



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE E AZIENDALI
"MARCO FANNO"

CORSO DI LAUREA IN ECONOMIA INTERNAZIONALE
L-33 Classe delle lauree in SCIENZE ECONOMICHE

Tesi di laurea

MERCATO NAZIONALE DEL GAS:
STRUTTURA ED EVOLUZIONE DEL SETTORE
ENERGETICO

The national gas market:
structure and evolution of the energy industry

Relatore:
Prof. Fontini Fulvio

Laureando:
Zannoni Serena

Anno Accademico 2015-2016

MERCATO NAZIONALE DEL GAS: STRUTTURA ED EVOLUZIONE DEL SETTORE ENERGETICO

Indice

PREMESSA	1
1. IL MERCATO DEL GAS NATURALE	
1.1 Mercato globale del gas naturale: riserve, produzione e consumi	2
1.2 Panorama energetico nazionale	4
1.3 Contratti Take or Pay (ToP)	5
2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE IN ITALIA	
2.1 Struttura del settore	8
2.1.1 Approvvigionamento	9
2.1.2 Trasporto e dispacciamento	11
2.1.3 Stoccaggio	12
2.1.4 Distribuzione	12
2.1.5 Vendita	14
3. EVOLUZIONE DEL MERCATO DEL GAS IN ITALIA: LA STRADA PER L'INTEGRAZIONE	
3.1 Sviluppo normativo del settore	15
3.1.1 Principi generali imposti dal legislatore (Unbundling, Third Party Access)	19
3.2 Motivazioni economiche: perché puntare ad un mercato del gas sempre più concorrenziale?	20
3.3 L'Italia dopo le riforme. Verso un mercato unico del gas	22
3.4 Conclusioni e prospettive future: direttrici da seguire ed azioni di intervento	24

MERCATO NAZIONALE DEL GAS: STRUTTURA ED EVOLUZIONE DEL SETTORE ENERGETICO

Premessa

Il gas naturale è una fonte di energia primaria in quanto può essere utilizzata così come viene estratta.

Tale fonte di energia è indispensabile in vari settori della vita quotidiana: è una delle principali fonti utilizzate per la produzione di energia elettrica, in Italia è utilizzata come combustibile per autotrazione sin dagli anni trenta e infine il gas trova utilizzo in ambito domestico, commerciale e industriale.

Per le sue caratteristiche, nel mercato energetico il gas naturale rappresenta una fonte di energia non facilmente sostituibile: esso 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 esistono, ma non sono ancora idonee ad essere dei perfetti sostituti.

Il gas infatti, offre vantaggi a livello ecologico in quanto i processi per la sua trasformazione generano una quantità di emissioni trascurabili, il trasporto avviene attraverso una rete di metanodotti quindi si evitano traffico, rumori e gas di scarico, infine non genera nessun problema di smaltimento. Inoltre presenta anche importanti vantaggi di economicità in termini di paragone con altre fonti energetiche quali l'energia elettrica, il GPL e il gasolio.

Scopo principale di questo elaborato, oltre a fornire informazioni generali del mercato del gas naturale nel mondo, è quello di illustrare la struttura del mercato italiano, nonché esaminare sotto il profilo economico l'evoluzione di tale mercato a seguito delle riforme comunitarie recepite nel nostro Paese, cercando infine di valutare il grado di integrazione raggiunto con gli altri mercati europei del gas.

Lo sviluppo del settore ha portato infatti profondi miglioramenti garantendo l'efficienza del mercato e la libertà di scelta del consumatore attraverso la competizione tra operatori.

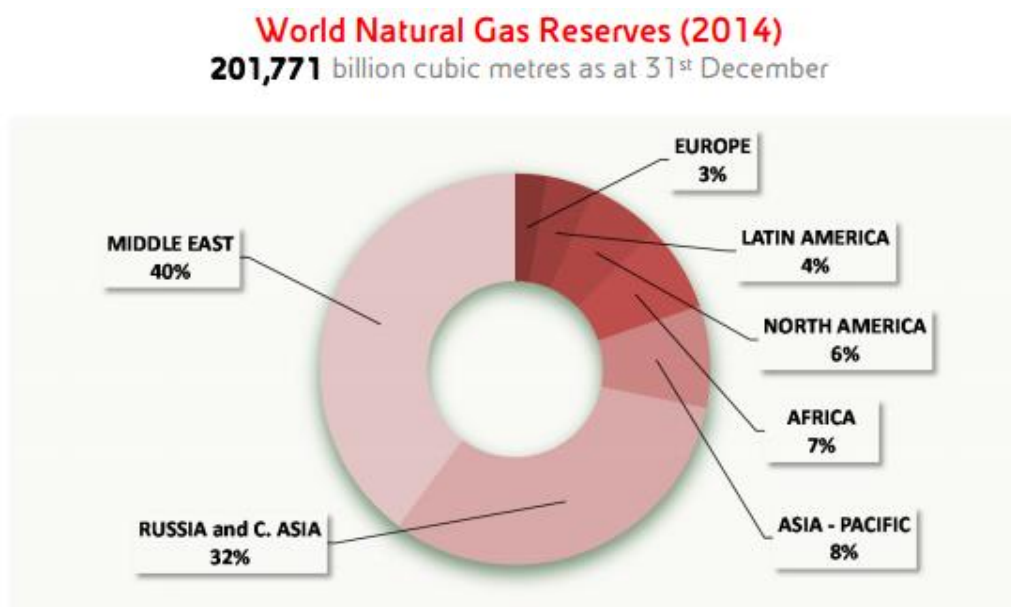
CAPITOLO 1

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

1.1 Mercato globale del gas naturale: riserve, produzione e consumi

L'importanza del gas naturale è aumentata nel corso degli anni per due ragioni: tra i combustibili fossili è il meno inquinante ed esistono grandi giacimenti in alcune zone del mondo. Quindi, dal punto di vista industriale, può essere utilizzato per rifornire di energia i grandi impianti produttivi, soddisfacendo gran parte del fabbisogno energetico che lo sviluppo richiede.

Il grafico evidenzia dove si concentrano le riserve certe di gas naturale nel mondo.
Fonte: World Oil and Gas Review 2015, Eni



Il gas naturale viene estratto dai giacimenti misti di gas e petrolio o solo di gas. In base ai dati più recenti disponibili dalla rassegna Eni (World Oil and Gas Review del 2015) i giacimenti conosciuti di gas ammontano a 201.771 miliardi di m³, in crescita dello 0,5% rispetto all'anno precedente.

I più grandi giacimenti conosciuti si trovano nel Golfo Persico (Qatar e Iran), ma il paese che singolarmente possiede le maggiori riserve conosciute è la Russia. Oltre ai tradizionali giacimenti, negli ultimi dieci anni il mercato ha sfruttato un'innovazione decisiva, ossia la

scoperta di numerosi giacimenti di shale gas¹ che hanno permesso l'intensificarsi della produzione. I paesi che godono delle maggiori disponibilità sono la Cina, l'Argentina e gli Stati Uniti.

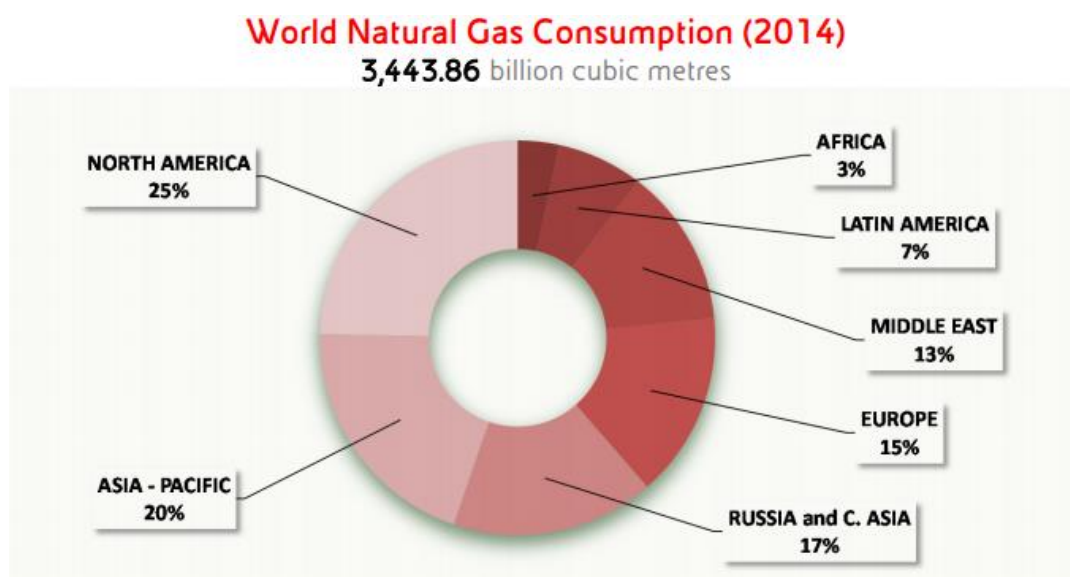
Anche se il mercato del gas trae beneficio da numerosi giacimenti, è noto come tale fonte di energia sia destinata ad esaurire: infatti, secondo i dati Eni², nel 2015 sono stati consumati, nel mondo, 3.444 miliardi di m³. Alla fine dello stesso anno le riserve ammontavano a 201.771 miliardi di m³; se si assumono consumi costanti, le riserve note si estinguerebbero nel giro di 59 anni.

Secondo i dati tratti dalla rassegna statistica mondiale su riserve, produzione e consumi, presentata da Eni nel 2015, la produzione mondiale di gas è rimasta sostanzialmente stabile. Gli Stati Uniti confermano la loro posizione di primi produttori per il terzo anno consecutivo, grazie soprattutto alle proprie riserve di shale gas. A seguire troviamo Russia, Iran, Qatar, Arabia Saudita, Canada e Norvegia.

Per quanto riguarda i consumi, Stati Uniti (con circa il 22% del gas mondiale consumato) e Russia (con circa il 12%) sono leader, seguiti da Cina (5%) e Giappone (4%).

Rilevante la quota dell'Italia che consuma circa il 2% del gas totale presente.

Il grafico evidenzia le percentuali di gas consumato dai vari paesi nel mondo.
Fonte: World Oil and Gas Review 2015, Eni



¹ Con il termine shale gas si intende il gas naturale intrappolato nelle rocce poco porose ad alta profondità; si tratta infatti di giacimenti non convenzionali che necessitano di tecniche di estrazione diverse.

² L'Eni, acronimo di Ente Nazionale Idrocarburi, è un'azienda multinazionale creata dallo Stato Italiano come ente pubblico nel 1953, convertita successivamente in società per azioni nel 1992. Presente circa in 69 paesi con più di 33.000 dipendenti, l'Eni è attiva nei settori del petrolio, del gas naturale, della produzione di energia elettrica.

1.2 Panorama energetico nazionale

In controtendenza rispetto agli ultimi anni, i consumi di gas naturale sono aumentati. Nonostante siano disponibili solo dati parziali per il momento, il Ministero dello Sviluppo Economico ha fornito il bilancio mensile dei consumi di gas naturale in Italia: i consumi tra gennaio e settembre 2016 ammontano a circa 48 miliardi di metri cubi, registrando un incremento rispetto allo stesso periodo del 2015 (+1,3%).

L'aumento dei consumi è stato sostenuto principalmente dai segmenti della domanda residenziale e dal settore termoelettrico.

La produzione nazionale presenta invece una tendenza opposta, registrando i livelli più bassi di sempre: oggi la produzione di gas sul territorio italiano copre i consumi per meno dell'8%. Tale calo rimane comunque in linea con la generale diminuzione della produzione in Europa. L'aumento generale dei consumi è quindi sostenuto per la maggior parte dalle importazioni. Prendendo sempre in considerazione il periodo tra gennaio e settembre 2016, si evidenzia una crescita delle importazioni del 4,9% rispetto allo stesso periodo del 2015 (da circa 45 siamo passati a 47 miliardi di metri cubi di gas importato).

Poiché l'aumento delle importazioni è stato superiore a quello dei consumi, il livello di dipendenza dall'estero è risalito, superando, anche se di poco, la percentuale del 90%.

Le importazioni via gasdotto hanno rappresentato il 90% del totale delle importazioni di gas naturale.

In particolare, sono incrementate le forniture provenienti dall'Algeria, dalla Russia e dalla Libia.

BILANCIO MENSILE DEL GAS NATURALE								
ITALIA (1)								
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)								
			Settembre			Gennaio-Settembre		
			2016	2015	Variaz. %	2016	2015	Variaz. %
a)	PRODUZIONE NAZIONALE (2)		507	550	-7,7%	4.184	5.080	-17,6%
b)	IMPORTAZIONI		5.341	4.929	8,4%	47.458	45.247	4,9%
	per punto di ingresso	MAZARA DEL VALLO	1.030	487	111,3%	13.212	5.387	145,3%
		GELA	368	610	-39,6%	3.541	5.622	-37,0%
		TARVISIO	2.291	2.622	-12,6%	20.230	22.505	-10,1%
		PASSO GRIES	1.057	734	44,0%	5.257	7.106	-26,0%
		PANIGAGLIA (2)	0	-	-	167	-	-
		CAVARZERE (2)	579	447	29,6%	4.416	4.427	-0,3%
		LIVORNO (2)	-	-	-	442	-	-
		GORIZIA	-	13	-100,0%	-	25	-100,0%
		ALTRI	16	15	4,4%	193	175	10,1%
c)	Esportazioni		10	14	-27,2%	139	156	-10,8%
d)	Variazione delle scorte (2)		1.184	1.336	-11,4%	3.126	2.433	28,5%
e) = a)+b)-c)-d)	Consumo Interno Lordo		4.655	4.128	12,8%	48.378	47.738	1,3%

Fonte: Ministero dello sviluppo economico - DGSAIE

(1) Preconsuntivi al netto dei transiti
(2) comprende consumi e perdite

Da questi dati si evidenzia la posizione dell'Italia nel mercato attuale: il fatto di essere un importatore quasi assoluto di una fonte di energia ancora ad oggi indispensabile, esclude il Paese dalle alte logiche di mercato e di formazione del prezzo della materia prima.

In quest'ottica sono stati previsti, anche in sede di strategia energetica nazionale dal Ministero dello Sviluppo Economico, miglioramenti e potenziamenti delle infrastrutture di ricezione del gas con lo scopo di creare condizioni di maggior concorrenza ed efficienza.

1.3. Contratti Take or Pay (ToP)

L'accesso al mercato del gas naturale è fortemente limitato a causa dell'elevato numero di contratti di acquisto di gas naturale che si chiamano "contratti Take or Pay". Tale tipologia di contratto caratterizza la somministrazione del gas tra produttori e consumatori. La somministrazione o fornitura di gas 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).

Il trasporto del gas naturale avviene per mezzo di infrastrutture come gasdotti e metanodotti, le quali implicano un notevole investimento iniziale di realizzazione. Inoltre, i paesi produttori dispongono di un numero molto limitato di paesi acquirenti, in genere sono soltanto quelli a loro collegati, in modo diretto o indiretto, tramite la rete di distribuzione. In caso di calo della domanda di gas, il paese produttore non può quindi vendere ad altri paesi il volume di gas invenduto poiché dovrebbe prima costruire altri gasdotti. Al fine di remunerare gli enormi capitali di rischio richiesti per lo sviluppo dei giacimenti, il paese produttore deve essere certo di vendere ogni anno un determinato volume di gas. L'accordo Take or Pay obbliga il paese acquirente a consumare ogni anno almeno un determinato volume di gas; la quantità di gas da remunerare è espressamente definita dal contratto come "annual minimum quantity" (AMQ). In caso di consumi annuali inferiori al previsto, il paese acquirente è comunque obbligato a pagare il volume di gas naturale concordato nel contratto ("annual minimum payment, calcolato dal prodotto del prezzo d'acquisto per AMQ). Da qui deriva il termine "Take or Pay" ossia "prendi oppure paga".

In conclusione, tale clausola garantisce al paese produttore la vendita annuale di un volume costante di gas naturale; d'altra parte la presenza del gasdotto consente ai paesi importatori di poter contare su un approvvigionamento costante e continuativo nel medio-lungo periodo.

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 su comune accordo.

L’obiettivo delle clausole di prezzo nei contratti ToP è quello di tentare di conciliare i diversi interessi delle parti. Nei contratti di breve durata, tipo spot, il gas viene 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.

La valuta di riferimento è normalmente il dollaro USA, ma in certi casi è utilizzato l’Euro.

La revisione del prezzo di norma dovrebbe avvenire ogni tre anni ma può essere richiesta anche prima da una delle parti solo in presenza di una motivazione realmente giustificata.

Questo tipo di contratti a lunga durata sono un’altra delle cause che rendono difficili le transazioni nel mercato, soprattutto per i nuovi player che faticano a guadagnarsi una posizione in un mercato ormai saturo.

Inoltre, la rigidità di questi accordi non è vantaggiosa in un mercato come quello attuale molto vulnerabile ai cambiamenti di domanda a causa della crisi economica e delle condizioni climatiche sempre più incerte.

Negli ultimi anni, dietro la spinta dei maggiori importatori, si sta perseguendo la via della rinegoziazione di tali contratti, cercando di limitare gli obblighi imposti e modificando le condizioni di vendita con l’obiettivo di rendere il mercato maggiormente flessibile e liquido, garantendo sempre la sicurezza degli approvvigionamenti e alimentando condizioni di concorrenza.

CAPITOLO 2

LA FILIERA DEL GAS NATUARLE IN ITALIA

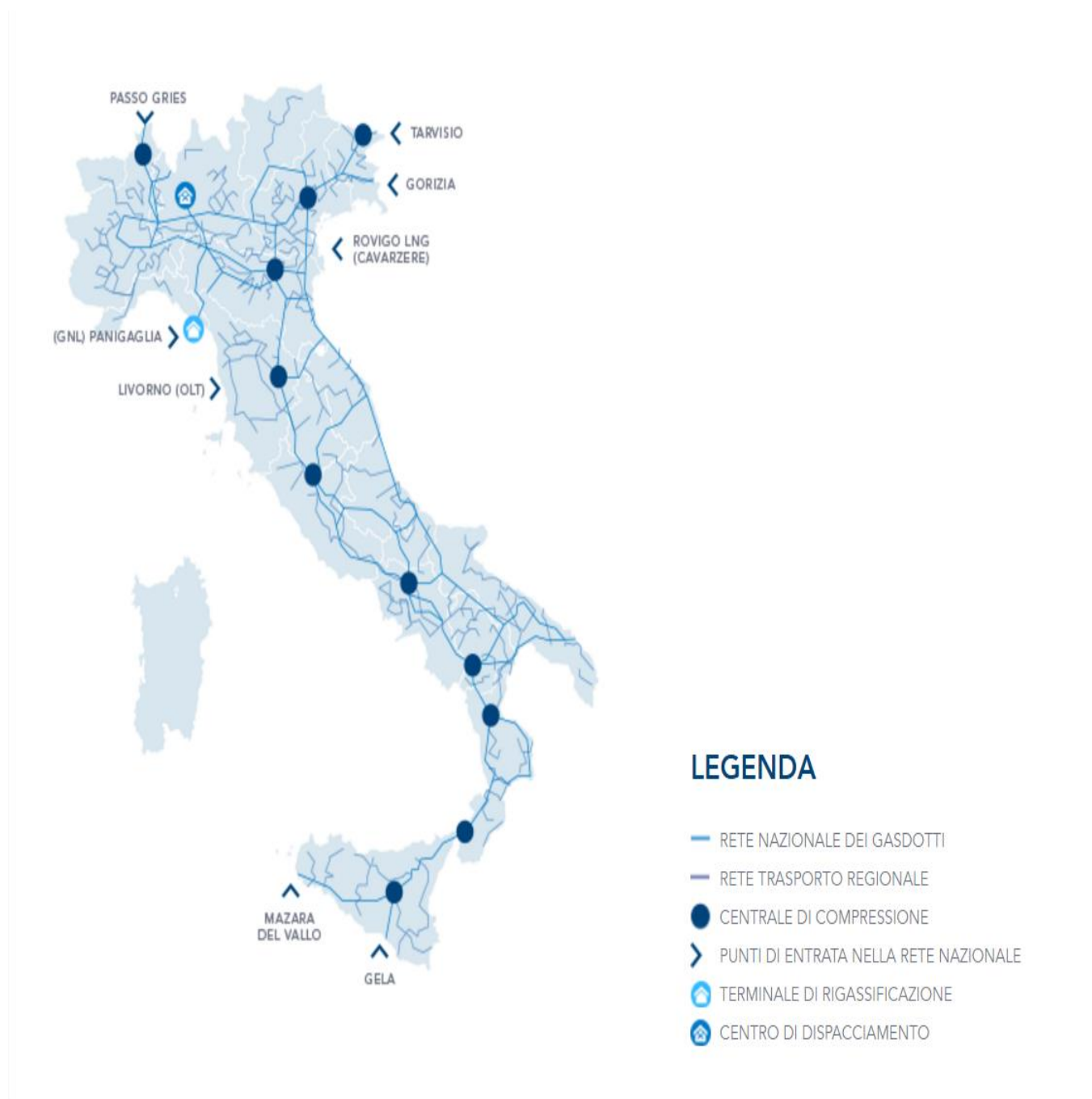
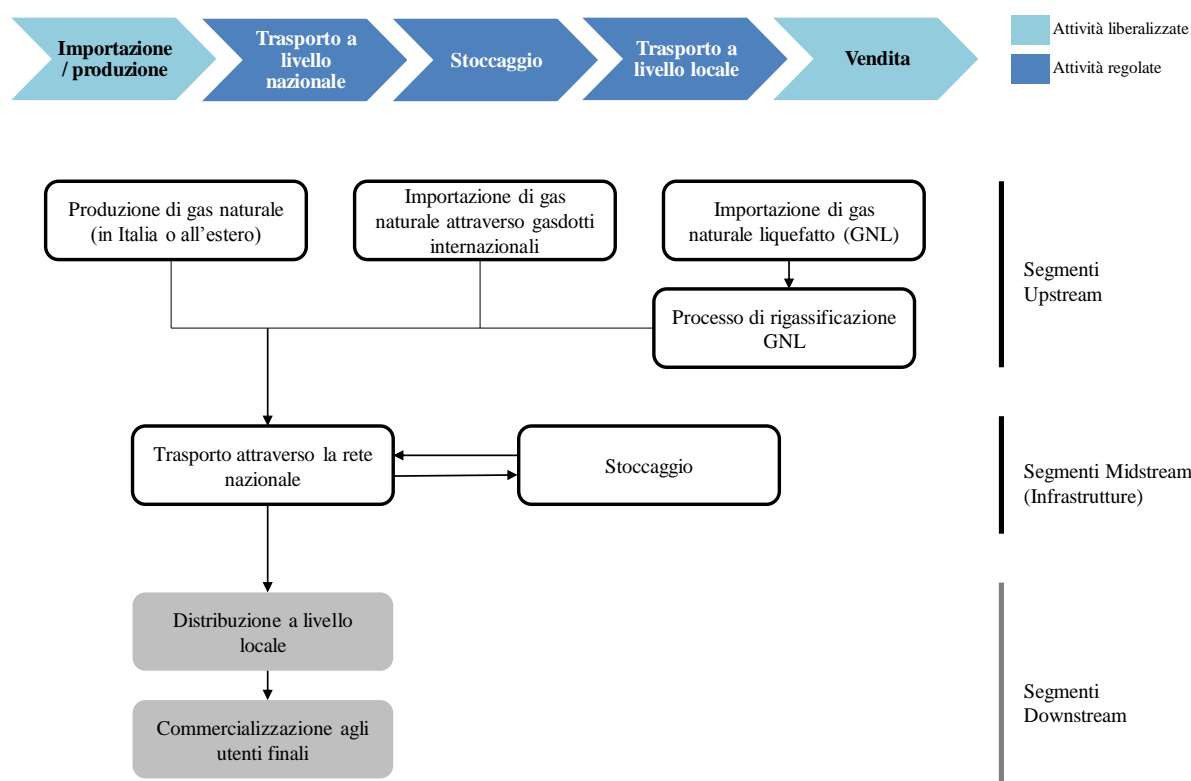


Figura 2. Sistema nazionale delle infrastrutture del gas (Fonte: Snam Rete Gas)

2.1 Struttura del settore



Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas prodotto in paesi stranieri e importato per mezzo di gasdotti internazionali o trasportato via mare con GNL (Gas Naturale Liquefatto) e importato tramite terminali di rigassificazione.

La rete di gasdotti che attraversa tutto il paese ha una lunghezza totale di 34.628 km.

L'Italia produce soltanto il 10% del fabbisogno interno di gas, tutto il resto viene soddisfatto da importazioni provenienti da diversi paesi quali Russia, con il gasdotto TAG (Trans Austria Gasleitung) che si raccorda alla rete nazionale a Tarvisio; Olanda, attraverso il gasdotto TENP (Trans Europe Naturgas Pipeline) e Transitgas, connesso alla rete in corrispondenza del passo Gries; Norvegia, sempre attraverso il gasdotto Transitgas; Algeria, attraverso il gasdotto sottomarino Transmed che si connette alla rete a Mazara del Vallo e infine Libia, con il gasdotto Greenstream, interconnesso alla rete in corrispondenza di Gela.

Il gas naturale arriva poi alle utenze finali attraverso un sistema integrato di metanodotti, composto da una rete nazionale che trasporta il gas dai punti di immissione in rete fino alle macro aree di consumo e da una rete regionale per la distribuzione locale.

Oltre alla struttura tecnica, per fornire una rappresentazione economica dell'industria nazionale del gas naturale si ricorre allo schema della filiera. Con l'espressione "filiera del

mercato del gas naturale” si intende 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.

Possiamo inoltre dividere la filiera in due segmenti a sé stanti: upstream e downstream. Con il termine upstream si intende l’attività relativa alla produzione/ importazione, stoccaggio e trasporto; mentre con il termine downstream si indicano appunto le fasi di distribuzione a livello locale e la commercializzazione.

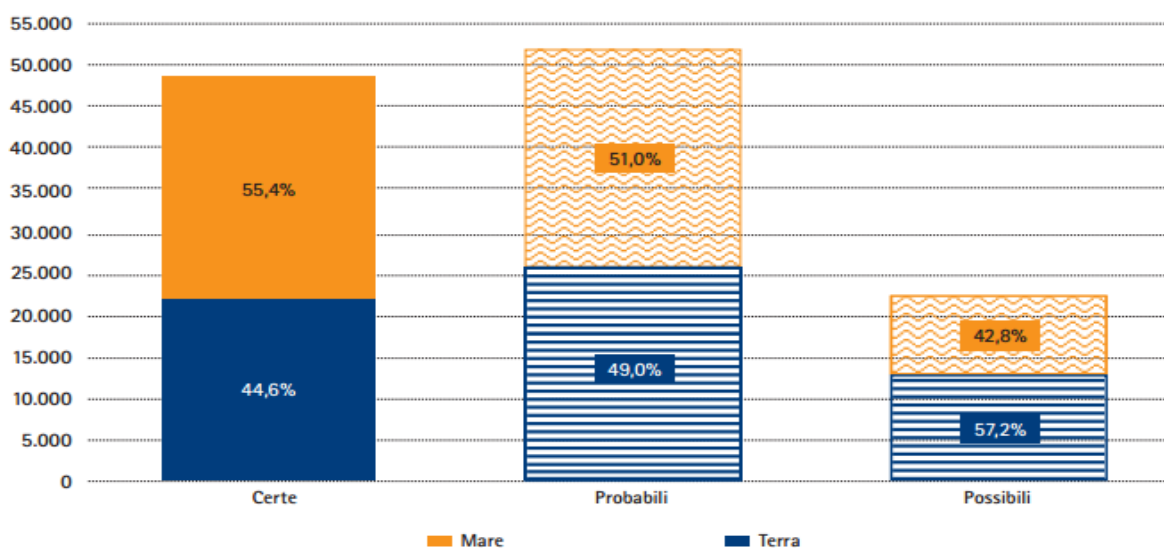
2.1.1 Approvvigionamento

Questa è la fase più a monte e comprende le attività volte al reperimento delle quantità di gas naturale necessarie per il fabbisogno energetico del paese consumatore. Ci sono due canali per reperire gas naturale: l’importazione e la coltivazione (o produzione); entrambe le modalità sono libere.

In base ai dati raccolti dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2016 sono stati estratti fino ad ora complessivamente 3.701 miliardi (m³) di gas.

L’84% 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 9,4%. La parte più rilevante delle riserve certe, il 54%, si trova in mare, mentre il restante 44,6% è localizzato in terraferma e specialmente al sud (32%).

(Grafico e dati tratti dalla relazione annuale sulle attività svolte dell’Autorità)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Da sottolineare però che, a partire dalla metà degli anni '80, l'Italia è divenuta un paese importatore netto di gas naturale. Fino ad allora la produzione nazionale aveva un peso maggiore delle importazioni nella copertura del fabbisogno.

Con il crescere della domanda (in particolare per la progressiva espansione dei consumi industriali e civili) le importazioni hanno cominciato ad assumere un peso sempre maggiore.

Secondo i dati della relazione annuale sull'attività svolta dall'AEEGSI infatti, si evidenzia un aumento nei primi mesi del 2016 delle importazioni di gas naturale (circa 47 mld/mc).

La sempre maggiore dipendenza dalle importazioni ai fini della copertura del fabbisogno è un fenomeno di grande rilevanza; una serie di elementi tra i quali: chi e come porrà in essere nuove iniziative nell'importazione di gas, le modalità contrattuali sottese alle importazioni, l'assetto regolamentare relativo al trasporto, stoccaggio e dispacciamento del gas importato, l'eventuale esistenza di un mercato centralizzato su cui offrire tale gas, assumono un'importanza centrale nella definizione delle prospettive concorrenziali del settore.

L'importazione avviene attraverso linee di gasdotti internazionali che collegano l'Italia con i maggiori produttori esteri (Libia, Algeria, Russia, Norvegia, etc.) e in quota minore anche via nave (GNL).

Nella filiera italiana l'operatore dominante, Eni, importa circa il 53,8% (32,079 mld/mc) del gas totale immesso nella rete italiana; il secondo operatore invece è Edison, con circa il 21,2%.

Una volta giunto ai punti di confine nazionali (punti di interconnessione con l'estero) il gas naturale viene immesso nella rete nazionale di gasdotti. Tre sono i principali punti di accesso della 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 impiegato nel trasporto del gas di provenienza norvegese e olandese. Per quanto concerne i terminali marini, il gas viene importato in forma liquefatta. In questo caso il gas estratto nei luoghi di produzione viene raffreddato fino a raggiungere lo stato liquido, per poi essere caricato sulle navi metaniere per raggiungere i nostri confini. Una volta giunto a destinazione, il GNL viene riscaldato (rigassificato) e immesso nella rete nazionale. In Italia si contano solo due rigassificatori attivi; quello di Panigaglia (La Spezia) e quello di Rovigo.

2.1.2 Trasporto e dispacciamento

Il trasporto del gas metano avviene attualmente secondo due modalità: il primo metodo è quello tradizionale, che impiega gasdotti ad alta pressione, il secondo impiega navi metaniere sulle quali viene caricato il gas allo stato liquido (GNL).

I gasdotti permettono il trasporto d'ingenti quantità di gas direttamente dal luogo di produzione a quello di consumo; quando non è possibile effettuale il trasporto tramite la rete perché le distanze non lo permettono, il gas viene liquefatto e trasportato in navi. Attualmente il 25% di gas viene trasportato con questa modalità.

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 o importazione ed in rete secondaria, con cui si intendono l'insieme dei condotti che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo. La rete della Snam rappresenta il 96% della rete primaria nazionale.

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 e che determinano economie di scala connesse allo sviluppo della rete di trasporto, questa fase della filiera presenta le caratteristiche di un monopolio naturale.

Per quanto riguarda le infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione, si tratta di settori che subiscono la vigilanza regolamentata da parte delle autorità competenti e che hanno conosciuto in tempi recenti cambiamenti notevoli. 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 del settore.

Per dispacciamento, invece, si intende l'attività di controllo della pressione della rete di trasporto attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale. Essa deve assicurare costantemente l'equilibrio tra domanda e offerta di gas naturale. Tale funzione è svolta in appositi centri di dispacciamento che sfruttano sistemi di telecontrollo a distanza raccogliendo ed elaborando in maniera coordinata le informazioni della rete.

Secondo i dati dell'autorità, nel 2015 l'assetto del trasporto del gas è rimasto sostanzialmente invariato rispetto agli anni precedenti, con dieci imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (perché alcune società hanno il controllo su entrambe). Con il 93% delle reti, Snam Rete Gas è il principale

operatore di questo segmento della filiera. La società, infatti, possiede 32.534 km di rete sui 34.857 km di cui è composto il sistema italiano.

2.1.3 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 della domanda.

In inverno il consumo di gas naturale è molto superiore al consumo estivo, mentre la disponibilità di gas naturale è relativamente costante. In questo modo per bilanciare i flussi, il gas naturale prodotto nei periodi estivi viene generalmente immesso nei giacimenti esauriti e può essere estratto durante l'inverno, quando la richiesta di gas è superiore al totale dell'offerta.

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 dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tali siti coprono una capacità totale di erogazione pari a 15,6 mld/mc, di cui 5,1 mld/mc destinati allo stoccaggio strategico per rispondere a situazioni di emergenza. I depositi si trovano nelle regioni Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Basilicata e Abruzzo. La proprietà e la gestione delle infrastrutture di stoccaggio sono gestite per la gran parte da Stogit, una società che fa parte del gruppo verticalmente integrato Snam e maggiore operatore italiano in questo segmento della filiera.

2.1.4 Distribuzione

Dai tubi di grande diametro della rete di trasporto nazionale, si diramano migliaia di chilometri di tubazioni più piccole dette "di allacciamento", che trasportano il gas naturale alle industrie e alle abitazioni.

Di tutto il gas distribuito in Italia, il 42% viene destinato agli usi civili e circa il 52% a quelli industriali e termoelettrici.

La distribuzione del gas naturale è notevolmente differenziata per area geografica. Le regioni settentrionali utilizzano circa il 70% del gas totale distribuito e circa il 60% dei chilometri di rete di distribuzione a media e bassa pressione. Tali evidenze riflettono il diverso grado di metanizzazione del Paese e le differenze climatiche tra le varie aree. La Lombardia è la

regione con i consumi più elevati e con la rete più estesa mentre la Sardegna non presenta reti di distribuzione di gas.

L'attività di distribuzione del gas naturale è un'attività di servizio pubblico, l'affidamento avviene tramite gara ad evidenza pubblica e i rapporti tra ente affidante e soggetto gestore vengono regolati con un contratto di servizio. La distribuzione di gas naturale non ha come destinatario il cliente finale, bensì il venditore: il compito del distributore si conclude infatti con il trasporto del metano attraverso le reti locali di bassa pressione.

Il distributore inoltre, 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 e non discriminante e nel rispetto del codice di rete³.

Di seguito viene riportata una classifica dei primi nove gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2015 (con volumi di gas naturale distribuito in mld/mc).

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA
Snam	7.542	24,3%
2i Rete Gas	5.187	16,7%
Hera	2.785	9,0%
A2A	1.832	5,9%
Iren	1.271	4,1%
Toscana Energia	1.127	3,6%
Asco Holding	683	2,2%
Linea Group Holding	639	2,1%
E.S.Tr.A.	547	1,8%
Altri	9393	30,3%
TOTALE	31.007	100%

³ Codice di rete: con la delibera n. 108/06 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha approvato il Codice di rete per il servizio di distribuzione del gas (CRDG).

Il CRDG è un atto di fondamentale importanza per lo sviluppo del mercato del gas in quanto è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione e le imprese di vendita.

2.1.5 Vendita

La vendita rappresenta l'ultimo segmento della filiera del gas ed è l'anello di congiunzione fra i clienti finali ed il resto della catena. Si tratta dell'attività commerciale che remunera a valle tutte le altre attività della filiera. Essa comprende le operazioni di approvvigionamento di gas all'interno del mercato nazionale, di marketing operativo, di gestione commerciale e di bollettazione, finalizzate alla vendita al dettaglio ai clienti finali.

Fino al 31 dicembre 2002 un unico soggetto era distributore e venditore per i clienti domestici e i piccoli consumatori; dal primo gennaio 2003 tutti i clienti finali sono considerati idonei, ossia in grado di scegliersi il proprio fornitore che deve essere necessariamente diverso dal distributore⁴.

Le imprese venditrici devono essere autorizzate dal Ministero per lo Sviluppo Economico. L'autorizzazione è rilasciata allorché il richiedente disponga di un servizio di modulazione adeguato, dimostri la provenienza del gas e l'affidabilità delle condizioni di trasporto e infine disponga di capacità tecniche e finanziarie adeguate. Le aziende che in Italia risultano autorizzate alla vendita ai clienti finali, mediante rilascio formale dell'autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, sono ben 571 (dato del Ministero dello Sviluppo Economico aggiornato al 1 ottobre 2016).

Nella recente "Relazione annuale", l'AEEGSI ha constatato che il mercato al dettaglio del gas naturale sta mentendo un buon grado di apertura in quanto i consumi nel mercato libero sono in crescita mentre quelli del mercato tutelato hanno subito una diminuzione. Ciò identifica un trend positivo di crescita e apertura alla concorrenza nel mercato finale.

⁴La vendita finale di gas naturale in Italia è stata completamente liberalizzata a partire dal 1° gennaio 2003, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 164/00. Il processo di liberalizzazione del mercato del gas verrà approfondito nel capitolo successivo.

CAPITOLO 3

EVOLUZIONE DEL MERCATO DEL GAS IN ITALIA:

LA STRADA PER L'INTEGRAZIONE

3.1 Sviluppo normativo del settore

La liberalizzazione del mercato del gas, che sta avvenendo in questi anni nel mercato europeo, è un processo lungo e difficile che ha preso avvio dalle decisioni di politica economica dell'Unione Europea.

Per integrare meglio i sistemi economici dei singoli paesi si è pensato che si potessero aprire alla concorrenza anche i mercati dell'elettricità e del gas, generalmente chiusi ed in mano ad aziende monopolistiche nazionali, così da poter creare un futuro mercato unico dell'energia.

Gli elementi di concorrenzialità economica introdotti negli ultimi anni all'interno dell'industria del gas naturale, tramite le direttive a livello comunitario e per legge a livello dei singoli Stati membri, devono fungere da strumenti di efficienza al fine di apportare vantaggi concreti in termini di riduzione dei prezzi per l'utenza finale e di miglioramento del servizio.

L'obiettivo che si vuole raggiungere è un mercato energetico europeo integrato e uniformemente regolato.

Le fondamenta del processo di liberalizzazione sono il Trattato di Maastricht del 1992 che, incorporando la convenzione di Schengen, definisce il mercato come “uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali”.

In Italia, nel periodo antecedente il recepimento delle direttive comunitarie, operavano società che svolgevano in forma integrata sia l'attività di distribuzione sia l'attività di vendita alla clientela finale e ciascuna di queste imprese era monopolista locale nei circa 5.700 ambiti comunali dotati di una rete di distribuzione di gas naturale.

L'avvio della liberalizzazione del mercato del gas naturale risale al 1998 con l'emanazione della direttiva europea 98/30/CE “Norme comuni per il mercato interno del gas naturale”, con la quale sono state stabilite le prime norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, nonché le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale.

Tale direttiva comunitaria è stata recepita in Italia con il D.lgs. 23 maggio 2000 n.164 (cosiddetto Decreto Letta).

Il suddetto decreto ha modificato radicalmente il settore del gas in Italia, anticipando molti dei principi di liberalizzazione che sono stati sviluppati dalla successiva Direttiva 2003/55/CE: da un mercato verticalmente integrato, e completamente concentrato in mano al monopolio statale dell'Eni, si è passati ad un mercato aperto alla concorrenza nelle fasi di produzione, di approvvigionamento e di vendita e, ad un mercato regolamentato per le fasi di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione, ossia per quelle parti della filiera industriale caratterizzato da condizioni di monopolio naturale.

In particolare è stato previsto:

- in tema di unbundling, la separazione societaria delle attività di trasporto e di dispacciamento da tutte le altre attività del settore, ad eccezione dello stoccaggio (per cui prevede comunque la separazione contabile);
- in relazione all'apertura del mercato l'idoneità, ovvero la possibilità dei clienti di poter scegliere liberamente il fornitore;
- a tutela e sviluppo della concorrenza i cosiddetti "tetti antitrust", ovvero limiti imposti a ciascun operatore alla quantità di gas naturale ammissibile nel sistema.

Durante il processo di liberalizzazione del mercato del gas, è stata istituita in Italia l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), autorità indipendente istituita con la legge del 14 novembre 1995, i cui poteri di regolazione settoriale fanno riferimento alla determinazione delle tariffe per i servizi regolati (trasporto, stoccaggio, rigassificazione), alla tutela di alcune tipologie di clienti finali e al mantenimento dei livelli di qualità dei servizi per i quali il mercato non sarebbe in grado di garantire l'interesse di utenti e consumatori.

Tra la fine del 2000 e il 2003, in Italia, si è innescato un processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni che hanno interessato, in particolare, un numero elevato di ex municipalizzate. Si è assistito pertanto ad un intenso processo di concentrazione industriale nella fase a valle della vendita di gas naturale che ha avuto come esito la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas.

Il processo legislativo è poi continuato, a livello comunitario, con l'emanazione, nel primo semestre del 2003, della nuova Direttiva europea 2003/55/CE che ha proseguito sulla via della liberalizzazione del mercato del gas: sono stati introdotti nuovi provvedimenti volti a garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, impedire discriminazioni nell'accesso ad informazioni commercialmente sensibili e infine bloccare trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti della filiera.

Inoltre nell'estate del 2004 è stata approvata la legge 23 agosto 2004, n.239 di riordino del settore energetico (c.d. legge Marzano). Il provvedimento in oggetto definisce le competenze dello Stato e delle Regioni secondo il nuovo Titolo V della Costituzione e avvia il completamento della liberalizzazione con l'obiettivo di potenziare l'efficienza dei mercati energetici.

Il costante cammino verso una maggior concorrenzialità del mercato ha trovato nuovo impulso in particolare con il recepimento del "Terzo Pacchetto Energia" e l'avvio del bilanciamento di merito economico⁵.

In sintesi le strategie comunemente perseguite sono improntate al perseguimento di diversi obiettivi chiave, quali la sicurezza degli approvvigionamenti, la riduzione delle emissioni, diritto di scelta del consumatore e sicurezza della domanda.

⁵ Con la delibera ARG/gas 45/11 è stata introdotta la nuova disciplina del bilanciamento di merito economico. Il nuovo meccanismo prevede la nascita di una piattaforma a livello centrale ed accessibile a tutti gli operatori, per poter acquistare, sulla base di criteri di merito economico (ossia dell'offerta più conveniente), le risorse necessarie a bilanciare le proprie posizioni e garantire il costante equilibrio della rete, ai fini della sicurezza del sistema.

LEGISLAZIONE	OBIETTIVI
Trattato di Maastricht (1992)	Integrazione dei sistemi europei per la creazione di un mercato interno dell'energia.
Direttiva 98/30/CE	<ol style="list-style-type: none"> 1. possibilità per gli Stati membri di imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico. 2. condizioni necessarie per lo sviluppo di un mercato unico e concorrenziale del gas quali l'aumento dell'efficienza del sistema, la riduzione dei prezzi e delle tariffe. 3. separazione delle attività di trasporto, distribuzione e deposito per le imprese.
Decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (Decreto Letta)	Tale decreto ha recepito la direttiva comunitaria sopra enunciata in merito alla separazione contabile e societaria e alla possibilità per l'utente finale (cliente idoneo ⁶) di poter scegliere il proprio fornitore.
Direttiva 2003/55/CE (4 agosto)	<p>Entrata in vigore per sostituire la precedente direttiva 98/30.</p> <p>I punti principali riguardarono la garanzia della parità di condizioni, la garanzia delle tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie.</p>
Terzo pacchetto energia	<p>Formato da cinque misure normative sui settori energetici di cui tre riguardanti il settore del gas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. regolamento comunitario n. 713/2009 – legge 211 del 2009 che istituisce un'agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER). 2. direttiva 2009/73/CE che abroga la

⁶ Sono definiti clienti idonei coloro che, oltre ad avere accesso al sistema, hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

	<p>precedente direttiva 2003/55/CE – legge 211 del 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.</p> <p>3. regolamento comunitario n. 715/2009 – legge 211 del 2009 relativa alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.</p>
--	--

3.1.1 Principi generali imposti da legislatore (Unbundling, Third Party Access)

Il processo di riforma ha portato ad una significativa evoluzione del settore del gas in Italia, modificando profondamente la struttura del mercato sulla base di alcuni obiettivi principali dettati dal legislatore:

1. Unbundling
2. Third Party Access

La separazione proprietaria (Unbundling)

Perché la competizione possa svolgersi nei segmenti del mercato del gas in cui ciò è possibile occorrono condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie, e una politica di investimenti tesa ad allargare il mercato. Infatti, l'integrazione verticale (tipica struttura del mercato soprattutto nel periodo precedente alle riforme) crea due tipi di rischio: limita la competizione nel mercato e favorisce una politica opportunistica degli investimenti a favore dell'operatore incumbent.

In Italia, l'elevato grado di frammentazione e l'eccessiva varietà delle forme organizzative ha spinto l'AEEGSI a definire regole non discriminatorie per consentire a tutti gli operatori il pieno accesso alle infrastrutture.

Per definizione l'unbundling è la separazione tra le varie componenti della filiera produttiva di un'impresa verticalmente integrata finalizzata a introdurre una maggiore competitività nel mercato di riferimento. Tale processo promuove l'apertura del mercato nei segmenti potenzialmente concorrenziali (produzione, approvvigionamento e vendita), separandoli dalle attività strutturalmente monopolistiche e favorendo l'accesso reale e non discriminatorio dei terzi ai servizi offerti dai proprietari delle infrastrutture.

Third Party Access

Le misure comportamentali che il legislatore ha preso riguardano le imprese operanti nei segmenti a monte e a valle della filiera del gas naturale.

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) secondo cui l'operatore di un'infrastruttura energetica deve consentire l'accesso ai servizi dell'impianto a tutti gli interessati e a parità di condizioni. I servizi vengono pagati su base tariffaria e sulla base di principi previsti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In questo modo si garantisce il libero accesso alla rete e quindi si favorisce una maggiore concorrenza, sempre mantenendo criteri di trasparenza e non discriminazione.

3.2 Motivazioni economiche: perché puntare ad un mercato del gas sempre più concorrenziale?

Il settore del gas naturale, in quanto sistema a rete, presenta vincoli tecnici ed economici per i quali sussiste la condizione di sub-additività dei costi. In termini microeconomici i costi totali di una singola impresa nella produzione di un determinato output sono inferiori ai costi totali di due diverse imprese nella realizzazione della medesima quantità di output. Tale condizione identifica una condizione di monopolio naturale. In realtà la configurazione di monopolio naturale non appartiene all'intero settore del gas, bensì a quelle fasi della filiera che presentano tali caratteristiche, come nel caso della distribuzione, tipiche delle strutture a rete. In questo caso il problema non riguarda l'adeguatezza della forma di monopolio, bensì la proprietà pubblica dello stesso.

Nel caso italiano la scelta del monopolio statale ha ragioni storico-economiche. In primis la scarsità strutturale del capitale di rischio dei privati rese necessario l'intervento delle banche nel finanziamento della prima industrializzazione. In secondo luogo, a seguito della grande depressione del '29, la crisi delle imprese e delle banche che erano i principali azionisti, rese necessario l'intervento statale attraverso la costituzione dell'Iri (Istituto per la ricostruzione industriale) e generò un fenomeno di statalizzazione.

Negli anni '90 prende l'avvio il processo di privatizzazione con l'obiettivo di riportare la figura dello Stato dal ruolo di imprenditore a quello di regolatore e di allargare la base azionaria nazionale attraverso una prima fase di trasformazione degli enti pubblici in S.p.A.

In realtà in Italia questo processo viene avviato con estremo ritardo rispetto al contesto europeo.

In sintesi la prima motivazione riscontrabile per il processo di liberalizzazione è il cambiamento dello scenario economico. Negli anni '70 la redistribuzione del reddito più favorevole ai salari e l'aumento dei tassi di interesse misero in crisi il sistema del capitalismo di Stato. Oltre agli evidenti problemi di liquidità, bisogna aggiungere anche la mancanza di flessibilità del monopolio statale che difficilmente avrebbe potuto affrontare la sfida incombente della competizione su scala globale.

Come spesso è successo, la particolare situazione storica ha permesso di introdurre e accettare concetti di teoria economica rendendoli la base su cui costruire nuovi assetti politici.

Il pensiero dominante che guida il disegno del legislatore dagli inizi degli anni '90 a oggi è il concetto di liberalizzazione: rendere un mercato concorrenziale attraverso l'abbattimento delle barriere d'ingresso e la promozione del libero scambio.

Come insegna la teoria economica, un mercato concorrenziale privo di vincoli di natura esogena porta alla realizzazione di due obiettivi, generati entrambi dalla competizione delle imprese: efficienza produttiva ed efficienza allocativa. La ricerca della massimizzazione del profitto è incentrata sulla riduzione dei costi e sull'introduzione di nuovi beni. I consumatori, oggetto di competizione tra le imprese, sono favoriti dalle condizioni di libero mercato.

A distanza di più di dieci anni è possibile valutare quali siano stati gli effetti sul mercato del gas naturale per i consumatori e gli operatori del settore.

A livello nazionale le riforme sono state approvate con l'obiettivo di rendere il mercato più omogeneo. L'apertura alla concorrenza nella fase downstream della vendita permette al consumatore finale di scegliere liberamente il contratto di fornitura che ritiene più adatto alle proprie esigenze. Ciò aumenta il grado di benessere nel mercato nonché l'efficienza negli scambi.

A livello comunitario, grazie alla liberalizzazione del settore, gli stati membri non operano più in un ottica solamente nazionale bensì internazionale: il continuo processo di adeguamento agli standard europei viene perseguito con l'obiettivo di creare un mercato sempre più integrato.

Tale progetto, anche se ha portato ad oggi notevoli risultati, necessita ancora di maggiori sviluppi soprattutto a livello dei singoli stati.

3.3 L'Italia dopo le riforme. Verso un mercato unico del gas

Il mercato italiano del gas fin dalla sua nascita è stato caratterizzato dal monopolio verticalmente integrato di ENI. Quando il Decreto Letta (164/2000) aprì il mercato alla concorrenza, lo fece concentrandosi dunque sull'Upstream della filiera, andando ad intaccare direttamente il monopolio esistente.

La via scelta per aprire il mercato è stata quella di scomporre le varie fasi della filiera (c.d. Unbundling) ed imporre la separazione societaria e contabile alle imprese presenti in più livelli della filiera. Oltre a ciò, le imprese che svolgono attività di trasporto sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta in base a tariffe e condizioni di accesso regolamentate e pubbliche. Potrebbe dunque sembrare che chiunque disponga di gas possa importarlo in Italia e venderlo ad un prezzo regolamentato.

Ma la realtà era ben diversa, infatti erano due le problematiche maggiori che non permettevano la creazione di un vero mercato libero in Italia: la rigidità dei contratti Take or Pay di importazione e la scarsità delle infrastrutture che consentivano l'accesso al sistema.

In primo luogo, i concorrenti di ENI trovavano difficoltà nell'approvvigionarsi dai fornitori internazionali a causa delle "clausole di destinazione" inserite nei contratti ToP che tutelavano essenzialmente il venditore e il compratore (nel nostro caso ENI) rendendo impossibile per un new player riuscire a comprare gas. Oltre a ciò, se anche un'impresa concorrente fosse riuscita ad acquistare del gas da un produttore, avrebbe dovuto anche essere in grado di trasportarlo fino alla frontiera, cosa tutt'altro che scontata in quanto i gasdotti internazionali sono di proprietà di ENI (o comunque sono sotto la sua gestione).

Sostanzialmente il problema era "di accesso al sistema" e la conseguente mancanza di vie del gas disponibili per i nuovi attori del mercato, obbligava questi ultimi ad accettare le condizioni economiche dettate da ENI per la fornitura di grosse quote di gas naturale.

Esistevano però altri ostacoli da superare come la mancanza di flessibilità e liquidità causati dall'assenza di una reale concorrenza tra i fornitori dato il loro numero ridotto, la saturazione da parte di ENI di tutti i gasdotti di importazione, la rigidità dei contratti ToP che obbligavano ad acquistare grandi quantitativi di gas per un periodo di tempo molto lungo e dunque la scarsità di liquidità nel mercato ed infine l'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio e quindi la sua imprevedibilità e variabilità.

Per rendere il mercato del gas un mercato efficiente ci sono voluti anni di interventi e regolamentazioni e l'obiettivo che il nostro Paese sta perseguendo ancora oggi è l'istituzione di un luogo (hub) dove poter mettere a confronto i flussi commerciali in entrata e creare così maggiore flessibilità, liquidità nonché integrazione con gli altri mercati europei.

Innanzitutto, che cos'è un hub del gas? Nell'industria del gas ciò che viene chiamato hub è un punto di snodo tra due o più gasdotti appartenenti a diversi sistemi di trasmissione. Attraverso questi punti di interconnessione, il gas passa dalla rete gestita da un operatore a quella di un suo concorrente. Ciò rende questi luoghi particolarmente rilevanti perché in loro prossimità possono sorgere dei centri di mercato dove si scambia il gas passante per i vari sistemi interconnessi. Questo appena descritto viene detto hub fisico. Un secondo tipo di hub è invece l'hub virtuale: esso è associato all'intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale. Si tratta di un vero e proprio mercato aperto alla concorrenza, all'interno del quale sono stati sviluppati particolari sistemi di negoziazione tra i vari competitor. Un esempio è il National Balance Point britannico. Le funzioni di un hub sono quelle tipiche di ogni mercato di scambio: facilitare le negoziazioni, ridurre i costi di transazione e migliorare così l'efficienza complessiva del sistema.

Una tipica operazione di compravendita di gas presso un hub consiste in due passaggi principali e distinti: la prenotazione della capacità di trasporto in entrata e in uscita e la procedura di bilanciamento. Il bilanciamento tra domanda e offerta deve essere sempre assicurato, perciò ogni qualvolta che un venditore di gas si trova a dover fornire più gas di quanto pattuito deve pagare una penale, generalmente molto elevata.

Anche in Italia, da ottobre 2003, secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella rete nazionale presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale: il punto di Scambio Virtuale (PSV).

Il PSV rappresenta un utile strumento di bilanciamento e negli anni ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni.

Per quanto riguarda le infrastrutture, nel contesto di crescente domanda di prodotti energetici e crescente concorrenza per le loro forniture, l'Italia sopporta una situazione svantaggiosa; infatti, tale sviluppo della domanda trainata dal settore elettrico non ha comportato un conseguente aumento degli investimenti anche nel settore del gas e in particolare in infrastrutture di importazione e stoccaggio.

A causa di alcune criticità e incertezze regolatorie il nostro Paese dispone ancora solo di due terminali di rigassificazione, peraltro di capacità limitata e di una capacità di trasporto via tubo e di stoccaggio in parte insufficiente, anche se negli ultimi mesi finalmente, alcuni importanti progetti sembrano avviarsi alla fase di realizzazione.

3.4 Conclusioni e prospettive future: direttrici da seguire ed azioni di intervento

In sintesi le criticità del mercato italiano, non risolte nella recente regolazione, riguardano l'accesso allo stoccaggio, il bilanciamento e l'assetto del mercato organizzato. L'itinerario normativo è stato arduo e complesso, si è dipanato lungo tutto un decennio, ma molta strada dovrà compiersi, affinché il mercato energetico possa diventare effettivamente competitivo. Perché è vero che una Borsa del gas facilita l'incontro tra domanda e offerta, minimizzando i costi di transazione e incrementando la trasparenza dei prezzi ma è altrettanto vero che è complicato sciogliere i nodi strutturali del settore. C'è inoltre da ricordare che il progetto di pieno sviluppo della Borsa del gas oltre a consentire immediati vantaggi al mercato attraverso una maggiore concorrenzialità e flessibilità, si inserisce come pietra angolare del più vasto progetto di rilancio del mercato italiano dell'energia considerato come vero e proprio hub naturale del mediterraneo.

Tuttavia, la crisi e i suoi risvolti attuali richiedono ulteriori impulsi verso una maggior apertura interna e verso una più coraggiosa armonizzazione delle politiche energetico-ambientali.

Gli interventi da realizzare per definire una efficace strategia energetica nel nostro Paese, secondo il Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, possono essere ordinati in tre aree principali:

- Interventi da realizzare in ambito nazionale
- Azioni nei confronti dell'Unione Europea
- Politica verso i paesi produttori e fornitori dell'Italia

Soffermandoci sul primo obiettivo, in ambito nazionale è necessario intervenire su tre fonti: diversificazione del mix di combustibili e costruzione di nuove infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas.

Le recenti crisi del gas hanno dimostrato che il nostro sistema di trasporto e stoccaggio del gas è insufficiente a fronteggiare l'aumento della volatilità della domanda. Nonostante l'Italia sia, in proporzione, uno dei più grandi consumatori di gas in Europa, il nostro sistema di infrastrutture non è stato sviluppato adeguatamente. A titolo di confronto basti considerare che mentre in Italia è in servizio un solo terminale di rigassificazione, di capacità piuttosto modesta, in Spagna, paese che dipende dal gas meno dell'Italia, ne è stata recentemente avviata la costruzione del settimo.

Procedere rapidamente alla costruzione di nuove infrastrutture è un obiettivo primario per diminuire la dipendenza delle importazioni via tubo, ma non è comunque sufficiente.

È necessario anche incrementare la capacità di trasporto dei gasdotti esistenti e realizzarne di nuovi.

Il tema dell'aumento della capacità di trasporto delle infrastrutture si scontra spesso con quello dei contratti pluriennali di importazione di gas (ToP), che saturano di fatto la capacità disponibile del gasdotto, impedendo una reale apertura al mercato. Tale problema, da tempo all'attenzione della Commissione Europea, dovrà essere risolto istituendo altri tipi di contratti di diversa durata che rappresentino comunque una garanzia per il ritorno dell'investimento nell'infrastruttura e contribuiscano alla sicurezza complessiva del sistema.

Per quanto riguarda, infine, l'assetto del mercato energetico è necessario completare il processo di liberalizzazione, tenendo presenti le nuove esigenze di sicurezza e sostenibilità.

Importante tenere in considerazione però che la politica energetica nazionale non può prescindere dal contesto europeo. In questo senso le direttive adottate dal nostro Paese devono essere associate e sostenute da ulteriori interventi da sviluppare in ambito europeo; come sappiamo un ruolo chiave lo giocano gli investimenti nelle infrastrutture di trasporto.

Per favorire l'apertura al mercato è auspicabile pensare ad un sistema di infrastrutture coordinato e funzionale e che rientri in una regolamentazione a livello comunitario.

Un'altra fonte di intervento necessaria sarebbe la realizzazione di una strategia energetica europea non solo limitata alle decisioni dei singoli stati per assicurare al Paese sicurezza delle forniture e competitività nel medio termine.

In sintesi, rimane sempre più fondamentale considerare il mercato del gas naturale in un'ottica europea anziché solamente nazionale. In un contesto in cui venissero realizzate tutte o quasi le infrastrutture di ricezione del gas previste in Italia, la capacità potrebbe essere molto superiore al fabbisogno nazionale. In questo caso sarebbe opportuno valutare con attenzione le possibilità che possono essere generate dalle dinamiche della "domanda-offerta" di gas a livello europeo. Si aprirebbero di fatto nuovi spazi per trasformare il nostro Paese da un importatore netto di gas ad uno di transito e, quindi, ri-esportatore verso l'Europa continentale. Si prospetterebbero ottime possibilità per l'Italia di diventare un hub di rilievo ottenendo significativi vantaggi in termini di prezzo e sicurezza del sistema.

Bibliografia

- Biancardi A., Fontini F., *Liberi di scegliere? Mercati e regole nei settori dell'energia*, Bologna, Società editrice il Mulino, 2005.
- Beccarello M., Piron F., *La regolazione del mercato del gas naturale*, Rubbettino, 2008.
- Stagnaro C., *Il mercato del gas naturale. L'Europa tra sicurezza e liberalizzazioni*, Rubbettino, 2009.

Sitografia

- Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, *Relazione annuale sullo stato dei servizi*, http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/16/16.htm
- Dardi, *Il gas naturale: una fonte di energia ed un mercato fondamentali nel Mondo (scenari per il 2016)*, https://www.mps.it/investors/ricerca-analisi/macroeconomia-e-congiuntura/Osservatorio%20materie%20prime/NATURAL_GAS_DICEMBRE_2015.pdf
- D. Cellamare, *Gas naturale: storia, dinamiche, evoluzione dei mercati e prospettive future*, http://www.difesa.it/SMD/CASD/IM/IASD/65sessioneordinaria/Documents/Articolo_Gas_Naturale.pdf
- Eni, *World Oil and Gas Review 2015*, www.eni.com, <http://www.eninorge.com/Documents/Rapporter/WOGR%202015%20unico.pdf>
- Fire, *Evoluzione del mercato del gas*, <http://www.fire-italia.org/evoluzione-del-mercato-del-gas/>
- Istituto per la competitività, *Lo stato delle liberalizzazioni in Italia: evoluzione nel tempo e confronto internazionale*, http://www.cominandpartners.com/wp-content/uploads/2015/06/Report-liberalizzazioni_finale.pdf
- Ministero dello Sviluppo Economico, *Gas naturale*, <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale> - http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/downloads/situazione_energetica_nazionale_2015.pdf
- Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, *Temi globali (Energia)*, http://www.esteri.it/mae/it/politica_estera/temi_globali/energia/strumenti.html
- S. Camerano, *Il gas naturale in Italia: dinamiche del mercato e sviluppo delle infrastrutture*, <http://www.shippingtech.it/wp-content/uploads/Simona-Camerano1.pdf>
- Snam, <http://www.snam.it/>
- S. Portatadino, *La liberalizzazione del mercato del gas naturale in Italia: verso un hub del gas?*, http://www.ambientediritto.it/dottrina/Politiche%20energetiche%20ambientali/politiche%20e.a/liberalizzazione_gas_portatadino.htm