n.713/2009/CE, emanato dall'Agenzia Europea per la cooperazione tra regolatori nazionali di energia (ACER⁷¹), con l'obiettivo di facilitare il coordinamento tra diversi soggetti nel mercato comunitario.

Al fine di rendere il mercato del trasporto del gas più efficiente e per liberalizzare i servizi, le normative sopraindicate propongono una separazione verticale (*unbundling*) ai diversi livelli tra proprietà della rete e gestione del servizio. Dal punto di vista teorico, i principali tipi di separazione sono due:

- Proprietaria, nel caso in cui le imprese attive nei settori della produzione o della fornitura del servizio non possano detenere o gestire le reti e le altre infrastrutture essenziali o strumentali. In questo caso di regolamentazione strutturale, si creano diverse unità, che sono controllate dalle imprese indipendenti.⁷² Tale soluzione viene considerata la più efficace dall'autorità europea.

⁶⁸ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale, p. 113.

⁶⁹ 2009/73/CE e del d.lgs. n. 93/11.

⁷⁰ "La disciplina giuridica del trasporto e della distribuzione del gas naturale: profili pubblicistici", E.Fonda, 2010.

⁷¹ Il ruolo degli enti sovranazionali verrà affrontato nel capitolo successivo.

⁷² L. Greco e F. Manenti, Bottleneck Access with Structural Regulation and Endogenous Competition, 2013

- Gestionale, nel caso in cui alle imprese verticalmente integrate sia consentito mantenere la proprietà dell'infrastruttura, ma non l'esercizio della stessa. Si effettua l'istituzione di un gestore di sistemi o di un gestore di trasporto che siano indipendenti dagli interessi della fornitura o della produzione dal punto di vista manageriale.⁷³

La scelta tra le misure, più o meno incisive, di regolazione, sia a livello legislativo che amministrativo, dipende da fattori di politica legislativa o industriale, oppure da fattori di carattere economico e tecnologico. L'attuale ordinamento comunitario e nazionale delinea un sistema di regolazione come una combinazione di entrambe le modalità descritte, ossia di misure strutturali di separazione e misure di regolazione della condotta (gestione) dei gestori. Per quanto riguarda il gas naturale, la Direttiva 2009/73/CE ha proposto interventi per una maggiore separazione nel caso in cui siano presenti le imprese verticalmente integrate lungo la filiera di mercato. Si tratta innanzitutto della separazione tra operatori di acquisto/importazione/produzione del metano e i gestori della rete di trasporto di alta pressione. La separazione verticale è stata introdotta nell'ottica di riduzione dei conflitti degli interessi tra le diverse parti lungo la filiera di gas naturale, di rimozione degli ostacoli agli investimenti alle reti e di neutralizzazione delle discriminazioni nell'accesso alle reti.⁷⁴

La normativa europea spinge per una separazione verticale delle diverse attività dell'incumbent al fine di creare le diverse unità, una delle quali controlla l'infrastruttura, l'altra gestisce il mercato nel downstream. Tale approccio parte dal presupposto che la separazione verticale amplia le possibilità di accesso ai nuovi entranti, facilitandone l'inserimento sia in termini di costi che di tempi e permettendo così una situazione di maggiore concorrenza per l'intero ambiente rispetto all'integrazione verticale.

Dal punto di vista pratico, nel caso in cui uno Stato membro non abbia ancora effettuato una scelta a favore dell'ownership unbundling al momento dell'entrata in vigore della direttiva, i governi possono optare per soluzioni tecniche, ovvero: la separazione completa della proprietà (Full Ownership Unbundling), la soluzione del gestore di sistemi indipendente (o ISO), quella del gestore di trasporto indipendente (o ITO) ed ITO+ (soluzione "a misura" che garantisce la maggiore indipendenza per il gestore della rete rispetto alla soluzione ITO). In pratica, il modello ISO consiste nella separazione gestionale tra la proprietà e la gestione della rete: l'una rimarrebbe in capo al monopolista verticalmente integrato, l'altra a un soggetto terzo nominato dal regolatore pubblico. Il modello ITO prevede invece una separazione proprietaria tra la società della rete e il monopolista, che può continuare a partecipare al suo capitale anche con quote di controllo, e forme di separazione anche fisica (tra le sedi e tra il personale), oltre che l'affidamento di forti poteri di controllo e sanzionatori al regolatore. Come spiega l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG, 2011) in

⁷³ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:it:PDF> p.14

⁷⁴ Come esempio di discriminazione all'accesso alle reti si può utilizzare il caso "Assomineraria", impugnato dall'Agenzia Garante Concorrenza nei Mercati, Provvedimento n.6926 del 25 febbraio 1999, "Snam/Tariffe di vettoriamento", in Boll. n.8/1999, p.5 e ss. Il caso tratta di alcuni comportamenti tenuti dalla Snam Rete Gas nel rifiutare, all'impresa Assomineraria, di veicolare quantitativi di gas lungo la propria rete.

una segnalazione al Governo e al Parlamento “Le Direttive prevedono, nei casi ISO e ITO, un complesso quadro di disposizioni volte ad assicurare la gestione indipendente delle attività relative alle reti di trasporto. Queste disposizioni, che si aggiungono a quelle di comportamento non discriminatorio e di gestione e sviluppo efficiente (previste nel caso dell’ownership unbundling) - dei loro sistemi di trasporto con particolare attenzione all’integrazione delle infrastrutture europee, affidando un ruolo centrale all’Autorità di regolazione nazionale, non solo in ragione delle competenze tecniche che la caratterizzano, ma soprattutto in ragione del suo ruolo di promotore della concorrenza”⁷⁵. Secondo le istituzioni comunitarie, l’ownership unbundling è l’unica misura in grado di impedire agli operatori dei sistemi di trasporto di divulgare informazioni riservate sul mercato al ramo produzione o approvvigionamento dell’impresa verticalmente integrata di cui fanno parte⁷⁶.

Come è stato detto, la legislazione vigente impone la disaggregazione economica, giuridica e funzionale della rete. Gli Stati membri hanno rispettato tale obbligo applicando strutture organizzative diverse. Vari Stati hanno creato imprese completamente separate per la gestione della rete (Full Ownership Unbundling), mentre altri hanno costituito un’entità giuridica all’interno di un’impresa integrata (separazione gestionale). I requisiti di unbundling hanno contribuito positivamente all’emergere di mercati del gas concorrenziali in vari Stati membri. L’esperienza dimostra tuttavia che quando l’operatore dei sistemi di trasmissione rimane il proprietario (nei casi ITO, ITO+ e ISO) all’interno di una società integrata si riscontrano tre tipi di problemi. In primo luogo, l’operatore del sistema di trasporto può riservare alle sue imprese affiliate un trattamento migliore di quello cui sono sottoposte le parti terze concorrenti. Le imprese integrate possono anzi utilizzare gli attivi di rete per rendere più difficile l’accesso ai concorrenti. Ciò è dovuto al fatto che la separazione non risolve il conflitto d’interesse fondamentale all’interno delle imprese integrate, in cui gli interessi in materia di importazione aggravate dai contratti ToP cercano di massimizzare le proprie vendite e la propria quota di mercato mentre l’operatore di rete è obbligato ad offrire un accesso non discriminatorio ai concorrenti. Si tratta di un conflitto d’interesse che è quasi impossibile da controllare mediante la regolamentazione, essendo impossibile tenere sotto controllo l’indipendenza dell’operatore del sistema di trasporto all’interno di un’impresa integrata a meno di introdurre forme di regolamentazione intrusive ed eccessivamente rigide⁷⁷.

In secondo luogo, nel quadro dell’attuale normativa in materia di unbundling non è possibile garantire un accesso non discriminatorio alle informazioni in quanto non esistono mezzi efficaci con i quali impedire agli operatori dei sistemi di trasmissione di scambiare le informazioni riservate sul mercato nell’upstream o nel downstream.

⁷⁵ F. Testa, C. Stagnaro, “Reti di trasporto gas e concorrenza”, 2011.

⁷⁶ “La disciplina giuridica del trasporto e della distribuzione del gas naturale: profili pubblicistici”, E. Fonda, 2010 (Cit.).

⁷⁷ Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52007PC0528>

In terzo luogo gli incentivi agli investimenti risultano distorti all'interno di un'impresa integrata. Gli operatori di rete ad integrazione verticale non sono incentivati a sviluppare la rete nell'interesse generale del mercato, e dunque a facilitare l'ingresso di nuovi soggetti a livello di produzione o di approvvigionamento, ma hanno al contrario un interesse a limitare i nuovi investimenti se questi risultano a vantaggio dei concorrenti e portano nuova concorrenza sul mercato rilevante dell'incumbent. Le decisioni di investimento effettuate dalle imprese ad integrazione verticale tendono invece a soddisfare le esigenze delle aziende collegate a monte o a valle. Queste società sembrano particolarmente contrarie ad accrescere la capacità di interconnessione, di importazione di gas o di costruzione delle infrastrutture alternative, aumentando così il vantaggio competitivo dell'incumbent lungo la filiera di gas naturale.

In sintesi, un'impresa che continua a mantenere una struttura a integrazione verticale è incentivata sia a investire di meno nelle nuove infrastrutture (perché teme che tali investimenti aiutino i concorrenti ad espandersi sul "proprio" mercato) sia - se possibile - a privilegiare le proprie imprese collegate alle vendite attraverso l'accesso alla rete. Tutto ciò va a svantaggio della competitività e del benessere sociale e inoltre ostacola la realizzazione delle soluzioni alternative di trasporto. Dalle cifre relative agli investimenti degli ultimi anni si evince quanto segue: rispetto alle imprese in cui la disaggregazione è completa, quelle a integrazione verticale, ad esempio, hanno reinvestito in nuove interconnessioni una percentuale inferiore degli introiti. Per esempio, nel Regno Unito negli anni precedenti alla separazione verticale dell'incumbent British Gas, il livello annuale degli investimenti nella rete erano attorno 140-190 mln GBP all'anno negli anni 1998-2000. Mentre nel periodo successivo dopo il full ownership unbundling, il valore degli investimenti è partito da 228 mln GBP all'anno nel 2001 fino a 360 mln GBP all'anno nel 2006⁷⁸. Un'effettiva separazione elimina gli incentivi a investimenti non-efficienti che sono tipici degli operatori di sistemi di trasmissione verticalmente integrati, e promuove dunque il potenziamento delle infrastrutture. Altri Stati membri che hanno effettuato la full ownership unbundling hanno successivamente attratto nuovi investitori in infrastrutture, ad esempio per la costruzione di terminali per il gas naturale liquefatto (GNL) oppure dei centri di spinta ad interconnessione dei gasdotti. Inoltre, la separazione proprietaria completa può condurre alla eventuale vendita delle quote ai soggetti stranieri (o nazionali). Le acquisizioni non desiderabili possono essere però affrontate nell'ottica delle politiche della competizione.

Le norme descritte sopra sono state applicate anche nel mercato di trasporto del gas naturale in Italia, dove si è scelto di adottare il modello di separazione attraverso l'istituzione dell'"ITO" (Independent Transmission Operator). In generale, il modello ITO consente all'incumbent verticalmente integrato di mantenere la partecipazione azionaria sulla rete di trasporto nazionale del gas e di partecipare all'elezione

⁷⁸ Fonte: Lattice and National Grid Annual accounts, Effective unbundling of energy transmission networks: lessons from the Energy Sector Inquiry, Philip LOWE, Ingrida PUCINSKAITE, William WEBSTER and Patrick LINDBERG, Competition Policy Newsletter, Nr.1, 2007

degli amministratori. Per impedire una separazione proprietaria molto formale, si applica la severa regolamentazione sull'uso dell'infrastruttura e dei flussi informativi da e per la società della rete⁷⁹.

3.5.Caso italiano: unbundling di Eni S.p.A.

In Italia, l'implementazione delle Direttive Europee ha portato alla separazione proprietaria di Snam S.p.A. da Eni S.p.A. e all'instaurazione di un gestore di trasporto indipendente (ITO) – Snam Rete Gas S.p.A. All'inizio, il Decreto Letta del 2001 ha consentito a Snam S.p.A. (che era ancora di proprietà di Eni S.p.A.) di mantenere sia la proprietà, che il controllo gestionale della rete: come si legge all'Art. 21, infatti, "A decorrere dal 1 gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è 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".⁸⁰

Successivamente, la Snam S.p.A. ha subito la separazione da Eni S.p.A. Attualmente, la Snam S.p.A. ("Snam") è una società holding di partecipazioni che detiene l'intero capitale sociale di Snam Rete Gas S.p.A. ("Snam Rete Gas"), GNL Italia S.p.A. ("GNL Italia"), Stogit S.p.A. ("Stogit") e Italgas S.p.A. ("Italgas"), le quattro società operative nel mercato del gas, cui fanno capo la gestione e lo sviluppo rispettivamente delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. L'AEEG ha completato la procedura di certificazione di Snam Rete Gas (incumbent nella veicolazione di metano ad alta pressione) come gestore di trasporto indipendente, attestandone la separazione funzionale dall'impresa verticalmente integrata, al fine di assicurare l'indipendenza dell'attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e fornitura e di impedire lo scambio di informazioni riservate. A seguito della certificazione, Snam Rete Gas è quindi autorizzata a operare, a livello nazionale ed europeo, nell'attività di trasporto del gas naturale. In base all'art.15, comma 1, del Decreto Liberalizzazioni, il legislatore ha optato per il modello di separazione proprietaria della società Snam S.p.A. nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas (Eni S.p.A.), nonché delle imprese verticalmente integrate di produzione e fornitura di gas naturale e di energia elettrica. Ciò al fine di introdurre la piena terzietà dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio, di rigassificazione e di distribuzione dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza. Con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25 maggio 2012, sono stati disciplinati i criteri, le condizioni e le modalità dell'operazione di separazione proprietaria. Il Decreto ha previsto due ordini di misure per assicurare la separazione proprietaria: la cessione a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. di un numero di azioni che, al momento di esecuzione dell'operazione, rappresentino il 30% (meno una azione) del capitale sociale votante di Snam, e una serie di regole che incidono sulla governance di Snam ed Eni, sui poteri di indirizzo

⁷⁹ Reti di trasporto nazionale e concorrenza nei mercati del gas: il caso Eni-Snam Rete Gas. F.Testa, C.Stagnaro.

⁸⁰ Art. 21. Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale. DECRETO LEGISLATIVO 23 Maggio 2000, n.164.

del Ministero Economia e Finanza e sulla gestione delle partecipazioni da parte di Cassa di Depositi e Prestiti.

Secondo l'Autorità Antitrust, l'operazione in esame ha determinato il passaggio da una situazione di integrazione verticale piena tra Eni e Snam (e le due società controllate) a una situazione in cui tra l'incumbent Eni e il gruppo Snam non vi è più nessun legame se non quello, indiretto, e di natura puramente finanziaria, connesso al fatto che Cassa dei Depositi e Prestiti possiede una partecipazione del 29% di Eni, sotto la gestione separata e dunque sottoposta al potere di indirizzo del Ministero Economia e Finanza. L'effetto globale dell'operazione è dunque di un miglioramento netto delle condizioni concorrenziali sui mercati dello stoccaggio, della rigassificazione e della distribuzione di gas, ove si passa da una situazione di integrazione verticale a una situazione di controllo di Cassa dei Depositi e Prestiti. Con il riferimento alle attività di trasporto e dispacciamento, l'operazione – che comporta la separazione proprietaria tra Eni e Snam attraverso la istituzione della Snam Rete Gas (ITO) – determinerà necessariamente, invece, l'abbandono del modello di unbundling funzionale e il passaggio a una situazione di controllo di Cassa dei Depositi e Prestiti su Snam (e dunque Snam Rete Gas) sulla base delle norme civilistiche vigenti. L'operazione di concentrazione è stata, dunque, autorizzata in quanto non suscettibile di determinare una restrizione alla concorrenza sostanziale e durevole. A seguito dell'autorizzazione da parte dell'Antitrust, l'acquisizione è stata realizzata da Cassa Depositi e Prestiti Reti S.r.l. (CDP RETI), società internamente posseduta da Cassa Depositi e Prestiti al momento dell'operazione e già proprietaria di 1.000 azioni Snam. CDP detiene, pertanto, attraverso CDP RETI, una partecipazione nel capitale sociale votante di Snam pari al 30,00003%. Nel dicembre 2012, Snam, in qualità di controllante, ha presentato all'AEEG istanza di ricertificazione per Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di gestore di trasporto del gas in separazione proprietaria. L'AEEG, nel gennaio 2013, ha aperto il procedimento istruttorio⁸¹.

Dal dicembre 2013 la Snam Rete Gas S.p.A. può operare in piena indipendenza dagli interessi della produzione o vendita di gas naturale: “a maggior garanzia di trasparenza dell'operato di Snam Rete Gas, nella decisione definitiva sono state confermate alcune specifiche prescrizioni e raccomandazioni alla società per assicurare una gestione neutrale della rete rispetto agli interessi nelle attività di produzione e di fornitura. In tal senso, l'Autorità ha mantenuto la figura già introdotta nel 2012 del responsabile di conformità con compiti e poteri compatibili con il modello della separazione proprietaria; d'altra parte ha ribadito anche l'obbligo di dare immediata comunicazione al regolatore di ogni eventuale cambiamento nelle condizioni previste per il rilascio della certificazione in riferimento all'assetto di controllo da parte di CDP e alle partecipazioni detenute dalla stessa CDP nelle società che svolgono attività di produzione e vendita di energia elettrica o di gas”.⁸²

⁸¹ Fonte: CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale.

⁸² http://www.autorita.energia.it/it/com_stampa/13/151113.htm:

In data 27 novembre 2014 sono state trasferite a State Grid Europe Limited (SGEL), società del gruppo State Grid Corporation of China, una quota complessiva pari al 35,0% del capitale di CDP RETI, la società che detiene una partecipazione del 30% del capitale di SNAM Spa⁸³ portando così una parte della filiera di gas naturale italiana nel mercato internazionale dei capitali.

L'approccio scelto dall'Italia nell'ambito della separazione proprietaria è stato oggetto di diverse critiche. Alcuni studi⁸⁴ mostrano l'effetto negativo della separazione proprietaria di un'azienda verticalmente integrata, in quanto con la separazione legale l'impresa incumbent esercita la sua politica nel mercato downstream prendendo in considerazione gli effetti generati dalla sua decisione, mentre nel caso di separazione proprietaria tale considerazione viene meno per la mancanza di qualsiasi interesse dalla parte dell'Incumbent. In altre parole, il prezzo del gas naturale al consumatore finale tenderebbe ad aggravarsi dai margini imposti dalle singole imprese, mentre nel caso di una società verticalmente integrata ci si potrebbe aspettare un margine inferiore: il mantenimento di un legame legale fra Eni S.p.A. e SNAM Rete Gas avrebbe potuto portare alla riduzione dell'effetto di doppia marginalizzazione.⁸⁵ Inoltre mantenendo un legame legale con SNAM Rete Gas, la Eni S.p.A. avrebbe potuto beneficiare di condizioni di trasporto del metano più favorevoli rispetto ai suoi concorrenti. Tale situazione avrebbe potuto alimentare la concorrenza nel mercato tra Eni S.p.A. ed altre società in upstream: in presenza di un mercato dei fornitori più competitivo, ci si sarebbe potuto aspettare un maggiore benessere sociale (nel caso in cui un operatore sia avvantaggiato dal prezzo inferiore di accesso alla infrastruttura, gli altri operatori sono motivati ad essere ancora più competitivi per vincere la concorrenza). Più fornitori presenti in upstream significa più traffico (spostamento di volumi di metano) per le imprese che detengono le infrastrutture e quindi maggiori profitti per SNAM Rete Gas.

3.6. La cooperazione tra i regolatori nazionali, i gestori di rete e gli Stati

Nel 2009, con il Regolamento CE, n.713/2009, è stata istituita un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'Energia (ACER), dotata di persona giuridica, con compiti prevalentemente consultivi (pareri e raccomandazioni) nei confronti dei gestori dei sistemi di trasmissione, della Autorità nazionali di regolazione e delle istituzioni europee, in primis la Commissione Europea. Sebbene non sia un vero e proprio regolatore europeo, l'Agenzia garantisce un maggiore coordinamento delle funzioni nazionali di regolazione, soprattutto grazie al Comitato interno dei regolatori, e può inoltre adottare decisioni

⁸³ CDP: trasferito il 40,9% del capitale di CDP RETI a State Grid e Investitori istituzionali italiani: <http://www.cdp.it/media/comunicati-stampa/cdp-trasferito-il-40-9-del-capitale-di-cdp-reti-a-state-grid-e-investitori-istituzionali-italiani.html>

⁸⁴ Per approfondimenti: 1. L. Greco e F. Manenti, Bottleneck Access with Structural Regulation and Endogenous Competition, 2013. 2. Ownership unbundling and investment in electricity markets — A cross country study, K. Gugler, M. Rammerstorfer, S. Schmitt, Energy Economics 40 (2013) 702–713. 3. Legal vs Ownership Unbundling in Network Industries, H. Cremer, J. Cremer, P. De Donder, University Toulouse, 2006.

⁸⁵ Per maggiori spiegazioni del modello descritto vedi L. Greco e F. Manenti, Bottleneck Access with Structural Regulation and Endogenous Competition, 2013.

individuali su singoli aspetti tecnici relativi a infrastrutture transfrontaliere, attenendosi agli orientamenti eventualmente adottati dalla Commissione. L'istituzione dell'ACER può contribuire a garantire il corretto funzionamento di un effettivo mercato interno dell'energia, grazie a un processo di convergenza nella regolazione nazionale e di uniformità nell'applicazione del diritto europeo⁸⁶. La normativa europea prevede, inoltre, una cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasporto del gas nell'ambito della ENTSO-G (European Network of Transmission System Operatore of Gas⁸⁷), al fine di pubblicare ogni due anni un piano regionale sulla base del quale prendere decisioni in materia di investimenti, promuovere l'adozione di modalità pratiche tali da assicurare la gestione ottimale della rete, incoraggiare lo sviluppo degli scambi di energia, l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per le assegnazioni a breve termine, e l'integrazione di meccanismi di bilanciamento⁸⁸.

L'area geografica di competenza di ciascuna struttura di cooperazione regionale può essere definita dalla Commissione, tenendo conto delle strutture di cooperazione regionali esistenti. Ciascuno Stato membro può promuovere la cooperazione in più aree geografiche. Le regole europee, infine, promuovono la cooperazione regionale⁸⁹. In particolare, gli Stati Membri e le Autorità di regolamentazione cooperano tra di loro per l'integrazione dei mercati nazionali a più livelli regionali, quale primo passo verso un mercato interno pienamente liberalizzato. In caso di cooperazione regionale, le Autorità di regolamentazione devono favorire la coerenza del quadro legislativo, regolamentare e tecnico e agevolare l'integrazione dei sistemi che formano "isole del gas" che permangono nella Comunità. L'Agenzia coopera con le Autorità nazionali di regolamentazione e con i gestori dei sistemi di trasporto per garantire la compatibilità della regolamentazioni tra le regioni, allo scopo di creare un mercato interno competitivo del gas naturale. Qualora ritenga necessarie norme vincolanti per tale cooperazione, l'Agenzia formula idonee raccomandazioni⁹⁰.

Le iniziative regionali nel settore del gas si sono concluse nella creazione nel 2006 di 7 regioni per l'elettricità e tre regioni per il gas. Sono state istituite nel 2006 dal Gruppo dei regolatori europei per l'elettricità e il gas (ERGEG), su richiesta della Commissione Europea, quale fase intermedia per integrare a livello europeo i singoli mercati nazionali dell'elettricità e del gas in un mercato interno dell'energia. L'integrazione regionale riveste un ruolo chiave per lo sviluppo di nuove infrastrutture e interconnessioni transfrontaliere, per il completamento del mercato interno del gas nonché per garantire la sicurezza di approvvigionamento⁹¹. La Commissione Europea e l'ACER intendono promuovere un rafforzamento del ruolo delle iniziative regionali per colmare il divario esistente tra i mercati nazionali del gas e per

⁸⁶ Art.42 della Direttiva 2009/73/CE.

⁸⁷ Art.12 del Regolamento 715/2009.

⁸⁸ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale

⁸⁹ Art.7 della Direttiva 2009/73/CE.

⁹⁰ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale

⁹¹ Comunicazione della Commissione Europea, "il ruolo futuro delle iniziative regionali", COM 2010-721.

contribuire alla creazione di altri hub del gas e borse elettriche a livello regionale. L'ACER è oggi responsabile per il coordinamento delle iniziative regionali e coopera con le Autorità nazionali di regolamentazione e gli operatori del sistema di trasmissione per assicurare la compatibilità dei quadri regolamentari tra regioni al fine di creare un mercato interno dell'energia competitivo. L'Agenzia ha creato due gruppi dedicati al coordinamento dell'iniziativa regionale dell'elettricità (ERI) e di quella di gas (GRI), che riunisce l'ACER, la Commissione Europea, le Autorità che guidano le regioni e gli altri regolatori nazionali. L'attuale struttura di governance delle iniziative regionali comprende tre organismi: un comitato di coordinamento regionale che comprende tutte le Autorità nazionali di regolamentazione (ANR) della regione interessata e che funge da coordinatore globale per i compiti spettanti alla regione, offrendo una guida e indicazioni strategiche, il gruppo di attuazione, costituito sempre da ANR e dalle principali parti interessate (propone azioni concrete delle quali si fa carico e che affrontano le problematiche prioritarie identificate dai comitati regionali), le parti interessate riunite nel gruppo.

Al fine di rendere efficace il mercato interno dell'energia, i capi di Stato e di Governo europei hanno fissato il termine del 2014 per il completamento del mercato interno dell'energia e il 2015 per collegare i mercati isolati. Questi obiettivi comportano sfide urgenti e impegnative per un passaggio a sistemi di basse immissioni di CO₂, efficienti in termini energetici, sostenibili e innovativi. A tal fine, la Commissione Europea ha individuato ciò che occorre per consentire al mercato di dispiegare al massimo le proprie potenzialità e per rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini e delle imprese della UE in materia di energia⁹²:

- Garantire che tutti gli Stati membri diano esecuzione e applichino correttamente le norme europee contenute nel terzo pacchetto energia sull'interconnessione dei mercati del gas e dell'elettricità;
- Potenziare l'efficacia delle iniziative regionali e del loro contributo all'integrazione del mercato interno dell'energia;
- Assicurare un sostegno maggiore ai consumatori, soprattutto quelli più vulnerabili, anche in termini di sistemi di raffronto delle tariffe, chiarezza e trasparenza della bolletta;
- Assicurare che i cittadini siano consapevoli dei loro diritti, tra cui quello di cambiare fornitore con un preavviso di tre mesi e senza spese. Se tutti i consumatori in Europa pagassero la tariffa più economica, il risparmio complessivo sarebbe attorno ai 13 mld/anno di Euro;
- Promuovere l'installazione di contatori intelligenti, che consentano ai consumatori di monitorare il loro consumo energetico in tempo reale e di avere un miglior controllo sulle bollette energetiche;
- Eliminare i prezzi regolamentati che rappresentano un ostacolo per una maggiore concorrenza e maggiori investimenti. Attualmente, nella UE solo nove Paesi non regolamentano i prezzi al dettaglio;

⁹² Comunicazione della Commissione Europea, Rendere efficace il mercato interno dell'energia, COM 2012-663.

- preparare i sistemi energetici alle sfide future mediante l'adozione dei codici di rete che nel settore del gas prevedano meccanismi di assegnazione della capacità, regole di bilanciamento, comprese norme procedurali legate alla rete in materia di programmi di trasporto, oneri di sbilancio, regole di bilanciamento operativo tra i sistemi dei gestori dei sistemi di trasporto, norme di interoperabilità e di scambio dei dati; norme riguardanti strutture tariffarie armonizzate per il trasporto, la creazione dei presupposti di mercato per introdurre su vasta scala delle apparecchiature intelligenti;
- Adottare e attuare in tempi rapidi il pacchetto sulle infrastrutture energetiche e il primo elenco dei progetti di interesse comune per l'Unione Europea;
- Garantire l'adeguatezza degli interventi statali, ad esempio mediante la soppressione graduale delle tariffe vincolate dell'energia elettrica e del gas nel rispetto dell'obbligo di servizio universale e tenuto conto della necessità di una tutela effettiva della clientela vulnerabile.

La Commissione raccomanda all'Italia il miglioramento della qualità delle condutture nazionali per garantire una sicurezza maggiore nell'approvvigionamento del gas. Inoltre, l'Italia deve continuare a diversificare le fonti di approvvigionamento, contribuendo alla realizzazione dei vari progetti infrastrutturali⁹³.

3.7. Conclusioni

Nel caso della presenza di una essential facility (rete ad alta pressione), è necessario l'intervento di un soggetto regolatore nella determinazione delle tariffe di accesso ai mezzi di trasporto del gas (ovvero ai gasdotti), al fine di garantire la concorrenza. La definizione delle tariffe di accesso alla rete dei gasdotti è importante perché influisce direttamente sulla possibile entrata di nuovi operatori sul mercato in upstream e in downstream, garantendo al contempo la trasparenza ed incentivando gli investimenti necessari allo sviluppo del settore.

Introducendo l'accesso regolamentato alle reti di trasporto del metano e stimolando la separazione verticale delle imprese integrate, il legislatore italiano ed europeo ha promosso la competitività in un settore che aveva in precedenza carattere monopolistico. Creando le condizioni di concorrenza tra diversi attori della filiera di gas naturale, si aprono le porte per i nuovi investitori, in primo luogo di provenienza estera. In una situazione di calo della produzione interna del metano (con esaurimento dei pozzi), l'Italia si spinge alla scoperta di fornitori alternativi (prevalentemente esteri), insieme all'accesso alla filiera dei nuovi operatori. Un esempio recente ed importante è il rigassificatore di Rovigo che è stato realizzato con la

⁹³ CDP Studio di Settore n.3 – Marzo 2013 – Gas Naturale.

partecipazione di capitale di aziende del Qatar – uno dei maggiori produttori di metano⁹⁴. Costruendo una nuova struttura nella filiera di gas naturale, le aziende del Qatar sono riuscite ad entrare nel mercato italiano con la fornitura del proprio prodotto. Nonostante alcuni esempi, vi sono alcuni limiti che non permettono ancora un accesso pienamente libero alle infrastrutture, in quanto il legislatore dà la priorità agli attori che abbiano contratti a lungo termine di tipo Take-or-Pay. Di conseguenza, i partecipanti già esistenti mantengono la priorità sui nuovi, perché il legislatore ha assicurato per loro il diritto di precedenza.

L'interpretazione degli effetti delle politiche di liberalizzazione, tra cui la separazione proprietaria delle infrastrutture essenziali, è resa complessa da un lato dal grande numero di variabili che concorrono a determinare, per esempio, i prezzi finali del gas, dall'altro dalla difficoltà nel definire e modellare adeguatamente tutte le caratteristiche di un mercato autenticamente concorrenziale. I regimi di separazione della essential facilities sono un elemento importante, ma occorre anche un regolatore competente in grado di creare il corretto accesso per sfruttare i vantaggi potenziali della concorrenza.

Le misure comportamentali e strutturali di regolamentazione dell'essential facility esistente si sono mostrate efficienti nel miglioramento della competitività ma non riescono comunque a raggiungere il livello del benessere sociale dei vari paesi (per esempio, Gran Bretagna) che si potrebbe ottenere avvicinandosi alla concorrenza perfetta nel mercato.

La rete di gasdotti ad alta pressione è inoltre stata considerata per lungo tempo l'unica modalità di trasporto di gas metano. Un passo avanti per l'aumento della competitività nel mercato del trasporto di gas naturale potrebbe essere l'utilizzo delle modalità innovative ed alternativi di trasporto. Queste modalità richiedono investimenti nelle infrastrutture sia nella fase a monte (produzione ed importazione del gas) sia nella fase a valle (distribuzione e vendita del gas). L'aumento degli investimenti sulle nuove tecnologie renderebbe il mercato di veicolamento di gas più competitivo con conseguenti positive ricadute sui prezzi per gli utenti finali.

⁹⁴ Le aziende del Qatar detengono circa il 21% nel capitale del terminale Adriatic LNG (Fonte: <http://www.edison.it/it/rigassificatore-di-rovigo>)

CAPITOLO 4

LE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE (GASDOTTI) SONO ANCORA DELLE ESSENTIAL FACILITIES?

4.1 Perché è importante il concetto di EF nel mercato di trasporto di gas naturale?

Con lo sviluppo delle nuove tecnologie, con la scoperta di nuovi modi di fornitura di gas naturale (CNG e GNL), e con la liberalizzazione dei mercati nazionali, si sono venute a creare nuove opportunità di trasporto e consegna di metano ai distributori, agli utenti grossisti e al dettaglio. La domanda cui si cercherà di dare una risposta è se le infrastrutture di trasporto di gas naturale tradizionali (gasdotti) possano essere ancora chiamate essential facilities e rientrare nel campo di applicazione della normativa vigente sui settori regolamentati. L'obiettivo della presente ricerca è verificare se le condizioni che contraddistinguono le essential facilities siano ancora presenti quando si parla della infrastruttura di trasporto di gas naturale via metanodotti. Si farà un'indagine sulle infrastrutture di gasdotti, di trasporto di GNL e di CNG, delineando le caratteristiche di tali attività. Si proseguirà con il confronto dei costi infrastrutturali tra diversi tipi di trasporto di metano. Infine si mostreranno i casi europei dove il gasdotto tradizionale soffre della concorrenza con le infrastrutture nuove e ha ancora meno le caratteristiche di essential facility.

4.2 Caratteristiche dei gasdotti, del GNL e del CNG

Il trasporto via gasdotto.

In linea generale, il gas proveniente dai gasdotti esteri e dai campi di produzione nazionali viene immesso nella rete dei gasdotti di alta/media e bassa pressione ai confini dello stato oppure nei collegamenti ai pozzi di estrazione. Il metodo di distribuzione di metano attualmente più diffuso in Italia è quello attraverso il gasdotto. La filiera del mercato del gas naturale e del trasporto attraverso gasdotti è illustrata nei capitoli 1 e 2. Il gas può essere immagazzinato negli appositi campi di stoccaggio (hub stoccaggio) per poter essere utilizzato in concomitanza dei picchi di consumo, oppure per essere depositato come scorta strategica. Gli operatori che esercitano attività di trasporto e dispacciamento di gas metano attraverso le essential facilities ovvero i gasdotti di alta, media e bassa pressione, offrono ai propri utenti i servizi specificati in appositi Codici di Rete⁹⁵. Il servizio principale (di base) effettuato dal trasportatore a

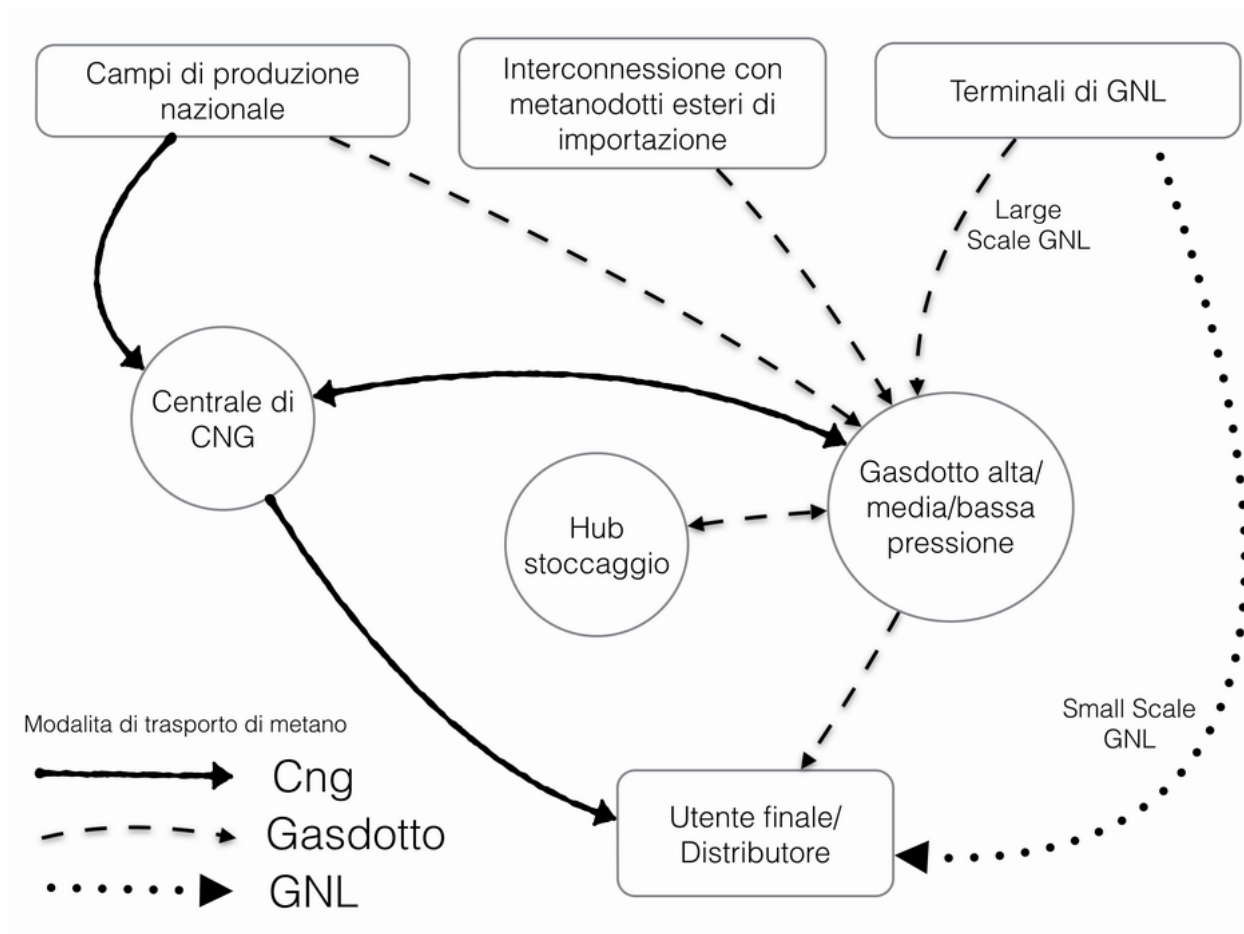
⁹⁵ Due sono i principali operatori di trasporto di gas naturale in Italia attraverso gasdotti: La Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia. Entrambe le aziende dispongono dei relativi Codici di Rete e sono utilizzati nella presente ricerca.

fronte del pagamento delle tariffe di trasporto, così come approvate dall’Autorità e pubblicate sul sito Internet, è costituito dal trasporto di gas naturale sulla propria rete di metanodotti, che può essere suddiviso in trasporto continuo ed interrompibile⁹⁶.

Le principali interdipendenze tra diversi tipi di trasporto di metano sono mostrati nella Figura 7. Il gasdotto occupa il posto centrale nello schema in quanto rimane ancora il principale modo di trasporto di metano. I campi di produzione, interconnessioni con gasdotti esteri, campi di stoccaggio e terminali di GNL sono quasi sempre allacciati ai gasdotti. Per lungo tempo il gasdotto si considerava come una infrastruttura essenziale quando si parlava di gas metano. Altre tecnologie di trasporto del GNL e del CNG possono comunque interagire con il gasdotto. Per esempio, il GNL che arriva via mare va rigassificato ed immesso nel gasdotto. Il CNG invece, può essere prelevato dal gasdotto o dai campi di stoccaggio e portato nel posto finale di consumo. I percorsi nella schema mostrano, che sia il CNG che il GNL possono arrivare alle utenze finali senza ricorrere al supporto del gasdotto (per quantità limitate): il GNL può essere portato allo stato liquido al consumatore, il CNG può essere prelevato dai campi di produzione e portato direttamente alle utenze.

⁹⁶ Il trasporto continuo è rappresentato dal trasporto di gas metano, garantito come continuo, da intendersi come integrato a partire dai Punti di Entrata in Rete Nazionale e fino ai Punti di Riconsegna. L’utente cui viene conferita capacità continua acquisisce il diritto di immettere presso i Punti di Entrata della RN e/o Punti di Scambio Virtuale e ritirare presso i Punti di Riconsegna, il Punto di Scambio Virtuale e/o Punti di Uscita dalla RN ad eccezione delle Aree di Prelievo, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita in qualsiasi momento dell’anno termico. Tale servizio viene garantito dal Trasportatore nella sua continuità salvo i casi di Forza Maggiore ed emergenza, nonché i periodi in cui vengono pianificati ed eseguiti interventi che generano interruzioni/riduzioni della capacità di trasporto. Il trasporto interrompibile invece è rappresentato dal trasporto di gas naturale, effettuato da Trasportatori sulla propria rete di metanodotti, soggetto ad interrompibilità secondo le modalità ed i tempi di preavviso definiti. Si tratta per esempio, del trasporto interrompibile annuale del quantitativo massimo giornaliero di gas che può essere immesso dall’utente, nel corso dell’anno termico, presso i Punti di Entrata interconnessi con l’estero definiti contrattualmente (Codici di Rete, Snam Rete Gas o Società Gasdotti Italia).

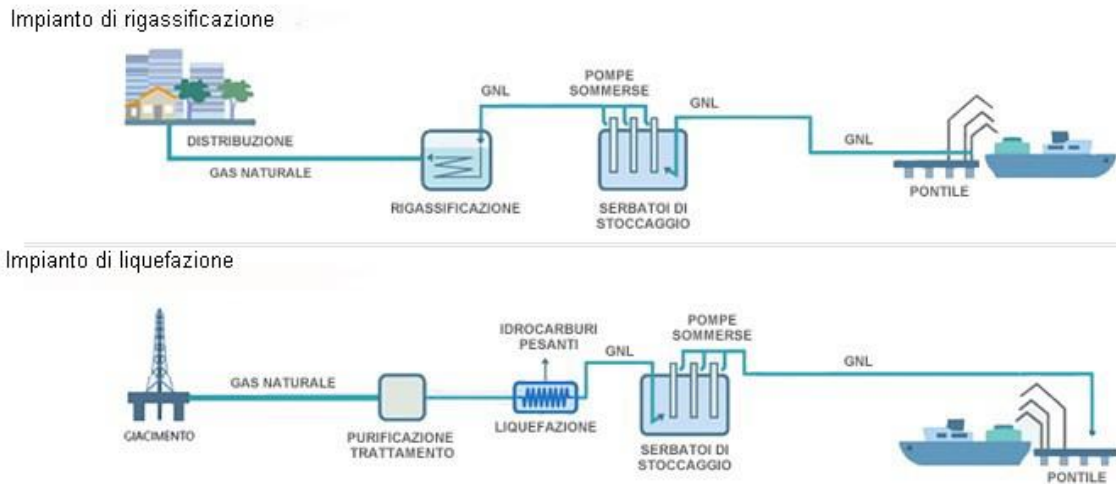
Figura 7 Interdipendenze tra vari tipi di trasporto di gas naturale. Elaborazione propria.



Il trasporto di GNL.

Oltre che allo stato gassoso è anche possibile trasportare il gas naturale allo stato liquido. La trasformazione di stato viene realizzata in appositi impianti di liquefazione attraverso successive fasi di raffreddamento fino alla temperatura di circa -160°C . Alla trasformazione da gas a liquido è associata una riduzione di volume di circa 600 volte, a pressione atmosferica. Esistono due modalità principali di trasporto e utilizzo di GNL: Large Scale e Small Scale. Il ciclo del gas naturale liquefatto "Large Scale" è indicato in Figura 8.

Figura 8 Il ciclo del gas naturale liquefatto “Large Scale”. Fonte: Snam Rete Gas, www.snam.it.



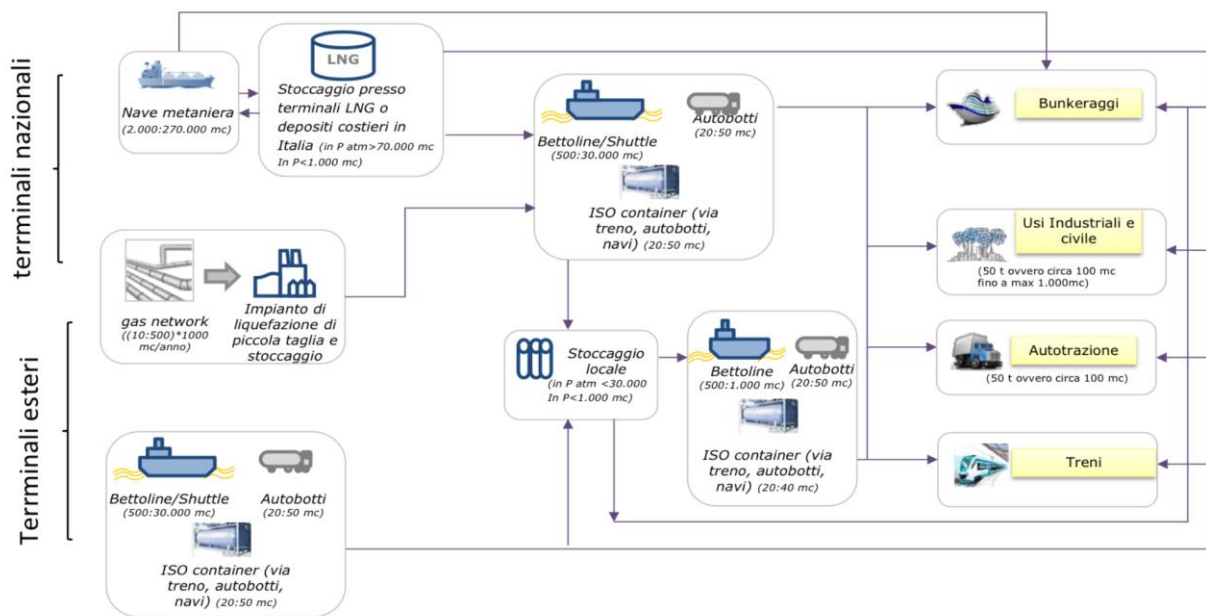
Il trasporto avviene tramite navi metaniere, con capacità fino a 130.000-170.000 mc, mentre nei terminali di arrivo il gas liquefatto viene posto in serbatoi di stoccaggio da cui di solito viene riportato allo stato gassoso in impianti di rigassificazione ed immesso nel sistema di distribuzione locale e regionale attraverso le reti dei gasdotti. La tecnologia Large Scale GNL in questo senso è spesso legata al condotto e quindi non può bypassare la rete dei gasdotti perché si tratta di volumi trasportati molto grandi. Le navi metaniere percorrono tratte definite e hanno terminali di approdo dedicati. Il numero e la capacità ottimale delle navi vengono stabiliti in funzione della distanza tra i terminali, delle potenzialità dell'impianto di rigassificazione e del volume da consegnare. Come si vede nella Figura 9, il gas naturale liquefatto offre anche l'opportunità di diversificare gli approvvigionamenti all'interno del territorio nazionale spostando i volumi importanti di GNL dai punti di stoccaggio fino a grossi consumatori/distributori che si trovano nelle vicinanze di porti marittimi/fluviali senza utilizzare le reti dei gasdotti. Il gas che arriva via nave nei terminali di GNL viene prelevato nel suo stato attuale e portato all'utenza dove viene consumato attraverso rigassificazione idonea per l'industria/consumatore in questione.

Lo "Small Scale GNL" (o SSGNL) invece si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito direttamente in forma liquida e in modeste quantità (a differenza della tecnologia di GNL "Large Scale" ove vi sono infrastrutture dedicate alla successiva immissione del prodotto gassoso nella rete di trasporto oppure allo spostamento di GNL in grosse quantità). In questo caso, il trasporto di metano GNL bypassa il gasdotto e arriva direttamente alle utenze senza coinvolgere l'infrastruttura essenziale. I servizi relativi allo SSLNG includono diversi segmenti di una filiera che coinvolge vari soggetti/operatori. In particolare i servizi di tipo "Small Scale GNL", già in essere o in fase di studio, possono essere forniti mediante le diverse infrastrutture (o installazioni), per esempio, terminali di rigassificazione, che offrono

prevalentemente i seguenti servizi: re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere di media e piccola dimensione, trans-shipment ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un'altra, caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle), caricamento di GNL su cisterne di camion (o ISO-container), caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari. La tecnologia SSGNL via mare include anche le navi bunker (bettoline/shuttle), che a loro volta forniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali costieri, mini impianti di rigassificazione per la trasformazione dallo stato liquido in CNG del gas naturale proveniente dagli stoccaggi di GNL, utilizzati per rifornire autocarri (attraverso lo stoccaggio CNG) e/o bettoline/shuttle (se impianti costieri) nel caso vengano alimentati a CNG. Rispetto al trasporto via mare, il trasporto su gomma del GNL richiede speciali autocarri/autobotti (o ISO-container), che riforniscono stoccaggi locali dei distributori, impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a CNG, depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

Qui di seguito viene schematizzata la filiera con il dettaglio delle attività sopra elencate. Lo schema riporta anche il rifornimento di treni alimentati a GNL, tipologia di rifornimento ad oggi esistente solo in alcuni paesi.

Figura 9 Schema della modalità Small Scale GNL. Fonte: Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL. MSE. Giugno 2015.



In Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda si registra il più alto numero di impianti per la filiera SSGNL. Nei paragrafi successivi sono riportati alcuni casi di utilizzo di GNL in questi Paesi, senza quindi ricorrere ai gasdotti.

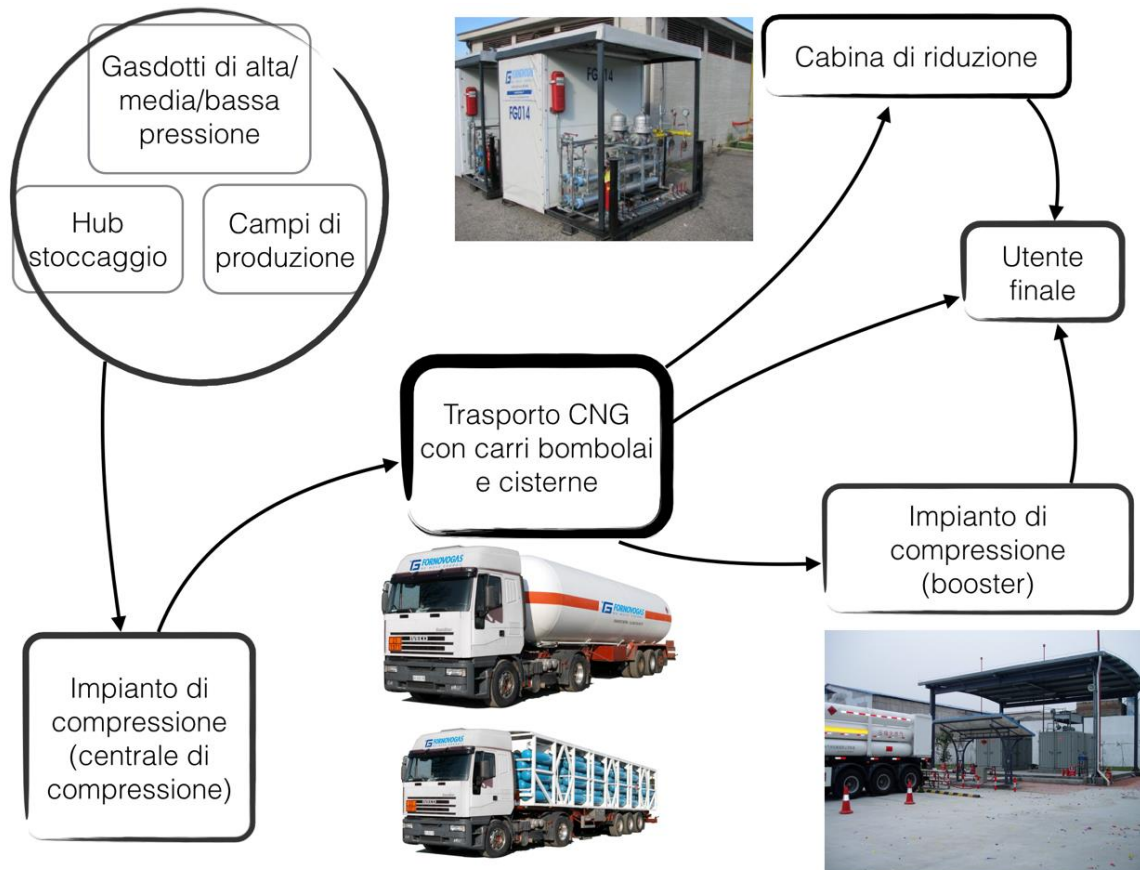
Il trasporto di CNG.

Come mostrato nella Figura 9, la tecnologia CNG (gas naturale compresso) attualmente è spesso vincolata ai gasdotti in quanto il CNG non è una fonte o una risorsa nuova. Il CNG è sempre lo stesso gas naturale, prelevato dai gasdotti ed è compresso ad altissima pressione (tra 65 e 250 barg). La tecnologia CNG viene utilizzata prevalentemente dall'utenza che non ha il gasdotto: il gas viene prelevato dal gasdotto e portato al consumatore.

Solo nel caso in cui il CNG viene prelevato direttamente dai campi di produzione allora si può bypassare completamente il condotto ed arrivare all'utenza senza ricorrere all'infrastruttura essenziale del gasdotto. Di solito, prima di essere consegnato all'utenza finale, il CNG viene prelevato dalla centrale di compressione dalla rete di gasdotti/campi di produzione e poi successivamente portato con i carri bombolai e le cisterne. Il ciclo di trasporto del CNG e la sua economia nel trasporto del gas naturale sotto forma compressa ad alta pressione costituisce una delle prime tecnologie alternative valutate nel passato nel trasporto di metano. Attualmente il CNG viene spesso impiegato come carburante alternativo per l'auto, con buone prestazioni e ridotte emissioni inquinanti nell'atmosfera. Con la realizzazione dei moduli di stoccaggio di grossa capienza, dei carri bombolai e delle cisterne, e lo sviluppo del settore di trasporto su camion, si è aperta la possibilità di maggior impiego della tecnologia del CNG nel trasporto del gas naturale senza ricorrere ai gasdotti tradizionali e quindi aumentando la sua indipendenza dalle strutture essenziali. Si ritiene che la tecnologia CNG in Italia sia più economica del GNL e del gasdotto nel caso di volumi modesti di consumo⁹⁷. La possibilità del sistema di collegarsi agli altri punti (Hub) del sistema di trasporto (vedi Figura 11) e di riusare le infrastrutture di CNG create (carri bombolai, cisterne, compressori per stazioni di carico/scarico e cabine di riduzione) rende ancora più attraente questa tecnologia.

⁹⁷ Si fa riferimento a utilizzo tra 2.000 e 100.000 di Sm³ al anno nel caso della semplice compressione fino a 65 barg (trasporto con delle cisterne) e tra 6.000 e 1.500.000 di Sm³ al anno nel caso di tecnologie che fanno ricorso anche al raffreddamento e compressione fino a 320 barg, rispettivamente per distanze comprese tra 10 e 200 km. Fonte: Eni: Enciclopedia degli idrocarburi, 2014.

Figura 10 Ciclo di produzione e trasporto del CNG. Elaborazione propria.



Il ciclo di produzione, trasporto e consegna del CNG comprende le seguenti fasi (Figura 10):

- eventuale preparazione del gas nei campi di produzione, nei siti di stoccaggio per poter caricare il gas pulito, senza tracce di idrocarburi liquidi o/e vapori di acqua;
- compressione nelle centrali fino a 65/25/320 barg e raffreddamento al fine di ridurre ulteriormente il volume del metano compresso;
- caricamento nelle cisterne oppure nei carri bombolai attraverso gli erogatori nella centrale di compressione e trasporto con i camion che rimorchiano le cisterne/stoccaggio con delle bombole;
- consegna del metano al cliente finale alla pressione attuale (se gli serve la pressione uguale alla pressione che c'è dentro le cisterne/stoccaggio), oppure scarico del metano con l'impiego delle cabine di riduzione della pressione, o scarico completo del carro/cisterna con l'utilizzo del booster nel caso in cui al cliente serva il metano con pressione superiore a quella residua nei carri/cisterne (va utilizzata prevalentemente nelle centrali di rifornimento per le auto).

Il sistema di CNG risulta quindi molto semplice ed è composto da vari moduli che non hanno necessità di impianti con particolari caratteristiche, se non quella di un'elevata capacità di compressione, comunque entro i limiti tecnologici attuali. La sicurezza del processo, in particolare i rischi associati allo

stoccaggio di materiale infiammabile ad alta pressione, ha costituito per molto tempo un limite all'applicabilità del trasporto del gas sotto forma di CNG. Infatti le pressioni di esercizio previste nello stoccaggio sono dell'ordine dei 65-200-250-320 bar a temperatura ambiente o di poco inferiori. Lo sviluppo di tecnologie ingegneristiche avanzate ha consentito di rendere il sistema di trasporto più efficiente e sicuro: sono stati sviluppati sistemi di immagazzinamento del gas con un grado di sicurezza intrinseca maggiore ricorrendo a materiali compositi⁹⁸. Inoltre, qualora il gas venga leggermente raffreddato (a circa 15-20 °C), la pressione diventa circa la metà della pressione di stoccaggio a temperatura ambiente. Si può così ottimizzare l'immagazzinamento riducendo la pressione e i rischi associati, e ottenere una capacità di immagazzinamento uguale o maggiore di quella dello stoccaggio a temperatura ambiente. Con la tecnologia CNG si ha un fattore di riduzione del volume variabile tra 65, 200 e 250 o 320 volte, attorno ai tre-decimi di quello ottenibile con il sistema di trasporto GNL. In generale, il sistema CNG si differenzia da quello di gasdotti o di GNL, attualmente, solo per le tecnologie sviluppate per il contenimento del gas naturale che richiedono consumi bassi e distanze corte.

Come si è visto, anche se l'infrastruttura di gasdotto tradizionale rimane importante nella fornitura di gas naturale agli utenti finali, può essere comunque by-passata con le tecnologie di GNL e CNG. Infatti, il gas naturale, estratto in campi di produzione, può essere compresso ad alta pressione oppure liquefatto, stoccato in carri bombolai oppure nelle cisterne di GNL e portato all'utenza finale oppure ai distributori. Tali tecnologie sono molto diffuse in Europa (Germania, Olanda e Scandinavia in primis) nell'utilizzo del metano e dei vari gas associati/biogas. Parlando di GNL, questo può essere utilizzato dagli utenti finali senza coinvolgere le infrastrutture di gasdotto, a patto che il cliente finale (distributore, industria, stazione di rifornimento) abbia un rigassificatore idoneo. Alla fine del capitolo e negli allegati sono riportati i risultati di uno studio dei servizi Small Scale GNL in Europa e alcuni approfondimenti sul CNG e il GNL in Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda.

4.3 Le caratteristiche di essential facilities dal punto di vista della concorrenza tra diversi tipi di trasporto di metano

La condizione necessaria per individuare l'infrastruttura del gasdotto come essential facility consiste nella verifica dell'esistenza di non-duplicabilità (essenzialità) dello stesso. Con il termine non-duplicabilità ci si riferisce sia al concetto di riproducibilità (creare una copia di una risorsa già esistente), sia a quello di replicabilità (creare un'infrastruttura alternativa). La differenza consiste nella distinzione delle condizioni di non-duplicabilità.

Nel caso di produzione di una copia di un'infrastruttura già esistente, i costi fissi assoluti di realizzazione dell'infrastruttura del gasdotto sono tali da non rendere conveniente ad alcun soggetto

⁹⁸ In Italia l'utilizzo delle bombole dei materiali compositi risulta ancora limitato a causa della normativa fiscale vigente.

(pubblico o privato) la duplicazione dello stesso. Il caso mostrato nel capitolo precedente, inerente al gasdotto Italia-Algeria valutato da Shell, ne è una prova. Inoltre, l'attuale configurazione delle reti di trasporto del gas naturale in Italia e la resistenza socio-politica alla costruzione di nuovi gasdotti sia onshore che offshore costituiscono una vera e propria barriera per l'entrata di nuovi attori che intendano sviluppare nuove infrastrutture (gasdotti). Attualmente in Italia l'infrastruttura dei gasdotti è socialmente ed economicamente non-duplicabile: la creazione di una copia delle reti già esistenti implica infatti dei costi di realizzazione troppo elevati in rapporto ai profitti conseguibili, in considerazione della saturazione del mercato generata dalle reti esistenti. Per quantificare il valore dei costi delle infrastrutture dei tipi alternativi di trasporto e effettuare una valutazione sulla eventuale replicabilità (creare un'infrastruttura alternativa), si ricorre ai dati su costi della costruzione delle infrastrutture in questione: gasdotti, impianti di CNG e di GNL.

Le tre modalità di trasporto vanno studiate su diverse fasce di quantità trasportata per identificare le eventuali nicchie di mercato nelle quali alcuni tipi di trasporto possono essere convenienti. Per esempio, il costo totale del progetto Nabucco⁹⁹ era di 7,9 miliardi di euro. Il Nord Stream¹⁰⁰ costava, secondo Gazprom, per il tratto onshore in Russia e in Germania sui 6 miliardi di euro, mentre il tratto offshore è costato 8.8 miliardi di euro. Le prime stime sul costo totale del progetto South Stream¹⁰¹ sono progressivamente cresciute fino a toccare la cifra di 19-24 miliardi di euro.

I costi di costruzione degli impianti di GNL sono stimati in base ad alcuni progetti realizzati in Italia (Rovigo, Panigaglia, Livorno) e ad alcuni terminal di GNL installati in Europa (Spagna e Regno Unito). Gli impianti per il GNL sono ad alto costo di investimento e presentano un limite inferiore di economicità per il singolo impianto di trattamento di 2,5-3,5 milioni di tonnellate per anno. Ciò comporta la necessità di avere risorse assicurate equivalenti a circa 3,5 mld cbm all'anno e contratti di vendita per almeno 20 anni. I progetti per il trasporto del gas naturale liquefatto in grosse quantità vengono impostati, come gli altri progetti di approvvigionamento di tale misura, su durate lunghe di 20-25 anni e con impegni definiti di consegna e di ritiro. Il gas naturale liquefatto può essere agevolmente trasportato sia su grandi distanze che sulle distanze medie o piccole. (Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi).

Si possono anche utilizzare le stime di Fornovo Gas Distribuzione¹⁰² e delle altre imprese del settore, per i costi di costruzione di impianti di CNG: per un impianto di piccola-media grandezza si stimano 4-10 mln euro¹⁰³.

⁹⁹ Il gasdotto Nabucco era un progetto volto alla realizzazione di una nuova via di importazione del gas naturale proveniente dalla zona del Caucaso, del Mar Caspio e, potenzialmente, del Medio Oriente. Avrebbe dovuto collegare la Turchia con l'Austria (<http://www.limesonline.com/gas-ue-nabucco-addio-leuropa-sceglie-il-tap/49352>)

¹⁰⁰ Il Nord Stream è un gasdotto che, attraverso il Mar Baltico, trasporta direttamente il gas proveniente dalla Russia in Europa. ([Http://www.nord-stream.com/](http://www.nord-stream.com/))

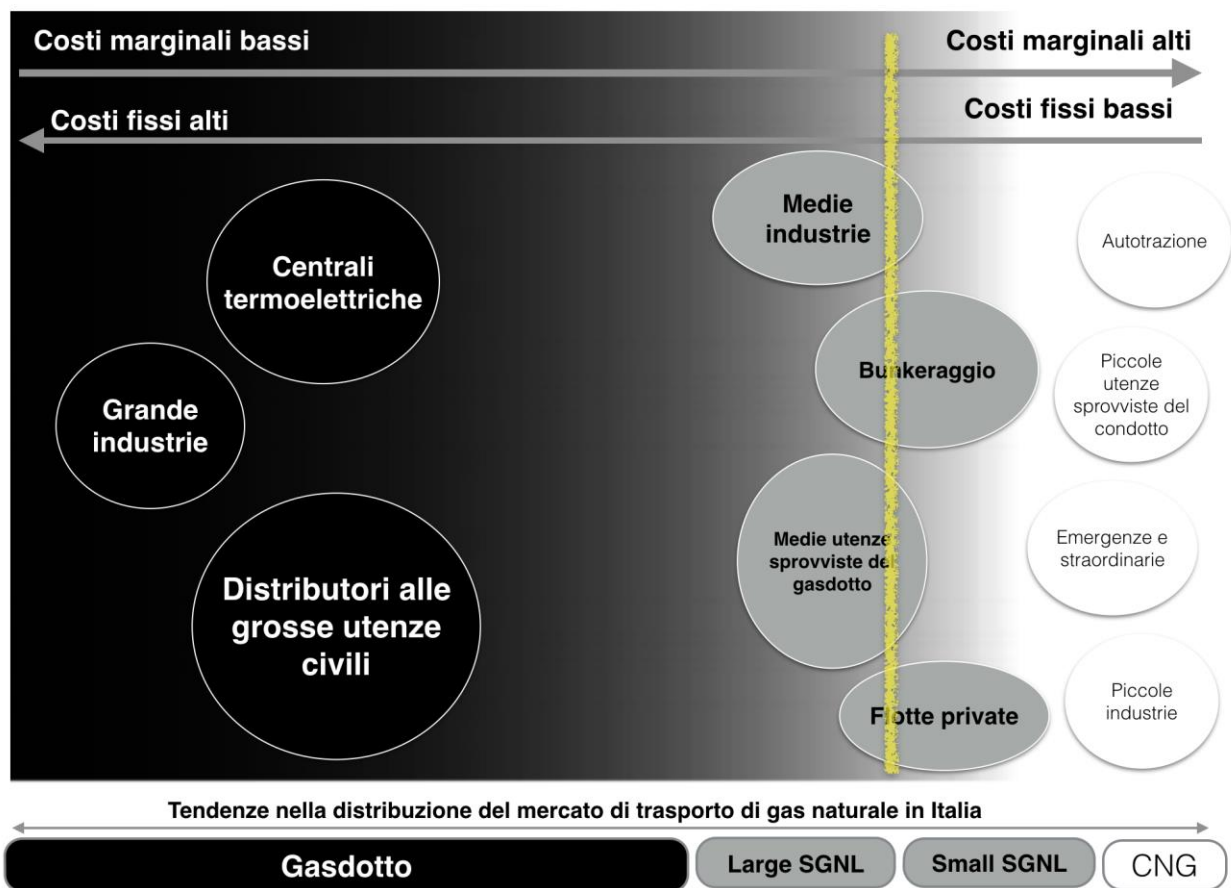
¹⁰¹ Il South Stream era un progetto volto alla costruzione di un nuovo gasdotto che avrebbe dovuto connettere direttamente Russia ed Unione europea, eliminando ogni Paese extra-comunitario dal transito. ([Http://www.south-stream-offshore.com/](http://www.south-stream-offshore.com/))

¹⁰² Fornovo Gas Distribuzione S.r.l. è leader italiano nel servizio di forniture straordinarie e di emergenza di CNG nel Nord Italia.

Fonte: <http://www.fgdst.it>.

Si fa notare che le valutazioni economiche sono da intendersi come prime stime generali: le modifiche tecniche necessarie per gli impianti e le infrastrutture esistenti e i relativi costi dipendono sensibilmente dal “business model” e dalla specificità di ogni singolo impianto. Una stima attendibile dei costi per la realtà italiana potrà essere fornita solo a valle di studi di fattibilità dedicati. La Figura 11 mostra le stime sulla spartizione del mercato di trasporto del gas naturale tra diversi tipi di trasporto. Il trasporto via gasdotto ha alti costi fissi e minori costi marginali. Mentre il trasporto via GNL e CNG ha costi fissi relativamente minori e costi marginali più alti. Essendo il gasdotto già esistente, trasportare con tale modalità la maggior quantità di metano risulta essere più efficiente.

Figura 11 La spartizione del mercato di trasporto tra diversi tipi di veicolazione del metano



La linea gialla mostra il confine oltre il quale ci potrebbe essere concorrenza tra i diversi tipi di trasporto, ovvero dove il costo fisso della creazione delle infrastrutture è più basso e i costi marginali del utilizzo delle infrastrutture più alti; la rete dei gasdotti potrebbe essere duplicabile con le nuove soluzioni

¹⁰³ Centrale di compressione: 2 compressori (1 di riserva): 300.000 euro uno; 1 erogatore doppio alta portata: 35.000 euro; 1 cabina misura: 20.000 euro; Montaggio, condotte ecc.: 30.000 euro. Opere elettriche, compreso cabina tensione: 60.000 euro. Opere edili: piazzali, recinzioni, box carri bombolai, illuminazione, ecc.: 250.000 euro. Ingegneria: 60.000 euro. Terreno: stimato 1 mln euro. 4 carri bombolai/cisterne 250.000 euro uno; 4 Cabine di riduzione 70.000 euro una. Camion/minivan per 500.000 euro; Costi personale, gestione e altri. Totale stimato 4mln euro.

di trasporto di CNG e GNL solo in alcune nicchie. Si tratta prima di tutto delle piccole e medie taglie di consumo: sotto 5-10 mln cbm al anno (CNG) e entro 50-100 mln cbm all'anno (per il GNL – Small Scale GNL). Tuttavia il problema infrastrutturale con il Large Scale GNL si ripropone con riferimento alla necessità di realizzare i terminali di stoccaggio e rigassificazione nelle aree di carico/scarico delle navi e nei punti di consumo. La complessità della tecnologia impiegata (cicli frigoriferi per basse temperature, leghe speciali, misure di sicurezza, navi metaniere dalla tecnologia sofisticata) ne rende a volte più costoso il trasporto e lo stoccaggio rispetto al trasporto in gasdotto/CNG e allo stoccaggio sotterraneo di gas non liquefatto, almeno per le brevi/lunghe distanze e modeste/grandi quantità. Il costo di tali opere, in aggiunta a quello puramente economico della costruzione dell'impianto, deve essere misurato tenendo conto anche delle forti resistenze di carattere ambientale manifestate dalla popolazione nei confronti degli impianti di rigassificazione/stoccaggio. Comunque, il trasporto di metano liquefatto su Small Scale GNL è sempre più diffuso, considerando i vantaggi indicati. Gli ostacoli importanti sono di natura economica invece, e proprio a causa dei costi fissi notevoli il Large Scale GNL non risulta sempre competitivo. L'attuale tendenza all'allungamento della vita utile delle navi metaniere, fino a 35-40 anni, la creazione dei nuovi economici sistemi di rigassificazione e lo sviluppo tecnologico dei materiali criogenici per lo stoccaggio/trasporto aprono nuovi spazi allo sviluppo competitivo del gas naturale liquefatto su Large Scale GNL in Italia, con l'aumento della disponibilità di distributori/vettori e con la diminuzione del costo di trasporto. La realtà degli Stati dove l'implementazione del GNL è stata fatta con maggior successo fa pensare a prospettive interessanti per il GNL. Nel caso di consumi medi dell'utente maggiori di 50-100 mln cbm all'anno, le infrastrutture di gasdotti rimangono ancora non-duplicabili e, di conseguenza, essenziali per i clienti con elevato consumo annuale.

Rispetto all'infrastruttura di CNG e di GNL, i componenti dell'infrastruttura di gasdotto sono poco riutilizzabili in altri progetti. Per esempio i tubi di alta pressione, le centrali di spinta, i lavori di preparazione e progettazione, i centri di stoccaggio sono molto costosi dal punto di vista degli investimenti ed è praticamente impossibile spostarli ed utilizzarli in altri posti senza perdere considerevolmente il valore dell'infrastruttura. Inoltre ci sono anche gli investimenti nella costruzione dei tratti di gasdotti transfrontalieri e i tratti della rete con la quale verranno collegati i sistemi di stoccaggio. Anche queste sono infrastrutture poco riciclabili in altri progetti. Dal punto di vista della non-duplicabilità dell'infrastruttura, la riciclabilità di alcuni elementi di quelle di CNG e di GNL riduce i rischi dell'investimento nella costruzione, diminuendo ulteriormente i costi e quindi favorendo il vantaggio di essi nella competitività con il gasdotto.

Si potrebbe valutare la non-duplicabilità in relazione alle due principali funzioni che svolgono le reti di metanodotti: la flessibilità nelle consegne e la copertura quantitativa della domanda. Per quanto concerne la flessibilità delle consegne, la fornitura attraverso il gasdotto rappresenta un alto livello di rigidità contrattuale, in quanto le forniture tradizionali sono soggette ad accordi annuali e pluriennali e a sconti sulla quantità acquistata. I contratti di importazione sono di solito di natura Take or Pay e tali

condizioni di contratti ToP spingono le imprese importatrici a vendere tutto il gas in downstream al fine di evitare le penali per il gas non ritirato. Le richieste di flessibilità nelle consegne per alcuni periodi (emergenze, forniture straordinarie legate al ciclo produttivo, forniture stagionali, la sospensione delle forniture per le difficoltà economiche) difficilmente possono essere soddisfatte se non erano previste nei contratti stipulati. Ciò deriva dal fatto che l'infrastruttura di gasdotto è poco flessibile anche dal punto di vista tecnico: in un certo diametro di tubo deve passare una certa quantità di gas e non è fisicamente possibile farne passare di più o di meno. Altra caratteristica dei gasdotti, che influenza moltissimo la flessibilità di fornitura di metano, è la tempistica di costruzione di un gasdotto nel caso se ce ne sia necessità.

I tempi medi sono di 2-3 anni dal momento della richiesta di un nuovo tratto fino all'arrivo del metano all'utenza attraverso il nuovo metanodotto. Nel caso di emergenze, la riparazione o la sostituzione del gasdotto può richiedere tempi molto lunghi. In questo caso, l'alternativa è la consegna di metano con le tecnologie GNL e CNG che può essere effettuata in tempi molto più brevi (vedi settore di forniture di emergenza di CNG). Ovviamente, la tempistica effettiva dipende anche dalle quantità necessarie e dalle condizioni fisiche che il gas dovrebbe avere (pressioni, qualità di gas, ora di ritiro). In altre parole, alle utenze che richiedono il metano in tempi brevi ed imprevisti oppure per un periodo limitato, il gasdotto non può offrire la flessibilità idonea. Il gasdotto per sua natura male si addice là dove si configura un'utilizzazione del gas temporanea o in emergenza.

Per quanto riguarda invece la copertura quantitativa della domanda di gas, il trasporto attraverso i metanodotti è poco sostituibile per contratti relativi alle grosse e medie forniture industriali e per le imprese che gestiscono centrali termoelettriche. La fornitura di gas naturale attraverso i gasdotti potrebbe essere interrotta ai clienti industriali e/o alle centrali termoelettriche solo nel caso di emergenza al fine di liberare risorse da destinare al mercato delle utenze domestiche. La domanda dei grossi clienti industriali e/o delle centrali termoelettriche, risulta attorno al 60% di tutto il consumo di gas naturale in Italia. Difficilmente tali consumatori possono essere riforniti con le soluzioni alternative (CNG e GNL) in quantità necessarie per il loro ciclo produttivo. In questo caso, il trasporto di metano per un certo tipo di clienti richiede tutt'ora la condizione dell'essenzialità delle forniture.

A questo punto, la sostituibilità del gasdotto dipende dal costo fisso della realizzazione delle infrastrutture alternative e dai costi marginali nell'utilizzo. La scelta di passare ad un fornitore alternativo è subordinata in ultima istanza al prezzo del gas proposto nel mercato finale. Attraverso un'analisi della tendenza europea dell'aumento delle vendite di gas realizzate con gli strumenti alternativi di flessibilità (CNG e GNL), si possono ottenere delle stime utili al riguardo: proprio nell'utenza piccola e media si attesta una variazione immediata della domanda di trasporto via GNL e CNG rispetto ad una variazione del prezzo rispetto al gasdotto. In altre parole, ogni tipo di trasporto differisce dall'altro per quanto riguarda l'elasticità, ossia la sensibilità dell'utenza finale alle variazioni del prezzo. Sulla domanda impatta anche il

fattore dei costi di costruzione dell'infrastruttura in quanto con la variazione di questi costi si rendono più o meno disponibili le strutture sostitutive (per GNL e GNL).

Al di là delle valutazioni quantitative, restano due questioni cruciali nel determinare la non-duplicabilità del gasdotto per la competizione nella vendita di gas. La prima considera che per quanto la rete dei gasdotti sia sostituibile, solo per alcune utenze tale sostituibilità può essere completa ed accettabile, in particolare lo è per la domanda dei distributori ed delle industrie medie e piccole e per il settore dell'autotrazione. D'altra parte, per il maggior numero degli utenti il gasdotto costituisce un servizio essenziale e solo per soddisfare la domanda in alcuni punti critici, per esempio l'erogazione del gas di emergenza oppure di forniture legate al ciclo produttivo delle aziende, la richiesta di una capacità di trasporto alternativo (CNG e GNL) potrebbe essere vantaggiosa. Occorre tener conto che sul mercato italiano di trasporto del gas in modalità CNG e GNL operano imprese che dispongono in misura diversa di queste infrastrutture alternative, ma anche imprese che non ne dispongono. Queste ultime sono le imprese minori che operano sul mercato del dettaglio senza disporre né di impianti di GNL né di attrezzature di CNG – e dipendono quindi da altri concorrenti per il loro approvvigionamento - ma che svolgono comunque funzioni di compravendita e teoricamente dovrebbero procurarsi tutta la flessibilità attraverso il possesso delle infrastrutture necessarie. Le scelte in merito al possesso delle infrastrutture di CNG e GNL condizionano quindi particolarmente le possibilità per queste imprese di competere sul mercato e, d'altra parte, le informazioni poco diffuse sulle tecnologie nuove (CNG e GNL) incidono in modo fondamentale nel determinare l'efficienza dell'allocazione di impianti alternativi (CNG e GNL) nel territorio.

Nel valutare l'essenzialità delle facilities di gasdotti non bisogna dimenticare il fatto che la domanda di flessibilità e di copertura delle quantità necessarie riguarda soprattutto le imprese impegnate a servire il mercato di nicchia oppure utenti di taglia piccola e piccola-media. Sono infatti soprattutto i consumi di gas per emergenze, per il settore di autotrazione, artigianato oppure bunkeraggio marino che originano variabilità e una certa imprevedibilità della domanda. Nell'uso da parte delle grosse industrie – includendo i fabbisogni delle centrali termoelettriche – l'attraibilità delle soluzioni alternative è minore, anche se è in crescita la domanda di soluzioni di CNG e GNL anche per i grossisti, soprattutto per quelli che si trovano in vicinanza alla linea costiera.

Per i nuovi entranti nel mercato di trasporto del gas che non dispongono delle infrastrutture di gasdotti, le tecnologie di GNL e CNG rappresentano un'opportunità interessante nel servire i clienti di nicchia e promuovere la fornitura anche per la clientela storicamente connessa al metanodotto. In altre parole, le soluzioni alternative potrebbero costituire un forte incentivo allo sviluppo della competizione nel trasporto e vendita in downstream. Quindi se si sta cercando di far diminuire alla facility il suo ruolo essenziale per incentivare lo sviluppo della concorrenza (ritenendo essere questa la finalità primaria da raggiungere secondo il legislatore ed il regolatore) si potrebbe ritenere che il gasdotto tradizionale sperimenti una concorrenza dal CNG e dal GNL, anche se è una concorrenza ancora debole e che non è in

grado di raggiungere (sotto il profilo tecnico ed economico) una parte significativa dei clienti potenziali quale è quella relativa al mercato del consumo di gas delle grosse industrie grosse e centrali termoelettriche.

La duplicabilità nel senso della creazione di un'infrastruttura alternativa al gasdotto può essere realizzabile sia in senso tecnico che in senso economico e sociale, ma attualmente comprende solo una certa quantità di consegna oppure una certa tipologia di industrie. L'attività di trasporto di metano in modalità CNG e GNL viene già utilizzata in alcuni paesi europei ed in Italia¹⁰⁴, ed esperienze importanti nel settore sono già maturate. Le infrastrutture di trasporto di gas naturale che sono alternative a quelle del gasdotto non richiedono a nuovi entranti nessuna procedura di attribuzione della concessione da parte del regolatori. Allo stato attuale di liberalizzazione del mercato del gas si può affermare quindi che le infrastrutture di trasporto di metano di fatto sono parzialmente duplicabili con la creazione delle infrastrutture alternative, anche se si tratta ancora delle forniture di nicchia. Inoltre ci sono i forti ostacoli di natura economica e c'è la mancanza degli investimenti per la realizzazione degli impianti di produzione/trasformazione/consegna di CNG e GNL sia da parte dei distributori/clienti finali che da parte dei nuovi entranti.

4.4 Esempi di utilizzo del GNL e del CNG in Europa

Di seguito sono riportati alcuni esempi di paesi dove l'utilizzo di GNL e di CNG è più diffuso. In alcuni casi (Regno Unito e Olanda), l'utilizzo di GNL e di CNG ha avuto sulla filiera del gas naturale un impatto tale da sovvertire il sistema tradizionale a collo di bottiglia, in cui il trasporto attraverso la rete dei gasdotti costituiva l'essential facilities.

In paesi come Spagna, Regno Unito e Norvegia lo sviluppo del GNL ha inoltre beneficiato del fattore geografico: tutti i tre paesi si trovano infatti alla periferia dell'Europa e lontano dal suo centro "geometrico" (Germania-Austria), dove da decenni si concentrano i punti di interconnessione dei gasdotti su terraferma. La mancanza di una rete consistente di gasdotti ha dunque aiutato questi paesi a limitare "l'impatto" dei gasdotti (l'essential facilities) sullo sviluppo della filiera e tutti i problemi collegati, promuovendo invece l'utilizzo di sistemi alternativi come il GNL e il CNG.

L'attuale trend positivo che caratterizza lo sviluppo tecnologico dei materiali e delle infrastrutture a GNL e CNG ha dato un'ulteriore spinta per l'impiego di GNL e CNG in tutti i casi dove è richiesta energia, dall'ambito industriale al rifornimento dei mezzi di trasporto. I Paesi menzionati confermano la possibilità di una maggiore concorrenza nel settore di trasporto del metano anche in Italia. Nel caso di Spagna, Regno Unito, Norvegia e Olanda (per alcuni utenti), la rete dei gasdotti non è più il collo di bottiglia, ossia l'infrastruttura alla quale è necessario ricorrere al fine di ottenere una fonte energetica. Tale possibilità è

¹⁰⁴ Vedi Allegato 1.

reale anche per l'Italia: ci sono dunque delle opportunità per ridurre la dipendenza dalla rete di metanodotti e poter disporre di diverse possibilità di approvvigionamento, almeno per alcuni settori.

Spagna¹⁰⁵

La Spagna ha una produzione nazionale di gas naturale minima e una rete di trasporto poco interconnessa con la rete europea del gas. Questi due elementi hanno contribuito a rendere la Spagna il paese europeo con la maggiore capacità di rigassificazione in Europa per l'utilizzo di GNL, con una significativa capacità di stoccaggio di GNL presso gli stessi impianti di rigassificazione e la prima nell'impiego di GNL stesso ai fini industriali e di autotrazione.

Presso i numerosi terminali di rigassificazione spagnoli, si sono sviluppati nel corso degli ultimi dieci anni servizi di caricamento di GNL su autobotti e su bettolina, mentre sono in fase di studio il servizio di transshipment e di carico su treno. Quest'ultimo risulta di più difficile realizzazione in quanto la rete ferroviaria non è molto diffusa e mal collegata con il resto d'Europa. Inoltre poiché la rete di metanodotti non è molto diffusa, il numero di stoccaggi satelliti di GNL, alimentati da autocisterne, è molto elevato (>600). Infine la Spagna risulta essere il Paese europeo con il più alto numero di stazioni di rifornimento di GNL-CNG per autotrazione: tale successo è stato raggiunto anche grazie alla proattività di investitori privati con interventi diretti sia sulle flotte di camion alimentati a GNL sia attraverso piani di sviluppo di reti di distribuzione a GNL per il rifornimento dei mezzi pesanti. L'utilizzo di GNL per il rifornimento delle auto può avvenire anche senza rigassificarlo, cioè con l'impiego diretto di GNL nel serbatoio di camion/auto.

Norvegia

La Norvegia fa parte dell'insieme di Paesi tenuto a rispettare i limiti di riferimento per le aree SECA¹⁰⁶ già a partire da gennaio 2015. Poiché la particolare conformazione orografica e la non diffusa rete stradale rendono tradizionalmente preferito il trasporto marittimo, sono stati privilegiati gli investimenti nel trasporto marittimo rispetto a quello stradale.

Ad oggi, in Norvegia, sono già operativi 23 traghetti e 11 rimorchiatori o navi di supporto alimentati a GNL. Insieme al crescente utilizzo di GNL come combustibile nelle navi c'è stata una diffusione di micro impianti di liquefazione (utilizzati per alimentare le autocisterne che a loro volta riforniscono le navi alimentate a GNL nei vari scali portuali) anche da gas via gasdotto e da piccoli impianti satellite di GNL usati per alimentare le varie reti locali.

¹⁰⁵ Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL. MSE. Giugno 2015.

¹⁰⁶ Le aree SECA sono le particolari aree (SOx Emission Control Area) in cui vengono applicati dei limiti per le emissioni di solfati nell'atmosfera, e quindi per i contenuti di zolfo dei combustibili impiegati, più severi rispetto ai limiti applicati globalmente. Attualmente rientrano in questa categoria le seguenti regioni geografiche: Mar Baltico, Mare del Nord, Canale della Manica. Per regioni appartenenti ad altri Stati (California, Canada, Stati che affacciano sul Mediterraneo) è in corso di valutazione la pratica di riconoscimento.

Si segnala in particolare che la diffusione del GNL nel trasporto marittimo è stata supportata da un fondo volontario, avviato nel 2008 e avente come obiettivo la riduzione delle emissioni di NOx. I membri, che aderiscono volontariamente al fondo, sono principalmente operatori nei settori dei traghetti e delle navi mercantili. Gli aderenti versano al fondo un contributo per unità di NOx prodotta ricevendo dallo stesso finanziamenti per gli investimenti mirati a ridurre i livelli di emissione di NOx.

Olanda

Una situazione analoga a quella norvegese si ritrova in Olanda dove, a partire dal 2011, il governo ha avviato la stipula di accordi (“Green Deals”) con cui il settore industriale olandese si è impegnato ad investire nello sviluppo di progetti pilota. Il governo da parte sua si è impegnato ad agevolare e velocizzare le iniziative proposte.

Uno di questi accordi è rappresentato dal “Wadden and Rhine Green Deal” nel cui ambito è stata costituita nel 2012 la “National LNG Platform”, alla quale partecipano le autorità governative olandesi (Ministero degli Affari Economici, Ministero delle Infrastrutture e dell’Ambiente, Autorità portuali di Amsterdam e Rotterdam), le principali realtà del mondo del gas olandese e soggetti industriali operanti nel settore dei trasporti. L’iniziativa è svolta mantenendo un collegamento con le istituzioni extra-nazionali (International Rhine Commission e European ISO organisations) e le autorità dei Paesi confinanti (Germania e Belgio).

L’iniziativa ha per obiettivo il cosiddetto “50/50/500”: entro il 2015 dovranno essere operativi, in Olanda e nei paesi immediatamente confinanti, 50 navi marittime, 50 navi per acque interne e 500 mezzi pesanti stradali alimentati a GNL.

Regno Unito

Il Regno Unito ha un’importante produzione nazionale di gas naturale, che tende a diminuire con l’esaurirsi dei giacimenti del Mare del Nord. La tendenza è quindi di dotarsi di nuovi impianti di rigassificazione e di potenziare quelli esistenti.

La mancanza di una rete capillare di gasdotti, in particolare nelle aree rurali della Scozia, è stata compensata con dei serbatoi satelliti di GNL alimentati via autobotte, come avvenuto in Spagna.

Lo stoccaggio strategico e di modulazione di gas naturale viene in massima parte affidato ai numerosi giacimenti esauriti onshore ed offshore, ma è presente anche un impianto storico di stoccaggio a GNL, che opera con gas liquefatto a partire dal gas di rete.

La rete di distribuzione a GNL per il rifornimento dei mezzi pesanti è in pieno sviluppo. Il Dipartimento per i Trasporti e l’Industria ha sviluppato un progetto sul potenziale uso di gas naturale per l’alimentazione di veicoli commerciali pesanti (HGV, Heavy Goods Vehicles), in particolare motrici di

autotreni (trailer truck), offrendo finanziamenti ai consorzi che avessero raggiunto un risparmio del 15% sulle emissioni di CO2.

4.5 Conclusioni

Le nuove tecnologie di trasporto di metano sono state create e sviluppate con l'obiettivo di fornire una più ampia offerta di servizio lungo la filiera del gas. Le diverse tecnologie hanno ognuna vantaggi e svantaggi per quel che riguarda i costi del servizio, la flessibilità nella fornitura, le tempistiche di consegna, l'utilizzo di importatori/produttori alternativi e così via. Per gli importatori ed i produttori, lo spostamento di questa risorsa in modalità GNL e CNG, crea una possibilità alternativa di arrivare al mercato in downstream bypassando le reti essential facilities. Per i consumatori finali ed i distributori, questo implica un'offerta più ampia, e determina una diminuzione dei costi.

L'analisi effettuata nel presente capitolo mira a fornire una logica nel processo di qualificazione di una determinata infrastruttura per comprendere se può essere definita essential facility. E' stato studiato l'impatto delle nuove tecnologie sull'equilibrio nel mercato di trasporto del metano in Italia, concludendo che, al momento, i gasdotti continuano ad avere le caratteristiche di essential facilities poiché le nuove tecnologie di spostamento del gas naturale riescono per ora a coprire solo nicchie di mercato, mentre per la maggior quota del mercato non possono essere considerate come sostituiti del gasdotto tradizionale.

In Italia, a differenza di altri Paesi Europei, siamo ancora in presenza di essential facilities nel settore del gas naturale. Tali differenze sono dovute soprattutto a motivi storici e geografici, ma il successo in altri paesi nell'utilizzo in maniera efficiente ed efficace dei metodi alternativi al gasdotto, rende più facile e più concreto ai Paesi come l'Italia il progetto in un futuro anche a breve termine di seguire la stessa strada.

CONCLUSIONI GENERALI

Abbiamo aperto questo lavoro ricordando che il gas naturale è un combustibile indispensabile in molti settori della vita quotidiana.

In presenza di un bene economico di tale rilevanza le implicazioni nel suo approvvigionamento ed utilizzo non possono non essere di interesse economico, giuridico, nonché tecnologico ed ambientale.

Attualmente la rete dei gasdotti italiani non appare più un bene che va necessariamente condiviso per la concorrenza nel mercato, almeno per alcuni tipi di clienti. Infatti la domanda di alcune utenze di trasporto di metano può essere soddisfatta sia dai gasdotti, ma anche dal GNL o dal CNG in modo parallelo oppure in modo complementare. Sia il GNL che il CNG, nel caso di investimenti nelle necessarie infrastrutture di supporto, assistono ad un razionamento della domanda per quanto riguarda i servizi fondamentali di fornitura agli utenti finali. L'aumento di impiego di queste soluzioni alternative (GNL e CNG) nel mercato di trasporto di metano potrebbe indurre un cambiamento del comportamento strategico dell'impresa dominante delle reti dei gasdotti tradizionali attraverso l'aggiornamento dei prezzi praticati al servizio. Inoltre l'applicazione delle nuove tecnologie di trasporto, CNG e GNL, comporterebbe uno stato di crisi sugli investimenti nella rete dei gasdotti poiché gli utili derivanti dall'uso del GNL e del CNG sarebbero ovviamente reinvestiti in queste nuove tecnologie, rendendole sempre più convenienti ed economiche e competitive rispetto al trasporto tradizionale.

Sappiamo che la duplicabilità di una infrastruttura alternativa in senso economico, non è più condizionata dal pagamento di un corrispettivo da parte del subentrante al concessionario presente nel caso si tratti di utilizzo delle infrastrutture che sono fuori dal controllo dell'Autorità. Inoltre le tariffe e/o la regolamentazione non possono costituire una barriera all'entrata per le imprese di trasporto di gas naturale, che hanno già dovuto pagare i corrispettivi all'inizio della loro attività di trasporto di metano attraverso i gasdotti e che hanno iniziato ad utilizzare queste tecnologie nuove per by-passare le reti dei metanodotti.

Ad oggi siamo però ancora davanti a delle essential facilities. Infatti, sempre concentrandoci sull'Italia, le nuove tecnologie, vantaggiose sotto numerosi aspetti, non fanno ancora una vera concorrenza, poiché coprono solo qualche nicchia di mercato. Le reti di gasdotto tradizionali rimangono dunque ancora delle essential facilities e vengono subordinate alla regolamentazione. Sono ancora in vigore i contratti del tipo Take-or-Pay, che impattano sulla filiera del gas naturale e richiedono un intervento del regolatore per gestire le quote di trasporto

Il panorama italiano ed internazionale differisce naturalmente in diversi aspetti, ma gli utilizzi e gli interessi sono comuni. Fondamentale sarà quindi il confronto con modelli attivi in altri paesi per cogliere vantaggi e svantaggi delle diverse decisioni.

Dall'analisi effettuata, risulta evidente che si potrebbe generare una spirale virtuosa a favore delle nuove tecnologie rispetto alle tecnologie esistenti. Di fatto, allo stato attuale, le nuove tecnologie presenti ad oggi non ci consentono ancora di rispondere in modo negativo alla domanda: "Le reti di gasdotti vanno ancora regolamentate?".

BIBLIOGRAFIA

ANON., 2011. *Target Model for the European Natural Gas Market, a report prepared for Gdf Suez branch infrastructures*. London: Frontiera Economics Ltd

ANON., 2013. Paper sulla liberalizzazione del gas naturale. Assolombarda – Gruppo Energia, pp. 28-29.

Armstrong, M., Cowan, G.B.S., Vickers, J., 1994. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Massachusetts: MIT Press

Aune, F. R., Golombek, R., Sverre, A., Kittelsen, C., and Rosendahl, K. E., 2001. *Liberalizing the Energy Markets of Western Europe-A Computable Equilibrium Model Approach*, Memorandum, *University of Oslo Department of Economics*

Azaino, E. U., 2013. Natural Gas Contracts: Do take or pay clauses fall foul of the rule against penalties? *CEPMLP Annual Review – CAR*, 16

Beccarello M., Floro D., 2011. *Il mercato del gas naturale*, in Stagnaro, C., a cura di, 2011. *Indice delle liberalizzazioni 2011*, Torino: IBL Libri, pp. 93-114

Beccarello, M., Piron, F., 2008. *La regolazione del mercato del gas naturale*. Catanzaro: Rubbettino Soveria Mannelli

Bjørnmose, J., Roca, F., Turgot, T., Smederup Hansen, D., 2009. *An Assessment of the Gas and Oil Pipelines in Europe*, directorate general for internal policies policy department an economic and scientific policies. Brussels, European Parliament

Camerano, S., Carriero, A., Palazzo, A., Screpanti, S., a cura di, 2013. *Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo*. *Cassa depositi e prestiti*, 12 Dicembre

Cavaliere, A., 2007. Liberalizzazioni e accesso alle essential facilities: regolamentazione e concorrenza nello stoccaggio di gas naturale. *Politica economica - Journal of Economic Policy (PEJEP)*. Bologna: Il Mulino

Cavaliere, A., 2007. *The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy*. *Oxford Institute for Energy Studies*, Registered Charity, No. 286084

Crémer H., Crémer J., De Donder, P, 2006, *Legal vs Ownership Unbundling in Network Industries*, *University of Toulouse (IDEI and GREMAQ)*

De Feo, F., Del Monte, A., 2012. *Regolamentazione strutturale delle imprese a rete. Nota preliminare*, <http://economia.unipv.it/pagp/pagine_personal/defeo/Networks_Notes_ITA.pdf>

Dorigoni, S., 2007. *Le tariffe in Italia*. Milano: Franco Angeli

Dorigoni, S., Portatadino, S., 2005. *Il trasporto del gas naturale: l'analisi delle tariffe*. Università Bocconi: Aracne

Foschini, F., 2011. Brevi cenni di riflessione sul tema del diritto dell'energia, sulle sue fonti comunitarie e sulle recenti riforme legislative, *Tigor: rivista di scienze della comunicazione*, A. III n.1 (gennaio-giugno)

Greco, L., Manenti, F., 2013. Bottleneck Access with Structural Regulation and Endogenous Competition. *SSRN* <http://ssrn.com/abstract=2273675> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2273675>, 3 Maggio

Gugler, K., Rammerstorfer, M., Schmitt, S., 2013. Ownership unbundling and investment in electricity markets - A cross country study. *Energy Economics*, 40

Juris, A., 1998. Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States. *Public Policy for Private Sector*, Note No141, April

Lowe, P., Pucinskaite, I., Webster, W., Lindberg, P., 2007. Lattice and National Grid Annual accounts, effective unbundling of energy transmission networks: lessons from the Energy Sector Inquiry. *Competition Policy Newsletter*, 1

Motta, M., Polo, M., 2004. *Antitrust: Economia e Politica della concorrenza*. Bologna: il Mulino

Mulder D., Shestalova V., 2006. Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case. *Competition and Regulation in Network Industries*, 7 (2), 197-231

Pietroni, D., Rumiati, R., 2004. *Negoziare*. Milano: Raffaello Cortina Editore

Pollitt, M., 2008. The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy Policy*, 36 (2), pp. 704-713

Sicca, L., 2009. *La gestione strategica dell'impresa*. Padova: CEDAM

Songhurst, B., 2014. *LNG Plant Cost Escalation*. Oxford University

Spulber, D., Yoo, C., 2009. *Networks in Telecommunications: Economics and Law*. Cambridge University Press

Testa, F., Stagnaro, C., 2011, Reti di trasporto gas e concorrenza nei mercati del gas: il caso Eni-Snam Rete Gas. *Sinergie Journal*, n. 86

Yafimava, K., 2013. The Eu Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU. *Oxford Institute for Energy Studies*

Fonti Normative

ACER, 2011, Annual Activity Report <http://www.acer.europa.eu/>.

Commissione Europea, 2011. Final Report on unconventional gas in Europe

Commissione Europea, 2012. Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union Commissione Europea (2012), EU energy in figures. Statistical pocketbook

Comunicazione della Commissione sulla definizione del mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto comunitario in materia di concorrenza, G.U. del 9 dicembre 1997, n. C 372, pp. 5-13

Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, 2003/55/CE, del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE

Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, 2009/73/CE, del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE

D.lgs. 23 maggio 2000, n.164 _ Norme per il mercato interno del gas naturale

DM 24 novembre 1984, Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8. G.U. 15 gennaio 1985, n. 12, suppl. ord.

ENTSO-G, 2011, Annual Report <http://www.entsog.eu/>.

ENTSO-G, 2012, Securing Europe's energy future <http://www.entsog.eu/>.

EUR-Lex Europa, 1997. Commission notice on the definition of relevant market for the purposes of Community Competition law. *Official Journal*, 372, 9 Dicembre

L. 17 Maggio 1999, n. 144, art. 41, attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale. G. U. del 20 Giugno 2000, n. 142

Ministero dello Sviluppo Economico, 2013. Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile

Ministero dello sviluppo economico, 2015. Strategia Nazionale sul GNL

Tesi di Laurea e tesi di Dottorato di Ricerca

Aucelluzzo, M., 2012. *Regolazione e concorrenza nel mercato del gas*. Tesi di Dottorato in Diritto Amministrativo. Università di Roma "La Sapienza", Dipartimento di scienze Giuridiche, sezione Diritto Pubblico

Fonda, E., 2010. *La disciplina giuridica del trasporto e della distribuzione del gas naturale: profili pubblicitici*. Tesi di Dottorato, Università degli Studi di Trieste, Facoltà di Economia

Fusco, R., 2011. *Procedimento autorizzatorio per gli impianti di rigassificazione*. Tesi di Dottorato in Scienze integrate per la sostenibilità territoriale, Università degli Studi di Trieste

Lodoli, F., 2010. *Considerazioni sul problema dei Rigassificatori tra Aggregazione del Consenso e Conflitto Ambientale*. Tesi di Dottorato, Università degli Studi di Trieste, Facoltà di Economia

Lupu, C., 2009. *Russia and EU at crossroads. The role of the Black Sea region in the European Energy Security*. Tesi di Dottorato, Università degli Studi di Trieste

Prosdocimi, M., 2012. *Analisi del mercato del Gas Naturale*. Prova finale triennale In Ingegneria, Università di Padova, Dipartimento di Ingegneria

Romandini, D., 2009. *La liberalizzazione del mercato del gas in Italia. Il riaffidamento delle concessioni per la distribuzione del gas-naturale*. Tesi di Laurea in Legislazione delle costruzioni e della sicurezza. Università di Bologna, Facoltà di Ingegneria

Romano, M., 2009. *Regolazione e concorrenza nei servizi a rete. Il mercato del gas*. Tesi di Dottorato. Università del Molise, Dottorato di ricerca in Diritto Pubblico dell'Economia e dell'Ambiente

Saule, F., 2010. *Infrastrutture, prezzi, regolamentazione dei mercati del gas naturale*. Tesi di Dottorato. Università degli Studi di Trieste, Facoltà di Economia

Fonti in Internet

Adriatic LNG. Informazioni sulle navi metaniere, <<http://www.adriaticlng.it/wps/wcm/connect/9507c058-b700-46c1-87f6-ad6b13fcd854/06+Metaniere+e+rimorchiatori.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=9507c058-b700-46c1-87f6-ad6b13fcd854>>. [Data di accesso: 12-09-2015]

Agi.it. Terminale GNL in Sardegna, Arborea. Informazioni su Small Scale GNL, <http://www.agi.it/innovazione/2015/03/20/news/energia_alla_3a_arborea_oristano_primo_rigassificatore_sardo-231570>. [Data di accesso: 12-11-2015]

ASA. Azienda Servizi Ambientali. Informazioni sulla rete di distribuzione del gas in Italia. Relazione annuale, <http://www.asaspa.it/web/images/relazione_sulla_gestione_formato_per_lettura.pdf>. [Data di accesso: 15-07-2015]

Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico. <<http://www.autorita.energia.it>>. Rapporti annuali 2011-2012-2013-2014-2015, informazioni sulla struttura del mercato del gas naturale, quote delle singole aziende lungo la filiera (produzione, importazione, distribuzione, vendita), <http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/15/15.htm>. Prezzi e tariffe, <<http://www.autorita.energia.it/it/prezzi.htm>>. Dati statistici, <http://www.autorita.energia.it/it/dati/elenco_dati.htm>. Riferimenti normativi, <http://www.autorita.energia.it/it/docs/riferimenti/riferim_normativi.htm>. [Data di accesso: 2014-2016]. Snam Rete Gas la certificazione finale in separazione proprietaria, 15 novembre 2013, <http://www.autorita.energia.it/it/com_stampa/13/151113.htm>. [Data di accesso: 20 novembre 2013].

Indagine conoscitiva sull'attività di stoccaggio del gas naturale, <<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/051-09visall.pdf>> [Data di accesso: 20-12-2015]

Borsa Italiana. L'Indice di concentrazione di Herfindahl-Hirschman, <<http://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/indici-concentrazione-settore.htm>>. [Data di accesso: 01-08-2015]

Cassa depositi e prestiti. Informazioni sul trasferimento del 40,9% del capitale di CDP RETI a State Grid e a investitori istituzionali italiani; comunicati stampa, <<http://www.cdp.it/media/comunicati-stampa/cdp-trasferito-il-40-9-del-capitale-di-cdp-reti-a-state-grid-e-investitori-istituzionali-italiani.html>>. [Data di accesso: 15-10-2015]

Edison. Informazioni sul rigassificatore GNL di Rovigo, <<http://www.edison.it/it/rigassificatore-di-rovigo>>, Relazione finanziaria 2014 e Relazione contabile, <http://www.edison.it/sites/default/files/documenti/1relazione-gestione2014_0_0.pdf>. [Data di accesso: 08-11-2015]

Enciclopedia degli idrocarburi. Caratteristiche dei giacimenti, <http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_1/pag451-486ITA3.pdf> [Data di accesso: 20-06-2015]

Eni S.p.A. Storia dell'azienda, <http://www.eni.com/it_IT/azienda/storia/la-nostra-storia.page>. Informazioni sulla liberalizzazione del mercato http://www.eni.com/it_IT/azienda/attivita-strategie/attivita_strategie.page, cessione delle quote http://www.eni.com/it_IT/media/comunicati-stampa>. Stato di proprietà, < http://www.eni.com/it_IT/azienda/profilo-compagnia/profilo-compagnia.shtml >. [Data di accesso: 2013-2016]
Conversione unità di misura GNL e CNG, <http://www.eni.com/it_IT/azienda/cultura-energia/fattori-conversione-energia/fattori-conversione-energia.shtml>. [Data di accesso: 05-05-2015]

Federmetano. Elenco delle aziende del settore CNG, <<http://www.federmetano.it/elenco-carri-bombolai>>. [Data di accesso: 11-09-2015]

FGE Italiana Gas. Carri bombolai per il trasporto CNG. Costi e infrastruttura. <<http://www.fgeitalianagas.it>> [Data di accesso: 11-09-2015]

Fornovo Gas Distribuzione S.r.l. Descrizione mercato CNG: forniture straordinarie, forniture in emergenza, avvio delle reti con i serbatoi, <<http://www.fgdst.it/it/servizi>>. Esempi di funzionamento del CNG, <http://www.fgdst.it/it/case_history>. Dati statistici e stime dei costi, <<http://www.fgdst.it/it/news>>. [Data di accesso: 2014-2016]

Gasdotto Trans Adriatico. Informazioni sul progetto e sui costi per la realizzazione, <<http://www.tap-ag.it/media-e-comunicazione>>. [Data di accesso: 2015]

Gi.Ma.Gas. Informazioni su forniture straordinarie gas metano ad uso industriale e civile. Costi di realizzazione dei carri bombolai adibiti al trasporto del gas metano CNG, <<http://www.gimagas.it>>. [Data di accesso: 21-09-2015]

GNL Italia. Il gas naturale liquefatto e la catena del GNL, <http://www.gnlitalia.it/it/attivita/La_rigassificazione/Gnl.html>. Informazioni sulle tecnologie del GNL e costi di esercizio, costruzione e manutenzione di impianti Large Scale GNL, <<http://www.gnlitalia.it/it/attivita/infrastrutture/>>. Codice di rigassificazione, <<http://www.gnlitalia.it/it/index.html>>. Il contesto regolatorio, <<http://www.gnlitalia.it/it/attivita/quadro-regolatorio/contesto-regolatorio/>>. [Data di accesso: 2013-2016]

Il Metano. Informazioni sulla competitività nel settore trasporto CNG, <<http://www.ilmetano.com>>. [Data di accesso: 13-09-2015]

Il sole 24 ore. Informazioni su Small Scale GNL: camion e navi, <<http://www.ilsole24ore.com/art/impresa-e-territori/2014-10-15/navi-e-camion-alimentati-gnl-vantaggi-il-portafoglio-e-l-ambiente-143659.shtml?uid=AB92PS3B&fromSearch>>. [Data di accesso: 11-07-2015]

Il sole 24 ore. Infrastrutture di GNL in Italia: Small Scale GNL sulle zone portuali, <<http://www.ilsole24ore.com/art/impresa-e-territori/2014-05-15/italia-palo-infrastrutture-portuali-stoccaggio-e-rifornimento-gas-naturale-175232.shtml?uid=ABae5YIB&fromSearch>>. [Data di accesso: 11-07-2015]

Il sole 24 ore. Prezzi Gazprom per l'Italia nel 2015, <<http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2015-04-29/quest-anno-gazprom-gas-meno-caro-30percento-212444.shtml?uid=ABv2Q5XD>>. [Data di accesso: 11-11-2015]

Il sole 24 ore. Servizi portuali di GNL a Genova, <<http://www.ilsole24ore.com/art/impresa-e-territori/2015-02-27/genova-da-via-piano-regolatore-portuale-2-miliardi-185017.shtml?uid=ABalkp1C&fromSearch>>. [Data di accesso: 11-07-2015]

Italgas. Informazioni utilizzate per costruire la filiera del gas naturale in Italia, <<http://www.italgas.it/it/attivita/distribuzione/>>. Infrastrutture della distribuzione, www.italgas.it/it/attivita/infrastrutture/. Regolazione della distribuzione, <<http://www.italgas.it/it/attivita/quadro-regolatorio/contesto-regolatorio/>>. [Data di accesso: 2013-2016]

International Energy Agency. Informazioni sul mercato dell'energia: consumi, prezzi, importatori, esportatori e altro. <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>. [Data di accesso: 20-12-2015]

Lavoce.info. Stime dei costi di rigassificazione e del rigassificatore, <<http://www.lavoce.info/archives/10311/se-il-rigassificatore-e-una-cattedrale-nel-mare/>>. [Data di accesso: 01-10-2015]

Liguria Gas. Informazioni su modalità di trasporto di CNG, <http://www.liguria-gas.com/index.php?option=com_content&view=article&id=12&Itemid=117>. [Data di accesso: 12-09-2015]

MAS Metano. Le caratteristiche di concorrenza nelle forniture di CNG nelle metropoli come Milano, <<http://masmetano.jimdo.com/servizi>>. [Data di accesso: 13-09-2015]

MASSETANI GAS. Informazioni su manipolazione, compressione e trasporto gas naturale (metano), <<http://www.massetanigas.it/il-gruppo-massetani.html>>. [Data di accesso: 11-08-2015]

MEIC Services. Stime delle forniture di CNG nelle zone rurali, <<http://www.meicservices.it>>. [Data di accesso: 13-09-2015]

ME.TRA S.r.l. Informazioni su forniture di metano nelle zone montane, <<http://www.metrasrl.com/index-1.htm>>. [Data di accesso: 13-09-2015]

Metano Foligno. Stime su costi di parco dei carri bombolai di CNG, <<http://www.metanofoligno.it/carri-bombolai-forniture-metano>>. [Data di accesso: 11-09-2015]

Metano Toscana. Dettagli delle forniture di metano nelle zone sprovviste del gasdotto, <<http://www.metanotoscana.com>>. [Data di accesso: 15-09-2015]

Oil and Non Oil Fiera. Presentazione su Forniture emergenziali di gas metano su gomma: nuova realtà e sviluppi del mercato, Stefano Franciosi, <http://www.oilnonoil.it/relazioni_seminari/12_metano_per_auto/franciosi/Franciosi_Forniture_emergenziali_gas_metano.pdf>. [Data di accesso: 01-09-2015]

OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. Informazioni sul Rigassificatore Offshore Toscana per l'avvio della procedura aperta per il conferimento della capacità di rigassificazione, <http://www.oltoffshore.it/wp-content/uploads/OLT-Informazioni-sito-web_aggiornamento.pdf>. [Data di accesso: 20-07-2015]

PennEnergy. Stima dei costi di costruzione, utilizzo e manutenzione delle navi metaniere. <<http://www.pennenergy.com/topics/lng-tanker.htm>>. [Data di accesso: 22-04-2015]

Piccini. Trasporto Metano e Biometano, competitività. <<http://www.piccini.com/metano/trasporto-biometano>>. [Data di accesso: 13-09-2015]

Shale Gas. Informazioni sul gas non convenzionale, <<http://www.eniscuola.net/2012/01/10/shale-gas/>>, [Data di accesso: 20-10-2015]

SNAM. <<http://www.SNAM.it>>.

Informazioni sull'azienda proprietaria del gruppo Snam. Sistema Gas in Italia, <<http://www.snam.it/it/sistema-gas/>. Regolazione <http://www.snam.it/it/regolazione/>>. Comunicati stampa, <<http://www.snam.it/it/media/>>.

Relazione Finanziaria Annuale 2014, <http://www.snam.it/export/sites/snam/repository/file/investor_relations/bilanci_relazioni/bilanci_annuali/2014/Relazione_finanziaria_annuale_2014.pdf>. [Data di accesso: 2014-2015]

Snam Rete Gas, Informazioni su società di trasporti di gas naturale, <<http://www.SNAMretegas.it>>.

Capacità di trasporto e tariffe di trasporto,

http://www.snamretegas.it/en/services/Thermal_Year_2014_2015/Gas_transmission_tariffs/.

Conferimento e transazioni di capacità, modalità di accesso al servizio di trasporto. Aa. 2011-2012-2013-2014-2015, <http://www.snamretegas.it/it/servizi/Anno-termico_2015_2016/>, <http://www.snamretegas.it/it/servizi/Anno-termico_2014_2015/>, <http://www.snamretegas.it/it/servizi/Anno-termico_2013_2014/>, ecc.
Codice di Rete Snam Rete Gas, <http://www.snamretegas.it/it/servizi/Codice_di_rete/>.
Le infrastrutture di Snam Rete Gas, <<http://www.snamretegas.it/it/attivita/infrastrutture/>>.
Il contesto regolatorio, <<http://www.snamretegas.it/it/attivita/quadro-regolatorio/contesto-regolatorio/>>.
Piano di realizzazione di nuova capacità e di potenziamento della rete di trasporto, <http://www.snamretegas.it/export/sites/snamretegas/repository/file/Anno_termico_2015x16/Informazioni_utenti/piani_capacita/Piano_Capacita_e_Potenziamento_Rete_2015-2016.pdf> [Data di accesso: 2013-2016]

Società Gasdotti S.p.A. Informazioni sul secondo proprietario di gasdotti in Italia, <<http://www.gasdottitalia.it/it/node/5>>.

Consultazione codice di rete e confronto con i concorrenti, <<http://www.gasdottitalia.it/it/content/procedure-general>>.

Dati su capacità di trasporto e conferimento di trasporto, <<http://www.gasdottitalia.it/it/content/anno-termico-2014-2015>>.

Descrizione delle reti di trasporto, <<http://www.gasdottitalia.it/it/content/descrizione-del-sistema-di-trasporto>> [Data di accesso: 12-09-2015]

Staffetta Quotidiana – Quotidiano delle fonti di energia. Costi di utilizzo del GNL a Rovigo, <<http://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=247201>>. [Data di accesso: 01-06-2015]

Zannoni. Informazioni sul funzionamento di un'azienda nel mercato di CNG sprovvista di mezzi propri. <<http://www.zannoni.it/fornituremetanoemergenza.asp>>. [Data di accesso: 12-09-2015]

ALLEGATI

Allegato 1

Strategia italiana nell'impiego di GNL e CNG¹⁰⁷

Attualmente in Italia si discute per la predisposizione e la successiva adozione di una strategia nazionale per il GNL e il CNG. L'esigenza di valutare tale strategia deriva da due atti propulsivi, uno di iniziativa nazionale e l'altro connesso a specifiche previsioni in ambito comunitario.

Il Governo Italiano si è infatti impegnato in sede parlamentare ad adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e redistribuzione nonché norme per la realizzazione dei distributori di GNL e di CNG, in tutto il territorio nazionale, anche al fine di ridurre l'impatto ambientale dei motori diesel nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione per gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l'uso del GNL e del CNG.

A livello comunitario, la Commissione Europea (CE), con la direttiva 2014/94/EU, del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 22 Ottobre 2014, sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha previsto che gli Stati Membri adottino, entro il 2016, dei piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore industriale e dei trasporti. In tale contesto per il GNL la Direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T ("Trans-European Transport Network") e, entro il 31 dicembre 2030, nei principali porti della navigazione interna.

Sul versante dei trasporti stradali la Direttiva prevede che entro il 31 dicembre 2025 gli Stati Membri, sempre attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, realizzino un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico, almeno lungo la rete centrale della TEN-T, al fine di assicurare la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL. Gli Stati Membri sono tenuti inoltre a favorire un sistema di distribuzione adeguato per la fornitura di GNL nel rispettivo territorio, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL ai fini industriali.

¹⁰⁷ Tratto dal Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL, Ministero dello sviluppo economico, 2015.

La Direttiva DAFI, il cui recepimento è previsto nella legge di delegazione Europea per l'anno 2014 (A.C. 3123) in corso di esame al Parlamento, crea le condizioni in chiave EU per lo sviluppo di un mercato unico e di economie di scala. In particolare, la Direttiva contribuirà a ridurre la dipendenza dal petrolio del settore dei trasporti in UE, a costruire un sistema di trasporto nella UE competitivo, efficiente e sostenibile dal punto di vista delle risorse, a incoraggiare gli investimenti con normative chiare e stabili di medio periodo, in particolare con le previsioni delle infrastrutture minime, a ridurre le barriere tecnologiche e regolatori tra gli Stati membri (attraverso standard comuni e la interoperabilità), a facilitare lo sviluppo di un mercato unico delle infrastrutture per i carburanti alternativi e per i veicoli con alimentazione alternativa, a informare i consumatori (tipi di carburanti e compatibilità dei veicoli)¹⁰⁸.

Per la Direttiva DAFI i "Carburanti alternativi" sono quelli utilizzati almeno parzialmente per la sostituzione dei carburanti fossili nel settore dei trasporti e che hanno una potenzialità di contribuire alla decarbonizzazione ed al miglioramento delle prestazioni ambientali di questo settore, ed includono: elettricità, idrogeno, biocarburanti (come definiti nella Direttiva 2009/28/EC), gas naturale, incluso il biometano, nella forma gassosa (CNG) e liquida (GNL), gas di petrolio liquefatto (GPL).

Nell'ambito del pacchetto dell'Energy Union, proposto dalla CE e sul quale il Consiglio dei Ministri dell'energia ha adottato le proprie conclusioni l'8 giugno 2015, sono previste 15 azioni tra cui la seguente, specifica per il GNL: "L'UE ha bisogno di diversificare la propria fornitura di gas e di renderla più resistente alle interruzioni di approvvigionamento". La Commissione elaborerà una strategia globale per il GNL e il suo stoccaggio, e collaborerà con gli Stati Membri per sviluppare l'accesso ai fornitori alternativi, inclusa la rotta del Corridoio meridionale del gas, il Mediterraneo e l'Algeria, al fine di ridurre le dipendenze esistenti da singoli fornitori. La strategia della CE riguarderà anche le infrastrutture di trasporto necessarie a collegare i punti di accesso del GNL con il mercato interno, il potenziale di stoccaggio del gas in Europa e il quadro normativo necessario per garantire gas sufficiente negli stoccaggi per l'inverno. La CE si adopererà anche per rimuovere gli ostacoli alle importazioni di GNL dagli Stati Uniti e dagli altri produttori di GNL.

Inoltre, si ricorda che le normative concordate nel quadro dell'International Maritime Organization (IMO) stabiliscono che a partire dal 1 gennaio 2015 i limiti di zolfo nei fuels marittimi nelle regioni ad emissioni controllate (ECA e SECA), devono essere dieci volte inferiori a quelle del recente passato. In tale quadro, le iniziative industriali volte all'utilizzo del GNL nel bunkeraggio per i

¹⁰⁸ Direttiva 2014/94/EU

traghetti, i mezzi navali della guardia costiera e i trasporti navali interni, sono in fase di sviluppo avanzato e stanno dando vita a una nuova logistica necessaria per la distribuzione del metano liquido lungo le coste del Nord Europa.

Nell'area del Mediterraneo le legislazioni ambientali sulle emissioni da attività marittime non avranno limiti altrettanto stringenti rispetto alle aree ECA/SECA almeno sino al 2020. L'Italia, invece, ha posto una netta accelerazione sulla riduzione del tenore di zolfo rispetto a quanto previsto dalla direttiva (un limite dello 0,5% dal 2020). Dal primo gennaio 2018, infatti, nei mari Adriatico e Ionio (a condizione che gli Stati membri dell'Unione Europea prospicienti le stesse zone di mare abbiano previsto l'applicazione di tenori di zolfo uguali o inferiori) e comunque dal primo gennaio 2020 in tutti i mari italiani, il limite al tenore di zolfo dei combustibili marittimi dovrà essere dello 0,1%.

Inoltre, le esigenze di tutela ambientale nei porti, lungo le coste e le grandi arterie autostradali insieme alle prospettive di competitività crescente del GNL come fuel per i trasporti navali e terrestri stanno spingendo l'azione di istituzioni e aziende che intravedono un'opportunità di nuovo sviluppo industriale e di know-how.

Contestualmente, lungo le direttrici autostradali tra le frontiere olandesi, francesi e tedesche, si stanno sviluppando parchi di automezzi pesanti operanti con GNL, a cui vengono associati servizi di rifornimento e manutenzione. L'idea di lanciare una strategia complessiva sul GNL nasce quindi dalla circostanza oggettiva che una ipotesi di sviluppo del GNL nel settore dei trasporti marittimi e terrestri, nonché per la metanizzazione di aree residue del paese non ancora collegate alla rete non può che essere attuata, date le caratteristiche intrinseche del sistema del GNL e della sua logistica e considerata la necessità di utilizzare il fattore di scala per rendere il suo utilizzo diffuso in termini economici, se non in modo esteso all'intero territorio nazionale. Soluzioni limitate ad aree specifiche del territorio difficilmente troverebbero una giustificazione in termini di mercato e di ritorno economico degli investimenti necessari.

Per questo motivo si è pensato di analizzare la fattibilità di una strategia integrata che tenga conto di tutte le variabili interconnesse, mediante un documento che fornisca una panoramica il più possibile completa delle varie tematiche relative al GNL.

Il documento è stato redatto mediante un gruppo di lavoro coordinato dal MISE ed esamina i settori di utilizzo, il mercato del GNL, le previsioni di domanda nazionale nel campo dei trasporti e degli altri usi, le normative di sicurezza, la logistica, le possibilità di sviluppo in ambito portuale e del traffico marittimo, l'utilizzo come carburante per il trasporto stradale pesante, le innovazioni

normative utili a incentivarne lo sviluppo, la accettabilità sociale. Al Gruppo di lavoro hanno partecipato, oltre al MISE, i Ministeri delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) e degli Interni, le Regioni, le Capitanerie di Porto e le Autorità portuali, le Associazioni di settore interessate, i gestori dei Terminali LNG esistenti in Italia, enti quali RINA, CIG, ENEA e REF-E, ed altri soggetti interessati. Sono state sentite sul tema anche le principali associazioni ambientaliste nazionali.

Si precisa che tutto il lavoro riportato in questo documento e negli allegati è stato realizzato senza oneri aggiuntivi per la finanza pubblica ma esclusivamente con contributi volontari dei vari soggetti privati coinvolti e con il personale delle Amministrazioni pubbliche interessate.

Dall'analisi condotta dal MSE risulta che i principali vantaggi che possono derivare da una strategia finalizzata alla promozione dell'uso del GNL e del CNG nel sistema dei trasporti sono:

1. Coerenza dell'uso del GNL con gli obiettivi posti: ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiana ed europea. Il GNL vive una condizione di mercato particolarmente complessa per le dinamiche internazionali della domanda e dell'offerta ma la disponibilità di stoccaggi adeguati e, in futuro, capaci di attrarre navi provenienti anche dai mercati emergenti consentirebbe di godere di prezzi internazionali favorevoli, anche alla luce della globalizzazione del mercato del GNL e della prossima entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione. Inoltre, si favorisce la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della distribuzione del GNL e del CNG favorisce la crescita economica in relazione agli investimenti richiesti in infrastrutture, formazione e distribuzione ed apre a maggiori convenienze economiche per gli operatori industriali nazionali.

2. Vantaggi economici e tassazione

L'impatto che lo sviluppo della distribuzione del GNL e del CNG in Italia può avere sull'economia del Paese, va individuato nell'impulso che può dare ai settori delle costruzioni metalmeccaniche specializzate nell'impiego di acciai speciali, a quelli della progettazione e realizzazione di impianti di stoccaggio e distribuzione di liquidi criogenici, alla cantieristica navale, con un'offerta a mercati internazionali di prodotti sviluppati per le esigenze nazionali, all'industria automobilistica ed al suo indotto, oltre che all'industria dell'approvvigionamento e della distribuzione. Tuttavia gli obiettivi

di sviluppo e di penetrazione del GNL nei diversi impieghi e con particolare riferimento alla diffusione nel trasporto terrestre e negli usi industriali risultano strettamente connessi al tema della tassazione applicata al prodotto. Attualmente il livello di tassazione in materia di accisa previsto per il gas naturale – per gli impieghi sia nel trasporto terrestre sia negli usi industriali, laddove al prodotto viene applicata un'accisa contenuta in relazione alle possibilità di deroga e di agevolazione offerte dalla direttiva 2003/96/CE – risulta congruo con i benefici ambientali connessi all'utilizzo del prodotto.

Con riferimento a quanto sopra, si ritiene importante evidenziare che è necessario che l'attuale livello di tassazione in materia di accisa applicato al prodotto rimanga stabile e costante nel tempo, al fine di garantire sia la necessaria certezza per gli investimenti che gli operatori dovranno porre in essere per lo sviluppo del mercato del GNL, sia per far sì che i livelli di economicità del prodotto siano compatibili con le sue positive caratteristiche ambientali.

Tra le possibili criticità si indicano: l'esigenza di elaborare una visione il più possibile complessiva della strategia che tenga conto di tutti gli aspetti necessari per lanciare lo sviluppo armonizzato del settore, che richiede l'apporto condiviso di molti soggetti istituzionali e delle associazioni, in modo da fornire un quadro completo e stabile agli investitori. Necessario uno sforzo di coordinamento costante tra tutti i soggetti interessati, anche al fine di utilizzare al meglio le opportunità di finanziamento a valere su programmi comunitari e da parte delle istituzioni finanziarie;

Allegato 2

Tabella delle aziende operanti nel settore trasporto del CNG

	Nome società	Area di forniture	Numero carri/cisterne	Volume metano stimato al anno, in cbm	Quota per area, %	Quota nazionale, %
1	Fornovo Gas Distribuzione S.r.l.	Nord Centro	20	1650000	18,90034	8,362899138
2	Scandiano Gas S.r.l.	Nord Centro	5	640000	7,331042	3,243791181
3	Liguria Gas S.r.l.	Nord Centro	3	250000	2,863688	1,26710593
4	IL METANO SRL	Nord Centro	7	930000	10,65292	4,71363406
5	ME-TRA SRL	Nord Centro	18	1760000	20,16037	8,920425748
6	PICCINI PAOLO SPA	Nord Centro	19	1770000	20,27491	8,971109985
7	ZANNONI SRL	Nord Centro	4	410000	4,696449	2,078053725
8	M.A.S. S.r.l.	Nord Centro	11	1320000	15,12027	6,690319311
9	FGE Italiana Gas S.r.l.	Centro	5	340000	4,25	1,723264065
10	Massetani Gas S.r.l. ___7	Centro	7	870000	10,875	4,409528637
11	GAS SERVICE ABRUZZO S.r.l.	Centro	4	240000	3	1,216421693
12	METANO TOSCANA SRL	Centro	16	1380000	17,25	6,994424734
13	METANO SALARIA	Centro	2	240000	3	1,216421693
14	METANO ITALIA S.r.l.	Centro	6	650000	8,125	3,294475418
15	S.I.M. S.r.l.	Centro	8	650000	8,125	3,294475418
16	Centrale Metano Foligno S.r.l.	Centro e SUD	22	1830000	22,875	9,275215408
17	NATURAL GAS S.r.l.	Centro e SUD	18	1460000	18,25	7,399898632
18	METANO PUGLIA	Centro e SUD	4	340000	4,25	1,723264065
19	ECO ENERGY SRL	Sud	7	780000	26	3,953370502
20	S.G.MET SRL	Sud	7	460000	15,33333	2,331474911
21	METANAUTO SERVICE S.r.l.	Sud	3	300000	10	1,520527116
22	Sicilia Gas Di Grasso Carmelo	Sicilia	2	120000	4	0,608210846
23	MEIC SERVICES SRL	Sicilia	17	1340000	44,66667	6,791687785
	TOTALE NORD CENTRO			8730000		
	TOTALE CENTRO E CENTRO SUD			8000000		
	TOTALE SUD e SICILIA			3000000		
	TOTALE ITALIA			19730000		