

**POLITECNICO DI MILANO**

**FACOLTÀ DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E DELL'INFORMAZIONE**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale**



**ANALISI STRATEGICO-ECONOMICA DELLE  
OPPORTUNITA' NEL MERCATO DEL GAS  
NATURALE IN ITALIA:**

**IL GAS NATURALE LIQUEFATTO**

**Relatore: Chiar.mo Prof. Davide CHIARONI**

Tesi di laurea di:

**Andrea SCARINZI**

matr. 817595

*Anno Accademico 2014/2015*



# Indice

<b>Abstract .....</b>	<b>9</b>
<b>Introduzione .....</b>	<b>11</b>
<b>La metodologia seguita .....</b>	<b>15</b>
<b>1 Lo scenario attuale del settore gas .....</b>	<b>18</b>
1.1 Composizione, proprietà e formazione del gas naturale .....	18
1.1.1 Composizione e proprietà del gas .....	18
1.1.2 Formazione del gas .....	19
1.2 La situazione globale del gas.....	20
1.2.1 Lo scenario energetico .....	21
1.2.2 Il mix energetico mondiale .....	23
1.2.3 Il mix energetico italiano .....	25
1.2.4 Le riserve mondiali di gas naturale.....	29
1.2.5 La produzione mondiale di gas naturale .....	30
1.2.6 I consumi mondiali di gas naturale .....	31
1.2.7 Le importazioni mondiali di gas naturale .....	32
1.2.8 Le esportazioni mondiali di gas naturale .....	33
1.3 Fasi della filiera .....	34
1.3.1 L'Upstream .....	35
1.3.1.1 La produzione .....	36
1.3.1.2 L'importazione.....	45
1.3.1.3 Analisi dell'Upstream in Italia.....	47
1.3.2 Il Midstream.....	49
1.3.2.1 Il trasporto del gas .....	50
1.3.2.2 Lo stoccaggio.....	57
1.3.2.3 Analisi del Midstream in Italia .....	60

1.3.3	Il Downstream.....	66
1.3.3.1	La distribuzione regionale .....	66
1.3.3.2	La vendita all'ingrosso.....	67
1.3.3.3	La vendita al mercato finale.....	74
1.3.3.4	Analisi del Downstream in Italia .....	75
<b>2</b>	<b>S.W.O.T. Analysis del settore gas in Italia</b>	<b>78</b>
2.1	Punti di forza (Strenghts) .....	78
2.2	Punti di debolezza (Weaknesses) .....	80
2.3	Minacce (Threats) .....	81
2.4	Opportunità (Opportunities) .....	81
2.5	Valutazione delle maggiori opportunità di business nel settore gas in Italia .....	82
2.5.1	Lo sfruttamento dello shale gas .....	83
2.5.1.1	Descrizione generale dello shale gas .....	83
2.5.1.2	La tecnologia: il Fracking.....	86
2.5.1.3	Punti di forza dello shale gas .....	92
2.5.1.4	Punti di debolezza dello shale gas .....	92
2.5.1.5	Conclusione sullo shale gas .....	94
2.5.2	Il PSV (Punto di Scambio Virtuale) .....	94
2.5.2.1	Descrizione generale del PSV.....	94
2.5.2.2	La tecnologia: il Supporto Informatico.....	95
2.5.2.3	Punti di forza del PSV .....	95
2.5.2.4	Punti di debolezza del PSV.....	96
2.5.2.5	Conclusione sul PSV .....	96
2.5.3	La micro-cogenerazione (micro CHP) .....	97
2.5.3.1	Descrizione generale micro CHP.....	97
2.5.3.2	La tecnologia: le Fuel Cells .....	97
2.5.3.3	Punti di forza della micro CHP.....	108
2.5.3.4	Punti di debolezza della micro CHP .....	110
2.5.3.5	Conclusione sulla micro CHP .....	111
2.5.4	Lo Smart Metering .....	112
2.5.4.1	Descrizione generale dello Smart Metering.....	112

2.5.4.2	La tecnologia: lo Smart Meter .....	114
2.5.4.3	Punti di forza dello Smart Metering .....	115
2.5.4.4	Punti di debolezza dello Smart Metering.....	116
2.5.4.5	Conclusione sullo Smart Metering .....	117
2.5.5	Lo sviluppo del GNL (Gas Naturale Liquefatto) .....	118
2.5.5.1	Descrizione generale del GNL.....	118
2.5.5.2	Punti di forza del GNL .....	119
2.5.5.3	Punti di debolezza del GNL.....	120
2.5.5.4	Conclusione sul GNL .....	120
<b>3</b>	<b>Il Gas Naturale Liquefatto in Italia .....</b>	<b>121</b>
3.1	Introduzione al Gas Naturale Liquefatto .....	121
3.1.1	Composizione, caratteristiche e proprietà del GNL.....	121
3.1.2	Scenario mondiale del GNL .....	122
3.2	Applicazioni del GNL in Italia .....	125
3.2.1	Marittimo, Industriale e Ferroviario .....	125
3.2.1.1	Marittimo .....	125
3.2.1.2	Industriale .....	127
3.2.1.3	Ferroviario .....	128
3.2.2	Automotive .....	129
3.2.2.1	“Soluzione GPL” .....	135
3.2.2.2	“Soluzione CNG” .....	145
3.2.2.3	“Soluzione L/CNG” .....	153
3.2.2.4	“Soluzione GNL” .....	157
3.3	Conclusioni e prospettive future del GNL nel settore Automotive in Italia.....	162
<b>4</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>172</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>175</b>
	<b>Sitografia .....</b>	<b>179</b>

## Elenco delle figure

1.1	Classificazione delle fonti di energia primaria. Fonte: Energy & Strategy Group.....	22
1.2	Rappresentazione della filiera del gas naturale. Fonte: Energy & Strategy Group.....	35
1.3	Esempio d'impianto di perforazione on-shore. ....	39
1.4	Classificazione di Lahee. Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi.....	42
1.5	Esempio d'impianto di perforazione off-shore.....	44
1.6	Schema di trasporto via nave. Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi.....	52
1.7	Importazioni del gas in Italia nel 2013: in rosso tramite gasdotti e in blu tramite navi metaniere che trasportano GNL; i dati sono in miliardi di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil and Gas Review2014.....	60
1.8	Rete nazionale dei gasdotti 2014. Fonte: Snam Rete Gas.....	62
2.1	Schema geologico delle risorse di gas. Fonte: IEA.....	84
2.2	Divisione per tipo di gas non convenzionale delle riserve nel mondo. Fonte: IEA.....	85
2.3	Fracking idraulico e perforazione orizzontale.....	87
2.4	Sequenze nel fracking. Fonte: ProPublica.....	88
2.5	Schematizzazione delle differenze tra il proppante a base di sabbia e quello ceramico. Fonte: Massimo Chiarelli-Esperto in tecniche avanzate di scavo in sotterraneo.....	90
2.6	Classificazione delle fuel cells secondo l'origine primaria del tipo di combustibile. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	101
2.7	Schema delle reazioni elettro-chimiche all'interno di una Fuel Cell SOFC. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	104
2.8	Funzionamento di una cella combustibile dove l'elettrolita è un ossido solido di tipo ceramico. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	106
2.9	Progetto realizzato in Australia di un sistema SOFC CERAMIC FUELS CELL LIMITED. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	107
2.10	Andamento della resa termica elettrica del progetto in figura 2.9 . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	107
2.11	Calcolo della potenza elettrica e della potenza termica netta del progetto in figura 2.9 . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	108
2.12	Divisione dei costi di un impianto di micro CHP di 3 kW con APU SOFC (Auxiliary Power Unit). Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	110
3.1	Foto del TM19.....	128
3.2	Schema impianto GPL di Siena. Colori dei flussi: liquido-azzurro, gas-giallo, controlli pneumatici verde-rosso. Fonte: S.G.I.G.....	139
3.3	Compressore meccanico.....	143
3.4	Pacco bombole di smorzamento.....	143

3.5	Pannelli di controllo dell'impianto CNG.....	144
3.6	Quadro elettrico impianto CNG. ....	144
3.7	Schema d'impianto "Soluzione CNG".....	147
3.8	Serbatoio di GNL dell'impianto di Calderara di Reno (BO).....	150
3.9	Scheda tecnica di due tipi pompa criogenica: la VT-1 e la VT-55. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.....	152
3.10	Vaporizzatore dell'impianto di Calderara di Reno (BO).....	152
3.11	Schema d'impianto della "Soluzione L/GNC". Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico .....	155
3.12	Scheda tecnica di un dispenser di GNL. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L. ....	157
3.13	Scheda tecnica di una pompa criogenica sommersa. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L. ....	158
3.14	Schema d'impianto 1 della "Soluzione GNL". ....	160
3.15	Schema d'impianto 2 della "Soluzione GNL". Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.....	161
3.16	Numero di truck che vanno a GNL circolanti in Europa nel 2014. Fonte: NGV .....	165
3.17	Divisione del prezzo d'acquisto di GNL direttamente dal terminale. Fonte: REF-E.....	168

## Elenco delle tabelle

1.1	Composizione e caratteristiche medie del gas naturale immesso in Italia. Fonte: Snam Rete Gas.....	19
1.2	Andamento dei consumi mondiali di energia primaria. Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	24
1.3	Bilancio Energetico Nazionale 2013. Fonte: Bilancio Energetico Nazionale.....	26
1.4	Andamento dei consumi lordi e dei consumi finali di energia in Italia dal 1998 al 2013. Fonte: Bilancio Energetico Nazionale.....	27
1.5	Top ten mondiale dei paesi possessori di riserve di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	29
1.6	Top ten mondiale dei paesi produttori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014.....	30
1.7	Top ten mondiale dei paesi consumatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	31
1.8	Top ten mondiale dei paesi importatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	32
1.9	Top ten mondiale dei paesi esportatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014.....	33
2.1	Confronto tra i tipi di motori utilizzati nella micro CHP. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	99
2.2	Classificazione delle fuel cells per temperatura di funzionamento. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014.....	101
2.3	Classificazione delle fuel cells divisi per costi stimati ed efficienza elettrica con l'utilizzo del gas naturale. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014 .....	102
2.4	Progetti recenti di micro CHP realizzati con l'utilizzo delle PEM e SOFC . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014 .....	106
2.5	Confronto tra vari tipi di combustibile, dove vengono evidenziate le proprietà di ognuno di essi. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014 .....	108
3.1	Capacità di liquefazione dei paesi nel mondo; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	122
3.2	Capacità di rigassificazione dei paesi nel mondo; dati espressi in milioni di m <sup>3</sup> . Fonte: World Oil & Gas Review 2014 .....	122
3.3	Suddivisione delle Importazioni 2013. Fonte: Snam Rete Gas .....	125
3.4	Proiezione della domanda di gas naturale in Italia 2014-2023 .Fonte: Snam Rete Gas.....	128
3.5	Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione GPL”.....	138
3.6	Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione CNG”.....	146
3.7	Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione L/CNG”.....	153
3.8	Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione GNL”.....	158
3.9	Confronto costi fissi specifici per le diverse soluzioni analizzate.....	166
3.10	Costo del personale annuo con ipotesi di contratto dei lavoratori a tempo determinato.....	169
3.11	Costo del personale annuo con ipotesi di contratto dei lavoratori a tempo indeterminato.....	169



### Abstract

La liberalizzazione dei mercati energetici europei del gas avvenuta tra il XX ed il XXI secolo, fa capire come l'Europa ambisce ad assumere la leadership mondiale nella "green energy", promuovendo l'uso di fonti rinnovabili. Tuttavia questa leadership dovrà essere energicamente supportata dall'uso di gas naturale, che assumerà nel breve-medio periodo un ruolo sempre più importante e rilevante all'interno del contesto europeo, considerando anche la possibilità di renderlo un perfetto sostituto del carbone che, in Europa, sarà destinato a non essere più utilizzato per produrre energia. Proprio per questi motivi non è da nascondere che l'utilizzo del gas naturale sta diventando sempre di più oggetto di studi, data la sua importanza in numerosi ambiti applicativi. Come del resto non è nuova, per questo tipo di fonte, l'importanza per le nazioni di averne un approvvigionamento sicuro e stabile. Alla luce di queste considerazioni, l'obiettivo del presente lavoro, traendo ispirazione dalla Strategia Energetica Nazionale (che focalizza l'attenzione su come far diventare il nostro Paese un hub europeo di trasporto e distribuzione del gas naturale), è analizzare le diverse opportunità che potrebbero far crescere il settore gas in Italia. L'elaborato mette in evidenza inizialmente lo scenario energetico attuale e come questo si evolverà; verranno poi effettuate delle valutazioni specifiche sulle 3 fasi della filiera (Upstream, Midstream e Downstream), per capire le dinamiche presenti in ogni fase. Successivamente, tramite una S.W.O.T. Analysis, verrà identificata nella sua totalità la situazione del sistema gas in Italia, ma soprattutto verranno considerate tutte quelle opportunità che potrebbero sostenere lo sviluppo del settore. Valutati i pro e i contro di ogni opportunità, si deciderà quali tra queste meritano di essere trattate in maniera più approfondita. Secondo quest'analisi, l'elaborato si focalizzerà sul tema attuale del Gas Naturale Liquefatto; in modo particolare sugli investimenti da sostenere per la realizzazione di una stazione di rifornimento carburante. Verrà realizzata quindi un'analisi strategico-economica riguardante la realizzazione di un impianto erogante metano liquido, mettendolo a confronto con altri 3 tipi di stazioni di servizio che erogano carburanti differenti (GPL, CNG proveniente dalla rete nazionale e CNG proveniente dalla rigassificazione del GNL). Infine sarà discusso se è conveniente oppure no adottare attualmente questo tipo di soluzione.



## Introduzione

Per il contributo che il gas apporta alla produzione di energia mondiale, esso sta diventando una risorsa sempre più interessante, e si prevede che negli anni a venire sarà una delle principali fonti energetiche che si utilizzeranno. Grazie alla sua versatilità e alle ingenti riserve, esso sarà uno dei principali combustibili con il maggior consumo; risulta sempre più evidente come il gas sarà il sostituto del carbone ed, almeno in parte, del petrolio. Questo cambiamento è dovuto alle crescenti apprensioni per l'ambiente ed alla conseguente necessità di contenere il cambiamento climatico globale. Per favorire uno sviluppo sostenibile nel rispetto del territorio, il miglior combustibile infatti è proprio il gas naturale, perchè garantisce migliori output energetici a fronte di minori emissioni inquinanti. L'alternativa che insieme al gas sta diventando sempre più presente, è l'installazione di impianti ad energie rinnovabili ed il loro impiego. Negli ultimi anni queste risorse hanno trovato largo consenso in virtù di due fattori: la necessità di trovar nuove fonti d'energia non fossili che siano alternative alle fonti odierne (assicurando un minor impatto ambientale) e l'obbligo di favorire una maggiore diversificazione del mix energetico nazionale, in modo da avere la possibilità di variare la fonte d'approvvigionamento. Conseguentemente, al pari del gas, esse diventeranno una delle fonti energetiche del futuro.

Il dato strutturale che si prevede per i futuri scenari energetici è l'incredibile aumento della domanda d'energia nel mondo (che ha visto negli ultimi 40 anni un aumento del consumo mondiale di 6,6 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio), trainato soprattutto dalle economie emergenti come la Cina. Finora abbiamo assistito ad una sostanziale stabilità della quota delle fonti fossili e in particolare degli idrocarburi (che coprono l'87% dei consumi mondiali), così come quella delle altre fonti. Nel prossimo quarto di secolo però possiamo auspicare una riduzione delle fonti fossili nel mix energetico, derivante soprattutto dal calo del consumo di carbone, dal minor utilizzo dell'energia nucleare e dall'aumento delle risorse rinnovabili.

La situazione europea è l'esempio più lampante del cambiamento: l'UE infatti, con il "pacchetto clima-energia 20/20/20", invita ogni Stato a produrre una percentuale del 5,5% di energia da fonti rinnovabili a cui si aggiunge una quota nazionale calcolata in base al PIL e, tramite la Roadmap 2050, punta alla decarbonizzazione del vecchio continente.

Tuttavia anche nel futuro europeo perdurerà il dominio degli idrocarburi sulle altre fonti, anche se gli sviluppi tecnologici ed industriali potrebbero porre le premesse per una progressiva affermazione delle risorse rinnovabili.

Sempre parlando dell'Europa, un ruolo sempre più rilevante verrà assunto dal gas naturale che presenterà una crescita molto importante negli anni futuri, aiutato anche dalla possibilità d'avvalersi di numerosissimi giacimenti non convenzionali (come lo shale gas) sparsi nel mondo, che porteranno a riscrivere gli equilibri internazionali.

Questa previsione di conversione dell'utilizzo del gas, a discapito del petrolio, non avverrà però sicuramente in tempi stretti; per accelerare il processo è necessario un contributo congiunto di tutte le "fonti" su cui l'UE può fare affidamento, in condizioni di stabilità economica e sostenibilità ambientale.

Con "fonti" intendiamo tutti quei trend/opportunità che, sviluppandosi, porteranno alla crescita di tutto il settore gas.

I movimenti del settore sono lì da vedere: la questione della sicurezza ambientale posta in modo sempre più pressante per l'insieme dei paesi europei, lo sfruttamento delle risorse non convenzionali (adottato ampiamente dagli Stati Uniti), la possibilità di trasportare gas da un continente all'altro tramite l'uso di gas liquefatto (il che permetterà un mercato del gas sempre più globalizzato e collegato), la liberalizzazione dei mercati energetici comunitari, le interconnessioni delle reti tra paesi europei, la realizzazione di un grande numero di infrastrutture, la necessità dei clienti finali di consumare meno gas per poter spendere meno in bolletta, la possibilità di trasformare l'energia derivante dal gas in energia elettrica e termica, i mercati virtuali che permettono di svincolarsi dai contratti "take or pay".

C'è da sottolineare però come le previsioni future europee sull'aumento dei consumi di gas, non ricalcano quelle italiane.

Negli ultimi anni infatti i consumi del gas sono calati a causa della crisi economica che il paese sta attraversando e, se la ripresa non sopraggiunge, è difficile prevedere un aumento.

La sola uscita dalla crisi e le varie normative europee, non permettono però di raggiungere entro tempi brevi l'obiettivo collettivo di sostituire il carbone ed il petrolio utilizzando maggiormente il gas naturale.

Servono politiche d'incremento dell'efficienza energetica, serve risolvere le criticità delle importazioni d'idrocarburi, rafforzare e modernizzare le infrastrutture presenti, avere strategie per diversificare geopoliticamente gli approvvigionamenti, ritoccare la normativa e rifornirsi di gas a prezzi ridotti per poi offrirlo ai propri cittadini a prezzi adeguati.

Quelli appena elencati sono tutti quegli interventi a cui il governo ha dato la priorità tramite la Strategia Energetica Nazionale di Marzo 2013.

Visto che dalle scelte fatte nel settore energetico può dipendere la competitività o meno di una intera nazione, è giusto che si prendano in considerazione tutte quelle opportunità già adottate dagli altri paesi nel mondo, e contestualizzarle al sistema italiano, valutando in maniera critica se siano attuabili nel breve-medio periodo, e quali potrebbero essere tutti i possibili risvolti nelle varie fasi della filiera.

Questo è quello che si è cercato di fare con questo lavoro: dopo aver analizzato lo scenario mondiale e italiano del settore gas, tramite una S.W.O.T. Analysis si sono individuate le principali opportunità che il settore offre. Una volta individuate, è stata fatta per ogni opportunità un'analisi specifica; la conclusione di quest'analisi, assieme al parere degli operatori di settore intervistati, ha definito lo sviluppo del settore del Gas Naturale Liquefatto un'importantissima soluzione da adottare già nel breve-medio periodo, nonostante l'apertura di questo mercato debba ancora verificarsi in Italia.

Il primo capitolo, dedicato agli scenari, definisce inizialmente il quadro energetico mondiale e italiano, per poi analizzare sempre più nello specifico il mercato del gas, e i trend che lo caratterizzano. Successivamente nella seconda parte del capitolo vengono analizzate, ad ogni fase della filiera, le dinamiche che caratterizzano il sistema, le quali fanno già intuire in quali fasi avverranno dei cambiamenti futuri e in quali la situazione rimarrà stagnante.

Nel secondo capitolo viene introdotto uno strumento d'analisi, la S.W.O.T Analysis, che sarà applicato al settore del gas italiano descritto nel capitolo precedente. Questo strumento permetterà di identificare quali sono le possibili opportunità che potrebbero dare una spinta a tutto il sistema. Nella seconda parte del capitolo si entrerà più nel dettaglio, andando ad analizzare una a una le soluzioni selezionate precedentemente. Per ogni soluzione verrà effettuata una conclusione critica.

Nel terzo capitolo si andrà a valutare l'opportunità più percorribile dall'Italia nel breve-medio periodo: il Gas Naturale Liquefatto. Dopo una descrizione generale, seguita dalla definizione dello scenario attuale, verranno valutate tutte quelle applicazioni per le quali il metano liquido è particolarmente adatto. In particolare ci si soffermerà sul settore Automotive, e focalizzeremo la nostra attenzione sulle stazioni di rifornimento che possono proporre nella loro offerta carburanti anche il GNL.

Successivamente verrà effettuato un confronto tra 4 tipi di soluzione per stazioni di servizio, tutte diverse tra loro (“Soluzione GPL”, “Soluzione CNG”, “SoluzioneL/CNG”, ”Soluzione GNL”), e tramite un’analisi strategico-economica si capirà quali sono quelle economicamente convenienti e quali non riescono a raggiungere l’attrattività economica.

Infine nel quarto capitolo verranno riassunte tutte le conclusioni fatte nei capitoli precedenti, dando così un epilogo definitivo a tutto il lavoro.

## La metodologia seguita

Il presente elaborato si propone inizialmente di definire lo scenario energetico attuale ed individuare quelli che potranno essere gli sviluppi futuri nel breve-medio periodo, valutando poi, in particolare, le opportunità che potrebbero favorire lo sviluppo del Paese. L'obiettivo è comprendere come la situazione Italia evolverà, e quali saranno quelle opportunità che meritano investimenti specifici, perché attuabili nel nostro Paese nel breve. Per giungere a ciò è necessario identificare i punti di forza e di debolezza del tessuto industriale che nel nostro Paese opera nel business del gas.

Per analizzare lo scenario attuale ed individuare i trend futuri sono state adottate diverse metodologie: è stata effettuata in primo luogo una rassegna della letteratura in materia, consultando i report, le analisi e le previsioni dei maggiori operatori, delle associazioni e delle agenzie internazionali del settore. Inoltre per avere un quadro maggiormente completo e probabile, sono stati analizzati anche i documenti che trattano le politiche energetiche che verranno adottate in Italia e in Europa; particolare importanza è stata data alla “Strategia Energetica Nazionale” (S.E.N.) approvata dal Governo italiano nel Marzo 2013.

Per analizzare le opportunità dal punto di vista strategico-economico è stato necessario innanzitutto analizzarne in modo approfondito lo scenario e le tecnologie, per poter capire quali potessero essere i punti di forza e di debolezza specifici. Anche in questo caso è stato indispensabile conoscere in modo approfondito le dinamiche e il contesto normativo italiano che regola questo settore.

Definite le opportunità che meritano un approfondimento (nel nostro caso lo sviluppo del GNL), sono iniziate le interviste agli operatori di settore. In alcuni casi le interviste sono state effettuate, come da prassi, in azienda (come nel caso di Società Generale Impianti Gas S.R.L. di Fidenza o come Vanzetti Engineering S.R.L. a Moretta di Cuneo), mentre altre volte mi sono recato direttamente alla stazione di rifornimento carburanti, beneficiando di un'esperienza sul “campo” (come è successo per l'impianto L/CNG di Calderara di Reno o per l'impianto GNL di Piacenza).

Durante queste interviste sono stati raccolti ulteriori dati, previsioni ed informazioni sia sulla questione GNL, sia su tutto il settore gas in generale.

Infatti negli incontri effettuati si è parlato del tema gas seguendo un ordine ben preciso: le prime domande, piuttosto generali, mi hanno permesso di raccogliere informazioni rispetto alle dimensioni delle imprese del settore e alle dinamiche che regolano il mercato in cui esse operano, come la concorrenza e la localizzazione. In seguito ho approfondito le attività e i progetti di cui esse si occupano e le caratteristiche che le contraddistinguono. Per ogni attività/progetto, fondamentali sono state le informazioni che ho ricevuto su tecnologie utilizzate, costi, punti di forza e criticità.

Infine gli addetti hanno espresso le proprie considerazioni in merito agli scenari futuri, consolidando la tesi sul fatto che il GNL, quando inizierà ad avere una rete distributiva ben consolidata (con relativo parco mezzi circolanti) e quando disporrà del supporto della normativa italiana, riuscirà ad essere il fattore trainante dello sviluppo nel settore gas italiano. In seguito, sulla base dei dati e delle previsioni raccolti dalla letteratura e dalle interviste agli addetti, è stato possibile effettuare un'analisi strategico-economica dell'impianto erogante GNL, confrontando soprattutto i costi da sostenere con gli altri tipi di impianti considerati (GPL, CNG, L/CNG).

Purtroppo, ai fini della ricerca, non è stato possibile determinare se realizzare questo tipo d'impianto è conveniente oppure no (calcolo del Break Even Point), perché alcune spese/ricavi non considerati nell'analisi variano in base al territorio in cui va a stabilirsi la stazione di servizio, e quindi impossibili da identificare in maniera precisa.

Nonostante tutto, grazie soprattutto al parere degli operatori di settore intervistati, sono riuscito a trarre le mie conclusioni, definendo anche quali potrebbero essere i fattori che porteranno la realizzazione di un impianto GNL ad un costo adeguato per gli investitori, raggiungendo in futuro la convenienza economica.



# Capitolo 1

## Lo Scenario attuale del settore gas

### 1.1 Composizione, proprietà e formazione del gas

#### 1.1.1 Composizione e proprietà del gas

Il gas naturale, una miscela di idrocarburi gassosi prodotta dalla decomposizione anaerobica di materiale organico, rientra nella categoria delle fonti di energia primaria, cioè quei tipi di fonti che sono direttamente utilizzabili allo stato naturale e a cui non occorre una trasformazione per l'impiego d'energia. Più nello specifico rientrano nella categoria delle fonti d'energia primaria derivanti da combustibili fossili, quindi sono una fonte sicuramente non rinnovabile, cioè che non si rigenera alla stessa velocità con cui viene consumata.

E' importante partire dalla classificazione del gas, perché da qui si possono capire i punti di forza e di debolezza di questa fonte e si può comprendere come mai è e sarà una componente chiave dello scenario energetico mondiale.

Iniziamo parlando della composizione chimica del gas che troviamo in natura. Il gas è essenzialmente composto da metano (CH<sub>4</sub>) e in maniera minori di etano, propano, butano e pentano, l'anidride carbonica, l'azoto, l'idrogeno, il solforato, l'elio, il radon e il cripton. Le relative percentuali dei vari composti variano notevolmente in funzione a due aspetti: la regione geografica in cui avviene l'estrazione e la modalità con cui si forma nel sottosuolo.

Questi due aspetti sono fondamentali perché determinano il potere calorifico, cioè l'energia che deriva dalla combustione di 1 m<sup>3</sup> di gas, e l'effettiva commercializzazione della fonte stessa.

Nel grafico vediamo come, le percentuali dei composti e i relativi poteri calorifici variano in base al paese d'estrazione, determinando la purezza del metano stesso. Per esempio, in Italia è importante che la percentuale dei composti del gas rispetti la norma UNI EN ISO 6976, cioè contenere il 99,5% di metano, 0,1% di etano e circa 0,4% di azoto.

Con queste percentuali, il gas può essere consegnato tranquillamente nelle case dell'utente finale.

<b>Gas naturale</b>	<b>Nazionale % vol</b>	<b>Russo % vol</b>	<b>Nord Europa % vol</b>	<b>Algerino % vol</b>
Metano	99,33	97,92	90,31	83,62
Etano	0,05	0,77	4,83	8,42
Altri idrocarburi	0,01	0,35	1,63	2,68
Anidride carbonica	0,03	0,09	1,14	0,51
Azoto	0,57	0,86	2,05	4,62
Elio	0,01	0,01	0,04	0,15
Potere calorifico superiore (MJ/Sm <sup>3</sup> )	37,58	37,886	39,054	39,985
Potere calorifico inferiore (MJ/Sm <sup>3</sup> )	33,836	34,125	35,244	36,137

Tabella 1.1: Composizione e caratteristiche medie del gas naturale immesso in Italia. Fonte: Snam Rete Gas

### 1.1.2 Formazione del gas

Anche la modalità di formazione determina il potere calorifico, e quindi la relativa commercializzazione, della fonte gas.

Il gas, come il petrolio e il carbone, deriva in sostanza da resti di piante, animali e microrganismi vissuti milioni e milioni di anni fa.

Sulla sua origine, esistono tre teorie principali che si sono sviluppate nel corso degli anni:

1. La teoria più accreditata afferma che i combustibili fossili si formano quando la materia organica (come ad esempio i resti di una pianta o animale) viene compressa sotto terra, ad altissima pressione per un tempo molto lungo.

Con questo processo ci si riferisce al metano termogenico. Simile alla formazione di petrolio, il metano termogenico è formato da particelle organiche che sono stati coperti da fango e da altri sedimenti; nel tempo, sempre più sedimenti e fango e altri detriti si sono accatastati in cima alla materia organica, comprimendoli e sottoponendoli a una pressione elevata. Questa compressione, combinata con le temperature elevate che si trovano in profondità sotto la crosta terrestre, rompe i legami di carbonio all'interno della materia organica (naturalmente tanto più si scende in profondità nella crosta terrestre, tanto maggiori saranno la temperatura e la pressione a cui è sottoposta la materia organica). A basse temperature (depositi localizzati a bassa profondità), si forma più petrolio rispetto al gas naturale. A temperature più elevate, tuttavia, viene creato più gas naturale rispetto al petrolio: è per questo che il gas naturale è di solito

associata con il petrolio in depositi che sono 1-2 chilometri sotto la crosta terrestre, mentre nei giacimenti più profondi si trova essenzialmente gas naturale, e in molti casi metano puro.

Metano puro

2. Il gas naturale può anche essere formato attraverso la trasformazione della materia organica da minuscoli microrganismi. Questo tipo di metano è indicato come metano biogenico. I batteri metanogeni, minuscoli microrganismi che producono metano, rompono chimicamente la materia organica per la produzione di CH<sub>4</sub>. Questi microrganismi si trovano comunemente nelle zone vicine alla superficie della terra, che sono prive di ossigeno (per questo si parla di digestione anaerobica per indicare appunto l'assenza di ossigeno nel processo). Questi microrganismi vivono anche nell'intestino di molti animali, compreso l'uomo e i mammiferi. La formazione di metano in questo modo di solito avviene vicino alla superficie della terra, a bassissima profondità, e ciò che viene prodotto viene perso solitamente in atmosfera. In alcune circostanze, tuttavia, questo metano può essere intrappolato sottoterra, ed essere recuperato sotto forma di gas naturale puro.
3. Un terzo modo in cui può formarsi il gas naturale è attraverso processi abiogenici. A profondità elevate sotto la crosta terrestre, esistono gas ricchi di idrogeno e molecole di carbonio; poiché questi gas gradualmente salgono verso la superficie della terra, possono interagire con i minerali presenti sottoterra, anche in assenza di ossigeno. Questa interazione può risultare in una reazione che, in condizioni di elevata pressione, porta alla formazione di metano termogenico.

## 1.2 La situazione globale del gas

Con questo paragrafo prima vogliamo individuare il ruolo del gas naturale nel mix energetico globale e italiano, e successivamente focalizzarci sui trend che caratterizzano le riserve, la produzione, i consumi, le importazioni e le esportazioni del gas naturale sia a livello mondiale sia in Italia. Questi approfondimenti ci permetteranno di capire la situazione che gravita attorno al settore gas e le prospettive future.

### 1.2.1 Lo scenario energetico

Con il termine scenario energetico s'intende il mix energetico, il quale fa riferimento all'insieme delle fonti di energia primaria che vengono utilizzate all'interno di una determinata area geografica o ad ambito territoriale per poter soddisfare le esigenze finali delle attività socio-economiche dell'area di riferimento.

E' opportuno sottolineare come si faccia riferimento a fonti di energia primaria, ossia stando alla classificazione delle fonti energetiche mondiali:

- Si definisce energia primaria una fonte energetica presente in natura e che non deriva dalla trasformazione di nessun'altra forma di energia.
- Una fonte di energia si definisce energia secondaria quando è disponibile solo a valle di una trasformazione di energia, attraverso un processo che porta inevitabilmente alla perdita di una quota dell'energia primaria disponibile a monte del processo.

Le fonti di energia primaria sono classificabili secondo uno schema ad albero (immagine 1.1), il cui primo ramo si basa sulla definizione di energia rinnovabile (stando alla definizione ufficiale, una fonte energetica si definisce rinnovabile quando il suo tasso di sfruttamento è inferiore o al più uguale al tasso con cui tale fonte energetica si rigenera e torna disponibile in natura):

- *Fonti non rinnovabili:*
  - Combustibili fossili:
    - Gas naturale
    - Petrolio
    - Carbone
    - Nucleare
- *Fonti rinnovabili:*
  - Idroelettrico
  - Energia marina:
    - Energia dalle correnti
    - Energia dal moto ondoso

- Energia dalle maree
- Energia solare:
  - Solare fotovoltaico
  - Solare termico
  - Solare termodinamico
- Biomasse:
  - Biogas
  - Biomasse solide
  - Biomasse liquide
- Geotermico
- Eolico

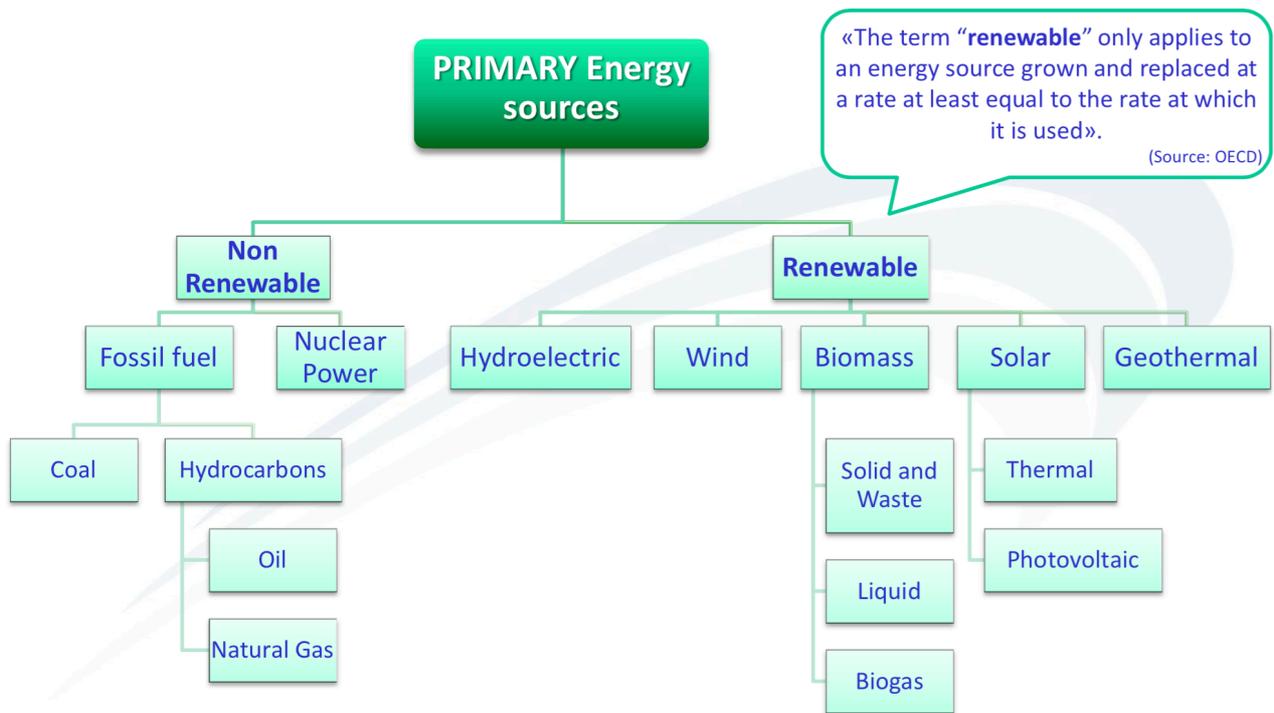


Figura 1.1: Classificazione delle fonti di energia primaria. Fonte: Energy & Strategy Group

Le principali fonti di energia secondaria sono invece l'elettricità e le benzine, ottenute dalla raffinazione del petrolio greggio.

## 1.2.2 Il mix energetico mondiale

Per vedere che ruolo ha il gas naturale nel mix energetico mondiale utilizziamo i dati tratti dal British Petroleum Statistical Review of World Energy, lavoro di revisione statistica sui consumi energetici mondiale tra i più dettagliati ed accurati in circolazione e pubblicato nel Giugno 2014, è stato possibile ricostruire i consumi finali di energia primaria a livello mondiale sfruttando dati aggiornati alla fine del 2013. Tale lavoro mette in luce i consumi totali delle differenti fonti di energia primaria differenziandoli, poi in base alla regione geografica di riferimento.

A livello mondiale, i consumi del 2013 sono stati pari a 12.730,4 milioni di TEP, ripartiti in:

- 87% Combustibili fossili
  - 33% Petrolio
  - 30% Carbone
  - 24% Gas naturale
- 6,7 % Idroelettrico
- 4,5 % Nucleare
- 1,8 % Fonti Rinnovabili

Il seguente grafico (tabella 1.2) mostra l'andamento mondiale dei consumi di energia primaria nel corso degli ultimi anni, in funzione di uno specifico parametro energetico, detto Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP, in inglese Tonne of Oil Equivalent, TOE).

Complessivamente, tra il 2012 e il 2013 si è registrato un aumento dei consumi finali pari al 2,3%.

Facendo un quadro generale della situazione complessiva si può notare:

- L'incremento notevole del carbone (partito nel 2003, con una leggera flessione nel 2009) dovuto ai consumi considerevoli di Cina e India.
- L'aumento dei consumi delle rinnovabili e dell'idroelettrico in generale.
- Gas naturale con un leggero aumento costante
- Il continuo decremento del nucleare, partito dopo il disastro di Fukushima del 11 Marzo 2011.
- Il continuo calo dei consumi di petrolio, che ha toccato i minimi storici in termini di quota sul totale dei consumi finali mondiali, che però mantiene la sua posizione di primaria importanza.

**World consumption**  
Million tonnes oil equivalent

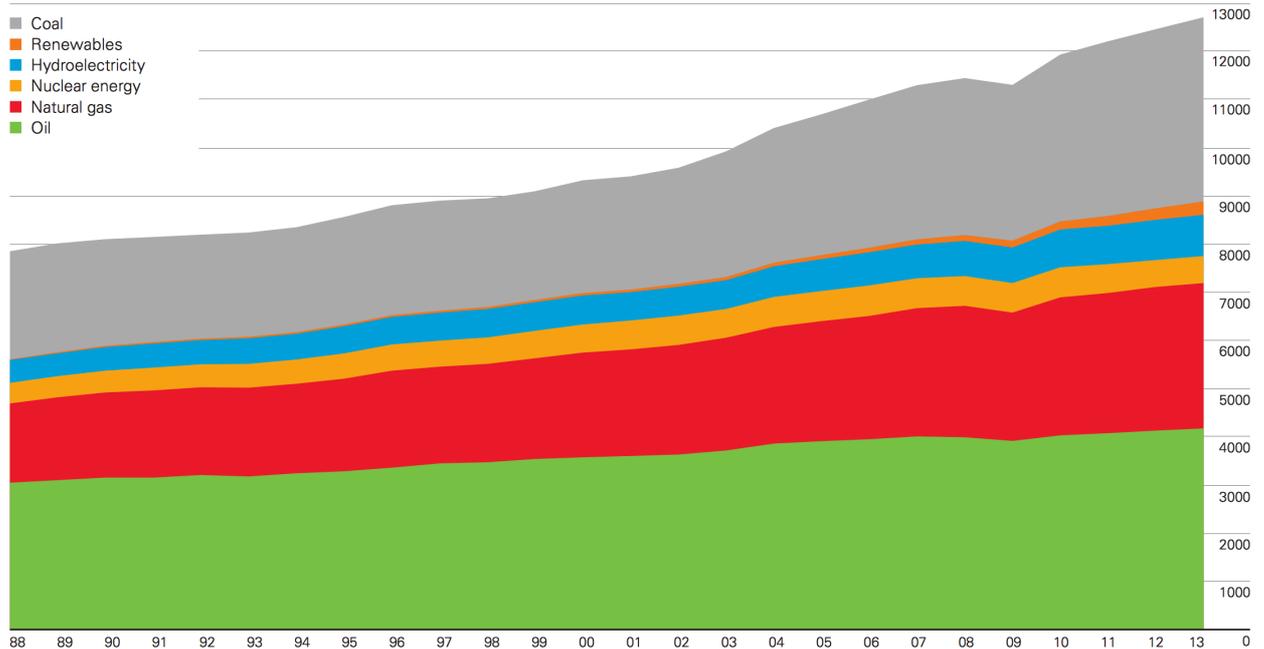


Tabella 1.2: Andamento dei consumi mondiali di energia primaria. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Differenziando poi le varie macro aree geografiche, abbiamo che i consumi sono così ripartiti:

- 40,5% Asia-Pacifico.
- 23% Europa (comprendente l'Eurasia) di cui l'1,24% dell'Italia.
- 21,9% Nord America (comprendente anche il Messico).
- 6,2% Medio Oriente.
- 5,3% Centro e Sud America.
- 3,2% Africa.

Da questi dati possiamo dire quindi che livello mondiale il ruolo che il gas naturale è di minor rilievo rispetto al petrolio e al carbone, gli altri combustibili fossili, ma sta avendo sempre un utilizzo maggiore negli ultimi anni (crescita continua annuale dal 2003 fino ad oggi, con un leggero calo nel 2009 dovuto alla crisi mondiale).

Ciò è dovuto principalmente della riduzione dell'impiego del petrolio (che diventerà sempre più concentrato nel settore dei trasporti) per via dell'andamento incerto del suo prezzo e per la maggior attenzione popolare degli aspetti ambientali, e al calo considerevole del nucleare dopo il disastro di Fukushima.

L'incremento più elevato tuttavia in futuro sarà fatto dal carbone, essenzialmente a causa del suo prezzo più competitivo rispetto al gas, che ne hanno già fatto l'elemento chiave per la

rapida crescita economica di India e Cina, anche se il suo forte utilizzo comporterà problemi ambientali non indifferenti visto che questi paesi non utilizzano nessun sistema per l'abbattimento degli inquinanti.

### **1.2.3 Il mix energetico italiano**

Grazie ai dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, è stato possibile ricostruire il mix energetico italiano (i dati sono stati presi dal Bilancio Energetico Nazionale pubblicato il 10 Novembre 2014 e che fa riferimento ai dati complessivi del 2013).

Nel corso di quest'analisi, anche qui i valori sono riportati in TEP; essa rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo, che corrisponde a circa 42 GJ. Essa rappresenta l'unità di misura più diffusa a livello mondiale per la descrizione dei consumi energetici, in quanto è possibile ricondursi ad essa tramite degli appositi fattori di conversione, che sono così definiti:

- 1 tonnellata di carbone: 0,75 TEP.
- 1 metro cubo di gas naturale: 0,82 TEP.
- 0,24 TEP/Mwh nel caso dell'energia elettrica.

Fatta questa necessaria premessa, definiamo il consumo interno lordo che è dato in particolare dalla somma di produzione nazionale ed importazione, a cui devono sottrarsi esportazioni e variazioni delle scorte. Per l'Italia il consumo interno lordo del 2013 è stato di 172,994 milioni di TEP (43,81 dalla Produzione, 154,11 dall'Importazione e 24,95 dall'Esportazione)

Mentre se parliamo di consumi finali dobbiamo sottrarre al consumo interno lordo le perdite/consumi del settore energetico. Per l'Italia il consumo finale del 2013 è stato di 126,587 milioni di TEP.

Come vediamo dalla tabella il mix energetico italiano è composto da 5 fonti energetiche, che nel corso del 2013 hanno presentato le seguenti caratteristiche all'interno del panorama nazionale (tabella 1.3, dati espressi in Milioni di TEP sui consumi interni lordi):

- 33,72% di Petrolio
- 33,18 % di Gas naturale
- 19,55% di Energie Rinnovabili
- 8,18 % di Solidi, che nel caso è inteso come Carbone
- 5,35 % di Energia Elettrica completamente importata

Sempre dalla stessa tabella (tabella 1.3, dati espressi in milioni di TEP sui consumi finali) possiamo vedere a che attività sono destinati questi consumi finali :

- 39,11% nel Civile.
- 29,88% nei Trasporti.
- 22,26 % nell'Industria.
- 4,6 % per Usi non Energetici.
- 2,2% nell'Agricoltura.
- 1,9% per Bunkeraggi.

Disponibilita' e Impieghi	ANNO 2013					
	Solidi	Gas naturale (b)	Petrolio	Rinnovabili (a)	Energia elettrica	Totale
1. Produzione	0,357	6,336	5,502	31,626		43,821
2. Importazione	13,485	50,756	77,815	2,304	9,754	154,114
3. Esportazione	0,173	0,187	24,060	0,052	0,484	24,956
4. Variaz. scorte	-0,494	-0,488	0,914	0,053		-0,015
5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)	14,163	57,393	58,343	33,825	9,270	172,994
6. Consumi e perdite del settore energ.	-0,142	-1,533	-3,822	-0,013	-40,897	-46,407
7. Trasformazioni in energia elettr.	-11,090	-16,876	-2,476	-25,901	56,343	
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	2,931	38,984	52,045	7,911	24,716	126,587
- industria	2,856	12,130	3,788	0,034	9,367	28,175
- trasporti	-	0,812	34,897	1,188	0,926	37,823
- Civile	0,003	25,463	3,427	6,682	13,935	49,510
- Agricoltura		0,129	2,112	0,007	0,488	2,736
- usi non energetici	0,072	0,450	5,390	0,000	-	5,912
- bunkeraggi	-	-	2,431		-	2,431

Tabella 1.3: Bilancio Energetico Nazionale 2013. Fonte: Bilancio Energetico Nazionale

Per quanto riguarda gli anni precedenti (dati in milioni di TEP dei BEN degli anni precedenti):

- 1998 – Consumi lordi: 179,427; Consumi finali: 131,156.
- 1999 – Consumi lordi: 182,669; Consumi finali: 134,094.
- 2000 – Consumi lordi: 185,897; Consumi finali: 134,848.
- 2001 – Consumi lordi: 188,793; Consumi finali: 137,466.
- 2002 – Consumi lordi: 188,006; Consumi finali: 136,293.
- 2003 – Consumi lordi: 194,379; Consumi finali: 142,261.
- 2004 – Consumi lordi: 196,526; Consumi finali: 145,120.
- 2005 – Consumi lordi: 197,776; Consumi finali: 146,591.
- 2006 – Consumi lordi: 196,191; Consumi finali: 145,658.
- 2007 – Consumi lordi: 194,200; Consumi finali: 143,211.
- 2008 – Consumi lordi: 191,304; Consumi finali: 141,124.
- 2009 – Consumi lordi: 180,343; Consumi finali: 132,705.
- 2010 – Consumi lordi: 187,785; Consumi finali: 138,584.
- 2011 – Consumi lordi: 184,204; Consumi finali: 134,901.
- 2012 – Consumi lordi: 176,306; Consumi finali: 127,862.
- 2013 – Consumi lordi: 172,994; Consumi finali: 126,587.

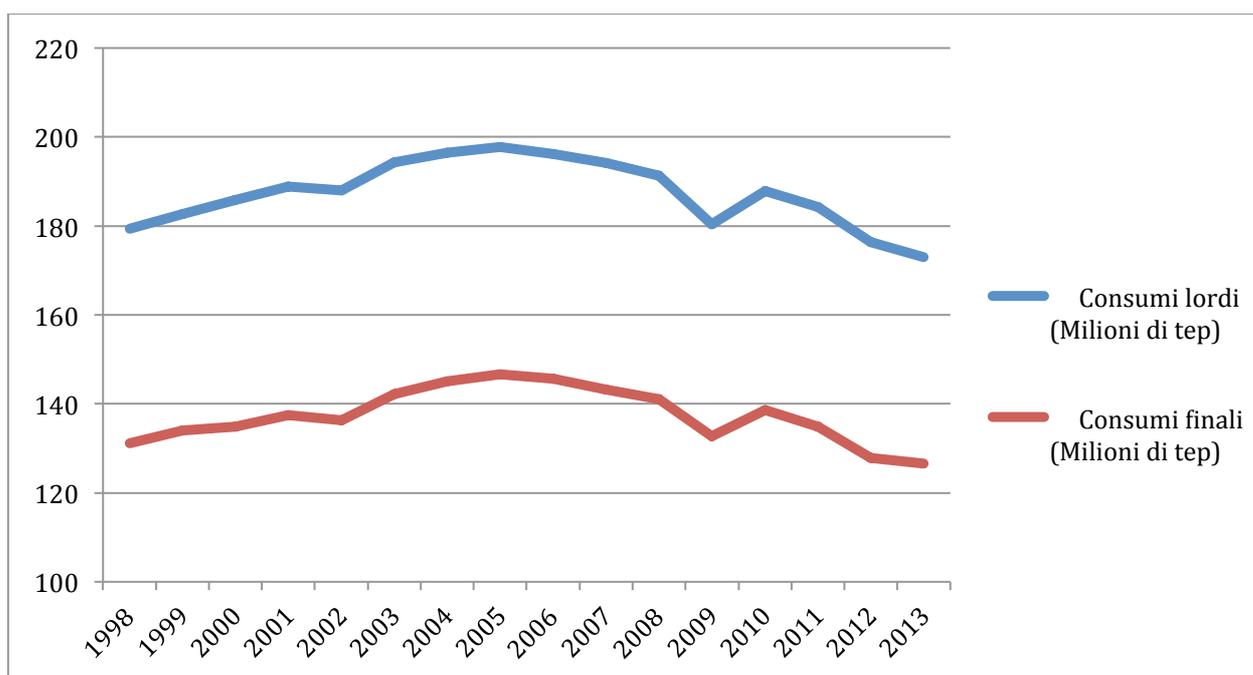


Tabella 1.4: Andamento dei consumi lordi e dei consumi finali di energia in Italia dal 1998 al 2013. Fonte: Bilancio Energetico Nazionale

Facendo un quadro generale della situazione energetica italiana notiamo che:

- Possiamo dire che solo il 25,3% dell'energia consumata è prodotta sul nostro suolo, mentre tutto il resto è importata.  
Di questo percentuale di produzione, il 72,2% proviene dalle energie rinnovabili.
- A differenza del mix energetico globale, nel mix energetico italiano:
  - Il carbone non viene consumato a causa del suo basso pregio come combustibile, visto che nella fase di combustione le emissioni degli inquinanti sono alte.  
Questo non accade in paesi come Cina e India dove il problema sulla questione ambientale non è percepito e dove l'interesse sui certificati bianchi viene sorpassato dagli interessi economici derivati dall'intensificazione dei processi produzione delle industrie.
  - Il nucleare non esiste più dopo il referendum abrogativo del 1987.
  - Per far fronte ai consumi, l'Italia ha la necessità di importare l'elettricità dai paesi confinanti a causa di inefficienze sia della rete nazionale che delle centrali nazionali di produzione (nella maggior parte è generata dal nucleare francese, sloveno, svizzero e tedesco).
  - Lo sfruttamento delle Energie Rinnovabili è molto consistente rispetto alle tendenze mondiali.
  - L'utilizzo del petrolio, anche se è in calo, mantiene la sua posizione di leadership grazie soprattutto al suo utilizzo nei trasporti, mentre il consumo di Gas Naturale sta aumentando, grazie al suo impiego nel civile e nell'industriale, ma con un significativo aumento nel settore dei trasporti.
- La diminuzione dei consumi di energia in Italia non rispecchia il trend positivo mondiale: appunto rispetto all'anno 2012, i consumi di energia lordi sono diminuiti del - 1,9 % e quelli netti del -1,0%, a differenza dell'aumento dei consumi mondiali del +2,3%.  
Questo andamento negativo è figlio del calo avvenuto già nel 2010, che si sta protraendo nel tempo.

Possiamo concludere quindi che l'Italia è fortemente dipendente dal punto di vista energetico; inoltre il calo dei consumi energetici rispecchiano il momento di crisi del paese, soprattutto quello delle industrie italiane che utilizzano meno energia per i loro processi produttivi rispetto agli anni pre-crisi.

Ora entriamo nello specifico, approfondendo i dati mondiali sul gas naturale.

## 1.2.4 Le riserve mondiali di gas naturale

Tutti i dati che vedremo nei paragrafi successivi sono stati presi dal report realizzato da Eni S.P.A., il "World Oil & Gas Review 2014", che raccoglie i dati fino al 31 Dicembre 2013 espressi in milioni di m<sup>3</sup>.

### The World Top 10 Reserves Holders <sup>(\*)</sup>

(billion cubic metres as at 31<sup>st</sup> December)

	2000	2005	2010	2012	2013	$\Delta$ y/y (2013-2012)	CAGR (2013-2000)
Russia	43,809	44,860	46,000	48,810	49,541	1.5%	1.0%
Iran	26,000	27,580	33,090	33,780	33,948	0.5%	2.1%
Qatar	14,443	25,636	25,201	25,069	24,936	-0.5%	4.3%
Turkmenistan	2,680	2,680	10,000	9,967	9,967	0.0%	10.6%
United States	5,024	5,787	8,621	8,717	9,170	5.2%	4.7%
Saudi Arabia	6,301	6,900	8,016	8,235	8,320	1.0%	2.2%
United Arab Emirates	5,994	6,060	6,090	6,090	6,090	0.0%	0.1%
Venezuela	4,179	4,309	5,521	5,558	5,595	0.7%	2.3%
Nigeria	4,106	5,154	5,110	5,118	5,082	-0.7%	1.7%
Algeria	4,523	4,504	4,504	4,504	4,504	0.0%	0.0%
<b>The World Top 10</b>	<b>117,059</b>	<b>133,470</b>	<b>152,153</b>	<b>155,848</b>	<b>157,154</b>	<b>0.8%</b>	<b>2.3%</b>
Rest of the World	41,388	42,085	43,871	43,597	45,604	4.6%	0.7%
<b>World</b>	<b>158,447</b>	<b>175,555</b>	<b>196,024</b>	<b>199,445</b>	<b>202,758</b>	<b>1.7%</b>	<b>1.9%</b>
Italy <sup>(**)</sup>	199	117	66	59	56	-5.1%	-9.3%

(\*) Data source: Eni's estimates on Enerdata *Global Energy Market & CO<sub>2</sub> Database* and, for United Kingdom, on DECC data.

(\*\*) Data source: Italian Ministry for Economic Development.

Tabella 1.5: Top ten mondiale dei paesi possessori di riserve di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

E' definita come riserva provata la quantità di gas naturale che può essere recuperata da un giacimento in modo economicamente sostenibile. La riserva è quindi solo una frazione degli idrocarburi presenti in un giacimento.

Dalla tabella (tabella 1.5) riusciamo ad estrarre alcuni dato significativi:

- La Russia detiene il 24,43% delle riserve mondiali di gas naturale.
- Sommando tutte le riserve del Medio Oriente vediamo che possiede circa il 40% delle riserve mondiali.
- I primi dieci paesi della classifica detengono il 77,5% delle riserve mondiali.
- Dal 2005 fino al 2013 c'è stata una crescita del gas estratto dalle riserve del +15%.
- L'Italia ha una quota irrisoria di riserve, che è addirittura diminuita dal 2000 fino al 2013 del -71%.

## 1.2.5 La produzione mondiale di gas naturale

### The World Top 10 Producers (\*)

(billion cubic metres)

	2000	2005	2010	2012	2013	$\Delta y/y$ (2013-2012)	CAGR (2013-2000)
United States	533.06	502.78	590.11	666.63	673.51	1.0%	1.8%
Russia	561.43	615.22	644.22	644.98	657.66	2.0%	1.2%
Qatar	25.98	47.55	127.97	168.50	171.03	1.5%	15.6%
Iran	59.46	99.54	145.17	157.73	160.57	1.8%	7.9%
Canada	176.94	183.84	157.94	154.99	153.78	-0.8%	-1.1%
China	27.15	49.23	94.67	106.95	114.82	7.4%	11.7%
Norway	55.20	89.50	109.15	115.89	109.78	-5.3%	5.4%
Indonesia	72.90	78.17	89.17	80.25	82.01	2.2%	0.9%
Saudi Arabia	36.71	54.83	71.44	79.00	81.93	3.7%	6.4%
Algeria	83.33	90.19	85.85	86.50	81.49	-5.8%	-0.2%
<b>The World Top 10</b>	<b>1,632.16</b>	<b>1,810.84</b>	<b>2,115.69</b>	<b>2,261.42</b>	<b>2,286.56</b>	<b>1.1%</b>	<b>2.6%</b>
Rest of the World	831.81	1,012.02	1,108.49	1,123.67	1,139.35	1.4%	2.4%
<b>World</b>	<b>2,463.97</b>	<b>2,822.86</b>	<b>3,224.18</b>	<b>3,385.09</b>	<b>3,425.91</b>	<b>1.2%</b>	<b>2.6%</b>
Italy	16.25	11.79	8.21	8.41	7.56	-10.1%	-5.7%

Tabella 1.6: Top ten mondiale dei paesi produttori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Dalla tabella (tabella 1.6) riusciamo ad estrarre alcuni dato significativi:

- USA e Russia hanno la leadership nella produzione, aggiudicandosi rispettivamente il 19,64% e il 19,18% della produzione mondiale di gas naturale.
- Il Medio Oriente produce circa il 16% della produzione mondiale. Ci sono altri paesi che però si difendono bene come Canada (6,7%), China (5%) e Norvegia (4,8%).
- I primi dieci paesi della classifica detengono il 66,7% della produzione mondiale.
- Dal 2005 fino al 2013 c'è stato un aumento del gas prodotto del +20,8%.
- L'Italia nella produzione è proprio insignificante, lo 0,22%. Anche per la produzione c'è stato un calo dal 2000 al 2013 del -53%.

## 1.2.6 I consumi mondiali di gas naturale

### The World Top 10 Consumers (\*)

(billion cubic metres)

	2000	2005	2010	2012	2013	$\Delta$ y/y (2013-2012)	CAGR (2013-2000)
United States	653.26	604.94	663.21	710.47	724.67	2.0%	0.8%
Russia	380.47	417.04	457.44	461.70	457.53	-0.9%	1.4%
China	24.75	46.26	105.66	143.80	159.29	10.8%	15.4%
Iran	62.77	99.99	145.68	153.04	156.56	2.3%	7.3%
Japan	78.32	84.18	102.62	125.61	126.15	0.4%	3.7%
Canada	88.56	96.23	93.86	99.60	102.79	3.2%	1.2%
Germany	85.70	92.77	90.53	83.27	87.25	4.8%	0.1%
Saudi Arabia	36.71	54.83	71.44	79.00	81.93	3.7%	6.4%
United Kingdom	104.24	101.94	101.15	79.13	78.14	-1.3%	-2.2%
Italy	69.11	84.27	81.18	73.19	68.45	-6.5%	-0.1%
<b>The World Top 10</b>	<b>1,583.90</b>	<b>1,682.45</b>	<b>1,912.77</b>	<b>2,008.82</b>	<b>2,042.76</b>	<b>1.7%</b>	<b>2.0%</b>
Rest of the World	888.01	1,127.02	1,350.10	1,380.70	1,381.94	0.1%	3.5%
<b>World</b>	<b>2,471.91</b>	<b>2,809.48</b>	<b>3,262.88</b>	<b>3,389.52</b>	<b>3,424.70</b>	<b>1.0%</b>	<b>2.5%</b>

Tabella 1.7: Top ten mondiale dei paesi consumatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Dalla tabella (tabella 1.7) riusciamo ad estrarre alcuni dato significativi:

- USA e Russia detengono anche il primato nei consumi di gas, sfruttando rispettivamente il 21,16% e il 13,35% dei consumi mondiali di gas naturale.
- Il Medio Oriente utilizza molto meno gas naturale rispetto a quello che produce e alle riserve che ha; solo Iran (4,57%) e Arabia Saudita (2,39%) hanno consumi significativi di questa fonte. Altri paesi consumano più di loro come China (4,65%), Giappone (3,68%) e Canada (3%).
- I primi dieci paesi della classifica detengono il 59,65% dei consumi mondiali.
- Dal 2005 fino al 2013 c'è stato un aumento del consumo di gas del +17,62%.
- In Italia il consumo di gas naturale è massiccio, appunto l'Italia detiene il 2% dei consumi mondiali. C'è da dire che però dal 2005 fino al 2013 c'è stato un calo dei consumi del -19%, che però segue il trend negativo dei consumi nazionali

## 1.2.7 Le importazioni mondiali di gas naturale

### The World Top 10 Importers (\*)

(billion cubic metres)

	2000	2005	2010	2012	2013	$\Delta$ y/y (2013-2012)	CAGR (2013-2000)
Japan	75.74	80.86	98.77	121.72	122.95	1.0%	3.8%
Germany	72.85	94.10	93.98	88.36	94.87	7.4%	2.1%
United States	104.69	120.31	103.66	86.72	79.59	-8.2%	-2.1%
Italy	56.12	71.76	73.62	66.16	60.54	-8.5%	0.6%
South Korea	20.36	31.14	46.86	51.11	56.85	11.2%	8.2%
China	0.00	0.00	15.02	39.74	51.90	30.6%	
France	43.48	49.64	50.22	50.53	50.71	0.4%	1.2%
United Kingdom	2.40	16.00	54.41	50.51	49.25	-2.5%	26.2%
Turkey	14.37	26.40	37.35	45.10	44.46	-1.4%	9.1%
Spain	18.45	36.08	38.11	36.38	36.31	-0.2%	5.3%
<b>The World Top 10</b>	<b>408.47</b>	<b>526.29</b>	<b>612.01</b>	<b>636.33</b>	<b>647.42</b>	<b>1.7%</b>	<b>3.6%</b>
Rest of the World	229.38	319.78	371.53	393.85	388.30	-1.4%	4.1%
<b>World</b>	<b>637.86</b>	<b>846.07</b>	<b>983.53</b>	<b>1,030.18</b>	<b>1,035.72</b>	<b>0.5%</b>	<b>3.8%</b>

Tabella 1.8: Top ten mondiale dei paesi importatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Dalla tabella (tabella 1.8) riusciamo ad estrarre alcuni dato significativi:

- Il Giappone detiene il primato nelle importazioni con l'11,87% delle importazioni mondiali.
- Altre nazioni che importano in maniera significativa sono Germania (9,16%), USA (7,77%) che però ha diminuito le sue importazioni dopo la scoperta sul suo suolo dello shale gas, Corea del Sud (5,5%) e Cina (5%) che importa questa fonte solo dal 2010 in maniera crescente anno dopo anno.
- I primi dieci paesi della classifica detengono il 62,5% della produzione mondiale.
- Dal 2005 fino al 2013 c'è stato un aumento delle importazioni di gas del +18.31%.
- L'Italia si posiziona al quarto posto per quanto riguarda la classifica delle importazioni mondiali, con il 5,84%. Questo dato rispecchia la nostra dipendenza energetica dagli altri paesi, anche per quanto riguarda la fonte gas.

## 1.2.8 Le esportazioni mondiali di gas naturale

### The World Top 10 Exporters (\*)

(billion cubic metres)

	2000	2005	2010	2012	2013	$\Delta$ y/y (2013-2012)	CAGR (2013-2000)
Russia	186.76	199.68	183.88	189.42	206.53	9.0%	0.8%
Qatar	14.69	31.12	100.14	125.94	128.08	1.7%	18.1%
Norway	50.26	84.64	101.72	110.94	103.77	-6.5%	5.7%
Canada	98.61	104.24	94.40	87.69	80.87	-7.8%	-1.5%
Netherlands	35.38	44.58	50.88	51.63	57.50	11.4%	3.8%
Algeria	63.24	65.71	58.03	53.09	45.76	-13.8%	-2.5%
Turkmenistan	32.57	44.20	23.32	43.59	43.59	0.0%	2.3%
United States	6.65	19.91	31.19	44.24	43.00	-2.8%	15.4%
Indonesia	41.24	43.28	42.89	38.52	36.21	-6.0%	-1.0%
Malaysia	21.27	29.63	32.00	32.10	34.67	8.0%	3.8%
<b>The World Top 10</b>	<b>550.66</b>	<b>666.99</b>	<b>718.45</b>	<b>777.17</b>	<b>779.97</b>	<b>0.4%</b>	<b>2.9%</b>
Rest of the World	93.68	197.82	259.16	262.25	265.35	1.2%	9.0%
<b>World</b>	<b>644.35</b>	<b>864.81</b>	<b>977.61</b>	<b>1,039.41</b>	<b>1,045.33</b>	<b>0.6%</b>	<b>4.1%</b>
Italy	0.05	0.39	0.14	0.14	0.22	64.0%	12.4%

Tabella 1.9: Top ten mondiale dei paesi esportatori di gas naturale 2013; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Dalla tabella (tabella 1.9) riusciamo ad estrarre alcuni dati significativi:

- Naturalmente la Russia, già con il primato di riserve e produzione, esporta gas più di tutti, con il 19,76% delle esportazioni mondiali.
- Altre nazioni che importano in maniera significativa sono Qatar (12,25%), Norvegia (9,93%) e Canada (7,73%).
- I primi dieci paesi della classifica detengono il 74,6% delle esportazioni mondiali.
- Dal 2005 fino al 2013 c'è stato un aumento delle esportazioni di gas del +17,27%.
- L'Italia ha esportazioni quasi nulle.

### **1.3 Fasi della filiera del gas**

Per comprendere nella sua totalità il settore del gas naturale, è corretto andare a spiegare le dinamiche della sua filiera.

Con il termine filiera s'intende, in senso lato, l'insieme articolato che comprende le principali attività (ed i relativi flussi materiali ed informativi), le tecnologie, le risorse e le organizzazioni che concorrono alla creazione, trasformazione, commercializzazione, distribuzione e fornitura di un prodotto finito; in senso stretto s'intende più semplicemente l'insieme delle imprese che concorrono alla catena di fornitura di un dato prodotto.

Una filiera produttiva, in ambito economico-industriale, può definirsi complessa oppure semplice in funzione del numero di passaggi che il prodotto, che deve essere fornito al mercato finale, subisce dalla fase d'estrazione delle materie prime fino alla consegna del prodotto finito.

La filiera italiana del gas naturale a seguito delle attività di liberalizzazione è complessa e contraddistinta da una serie di fasi fondamentali per poter fornire il prodotto ai clienti finali.

La filiera italiana del gas naturale è contraddistinta da tre macro fasi:

- *Upstream*: comprende le attività di approvvigionamento del gas per soddisfare il fabbisogno energetico nazionale.
- *Midstream*: comprende le attività infrastrutturali della filiera, quindi tutti i sistemi per trasportare il gas estratto ed i sistemi di stoccaggio;
- *Downstream*: comprende le attività di vendita del gas naturale ai clienti finali



Figura 1.2: Rappresentazione della filiera del gas naturale. Fonte: Energy & Strategy Group

### 1.3.1 L'Upstream

La fase di Upstream è la fase più a monte della filiera e consiste nell'approvvigionamento delle quantità di gas necessarie per il fabbisogno energetico del paese consumatore.

Ci sono due canali per reperire gas naturale: la produzione, che si divide in attività esplorativa e coltivazione, oppure l'importazione.

- **Produzione**
  - **Attività esplorativa:**
    - Scelta delle aree
    - Acquisizione del titolo minerario
    - Rilievi diretti ed indiretti
  - **Coltivazione:**
    - Coltivazione on-shore
    - Coltivazione off-shore
- **Importazione**

### 1.3.1.1 La produzione

La produzione come detto precedentemente si divide in due processi ben distinti:

- L'attività esplorativa
- La coltivazione

L'attività esplorativa è la prima fase del ciclo nella messa in produzione di un pozzo di gas ed è la fase finalizzata al rinvenimento di accumuli di idrocarburi.

A tale scopo si fa utilizzare diverse discipline scientifiche per ricevere le informazioni necessarie a individuare le aree migliori sulle quali gestire le operazioni di ricerca, tenendo sempre d'occhio gli aspetti economici del caso.

Questo perché l'esplorazione incide circa il 14% in termini di tempo e per il 7% in termini d'investimento sull'intero progetto petrolifero, quindi è chiaro che pesa in modo rilevante sulla redditività rispetto alle altre fasi del ciclo.

L'attività di esplorazione si divide in 3 attività:

1. *La scelta delle aree*: quando si ricerca un bacino o un'area si deve innanzitutto verificare la quantità e la qualità dei dati disponibili, quindi sono necessari dati geologici, stratigrafici, tettonici, sul tipo di riserve e sulla produzione del suolo che si vuole esplorare.

Questi dati o si hanno in fase preliminare, cioè prima di tutti i rilievi del caso, oppure tramite l'esplorazione vera e propria.

I dati nella fase preliminare sono messi sul mercato da ditte specializzate che effettuano i rilievi in una determinata area (tramite scouting, prospezioni geofisiche non esclusive o rilievi foto-geologici e geologici); di solito questi dati hanno costi elevati perché sono estremamente utili e dettagliati.

I dati dall'esplorazione vera e propria invece derivano dalla scoperta di nuove riserve che si articola in due momenti distinti: l'esplorazione regionale e l'esplorazione definita.

L'esplorazione regionale ha lo scopo d'esaminare i bacini sedimentari per evidenziare le caratteristiche favorevoli alla formazione, all'accumulo ed alla preservazione degli idrocarburi prodotti, mentre l'esplorazione di dettaglio si focalizza su aree limitate e selezionate (effettuate grazie a permessi di ricerca) sulle quali è possibile applicare i

metodi classici della ricerca, finalizzati all'indagine diretta del prospect.

Quando si hanno a disposizione dati geologici preliminari, prima ancora d'interpretare i dati sismici reperiti, si stimano le potenzialità globali del bacino tramite metodi probabilistici (Analogia geologica, Metodo Delphi, Metodo del potenziale areale, Metodo del potenziale volumetrico, Approccio valutativo geochimico, Metodo della distribuzione della dimensione dei campi, Metodo dell'estrapolazione dei tassi di scoperta,...).

2. *L acquisizione del titolo minerario*: dopo aver eseguito lo studio regionale sulla base dei dati geologici e sismici e aver delineato, nell'ambito di ogni area studiata, il potenziale esplorativo dell'area, si passa all'acquisizione sul piano internazionale di blocchi per la ricerca, che può avvenire:
  - Tramite la partecipazione ad una gara indetta direttamente dallo Stato in quanto soggetto titolare delle aree o dalla compagnia di stato competente.
  - Per acquisizione di una partecipazione a seguito di un accordo con la compagnia che già detiene un titolo minerario.
  - Per trattativa diretta con lo Stato.

Nel caso di blocchi messi a gara è necessario definire i parametri tecnici ed economici di ogni singolo blocco. La valutazione dei blocchi basata sul potenziale minerario e sugli aspetti operativi indica quali blocchi devono essere selezionati per condurre un'attività di ricerca industriale. In molte gare internazionali alcuni parametri contrattuali sono definiti, mentre altri sono del tutto negoziabili.

Il secondo caso è quello in cui si ottiene una partecipazione in un permesso di ricerca già assegnato ad un'altra compagnia. Questo tipo d'acquisizione è molto comune nel mondo petrolifero ed ha luogo, solitamente, quando una compagnia petrolifera che già detiene il titolo minerario vuole alleggerire i propri impegni finanziari ed offre ad altri parte della propria quota. In questo caso i parametri contrattuali sono già fissati ed è negoziabile soltanto il prezzo d'entrata che corrisponde al costo delle operazioni in programma con una maggiorazione.

Un terzo modo d'acquisire un blocco è mediante una trattativa privata con i competenti organi statali. In alcuni casi questa modalità si esplica attraverso una "convenzione di studio" che presuppone un accordo preliminare con lo Stato. Generalmente si esegue sull'area uno studio non esclusivo basato sui dati forniti dallo

stato dove spesso tali dati vengono pubblicati ed il rapporto diventa proprietà dello Stato.

E' necessario, quando si partecipa ad una gara, definire attentamente: i lavori assolutamente necessari per valutare l'area, il costo dei lavori che si devono eseguire, le condizioni contrattuali che permettono un recupero degli investimenti a tassi di sconto previsti dalla compagnia petrolifera, la possibilità d'usufruire del prodotto e cioè di poter vendere la propria quota di olio o gas rinvenuta nel corso dell'attività.

Da parte sua il soggetto titolare delle aree ha tutto l'interesse ad assegnare le aree di ricerca a compagnie che abbiano la solidità e la strategia necessarie per condurre un programma esplorativo tecnicamente valido. La selezione e l'acquisizione di blocchi rappresentano un processo complesso che coinvolge buona parte delle funzioni di una compagnia petrolifera, dall'esplorazione, ai servizi tecnici alle valutazioni economiche. Acquisire una nuova area significa infatti acquisire obblighi, rischi, potenziali risultati e successivi impegni. Da un'esplorazione positiva con individuazione di nuovi giacimenti lo stato ottiene non solo le rendite provenienti dalla produzione petrolifera, ma anche uno sviluppo di relazioni con un numero elevato di compagnie, l'aumento dei bonus d'entrata e di tutto l'indotto.

3. *Rilievi diretti ed indiretti*: acquisito il blocco, l'operatore può operare sul suolo.

Il primo aspetto da affrontare è l'analisi dei pozzi perforati che consente una verifica sperimentale del modello geologico. I risultati ottenuti con la perforazione indicano se le ipotesi di partenza sulle profondità degli orizzonti geologici, la loro consistenza, le porosità, il tipo di litologia, la presenza di idrocarburi in certi livelli si sono rivelate corrette o se sono intervenute variazioni. I dati che emergono dall'analisi del pozzo sono valutati attentamente e comparati con i parametri utilizzati nella generazione del prospect. L'analisi dei pozzi perforati può fornire, inoltre, importanti informazioni sulla distribuzione delle principali cause d'insuccesso. Inoltre l'analisi statistica dei risultati può anche dire se i metodi utilizzati per la valutazione del rischio sono corretti. Infatti le analisi assumono un pieno valore solo se inserite in un contesto più generale di attività e se considerano l'insieme di pozzi esplorativi perforati in un certo periodo. Su un numero considerevole di pozzo perforati è stato verificato che: il numero di pozzo di successo relativi a prospect per i quali era stata stimata una probabilità di successo inferiore al 20% è praticamente nullo, mentre il numero di quelli relativi a prospect per i quali era stata stimata una probabilità di successo

superiore al 20% è in linea con le previsioni. Se il pozzo risulta di successo deve essere attivato il processo valutativo che permette di trasformare le riserve ipotizzate in riserve certe con conseguente sviluppo del giacimento, o in caso di redditività insoddisfacente per gli standard della compagnia, di non procedere con ulteriori investimenti. In seguito si passa alla creazione delle strutture del pozzo ed alla messa in coltivazione del campo.

Dopo aver effettuato l'attività di esplorazione, si procede con la seconda fase del ciclo che è la coltivazione.

La coltivazione consiste nell'estrazione degli idrocarburi da un giacimento ed è la fase dove viene realizzato il pozzo d'estrazione.

Per realizzare un pozzo occorre esercitare contemporaneamente le seguenti azioni:

- Vincere la resistenza delle rocce, frantumandole.
- Rimuovere i detriti rocciosi.
- Mantenere stabili le pareti del foro.
- Impedire l'ingresso di materiale nel pozzo durante la fase di scavo.

La coltivazione può essere di due tipi:

1. *Coltivazione on-shore*: nel caso la coltivazione avviene su un giacimento sulla terraferma. Esistono attualmente diverse tecnologie di scavo di un pozzo ma gli impianti più diffusi sfruttano la tecnologia di perforazione a rotazione tramite impianti detti rotary.

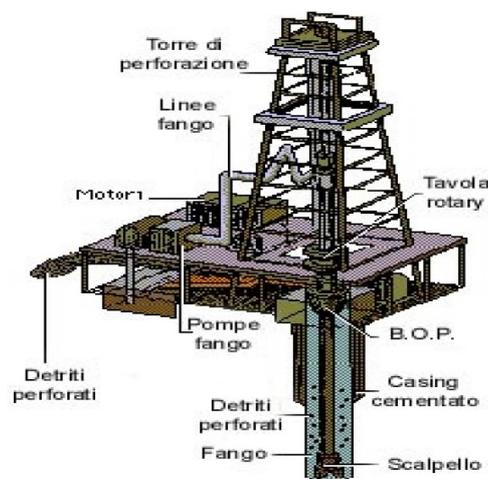


Figura 1.3: Esempio d'impianto di perforazione on-shore.

Un impianto on-shore (figura 1.3) è costituito da:

- Sistemi di sollevamento.
- Sistema di rotazione.
- Sistema di circolazione.
- Sistema di generazione e distribuzione della potenza.
- Batteria di perforazione.
- Scalpelli.
- Varie strutture di trattamento gas nell'area pozzo e di sicurezza.

Come si può vedere l'impianto di perforazione è composto da una serie d'attrezzature e macchinari collocati in un apposito piazzale, sede di perforazione.

Nella perforazione rotary il terreno è perforato mediante un utensile tagliente, detto scalpello, ruotato e contemporaneamente spinto sulla roccia del fondo pozzo da una batteria di perforazione. La batteria è composta di aste cave d'acciaio, di sezione circolare ed avvitate tra loro. I detriti di perforazione generati dallo scalpello (cutting) sono portati in superficie mediante un fluido di perforazione, solitamente un liquido (fango o acqua), oppure un gas o una schiuma, fatto circolare all'interno delle aste fino allo scalpello, e di qui in superficie. La rotazione è trasmessa allo scalpello dalla superficie mediante un dispositivo detto tavola rotary, oppure con motori di fondo posti direttamente sopra lo scalpello. Dopo aver perforato un certo tratto di foro, per garantire la stabilità occorre rivestirlo con robusti tubi, detti casing, uniti con giunti filettati. L'intercapedine tra casing e foro è in seguito riempita con malta di cemento, per assicurare la tenuta.

La testa d'iniezione invece serve a far passare il fango dal circuito idraulico di superficie verso l'interno delle aste. La batteria è manovrata con un sistema di sollevamento, formato da un gancio collegato ad una serie di pulegge, movimentato da un cavo ed un argano. La taglia fissa è collocata in cima alla torre di perforazione. La torre di perforazione ha la funzione di sostenere la taglia fissa ed è caratterizzata da un'altezza tale da permette la manovra verticale utile della taglia mobile e quindi della batteria di aste in foro. Il fluido di perforazione si muove in un circuito chiuso: esso entra dalla testa di iniezione, passa attraverso le aste e lo scalpello, pulisce il fondo foro, risale nell'intercapedine tra aste e foro, ricade nel vibrovaglio e giunge alle vasche d'accumulo. Da qui è rimandato dalle pompe fango che lo inviano nuovamente alla testa d'iniezione chiudendo il circuito.

Oggi giorno la ricerca e la produzione degli idrocarburi si basa sulla perforazione di pozzi la cui profondità in qualche caso supera i 10Km. Si noti che il fattore tempo risulta molto importante visto che un impianto on-shore ha un costo medio di 25.000 euro/giorno.

Gli impianti di produzione a terra si possono classificare in quattro categorie:

- *Impianti leggeri*: arrivano a perforare fino a duemila metri.
- *Impianti medi*: arrivano a perforare fino a quattromila metri.
- *Impianti pesanti*: arrivano a perforare fino a seimila metri.
- *Impianti ultrapesanti*: si usano per profondità superiori ai seimila metri.

Un altro criterio di classificazione è la potenza installata sull'impianto, che nella perforazione petrolifera è nell'ordine di almeno 10HP ogni 100ft di profondità, ovvero 250W/m. Secondo questo criterio possiamo avere:

- *Impianti leggeri*: fino a 650HP.
- *Impianti medi*: fino a 1.300HP.
- *Impianti pesanti*: fino a 2.000HP.
- *Impianti ultrapesanti*: oltre i 2.000HP.

Risulta importante conoscere l'esatta classificazione attribuita al pozzo prima della perforazione in relazione all'obiettivo per il quale è perforato; è però anche importante conoscere la classificazione attribuita al pozzo dopo la perforazione, che tiene conto del risultato (successo o insuccesso). Nell'immagine 1.10 è rappresentata la classificazione di Lahee utilizzata anche da AAPG (American Association of Petroleum Geologists) e da API (American Petroleum Institute). A queste categorie (pozzi di successo e pozzi sterili) va aggiunta una terza categoria di pozzi definiti "in sospeso". Rientrano in questa categoria tutti quei pozzi che alla fine di ogni anno, pur avendo raggiunto la profondità prevista dal programma, per svariati motivi non vengono classificati (per esempio in attesa di una prova di produzione).

OBIETTIVI DELLA PERFORAZIONE		CLASSIFICAZIONE INIZIALE (a inizio perforazione)	CLASSIFICAZIONE FINALE (dopo completamento o abbandono)			
			POZZI DI SUCCESSO ○ ● ◐	POZZI STERILI ◈		
per scoprire un nuovo giacimento in una struttura o in un ambiente prima non produttivi		1 pozzo esplorativo per nuovo giacimento	pozzo esplorativo di scoperta di nuovo giacimento	pozzo esplorativo sterile		
per scoprire un nuovo accumulo in una struttura o in un ambiente già produttivi	pozzetti su nuovi livelli	all'esterno dell'area mineralizzata	2 pozzo esplorativo per nuovo accumulo	pozzo di scoperta di nuovo accumulo	pozzo esplorativo di nuovo accumulo sterile	
		all'interno dell'area mineralizzata	per un obiettivo al di sotto dell'accumulo più profondo	3 pozzo di accertamento di accumulo più profondo	pozzo di scoperta di nuovi accumuli	pozzo di scoperta di nuovi accumuli sterili
			per un obiettivo al di sopra dell'accumulo più profondo	4 pozzo di accertamento di accumulo più superficiale	pozzo di scoperta di accumulo più profondo	pozzo di scoperta di accumulo più superficiale
per delimitare l'estensione di un accumulo parzialmente sviluppato		5 pozzo di delimitazione	pozzo di delimitazione produttivo	pozzo di delimitazione sterile		
per sfruttare un accumulo già scoperto		6 pozzo di sviluppo	pozzo di sviluppo mineralizzato	pozzo di sviluppo sterile		

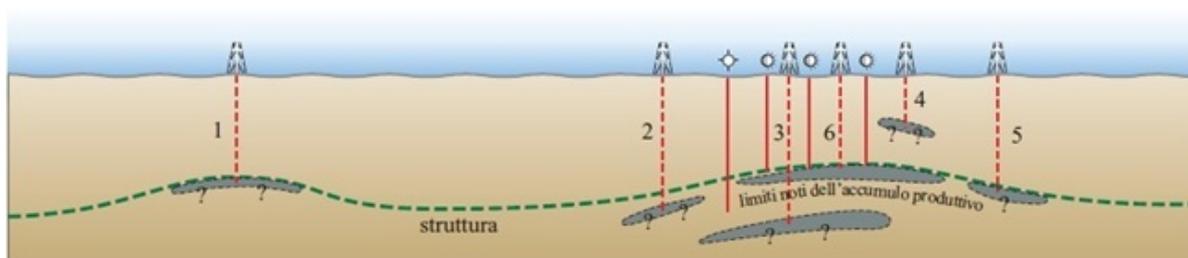


Figura 1.4: Classificazione di Lahee. Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

2. *Coltivazione off-shore*: nel caso offshore l'area d'estrazione è il mare. Le tecniche e le attrezzature per la perforazione di pozzi a mare sono molto simili a quelle usate nei pozzi a terra. Le principali differenze risiedono nella disposizione dell'impianto, delle apparecchiature ed in alcuni particolari metodi di conduzione delle operazioni, che devono essere adattate alle esigenze imposte da condizioni ambientali molto più difficili, spesso estreme. Ciò comporta un enorme aumento dei costi (il solo noleggio dell'impianto può arrivare fino a 200.000 euro/giorno) a cui vanno aggiunti, in caso di scoperta di un giacimento, anche gli ingenti investimenti per la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti per la successiva coltivazione del giacimento. Nonostante le varie difficoltà, la ricerca degli idrocarburi in mare aperto ha visto uno sviluppo senza precedenti. Infatti, rispetto alla terraferma, ormai quasi tutta esplorata, gli oceani e soprattutto le zone delle acque profonde (sopra i mille metri) offrono ancora zone poco esplorate, dove la possibilità di scoprire grandi giacimenti di idrocarburi sembra essere ancora molto alta. I costi connessi alla ricerca ed alla produzione in mare crescono rapidamente, in ragione della profondità dei fondali marini e dell'ostilità delle condizioni ambientali e meteorologiche.

Un impianto di perforazione a mare (immagine 1.10) deve ricreare le medesime condizioni operative che si hanno negli impianti utilizzati a terra e, come questi ultimi, deve essere in grado di spostarsi da un luogo all'altro con facilità. Si tratta quindi di una struttura mobile attrezzata per contenere un cantiere di perforazione autonomo, in grado d'alloggiare l'impianto di perforazione, il personale tecnico e tutte le attrezzature di servizio.

Molto spesso si tratta di strutture isolate che devono alloggiare, oltre al personale addetto al normale funzionamento, anche le numerose attrezzature delle compagnie di servizio, che a terra invece sono trasportate in cantiere ed utilizzate solo per lo stretto tempo necessario al loro impiego. Queste condizioni accrescono la complessità delle strutture di supporto a mare, e ne giustificano il maggior costo di noleggio giornaliero, che può essere fino a 5-10 volte superiore a quello per un impianto di perforazione a terra delle stesse capacità.

Dal punto di vista delle operazioni, la perforazione a mare può essere suddivisa in due grandi classi, dipendenti dalla profondità del fondale:

- *Perforazione con impianti appoggiati sul fondo marino*: le attrezzature di sicurezza, ovvero sistemi di prevenzione di eruzioni ordinari, sono collocate stabilmente sopra il livello del mare, e sono accessibili dalla struttura di supporto; in questo caso le operazioni di perforazione sono praticamente identiche a quelle utilizzate nella perforazione a terra.
- *Perforazione con impianti galleggianti*: la testa pozzo e le attrezzature di sicurezza sono collocate in fondo al mare, e quindi non sono accessibili direttamente dalla struttura di supporto; in questo caso, alcune sequenze delle operazioni di perforazione differiscono da quelle a terra, poiché l'impianto non è fermo rispetto alla testa pozzo ma, galleggiando, è soggetto all'azione del vento, delle correnti e onde marine che gli imprimono piccoli movimenti orizzontali e verticali. Naturalmente, anche in questo caso il fluido di perforazione deve risalire sull'impianto galleggiante, tramite un'apposita tubazione che collega la testa pozzo sottomarina al natante. L'uso di impianti galleggianti è necessario per perforazioni esplorative con profondità d'acqua superiore ai 100 metri, mentre il limite di profondità in cui è possibile operare in condizioni di sicurezza con tali impianti supera i 3.000 metri. Ciò è sicuramente riferito soltanto alle operazioni di perforazione esplorativa, e non a quelle successive delle perforazioni di sviluppo. Il limite tecnologico per lo sviluppo e la messa in produzione di un giacimento a mare

è nell'ordine dei 1.700 metri di battente d'acqua, limite destinato a crescere nei prossimi anni vista la crescente spinta innovativa nel settore.

I vari tipi di pozzo che si possono rinvenire nella perforazione a mare sono: pozzi isolati, pozzi in cluster, piattaforma di produzione.

I pozzi isolati sono costituiti sostanzialmente dal prolungamento del tubo di guida e da una struttura metallica montata su di esso. Quest'ultima ha il compito d'ospitare i separatori e i sistemi d'iniezione degli inibitori. Questo tipo di struttura non è predisposta all'alloggio di personale e quindi gli interventi di manutenzione al pozzo devono essere programmati con l'ausilio di barche di supporto.

I pozzi in cluster sono pozzi isolati e collegati da una struttura metallica; hanno dispositivi per la separazione e il trattamento dei liquidi scaricati dai pozzi; si possono trovare le pompe d'iniezione del liquido inibitore e un alloggio d'emergenza per il personale momentaneamente in transito. La piattaforma è concepita per ospitare personale in modo continuato, anche se effettivamente è presidiata solo a fasi alterne. Permette di perforare più pozzi nello stesso luogo con tecnologie sofisticate, che danno la possibilità di produrre il gas prelevandolo in un raggio molto più ampio rispetto alla verticale del pozzo.

Raggruppare più pozzi in un'unica piattaforma consente di ridurre i problemi dovuti al trasporto del gas verso le centrali di trattamento.



Figura 1.5: Esempio d'impianto di perforazione off-shore

### 1.3.1.2 L'importazione

L'attività d'importazione riguarda, invece, l'acquisto all'estero, presso produttori e venditori terzi, dei quantitativi di gas naturale richiesti dalle imprese e dai piccoli utenti finali in eccedenza rispetto alla produzione nazionale.

L'importazione nel nostro Paese è un'attività liberalizzata a partire dal 2000 grazie al decreto legislativo n. 164 il quale prevede che le aziende importatrici per effettuare la stessa, richiedano l'autorizzazione dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, che è tenuto a rilasciarla sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori, pubblicati, inerenti a capacità tecniche e finanziarie.

Essa avviene via gasdotto attraverso contratti stipulati con le compagnie nazionali dei Paesi di produzione.

I contratti d'importazione sono nella gran parte dei casi di tipo "take or pay": contratti a lungo termine nei quali il prezzo è agganciato alle quotazioni del petrolio e dei suoi derivati, e prevedono una clausola che obbliga l'acquirente a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo di una quantità minima di gas fissata dal contratto anche nell'eventualità che il gas non venga ritirato. Sono comunque previsti meccanismi di compensazione per "recuperare" il divario di un periodo, ad esempio un anno, su quello successivo limitando così il rischio delle penali. In alternativa ai gasdotti, per importare gas dai Paesi produttori è possibile ricorrere al Gas Naturale Liquefatto, in tal caso il prezzo del gas non viene stabilito attraverso dei contratti pluriennali, ma viene determinato contestualmente al momento dello scambio, è quindi un prezzo di mercato, che riflette le dinamiche di bilanciamento tra domanda e offerta.

In tal senso questa seconda modalità di importazione risulta più conveniente in quanto permette alle aziende importatrici di gas di praticare dei prezzi ai consumatori finali maggiormente convenienti.

Attualmente il gas in ingresso nel nostro Paese viene trasportato per il 89,1% via gasdotto e per il per il 10,9% via nave, sotto forma di GNL e rigassificato nei terminali di rigassificazione. In particolare, le percentuali di gas in arrivo al 2012 ai punti d'ingresso alla rete nazionale sono i seguenti:

- 35,5% dalla Russia attraverso il gasdotto Tag.
- 30,5% dall'Algeria attraverso il gasdotto Transmed.
- 13,3% da Olanda e Norvegia attraverso i gasdotti Tenp e Transitgas.

- 9,6% dalla Libia attraverso il gasdotto Greenstream.
- 9,2% dal rigassificatore di Rovigo di GNL proveniente dal Qatar.
- 1,7% dal rigassificatore di Panigaglia di GNL proveniente dall'Algeria.

### 1.3.1.3 Analisi dell'Upstream in Italia

Dopo aver definito e approfondito le attività che vengono svolte nella fase di Upstream, ho effettuato una selezione dei punti di forza e dei punti di debolezza più significativi che caratterizzano questa fase della filiera in Italia.

Ciò mi permetterà, anche per le altre fasi della filiera, di capire in che condizione è la fase presa in esame e di ipotizzare che prospettive future avrà lo stato Italiano nei prossimi anni.

I Punti di debolezza selezionati nell'Upstream sono:

- **TASSAZIONE ALTA:** La situazione per il settore Oil&Gas risulta ancora più onerosa, infatti oltre al 27,5% di IRES ed il 3,9% di IRAP le aziende devono sostenere anche il 10,5% di Robin tax ed le royalties che possono variare dal 7% al 10% a seconda se il giacimento sia onshore o off-shore.
- **LENTEZZA BUROCRATICA (NIMBY):** Ogni comune decide per se, non c'è un ente nazionale che decide qual è la cosa migliore.
- **NORMATIVA FUTURA INCERTA:** Dovuta all'instabilità politica nazionale.
- **INQUINAMENTO DOVUTO ALL'USO DI SOSTANZE CHIMICHE NELLA FASE DI ESTRAZIONE:** Come ogni fonte fossile anche l'estrazione di gas produce emissioni di anidride carbonica, ciò risulta un fattore penalizzante a causa dei maggiori costi dovuti a sistemi d'abbattimento dell'anidride carbonica come quello dei certificati grigi.
- **FRACKING TROPPO INVASIVO:** Il suolo Italiano non è adatto all'estrazione dello shale gas, sia a livello normativo, che per quanto riguarda il rischio alto di terremoti che questo tipo di estrazione può causare.
- **NESSUNA INNOVAZIONE NELLA TECNOLOGICA ESTRATTIVA:** Le tecnologie esplorative ed estrattive hanno ormai raggiunto uno stallo; infatti non si denota una tecnologia innovativa da moltissimi anni, pure il fracking che è la novità del momento nasconde dietro di sé una tecnologia già conosciuta dagli anni '50. Per quanto riguarda l'estrazione convenzionale gli unici miglioramenti, al di là di ricercare sempre una

maggiore resa, sono modifiche che portino a miglioramenti ambientali per estrazioni sempre più green e l'integrazione sempre maggiore di sistemi informatici, sensori e strumenti automatizzati per cercare di avere sempre un maggior controllo ed una maggiore sicurezza in fase di coltivazione. Per riguarda i giacimenti non convenzionali la tecnologia utilizzata risulta si nota, ma le scarse rese presuppongono che si ricercherà di ottenere nuove innovazioni per aumentare sia l'efficienza dell'estrazione sia di mitigare gli impatti ambientali presenti.

- **POCO SOSTEGNO DA PARTE DI INDUSTRIE DI SUPPORTO ALL'ESTRAZIONE:** Un mercato che in Italia risulta pienamente mancante sono le industrie hi-tech di produzione di macchinari di perforazione e di analisi del territorio. Infatti tutte le aziende che si occupano di Exploration & Production utilizzano grandi fornitori esteri.
- **CONCENTRAZIONE ELEVATA NELL'UPSTREAM (OLIGOPOLIO):** La concentrazione, invece, è sicuramente elevata dal momento che la quota di mercato delle prime tre aziende, Eni, Royal Dutch Shell ed Edison, copre complessivamente il 97,2%.
- **ELEVATE BARRIERE ALL'USCITA:** Esistono notevoli barriere all'uscita, soprattutto in termini di riconversione degli assets.
- **POCA DIFFERENZIAZIONE DEL PRODOTTO:** Il prodotto è senza dubbio poco differenziato quindi è fondamentale l'efficienza delle attività operative, in un business dove i costi fissi sono molto elevati.
- **INVESTIMENTI INIZIALI ALTI, RITORNI INCERTI:** Gli investimenti iniziali sono ingenti ed i ritorni, non sempre certi, arrivano dopo parecchi anni; il fabbisogno di capitale è dunque molto elevato.
- **BASSO TASSO DI SVILUPPO DEL SETTORE:** Per quanto riguarda invece il tasso di sviluppo del settore, è difficile prevedere se questo possa espandersi nei prossimi anni grazie alle politiche energetiche sulle quali l'Italia sta puntando oppure subirà un nuovo calo come negli anni passati.
- **BASSO POTERE VERSO I FORNITORI:** Nel settore estrattivo i fornitori sono solitamente player internazionali se si considera la tecnologia ma possono anche essere imprese locali se si considerano attività di noleggio delle apparecchiature o forniture materiali di consumo. I fornitori di tecnologia sono presenti in numero ridotto, il che garantisce loro un buon potere contrattuale. Possono infine essere considerati come fornitori coloro che detengono la proprietà di aree geografiche e terreni dove sono localizzati gli idrocarburi; ovviamente questi soggetti hanno un elevato potere contrattuale.
- **PROGRESSIVA RIDUZIONE DELLE RISERVE IN TERRITORIO NAZIONALE.**

- **CONTRATTI “TAKE OR PAY” DEL’IMPORTAZIONE CON I PRINCIPALI FORNITORI EXTRAEUROPEI (RUSSIA, LIBIA, ALGERIA,..):** Indicizzati al prezzo del petrolio e ai suoi derivati, questi hanno la funzione di sottostante; questo fa sì che esso non rifletta il corretto andamento della domanda e dell’offerta del mercato reale del gas, ma sia invece influenzato dalla volatilità e dalle contingenze delle dinamiche petrolifere.
- **DIPENDENZA ENERGETICA E INSICUREZZA NELL’APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS:** Negli ultimi 5 anni si sono verificati diversi casi di problematiche internazionali (più o meno lunghe interruzioni delle provvigioni e quindi mancanze di capacità), causate non direttamente dal nostro paese. L’ultimo conflitto è stato la guerra tra Ucraina e Russia. Il penultimo è stata la perdurante crisi libica che ha interrotto il flusso di gas proveniente dal gasdotto GREENSTREAM, in grado di assicurare al paese il 12% circa del totale dell’approvvigionamento di metano (all’entry point di Gela arrivano circa 20 milioni di m<sup>3</sup>/giorno).

Negli ultimi 5 anni il GREENSTREAM è il terzo gasdotto d’importazione i cui flussi vengono alterati; a parte le tre crisi russo – ucraine (2006, 2009 e 2014) che hanno causato il blocco del TAG proveniente dall’Austria, nel 2010 si è dovuto registrare anche l’incidente al TRANSITGAS che ha dovuto bloccare la fornitura di circa 60 milioni di m<sup>3</sup>/giorno per una frana che ha causato una dispersione al gasdotto. I tre incidenti avvenuti fanno riflettere circa il teorico quanto potenziale eccesso di offerta detenuto dal nostro paese, tale disponibilità risulta fondamentale per modulare correttamente il sistema e sopperire agli inverni freddi dove elevato il ricorso alle riserve presenti negli stoccaggi, riempiti durante l’estate.

I Punti di forza nella fase di Upstream invece sono:

- **CERTEZZA NELLE TECNOLOGIE D’ESTRAZIONE:** Fa sì che le aziende possano avere una consapevolezza maggiore dei costi e della struttura dei vari progetti anche nel futuro.
- **BARRIERE ALL’ENTRATA:** Il settore estrattivo è caratterizzato dalla presenza di alcune grandi compagnie, con un livello d’integrazione medio-alto grazie anche all’acquisizione di alcune aziende o ad accordi di partnership. Queste grandi imprese beneficiano sicuramente del fattore scala nelle attività operative. Innanzitutto la presenza di incumbent con un grande potere di mercato agisce significativamente come barriera all’ingresso. Ai nuovi entranti, inoltre, sono richiesti ingenti investimenti iniziali, capacità di ricerca e sviluppo, elevati disponibilità finanziarie, capacità di costruire partnership con altri player

della filiera e la capacità di sfruttare economie di scala delle attività operative. Questo insieme di caratteristiche è difficile da trovare in un'impresa che si sta affacciando a questo settore. Infine, dal momento che i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione sono distribuite dal Ministero dello Sviluppo Economico tramite gara, è difficile competere con aziende già presenti nel settore che possono garantire certificazioni e sicurezza maggiore.

- **ALTO POTERE CONTRATTUALE SUI CLIENTI:** I clienti sono coloro che acquistano il bene prodotto dall'impresa ed il loro potere contrattuale dipende dalla numerosità degli operatori e dei clienti stessi, oltre che dalla normativa e dalla presenza di prodotti sostitutivi. Essendo un settore con numerosi clienti individuali, questi non hanno elevato potere contrattuale.

Dopo aver analizzato gli aspetti positivi e le criticità della fase di Upstream in Italia, si può concludere che:

- Nella fase di produzione, anche negli anni futuri non si avranno cambiamenti: Eni continuerà il suo Monopolio (estraendo in paesi stranieri e non in Italia, visto che le riserve stanno diminuendo e che la burocrazia nazionale non permette mai coltivazioni on-shore) , non si utilizzeranno nuove tecniche estrattive, non si cercherà di sfruttare lo shale gas come in America dato che l'Italia pone molta più attenzione al suo patrimonio territoriale.
- Nella fase d'importazione invece potrebbe cambiare qualcosa: per facilitare le importazioni, diminuire la dipendenza energetica (eliminando i contratti take or pay) e l'insicurezza dell'approvvigionamento l'Italia potrebbe sviluppare tutto ciò che appartiene al mondo GNL.

Il problema attuale che blocca questo sviluppo è la presenza di pochissimi rigassificatori sul suolo Italiano.

### **1.3.2 Il Midstream**

La fase di Midstream è la fase centrale della filiera e si suddivide in:

- Trasporto del gas
  - Gasdotti
  - Trasporto via nave:
    - Trasformazione del gas in GNL
    - Le navi
    - Terminali di rigassificazione e stoccaggio del GNL

- Trasporto via truck
- Stoccaggio
  - Tipologie di stoccaggio

### 1.3.2.1 Il trasporto del gas

Il trasporto del gas può avvenire secondo due modalità:

1. *Gasdotti*: I gasdotti permettono il trasporto d'ingenti quantità di gas, dal luogo di produzione a quello di consumo, senza bisogno di alcuna operazione di carico e di immagazzinamento. È la maniera più efficiente per movimentare il gas naturale a distanze brevi o medie, velocemente e ad un prezzo contenuto, consentendo di rifornire anche aree ad alto consumo molto distanti dal pozzo.

Il sistema di trasporto è composto da una rete complessa di condotte, progettate per trasportare. La scelta del tracciato di un gasdotto si basa sull'analisi di diverse alternative che dipendono dall'impatto ambientale, dalla sicurezza del trasporto e dalla fattibilità tecnico-economica. Infatti, occorre verificare che il tracciato dei gasdotti non interferisca con gli equilibri esistenti e che sia isolato da fenomeni d'instabilità come erosione, smottamenti e frane.

Per realizzare un gasdotto, s'individua il tracciato più comodo e sicuro, si scava una trincea e all'interno di essa si calano i tubi d'acciaio del condotto precedentemente saldati tra loro. In questa fase di costruzione si utilizzano tecniche per evitare elevati impatti ambientali. Per prevenire eventuali perdite su ogni saldatura viene fatta una radiografia mentre contro la corrosione del metallo, la tubatura viene rivestita con bitumi, catrami e resine sintetiche, e protetta con apposite apparecchiature elettriche. Il metanodotto viene poi interrato e il terreno viene riportato alle condizioni originarie.

Ogni 100-200 chilometri vengono installate stazioni di compressione che ristabiliscono la pressione sufficiente a far muovere il metano a una velocità di 20-30 km/h; la pressione infatti deve essere mantenuta tra i 50 e i 70 bar per vincere le perdite di carico legate al percorso e ai prelievi degli utenti e all'erogazione più ridursi fino a 5 bar.

Le reti di metanodotti prevedono anche stazioni di stoccaggio, nelle quali parte del gas viene tenuto a disposizione per eventuali situazioni di emergenza.

Ulteriori componenti oltre alle tubazioni sono opere di attraversamento di fiumi, ferrovie

e strade, valvole di sicurezza, misuratori di portata, temperatura e pressione, e infine il sistema di odorizzazione, necessario per dare al gas, che è incolore ed inodore, un aroma che permetta di rilevare eventuali fuoriuscite. Infatti una foratura potrebbe causare incendi ed esplosioni, oltre che il danno economico della perdita di gas, ed è per questo che lungo il gasdotto vengono installati dispositivi di raccolta dati e di protezione attiva per monitorare e combattere la corrosione, attraverso la protezione catodica.

Le tubazioni sono interrate di circa 1 metro, per ridurre le variazioni di temperatura e le dilatazioni, e il loro diametro può variare tra i 500 mm e i 1.400 mm.

A seconda dell'impiego è possibile distinguere tre tipi di gasdotti:

- *Gasdotti di raccolta*: trasportano la materia prima verso serbatoi di stoccaggio sotterranei o verso i siti di trattamento. Sono caratterizzati da una bassa pressione, diametro piccolo e, qualora vi sia un alto contenuto di zolfo e anidride carbonica, è necessario installare una condotta di raccolta resistente alla corrosione fino all'impianto di trattamento.
- *Gasdotti di transito*: trasportano la materia prima ad alta pressione in prossimità degli utenti finali. La pressione a cui il gas è portato, oltre ridurre il volume, gli consente di percorrere la condotta più velocemente. Si articolano ulteriormente in condotte primarie, se si diramano dalla stazione di partenza e se raggiungono le zone di consumo, mentre in condotte secondarie o alimentatrici, quelle che trasportano il gas naturale ai vari centri. Da queste ultime dipartono le condotte distributrici che alimentano gli allacciamenti alle utenze finali.
- *Gasdotti di distribuzione*: trasportano la materia prima a bassa pressione direttamente agli utenti finali. La principale limitazione all'impiego dei gasdotti per il trasporto del gas naturale consiste nella necessità di attraversare i mari che separano il paese produttore da quello fornitore. In particolare i fondali con profondità di oltre 3.000-3.500 metri e con morfologia particolarmente accidentata costituiscono ancora oggi un enorme problema e la tecnologia di trasporto prevede un incremento dei costi. Il gasdotto, inoltre, passa attraverso diversi Stati spesso e questi potrebbero interrompere il flusso per motivi politici, quindi non è semplice decidere il percorso ideale. La lunghezza totale delle condotte in tutto il mondo ammonta a circa un milione di chilometri, più di 25 volte il diametro della terra. In Italia in primo gasdotto risale al 1939 e serviva a trasportare a Firenze il gas estratto a Pietramala.

2. *Trasporto via nave*: Quando non è possibile effettuare il trasporto mediante metanodotto, il gas viene liquefatto e trasportato con navi metaniere.

Dato che il gas liquefatto a una densità di  $415 \text{ kg/m}^3$  a  $-162^\circ\text{C}$ , ha una riduzione del suo volume di circa 610 rispetto alle condizioni standard; quindi una metaniera trasporta mediamente  $130.000 \text{ m}^3$  di metano liquefatto che corrispondono a 78 milioni di  $\text{m}^3$  allo stato gassoso. I costi di trasporto con le metaniere sono più elevati perché occorre effettuare diversi trasbordi.

Il primo consiste nel trasporto dal giacimento alla costa con un metanodotto. Poi il gas viene liquefatto e caricato su una metaniera, dotata di serbatoi isolati termicamente e di sofisticati sistemi di sicurezza e protezione ambientale. Arrivato a destinazione il GNL viene scaricato nel terminale di importazione, dove viene riscaldato, riportato allo stato gassoso e immesso, dopo aver raggiunto un adeguato livello di pressione, nella rete dei metanodotti. L'impianto in cui il GNL viene riportato allo stato gassoso si chiama rigassificatore. Il processo di estrazione del gas naturale dai giacimenti, la sua liquefazione per il trasporto su navi, la rigassificazione costituiscono la cosiddetta catena del GNL.

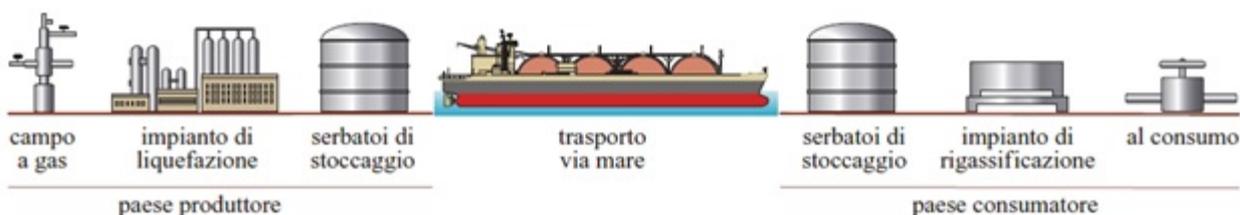


Figura 1.6: Schema di trasporto via nave. Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Quindi i punti cardine del trasporto via nave sono 3: la trasformazione del gas in GNL, le navi che trasportano il GNL e gli impianti di rigassificazione.

La trasformazione da gas a GNL avviene tramite un processo di liquefazione dove alcune componenti idrocarburiche e non, vengano rimosse durante il processo di pre-trattamento per eliminare le sostanze inquinanti, così da controllare il potere calorifico del prodotto da trasportare.

Questo pre-trattamento e la liquefazione vera e propria generano un GNL con

composizione media di metano per il 95% e con il restante 5% costituito da componenti idrocarburiche leggere e azoto. Il gas naturale liquefatto viene poi immagazzinato e trasportato a pressione atmosferica. Il processo di liquefazione prevede la liquefazione per pressurizzazione e il raffreddamento, fino a raggiungere la condizione di stoccaggio e immagazzinamento a pressione atmosferica e a temperatura prossima a quella di ebollizione del metano.

Lo sviluppo delle attività dell'attività off-shore, alla proposta di progetti d'impianti di liquefazione di GNL da installare off-shore, dove però il principale problema è quello di effettuare i processi di liquefazione, stoccaggio e carico su una piattaforma mobile soggetta all'impatto dei cambiamenti delle condizioni climatiche e marine.

Le navi che trasportano il GNL vanno dai punti di liquefazione a quelli di rigassificazione. Ci sono principalmente due le linee di progettazione, basate su due diverse concezioni:

- *Navi con serbatoi integrati*: i serbatoi contenenti il GNL sono integrati con il doppio scafo della nave. Esistono due diverse tecnologie tra le più utilizzate: una è il sistema Technigaz, dove i serbatoi sono costituiti da una barriera primaria elastica, che si appoggia allo scafo per mezzo di un isolante termico, e da una barriera secondaria, che ha lo scopo di proteggere lo scafo della nave da un'eventuale fuga di GNL. La barriera primaria è formata da una membrana con nervature realizzata con un assemblaggio di lastre in acciaio speciale saldate. L'isolante termico interposto tra il serbatoio e lo scafo è schiuma di poliuretano rinforzato con fibre di vetro. La barriera secondaria è realizzata con un materiale composito costituito da un foglio di alluminio in un wafer di tessuto di fibre di vetro. La capacità della membrana di resistere alle variazioni di temperatura e la sua bassa inerzia termica consentono un rapido raffreddamento dei serbatoi nella fase di carico del GNL ed è possibile effettuare il viaggio di ritorno scarichi senza mantenere i serbatoi a bassa pressione.

L'altra tecnologia è il sistema Gaztransport: ci sono due barriere indipendenti formate in acciaio legato al 36% di nichel e realizzate con fasciame piano saldato, con uno spessore di 0,7 mm, sorretto da scatole di isolamento termico in legno di balsa riempite di perlite trattata con silicone. Le membrane sono a tenuta di liquido e di gas quindi formano due spazi indipendenti di isolamento termico che vengono riempiti con azoto liquido a pressione controllata. Le scatole di isolamento e i sistemi di isolamento sono fissati alla parete dello scafo interno per mezzo di speciali perni o dispositivi di accoppiamento.

- *Navi con serbatoi autoportanti*: utilizzano il Sistema Moss Rosenberg; i serbatoi sono

indipendenti alla struttura della nave e devono resistere alle sollecitazioni indotte dal peso del GNL che contengono. Si realizzano per risolvere il problema delle metaniere con 4 o 6 serbatoi sferici. Le sfere sono isolate termicamente tramite l'impiego di opportuni materiali isolanti: viene mantenuto un certo spazio tra il serbatoio e l'isolante che viene riempito di aria secca o gas inerte, come l'azoto, per poter aumentare la capacità isolante del sistema e assicurare elasticità alla barriera primaria. Ogni sfera è sostenuta da una camicia cilindrica che poggia sullo scafo della nave che viene protetto da eventuali fughe di GNL con una barriera secondaria posta alla base delle sfere.

Un problema comune a tutti i tipi di metaniere è lo scambio termico tra l'interno e l'esterno dei serbatoi che provoca una vaporizzazione del GNL e libera gas (gas di boil-off). Questo gas viene riutilizzato a bordo della nave stessa per la propulsione o per i servizi presenti a bordo. Se non sono utilizzate turbine a vapore ma motori diesel, il gas di boil-off viene riliquefatto.

Nel 2003 la flotta per il trasporto di GNL era costituita da 145 navi, con una capacità totale di circa  $23,5 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>; il 20% delle navi aveva un'età inferiore a cinque anni. Il 50% della flotta era formato da navi di tipo Moss Rosenberg, il 37% dal tipo Gaztransport, l'11% dal tipo Technigaz e il restante 5% da tipologie minori. Per quanto riguarda la capacità, all'inizio del 21esimo secolo, era compresa tra i 125.000 e 150.000 m<sup>3</sup> di GNL mentre attualmente alcuni costruttori navali hanno iniziato a progettare navi con capacità superiore a 200.000 m<sup>3</sup>. I costi per una nave sono cresciuti fino al 1998, raggiungendo i 2.600 \$/m<sup>3</sup> di capacità e sono poi diminuiti assestandosi sui 1.200 \$/m<sup>3</sup> nel 2002 ma le previsioni dei costi sono ancora in leggera diminuzione.

Infine i terminali di rigassificazione e stoccaggio del GNL sono necessari per lo scarico delle navi, impianti di ricezione e stoccaggio e impianti di vaporizzazione. Le metaniere dopo essere state ancorate e aver effettuato la connessione ai bracci di scarico degli impianti del porto, trasferiscono il GNL nei serbatoi di stoccaggio a terra usando le pompe di bordo e successivamente viene immagazzinato in fase liquida in serbatoi a pressione atmosferica.

Esistono diversi tipi di serbatoi di stoccaggio per il GNL, in base alla posizione relativamente alla superficie topografica (serbatoi in superficie o interni) e al grado di sicurezza associato al tipo di struttura.

Il GNL di solito viene immagazzinato in serbatoi a doppio guscio a pressione atmosferica e

il serbatoio interno in contatto con il GNL è realizzato con acciai speciali e altri materiali. I serbatoi di stoccaggio invece sono generalmente di forma cilindrica e presentano un fondo piatto, che poggia su un materiale isolante rigido. Le pareti devono resistere al carico idrostatico esercitato dal GNL e il tetto presenta uno strato di isolamento sospeso, sostenuto dal guscio esterno. Questo può essere a contenimento semplice (single containment tank) se svolge solo le funzioni d'isolamento e raccolta dei vapori, a doppio contenimento (double containment tank), se ha delle funzioni di contenimento del GNL, infine a contenimento totale (full containment tank) se si ha pressurizzazione del serbatoio esterno.

I serbatoi superficiali sono quelli più largamente impiegati per lo stoccaggio primario di GNL.

I serbatoi interni sono più costosi ma presentano un minore impatto visivo e sono possibili tre diverse soluzioni: installare il serbatoio nel terreno e far sporgere il tetto, interrare completamente il serbatoio e fare una copertura di calcestruzzo interrato a doppio guscio.

Queste tipologie di stoccaggio del GNL possono essere usate sia prima sia dopo al trasporto che dopo la liquefazione. Un'alternativa agli stoccaggi convenzionali è lo stoccaggio in cavità sotterranee; tuttavia si sono riscontrate perdite di gas causate dalla fratturazione dei materiali rocciosi dovuta agli stress termici. Per risolvere questo problema si potrebbero realizzare cavità a una profondità di 500-1.000 metri, dove gli stress termici verrebbero compensati dal carico geostatico, ma tutto ciò comporta costi molto elevati.

Entrando più nel merito degli impianti di rigassificazione, possiamo dire che ci sono 3 tipi di classificazione: una in base alla temperatura utilizzata nel processo evaporativo, una in base alle soluzioni studiate per risolvere problemi di impatto ambientale e di sicurezza, e infine in base ai requisiti richiesti dal mercato sulle condizioni di progettazione.

La prima classificazione divide in impianti dove esistono processi a temperatura ambiente e processi a temperatura maggiore.

I primi si distinguono a loro volta in base al fluido impiegato come vettore di calore che può essere aria o acqua. Se si utilizza l'acqua, lo scambiatore di calore impiegato può essere diretto o indiretto. Uno scambiatore di tipo diretto è l'open rack: ha un basso costo di esercizio, può utilizzare acqua di mare come fonte di calore ed è di facile uso e manutenzione.

Nel caso di processi che avvengono a temperatura superiore alla temperatura ambiente, la vaporizzazione si può ottenere con sistemi a combustione sommersa, con sistemi a

scambio diretto o con sistemi a scambio indiretto.

Nella seconda classificazione divide gli impianti in:

- *Gravity-Based Structures*: l'impianto poggia sul fondo, può essere facilmente installato con minimi lavori offshore e minimizzando l'impatto sulla costa. La tecnologia con la quale viene costruito è la stessa delle piattaforme di produzione. Le dimensioni tipiche sono 350x70x40 metri, con una capacità di immagazzinamento di 200.000-300.000 m<sup>3</sup> e una capacità di trattamento tra 5 e 10 milioni di tonnellate per anno. Le profondità dei fondali variano tra i 15 e i 25 metri. Per i serbatoi di stoccaggio si usa la tecnologia utilizzata per le navi, quindi serbatoi cilindrici o serbatoi a membrana. L'architettura delle strutture può variare da compatta a modulare.

In Italia un esempio è il Terminale GLN Adriatico al largo di Porto Levante, a Rovigo.

- *Floating Storage and Regasification Units*: sono impianti galleggianti, solamente ancorati, che possono essere installati su fondali scoscesi e in condizioni ambientali severe. Sono quindi navi che vengono ancorate al fondo per mezzo di opportuni sistemi e che consentono di eseguire a bordo le operazioni di rigassificazione e stoccaggio.

Esempio pratico di questi impianti è l'impianto off-shore LNG Toscana davanti a Livorno.

La terza classificazione divide gli impianti in: *Impianti "Peaksaving"* se lo scopo è produrre e stoccare GNL nei periodi di scarsa domanda di gas combustibile per poi rigassificarlo e reimmetterlo in rete nei periodi di massimo consumo, oppure *Impianti "Baseload"* se sono impianti di grossa capacità destinati alla liquefazione di gas naturale da esportare nei mercati di consumo.

3. *Trasporto via truck*: Questo tipo di trasporto ha lo stesso concetto del trasporto via nave, quindi il gas viene liquefatto nel paese produttore e viene portato al paese consumatore in forma liquida, dove poi sarà rigassificato e immesso nella rete. L'evidente differenza però è il mezzo di trasporto, quindi non più nave ma truck.

Questa modalità si utilizza perché ha minori costi di trasporto rispetto a quelli che la modalità nave comporta.

La differenza però che sta tra le due è la quantità: è palese che il serbatoio di una nave

abbia molta più capacità rispetto a quello di un camion, il che aiuta anche a mantenere la giusta temperatura che il GNL deve avere per non surriscaldarsi e quindi non avere perdite nel tragitto.

### 1.3.2.2 Lo stoccaggio

Per stoccaggio s'intende il deposito in strutture del sottosuolo del gas naturale prelevato dalla rete di trasporto nazionale e successivamente reimpresso nella rete in funzione delle richieste del mercato. Lo stoccaggio soddisfa diverse esigenze:

- Rispondere in tempo reale alle richieste di gas del mercato.
- Assicurare un alto margine di elasticità alla gestione delle strutture produttive e di trasporto.
- Garantire il mantenimento di riserve strategiche da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali.

I componenti principali di un sito di stoccaggio sono: il giacimento, la centrale di stoccaggio con gli impianti di compressione e di trattamento e i pozzi.

Il giacimento è la struttura geologica sotterranea in cui viene stipato il gas prelevato dalla rete nazionale e prodotto anche a grandi distanze. I giacimenti sono costituiti da rocce porose e permeabili presenti nel sottosuolo al di sotto di rocce di copertura impermeabili, come le argille, in strutture geologiche che hanno impedito in passato la migrazione degli idrocarburi. La struttura geologica che ha generato il giacimento produttivo può essere utilizzabile anche per lo stoccaggio di gas. In particolare, lo stoccaggio viene considerato di tipo convenzionale quando è realizzato utilizzando giacimenti di produzione di gas esauriti o semi esauriti, di tipo semi convenzionale quando si utilizzano giacimenti di olio esauriti o acquiferi, di tipo speciale quando è realizzato in cavità ricavate da formazioni saline sotterranee o in miniere di carbone abbandonate. In Italia l'attività di stoccaggio è iniziata nel 1964 nel campo di Cortemaggiore in Emilia che è ancora in esercizio.

Per mezzo della centrale di stoccaggio il gas si muove tra la Rete di Trasporto Nazionale e il giacimento; nella centrale sono allocate tutte le apparecchiature necessarie all'iniezione, all'erogazione e al trattamento del gas.

I pozzi sono le strutture che collegano i giacimenti con gli impianti di superficie mentre un insieme di tubazioni permette il trasporto del gas tra i pozzi e la centrale e tra la centrale e la RTN.

Nell'ambito dello stoccaggio si distingue:

- *Stoccaggio strategico*: finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas.
- *Stoccaggio di modulazione*: finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.
- *Stoccaggio minerario*: necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Quando si parla di stoccaggio di gas naturale e delle sue prestazioni, è giusto anche fare riferimento ai seguenti parametri:

- *Working gas*: volume di gas che può essere iniettato nel periodo estivo ed estratto nel periodo invernale senza pregiudicare la normale prestazione del giacimento. A sua volta si può suddividere in:
  - *Working gas erogabile (o WGe)*: è il gas che viene ciclicamente iniettato ed erogato dal campo di stoccaggio nell'arco del ciclo di stoccaggio ovvero il gas che può essere messo a disposizione e reintegrato per essere utilizzato ai fini della prestazione di servizi di stoccaggio.
  - *Pseudo-working gas (o cushion gas addizionale)*: si tratta di un ulteriore quantitativo di gas necessario per garantire una determinata capacità di erogazione. Sono volumi producibili in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma molto importanti per assicurare la capacità di erogazione di punta necessaria per la copertura dei picchi di consumo giornalieri o orari.
- *Cushion gas*: volume di gas che resta immobilizzato in giacimento per tutto il periodo in cui questo è utilizzato come stoccaggio. Ha quindi lo scopo di consentire un efficiente funzionamento dello stoccaggio alle massime prestazioni possibili.
- *Portata di punta*: portata giornaliera massima che può essere estratta quando il giacimento è completamente riempito.
- *Efficienza*: rapporto tra working gas e gas immobilizzato, ovvero l'insieme di working gas, cushion gas ed eventuale riserva presente in giacimento al momento della sua conversione a stoccaggi.

Le prestazioni di un campo di stoccaggio sono individuate, oltre che dal WGe, anche dai volumi di gas erogabili ed iniettabili nell'unità di tempo, di regola il giorno. Tali prestazioni, chiamate rispettivamente punta di erogazione e punta d'iniezione, variano principalmente in funzione della giacenza di gas in stoccaggio. In particolare, la punta d'iniezione decresce

all'aumentare della giacenza (aumentando la pressione del gas in stoccaggio) e la punta di erogazione decresce al ridursi della giacenza (riducendosi la pressione del gas in stoccaggio). Le prestazioni dei campi di stoccaggio, sia in termini di WGe che di punta di erogazione e punta d'iniezione, dipendono, oltre che dalle loro caratteristiche geodinamiche, anche dalle scelte operate in ordine alla quantità di CG ed alle infrastrutture funzionali all'esercizio del campo (tra cui in particolare il numero e la dislocazione dei pozzi).

Un'altra particolarità è la classificazione per tipi di giacimenti in cui avviene lo stoccaggio. I giacimenti si dividono in:

- *Giacimenti a gas esauriti*: per selezionare la struttura da convertire a stoccaggio bisogna considerare i dati geologici e i parametri fisici della stessa. Gli elementi di maggiore interesse sono la forma e la dimensione della struttura, l'ampiezza e le caratteristiche dell'acquifero, il contatto gas-acqua, le caratteristiche delle rocce serbatoio e di copertura. Per quanto riguarda la roccia serbatoio bisogna considerare la porosità, che è bene che sia elevata così come la permeabilità, mentre la saturazione dell'acqua deve essere bassa per non ridurre il volume utile. Bisogna considerare il meccanismo di produzione per analizzare l'attitudine dell'acquifero a spostarsi nella roccia serbatoio a seguito del riempimento e dello svuotamento del serbatoio. Nei giacimenti a semplice espansione, dove il contatto gas-acqua si mantiene costante nelle fasi di erogazione e iniezione, si hanno prestazioni elevate e minori problemi in fase di produzione. Nei giacimenti a spinta d'acqua, dove il contatto gas-acqua risale durante la fase di erogazione e l'acqua deve essere di nuovo spiazzata durante la fase di iniezione, le prestazioni sono limitate.

Lo stoccaggio in giacimenti di olio parzialmente o completamente esauriti ha caratteristiche simile a quello in giacimenti di gas convertiti a stoccaggio. A volte l'iniezione di gas in un giacimento di olio può far parte del progetto di recupero secondario dell'olio stesso.

La soluzione di giacimenti a gas esauriti è la più adottata, con il 70% dei casi.

- *Acquiferi*: occorre trovare la struttura geologica, individuabile con rilievi geologici di superficie o con sistemi geofisici. La caratteristica principale richiesta è la tenuta delle rocce di copertura, che devono avere uno spessore adeguato e valori di permeabilità prossimi allo zero, come le argille. Questo perché durante l'iniezione di gas si supera sempre la pressione idrostatica. Quando si inizia lo stoccaggio acquifero, il gas spiazza l'acqua avanzando più rapidamente dove la permeabilità è maggiore e dà luogo così a una bolla di gas; proseguendo con l'iniezione, qualche anno dopo, l'acqua nella zona alta del

serbatoio viene spiazzata dal gas e a questo punto lo stoccaggio potrà diventare operativo.

- *Formazioni saline*: Si utilizzano cavità ottenute sciogliendo la massa salina con l'acqua dolce; questa viene pompata attraverso uno o più pozzi e poi utilizzata per l'estrazione del sale o re-iniettata in altra formazione geologica individuata. La conoscenza della forma della cavità e delle caratteristiche delle rocce che la circondano sono elementi importanti per determinare la pressione minima e massima alle quali può essere esercitato lo stoccaggio. Con tali stoccaggi non si hanno elevati valori di working gas ma si hanno notevoli portate di punta.

### 1.3.2.3 Analisi del Midstream in Italia

Le criticità selezionate nel Midstream sono:

- LA MAGGIOR PARTE DELLE IMPORTAZIONI DI GAS VIENE FATTA TRAMITE I GASDOTTI: Circa il 90% delle importazioni di gas vengono fatte tramite i gasdotti, il restante tramite navi metaniere che trasportano GNL. Questo dato fa capire da dove deriva la nostra dipendenza energetica, e soprattutto l'allarme provocato dal conflitto Russia-Ucraina.



Figura 1.7: Importazioni del gas in Italia nel 2013: in rosso tramite gasdotti e in blu tramite navi metaniere che trasportano GNL; i dati sono in miliardi di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil and Gas Review 2014

- **MONOPOLIO DEL GASDOTTO ITALIANO (QUASI TUTTO DI ENI):** Il trasporto del gas naturale, rimane però un settore in regime di monopolio di fatto, in quanto gli ingenti costi da sostenere per la realizzazione di infrastrutture di trasporto costituiscono delle barriere in ingresso al mercato difficilmente superabili da potenziali nuovi player. Nonostante l'aumento del numero delle società (circa 10) che esercita l'attività di trasporto del gas naturale sia aumentato, il principale operatore rimane Snam Rete Gas in quanto possiede più del 90 per cento del totale delle reti di trasporto.
- **SATURAZIONE DA PARTE DI ENI DI TUTTI I GASDOTTI D'IMPORTAZIONE.**
- **MANCANZA DI RIGASSIFICATORI GNL.**
- **L'APPROVVIGIONAMENTO VIA TRUCK DEL GNL:** Gli unici due posti dove un'azienda italiana può andare a rifornirsi di GNL tramite autobotti in maniera economica sono il rigassificatore di Marsiglia e quello di Barcellona. Il problema è che sono gli unici due posti, quindi il prezzo del GNL non è concorrenziale.
- **PROBLEMA DI RIGASSIFICATORI OFF-SHORE:** Il principale problema è quello di effettuare i processi di liquefazione, stoccaggio e carico su una piattaforma mobile soggetta all'impatto dei cambiamenti delle condizioni climatiche e marine. Ciò non vuol dire che questi processi non si possano effettuare, ma che comportano costi alti.
- **PRESENZA DI POCCHI SITI DI STOCCAGGIO IN ITALIA (10 già sul suolo, 4 in fase di approvazione):** In Italia sono presenti dieci campi di stoccaggio di gas naturale attivi, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nel 2013 è stato di oltre 16 miliardi di m<sup>3</sup>.  
Ciò non permette di rispondere in tempo reale alle richieste di gas del mercato, a non assicurare un alto margine di elasticità alla gestione delle struttura produttive e di trasporto e a non garantire il mantenimento di riserve strategiche da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali.
- **MONOPOLIO DELL'ATTIVITA' DI STOCCAGGIO:** L'attività di stoccaggio in Italia è dominata da un monopolio di fatto, dove Stogit (società di Snam Rete Gas) su 10 siti di stoccaggio ne possiede 8 al 100 per cento .
- **NONOSTANTE GLI INCENTIVI, POCA REMUNERAZIONE NELLO STOCCAGGIO:** Anche nel caso dello stoccaggio la normativa ha previsto incentivi per gli investitori che realizzano nuove infrastrutture, tuttavia gli investimenti risultano ancora contenuti nonostante vengano previsti meccanismi di remunerazione per le imprese più vantaggiosi rispetto a quelli per gli investimenti strategici realizzati in altre fasi della filiera. La ragione

di ciò va individuata probabilmente nella complessità del processo autorizzativo necessario all'avvio dei progetti.

Questo comporta un allontanamento delle imprese più “piccole” che vogliono entrare nel business dello stoccaggio del gas, e quindi comporta più basse opportunità di avere nuovi siti per lo stoccaggio.

- **LENTEZZA BUROCRATICA E NIMBY PER TUTTE LE ATTIVITÀ DEL MIDSTREAM:** perché sono tutte attività dove bisogna perforare il suolo.

I Punti di forza identificati nell’ Midstream invece sono:

- **RETE DI GASDOTTI ITALIANA MOLTO BEN STRUTTURATA:** Solo la rete si Snam Rete Gas si estende per oltre di 32.200 km, di cui 9.475 di rete nazione e 22.831 di rete regionale.

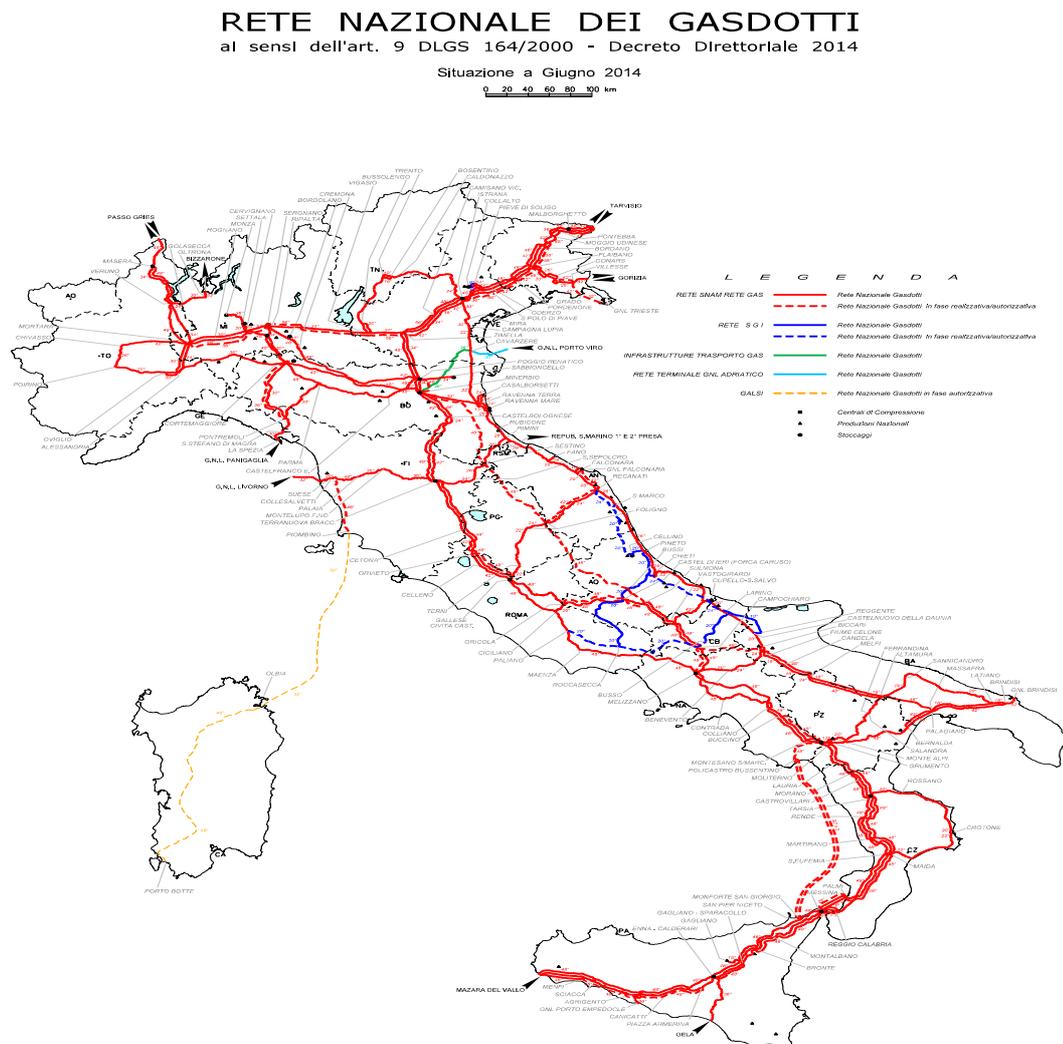


Figura 1.8: Rete nazionale dei gasdotti 2014. Fonte: Snam Rete Gas

- I GASDOTTI PERMETTONO DI TRASPORTARE GAS A UN PREZZO ABBASTANZA CONTENUTO.
- PROGETTI FUTURI DI AUMENTO DELLA RETE DI GASDOTTI: Nel “Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto” di Snam rete Gas sono previste circa 50 opere di sviluppo della rete nazionale che comporteranno la realizzazione di oltre 1000 km di nuove condotte e di circa 180 MW di nuove unità di compressione. Due dei progetti più importanti sono: il progetto “South Stream” , in un nuovo punto al confine italo-sloveno in prossimità dell’area di Tarvisio e il progetto “GALSI” che include la posa di nuovi metanodotti a terra, per complessivi 350 km, di una condotta a mare di 275 km e della realizzazione di una centrale di compressione a Olbia.
- SONO STATI EFFETTUATI IN QUESTI ANNI DEI RIPOTENZIAMENTI DELLA RETE DI GASDOTTI: Vi sono stati anche numerosi interventi di potenziamento della rete di trasporto già esistente come:
  - Il potenziamento del Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) che convoglia il gas algerino attraverso la Tunisia al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo sono attesi, che dal 2008 ha comportato un aumento di 6,5 milioni di m<sup>3</sup> di capacità di trasporto annua.
  - Il potenziamento del gasdotto Trans Austrian atto al trasporto del gas dall’Austria Gasleitung (TAG), la cui capacità è aumentata a partire dal 2008 di 6,5 milioni di m<sup>3</sup>/anno.

Altri potenziamenti verranno effettuati da Snam Rete Gas in Lombardia, Liguria e Calabria.

- PROGETTI FUTURI DI RIGASSIFICATORI: Attualmente in Italia sono in funzione 3 rigassificatori:
  - Rigassificatore di Panigaglia, Località Panigaglia Portovenere (SP), Liguria, (3,4 milioni di m<sup>3</sup>/anno).  
Azionista: GNL Italia, società del gruppo Snam.  
Presentata domanda per incremento capacità fino a 8 milioni di m<sup>3</sup>/anno.
  - Terminale GNL Adriatico, Rovigo, Porto Tolle/Porto Viro, (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno).  
Azionisti: 70,7% ExxonMobil, 22% Qatar Petroleum, 7,3% Edison. Tipologia: *Offshore Gravity based*.

La prima metaniera carica di GNL proveniente dal Qatar, la Dukhan, è arrivata il 10 agosto 2009.

- Rigassificatore di Livorno, Livorno (LI) OLT Off-shore LNG Toscana (4 milioni di m<sup>3</sup>/anno).

Azionisti: 46,79% E.ON, 46,79% Iren compresa la quota del 5,08% di ASA Livorno, 3,73% OLT Energy Toscana - gruppo Belleli, 2,69% Golar Offshore Toscana Ltd - gruppo Golar.

Tipologia: Offshore FSRU.

La nave FSRU Toscana è posizionata a 20 km dalla costa. Il primo gas è stato immesso in rete l'8 ottobre 2013.

I progetti che il Ministero dello Sviluppo Economico ha già autorizzato per la loro costruzione sono:

- Porto Empedocle (AG) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: Nuove Energie (90% Enel). Un'espansione del porto sarà necessaria per accogliere le navi metaniere.
- Gioia Tauro (RC) (12 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionisti: LNG Medgas Terminal (35,0% Sorigenia, 35,0% Iren, 30% Medgas Italia - gruppo Belleli).
- Priolo Gargallo (SR) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionisti: 50% ERG, 50% Shell.
- Zaule, Trieste (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: Gas Natural, in accordo con SNAM.
- Capobianco (BR) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: British Gas. Tipologia: on-shore

I terminali in fase di progettazione e non ancora autorizzati dal Ministero sono:

- Ravenna (RA) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: ENI. Tipologia: off-shore FSRU.
- Taranto (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: Gas Natural, in accordo con Snam.
- Monfalcone/Grado, Terminal Alpi Adriatico, (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionista: Endesa. Tipologia: off-shore.
- Priolo Gargallo (SR) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno). Azionisti: 50% ERG, 50% Shell.
- Rosignano (LI) (8 milioni di m<sup>3</sup>/anno), azionisti: 70% Edison, 30% British Petroleum.
- A Porto Recanati (MC) verrà posizionata una nave rigassificatrice a 34 km dalla costa marchigiana, zona Scossicci nel comune di Porto Recanati. A 34 km la curvatura terrestre determina l'invisibilità della nave dalla spiaggia. La società pronente è Tritone GNL.

In conclusione all'analisi effettuata sulla fase di Midstream in Italia, si può dire che:

- Nella fase di trasporto del gas abbiamo due situazione ben distinte.

Per quanto riguarda il trasporto tramite gasdotti, lo scenario futuro non si discosterà tanto da quello attuale: la rete, già ben strutturata, subirà dei ripotenziamenti, ampliando così la sua lunghezza. Questi incrementi però verranno effettuati sempre dalle solite società ( Saipem, Edison, Enel, ... ), perché tale business non lascia spazio a imprese nuove. Per molti anni a venire continuerà l'oligopolio attuale, il che comporta una crescita limitata.

Parlando invece del trasporto utilizzando il GNL il discorso cambia. Quando l'Italia riuscirà a completare i suoi progetti, installando rigassificatori in punti tattici del paese, si potrà avere un vantaggio notevole che porterà la nostra nazione a divenire un hub europeo nella distribuzione del gas. Soprattutto si avrà uno sviluppo rilevante nel settore del GNL: i nuovi terminali diventerebbero punti strategici per l'arrivo di navi metaniere o truck trasportanti gas liquefatto (ciò significa un vero passo in avanti verso l'indipendenza energetica verso i paesi fornitori tradizionali, perché i gasdotti non sarebbero più la via principale per le importazione di gas).

- Anche per lo stoccaggio le prospettive future sono legate all'installazione dei nuovi rigassificatori.

Appunto, per quanto riguarda la realizzazione di nuovi siti adibiti solo allo stoccaggio, la scena futura non sarà tanto diversa da quella attuale: difficoltà burocratiche per ottenere le concessioni, NIMBY, oligopolio per chi vuole investire in questo business dove, nonostante gli incentivi, il basso ritorno dell'investimento allontana le piccole-medie imprese dal settore.

Mentre con la realizzazione di rigassificatori, che comprendono nella loro struttura siti destinati alla funzione d'immagazzinamento del gas, avremmo una soluzione sicura per far fronte alla fluttuazione della domanda di gas.

### 1.3.3 Il Downstream

La fase di Downstream è la fase più a valle della filiera e consiste nella distribuzione e nella vendita del gas agli utenti finali (sia in mercati fisici che in quelli virtuali).

Questa fase quindi si divide in:

- Distribuzione regionale
- Vendita all'ingrosso:
  - Attività di trading/negoziazioni:
    - La borsa del gas
    - Negoziazioni fisiche
  - Scambio fisico di Gas (Hub):
    - Fisico
    - Virtuale (PSV)
- Vendita al mercato finale

#### 1.3.3.1 La distribuzione regionale

La distribuzione regionale del gas naturale è quell'attività che consiste nel trasporto dello stesso attraverso reti di gasdotti locali a bassa pressione (circa 50-60 bar) per la consegna agli utenti finali, quindi parliamo sia di un'impresa, di una centrale termoelettrica o di una famiglia.

Rientrano fra i compiti della distribuzione anche la manutenzione e la gestione della rete fisica di trasporto con gli oneri che ne derivano. L'attività si svolge attraverso un sistema integrato di infrastrutture (cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna), che consentono di trasportare il gas dalla rete di trasporto (in corrispondenza dei city-gate) fino ai clienti finali.

Quella della distribuzione è un'attività di servizio pubblico, il cui 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 in Italia avviene per mezzo di circa 6.700 cabine, quasi 102.000 gruppi di riduzione finale e più o meno 250.000 km di rete (di cui 250 non in funzione), il 41% in media pressione e il 59% in bassa pressione. Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (148.500 km contro i 56.500 km del Centro e i 43.700 di Sud e Isole). Le reti, in media,

appartengono per l'83% ai distributori stessi e per il 9,5% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti, varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

### 1.3.3.2 La vendita all'ingrosso

Con il processo di liberalizzazione del 2003 viene separata l'attività di vendita ai clienti finali da quella della distribuzione del gas naturale. La nuova fattispecie viene qualificata come un'attività cosiddetta libera, ovvero può essere esercitata senza limitazioni territoriali in tutto il territorio nazionale; tuttavia viene sottoposta ad un vincolo autorizzativo da parte del Ministero dello sviluppo economico e viene esercitata in un mercato regolato in quanto l'impresa che eroga la fornitura deve attenersi agli indirizzi delle autorità di regolazione.

L'autorizzazione viene concessa in presenza di alcuni requisiti predefiniti, tra cui:

- La disponibilità di un servizio di modulazione adeguato.
- La dimostrazione della provenienza del gas naturale.
- La capacità tecnica e finanziaria adeguata all'attività che s'intende svolgere (l'autorizzazione non può essere negata se non per motivi obiettivi e comunque non discriminatori; il rifiuto deve essere motivato.)

In questo modo si stabilisce che i soggetti che intendono effettuare il servizio di vendita devono disporre di una capacità di trasporto, di modulazione e di stoccaggio adeguata alla fornitura a cui s'intende far fronte in modo da garantire la qualità e la sicurezza del servizio.

Inoltre il "decreto Letta" ha previsto alcune misure di natura prettamente concorrenziale orientate a favorire la contendibilità del mercato dell'attività di vendita (l'articolo 19 d.lgs. n.164/100 afferma che "A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali per più del 50% dei consumi nazionali di gas su base annua.")

La vendita del gas naturale si suddivide in due modalità principali: la vendita all'ingrosso e quella ai clienti finali.

La vendita del primo tipo investe il rapporto contrattuale tra il produttore o il trader (grossista) ed una società di vendita per la fornitura ai clienti finali, mentre la seconda modalità s'instaura direttamente tra l'impresa autorizzata alla vendita ed il cliente finale e laddove sia effettuata a favore di utenze domestiche viene assoggettata agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente.

Per vendita all'ingrosso quindi intendiamo l'attività di trading, intesa proprio come la negoziazione e lo scambio di quantità di gas naturale sulle borse o presso gli hub fisici o virtuali.

In questa fase il ruolo principe è interpretato dalla figura del trader, che può svolgere una funzione assimilabile a quella del grossista o dell'intermediario a favore di talune società di vendita al dettaglio, quando le utenze finali sono piccole utenze (industriali o commerciali o utenze domestiche), ma in altre circostanze può porsi direttamente come venditore finale a favore di utenze medio-grandi.

Il trading energetico si è sviluppato prevalentemente nelle aree del Nord Europa o comunque di derivazione anglosassone, divenendo lo strumento preferenziale con cui operano le maggiori industrie del gas attive sul mercato.

In questa fase della filiera, la presenza di un elevato numero di trader che svolgono la propria attività in modo efficiente presuppone un mercato liquido e concorrenziale e permette un'intensa attività di negoziazione e scambio di quote d'approvvigionamento permettendo la realizzazione delle condizioni necessarie per stimolare l'abbassamento del prezzo del gas; quindi possiamo capire come mai sia avvenuta la liberalizzazione del 2003 in Italia.

Se però aumentano il numero di trader è importante affermare che le due principali condizioni che permettono un'implementazione dell'attività di compravendita all'ingrosso sono: la creazione di numerosi siti di stoccaggio di materia prima e la realizzazione di adeguate infrastrutture di trasporto.

Questi due presupposti permettono una corretta coesistenza e gestione delle attività di scambio (acquisto e vendita) della materia prima, assecondando le esigenze del mercato ed assicurando una remunerativa attività di trading grazie ai margini sviluppati dalla contendibilità del mercato.

Per comprendere al meglio la vendita all'ingrosso è opportuno distinguere, tra l'attività di trading e la i punti di hub dove avviene il trasferimento fisico del gas.

L'attività di trading si divide in:

1. *Trading fisico*: che si riferisce alla compravendita il cui oggetto è il gas naturale; il tipico contratto d'approvvigionamento di gas naturale all'ingrosso con cui un produttore vende ad un trader una certa quantità di gas naturale è detto Gas Supply Agreement (GSA).

Tale negoziazione può essere conclusa tra un trader nazionale ed un fornitore straniero. A fronte di tale accordo il trader non viene vincolato a comprare una determinata quantità di materia prima, ma può chiedere la consegna di una quantità compresa tra una forbice di un minimo ed un massimo, tuttavia è diverso da un contratto di opzione perché il venditore è

assicurato della clausola take-or-pay che obbliga il trader all'acquisto della quantità minima indicata al livello inferiore del differenziale sopracitato.

2. *Trading finanziario (La borsa del gas)* : si tratta di simulazioni di hub fisici, costituiti da un sistema accentrato di transazioni aventi a oggetto quantitativi di gas, che prescindono tuttavia dall'esatta localizzazione del gas negoziato.

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso forma nel 2007. Tra il 2008 ed il 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico insieme all'autorità hanno definito le modalità di cessione delle aliquote. Con la legge n.99 del 23 luglio 2009, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME (Gestore dei Mercati Energetici) il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di meritocrazia economica. La creazione del primo nucleo di borsa è avvenuta tramite il decreto del 28 marzo 2010 ("Modalità di offerta ed obblighi degli operatori nell'ambito della piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato") che ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas (denominata P-Gas), un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. 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. Agli operatori, anche diversi dagli importatori, è inoltre lasciata libertà di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'AEEG.

Da dicembre 2010 il GME ha 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 a pronti. Perciò 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 ciò 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 si è recentemente aggiunto un ulteriore elemento necessario per il completamento di un 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 centrale. L'M-GAS si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP GAS) che si svolge in due fasi successive tra di loro: nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, mentre nella seconda fase secondo le modalità d'asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.
- Mercato infragiornaliero del gas (MI GAS) che si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte d'acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

All'interno della borsa, esistono le seguenti principali tipologie di contratti:

- *Vendita spot*: prevede una consegna fisica del gas a breve.
- *Vendita forward*: vendita fisica di gas naturale la cui consegna avverrà in futuro.
- *Strumenti finanziari derivati*: fanno parte di questa categoria il time spread, il terminal spread ed i futures che permettono la gestione del rischio.
- *Contratti over-the-counter*: bilateralmente negoziati dalle arti, si dividono in swap ed options. Lo scopo che l'hub virtuale intende raggiungere è quello di garantire una maggiore flessibilità sia nell'utilizzo di infrastrutture limitate sia nei contratti eccessivamente rigidi e di tutti i servizi correlati.

Per quanto riguarda il trasferimento fisico del gas, gli Hub si dividono in:

1. *Mercati fisici*: non sono veri mercati ma semplici punti di snodo della rete di metanodotti in prossimità dei quali vengono offerti servizi di trasporto, stoccaggio, re-indirizzamento dei volumi di gas; si possono definire hub fisici i punti di trasferimento fisico del gas, in cui un impianto connesso a due o più metanodotti consente il dispaccio dei volumi di gas dall'uno all'altro.

Le rigidità strutturali che impediscono un'effettiva liberalizzazione dei mercati hanno trovato una soluzione nella realizzazione di un hub europeo del gas naturale.

Un hub è il centro di una rete, il perno attorno al quale ruota il sistema, il punto di snodo

principale dove il traffico converge per essere deviato e ridistribuito. Grandi hub sono quelli posti tra due metanodotti appartenenti a diversi sistemi di trasmissione che consentono il passaggio del gas dalla rete nazionale o regionale gestita da un operatore, a un'altra, in un altro paese e con un altro gestore (possono essere terminali costieri). L'importanza strategica che questi centri ricoprono nel mercato liberalizzato, tuttavia, non risiede tanto nella mera possibilità di trasferire i volumi di gas attraverso la struttura fisica, quanto nei servizi che possono essere offerti dai gestori dell'impianto di interscambio per consentire l'incontro tra domanda e l'offerta di gas ed agevolare le negoziazioni tra le parti, servizi quali l'acquisto, la vendita, il trasporto, lo stoccaggio, il trasferimento della proprietà, il trading anonimo, il parcheggio ed il bilanciamento.

In Europa gli hub fisici si trovano alla frontiera tra due stati, dove le reti appartenenti a diversi Transmission System Operator s'incontrano. Sul suolo europeo sono:

- Zeebrugge Hub (Belgio).
- CEGH (Central European Gas Hub, Austria).

L'importanza dei servizi che questi hub concedono oggi agli operatori del mercato è tale che, accanto agli hub fisici, sono disponibili hub virtuali (slegati dall'impianto d'interscambio) che offrono un punto d'incontro per la domanda e l'offerta di gas naturale, di capacità di trasporto.

Gli hub sono sorti negli ultimi venti anni, spesso sotto la spinta dei regolatori, ma talvolta anche per l'iniziativa privata delle imprese di trasporto, in concomitanza con i processi di riorganizzazione e liberalizzazione del settore. La nuova definizione di hub del gas naturale è quindi il luogo che agevola fisicamente o virtualmente gli scambi di gas naturale, risultando indispensabile per l'efficiente funzionamento dei mercati aperti alla concorrenza.

I contratti stipulati dal gestore di un hub hanno lo scopo di garantire liquidità al mercato, ed i più diffusi sono:

- *Il contratto di Wheeling*: in base al quale il gestore offre l'interconnessione di due gasdotti.
- *Il contratto di Parking*: in cui il gestore assume l'obbligazione di custodia del gas consegnato dal trader, che riconsegnerà in una data successiva.
- *Il contratto di Reserve Parking*: con cui il gestore dell'hub effettua l'immediata consegna al trader, rinviando il momento del pagamento ad una data futura: si tratta

dunque di un'operazione di anticipazione finanziaria che, per tale motivo, viene anche detta *loaning*.

2. *Mercati virtuali*: non sono associati a snodi fisici particolari, ma all'intero sistema di una rete di trasmissione nazionale o regionale. Questo è un vero e proprio mercato aperto alla concorrenza, all'interno del quale sono stati sviluppati particolari meccanismi per consentire ai partecipanti sia di scambiare il gas naturale ed i servizi correlati, sia di sfruttare gli strumenti di bilanciamento.

In un hub virtuale gli operatori scambiano la proprietà del gas localizzato non in un punto preciso, di entrata o di uscita, ma in qualsiasi punto all'interno dell'area di competenza della rete. Ciò comporta un notevole vantaggio sotto l'assetto dell'omogeneità degli scambi, che non risentono della diversa provenienza del gas.

Il gas entra nella rete di trasmissione (dai campi di produzione nazionale, ai gasdotti d'importazione, ai terminali GNL), mentre i punti d'uscita possono essere le centrali termoelettriche, i grandi utenti industriali o le società di distribuzione.

Affinché gli hub virtuali possano operare efficacemente; è necessario che la regolamentazione dell'industria, e delle tariffe di trasporto, in particolare consenta gli scambi di gas all'interno della rete.

La metodologia di tariffazione che appare più idonea, infatti è quella di tipo *entry-exit*: il venditore paga un prezzo perché il gas entri nel sistema di trasmissione l'acquirente paga un prezzo perché esca; il punto d'entrata (uscita) è uno dei luoghi nella rete di trasporto in cui il gas è fisicamente iniettato (rimosso) nel sistema. Ogni shipper è libero di scegliere i punti entrata e di uscita dal sistema e di pagare la tariffa relativa, ma deve assicurarsi che sia mantenuto un certo bilanciamento tra il volume di gas iniettato ed il volume fuoriuscito, salvo un certo margine di tolleranza.

L'esistenza di un hub virtuale comporta necessariamente la presenza di una vera e propria borsa, perché le negoziazioni possono avvenire anche *OTC* (*Over The Counter*), cioè con scambi bilaterali ed informali. Poiché nella rete deve essere assicurato in ogni istante il bilanciamento tra domanda ed offerta, ogni volta che un venditore di gas debba fornire più di quanto pattuito (senza aver prenotato capacità di trasporto sufficiente) dovrà pagare delle penali.

Gli hub virtuali sono perciò punti convenzionali all'interno di un sistema infrastrutturale, nazionale o regionale, per lo scambio di gas tra gli operatori all'interno di un sistema di rete. In Europa ne esistono diversi, sviluppatisi nel corso degli anni:

- NBP (National Balancing Point, Regno Unito);
- TTF (Title Transfer Facility, Olanda);
- PEGS (Francia);
- Gaspool (Germania);
- PSV (Punto di Scambio Virtuale, Italia).

Il PSV è l'hub virtuale italiano dove gli operatori possono scambiare tutto il gas immesso nella rete di trasmissione nazionale attraverso un supporto informatico messo a disposizione da Snam Rete Gas (Il sistema è operativo dal 01/10/2003, la sua creazione segue una delibera 137/02 dell'Autorità: "Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas e di norme per la predisposizione del codice di rete". Con questa delibera l'Autorità ha completato l'applicazione al principio del Third Party Access).

Il modello di riferimento è il NBP inglese, anche se ad oggi è ancora un riferimento lontano. Diversamente dal NBP, infatti, il PSV italiano non è un mercato centralizzato: gli scambi di gas avvengono tra i singoli operatori ed i prezzi, che si formano bilateralmente, rimangono riservati. Ad oggi gli scambi di gas attraverso questo sistema costituiscono un valido meccanismo di bilanciamento per gli shipper. Coloro che prevedono di trovarsi temporaneamente in eccesso o in difetto di gas naturale possono riequilibrare il portafoglio sfruttando i servizi disponibili al PSV. Le transazioni possono essere giornaliere (riguardano solamente un giorno gas) o multi-giornaliere (quando gli scambi interessano più giorni consecutivi), e sono effettuate esclusivamente sulla base di contratti Over-The Counter .

Per giungere alla creazione di un vero e proprio hub, occorre l'implementazione di un processo in diverse fasi:

- La prima fase prevede la predisposizione di una piattaforma informatica per lo scambio di capacità di trasporto di gas naturale sulla base di accordi bilaterali tra gli utenti e nel rispetto dei criteri di bilanciamento stabiliti dalla delibera 137/02. L'AEEG ha attribuito al PSV, predisposto da Snam Rete Gas, la qualifica di mercato regolamentato e lo ha considerato idoneo a raggiungere il primo obiettivo.
- La seconda fase prevede la predisposizione di contratti standard che possano facilitare e velocizzare gli scambi definendo le clausole dei contratti e consentendo alle parti di concentrare l'attenzione solo sulla definizione di prezzo e quantità.
- Nella terza fase è prevista la creazione di un mercato giornaliero centralizzato di bilanciamento, sul modello inglese. L'introduzione di questo mercato permetterà di superare il sistema di penali per gli sforamenti della capacità utilizzata rispetto a quella

assegnata previsto dalla delibera 137/02.

- La quarta prevede la realizzazione di una vera e propria borsa del gas.

Negli anni ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero di contrattazioni. Secondo le disposizioni dell'Autorità, dal Novembre 2006 i trader possono effettuare transazioni presso l'hub nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

### **1.3.3.3 La vendita al mercato finale**

La vendita ai clienti finali è un'attività downstream della filiera del gas naturale dove la vendita del gas avviene sulla base di contratti di fornitura differenziati in base al tipo d'utenza cui si rivolgono (industriale o domestica) sia in base ai profili di consumo dell'utente.

Il primo contratto di fornitura (fornitura ai clienti industriali) stabilisce il consumo massimo aggiornabile nel tempo, sulla base di un'indicazione temporale che può essere giornaliera, oraria o di diversa natura per cui viene garantita una certa fornitura. Il contratto prevede la consegna ed il contestuale passaggio della proprietà in un determinato punto di consegna presso il quale viene posizionato un misuratore (contatore). Fino a quel punto il venditore è l'unico soggetto responsabile in merito a problematiche inerenti al trasporto o ad un'inadempienza di vario genere. Il contratto concluso con questa tipologia di clienti prevede una libertà pressoché totale della definizioni delle condizioni contrattuali (l'Autorità prevede tuttavia la possibilità di recedere anche unilateralmente il contratto con un congruo preavviso, mai superiore ai sei mesi, per quei contratti di durata pluriennale, mentre il limite diminuisce a tre mesi per i contratti annuali; il termine di preavviso si riduce ulteriormente a trenta giorni per i clienti idonei a seguito del 1 gennaio 2003) tra le parti a condizione che il venditore non si trovi in una condizione di dominanza nel mercato della vendita, situazione che potrebbe portare problemi di natura anti-trust.

Il segmento più tutelato, perché ritenuto maggiormente sensibile, è quello della vendita ai piccoli clienti, ovvero ai clienti domestici. Questo segmento della filiera dalla sua nascita (avvenuta come si è detto con la separazione dall'attività di distribuzione) a oggi ha vissuto fasi alterne e diversi momenti critici che sono stati lo specchio delle rigidità che hanno impedito l'effettivo instaurarsi di un mercato, ovvero di un efficiente confronto concorrenziale. Non a caso l'autorità ha ritenuto di dover introdurre, transitoriamente ancor prima della creazione di tale nuovo segmento libero della filiera, un vincolo di natura prettamente regolatoria in capo alle stesse società di vendita. Queste ultime infatti nel

rapportarsi con i clienti del cosiddetto ex mercato tutelato (la fascia più debole dei clienti finali, in sostanza la clientela domestica) hanno l'obbligo di fornire, contestualmente alle proprie proposte commerciali, anche un prezzo di riferimento calcolato in base ai parametri predeterminati dallo stesso regolatore (l'AEEG ha determinato i criteri di definizione tariffari della fornitura di gas naturale ai clienti finali con i seguenti provvedimenti: delibera 138/03 del 4 dicembre 2003 e successiva riforma in seguito all'emanazione della delibera 121/04 del 20 luglio 2004).

La definizione delle condizioni economiche di riferimento è un'operazione molto complessa, ove sono in gioco interessi contrapposti, e rischiosa, in quanto potenzialmente distorsiva della concorrenza.

Infatti in un mercato come quello italiano afflitto da scarsa liquidità e allo stesso tempo ancora dominato dall'ex monopolista, l'imposizione di meccanismi regolatori unitamente agli ingenti costi della materia prima ed alle ridotte capacità di stoccaggio provocano dei margini di profitto eccessivamente ridotti per la maggioranza delle società di vendita. Questa situazione costituisce una significativa barriera all'ingresso per gli operatori nuovi entranti a vantaggio dell'operatore incumbent, che può contare sul proprio potere di mercato che gli consente di ottenere prezzi d'approvvigionamento notevolmente più convenienti. Occorre inoltre sottolineare come l'Autorità abbia inizialmente previsto (a partire dal 2003) che nessun soggetto possa vendere direttamente ai clienti finali più del 50% del totale dei consumi nazionali. Queste limitazioni sulle quote sono cessate nel 2010, anno in cui l'autorità prevedeva il raggiungimento di una piena liberalizzazione ed apertura alla concorrenza del mercato.

#### **1.3.3.4 Analisi del Downstream in Italia**

Le criticità identificate nel Downstream sono:

- LA DISTRIBUZIONE REGIONALE E' SOGGETTA ANCORA A MONOPOLIO (SNAM RETE GAS).
- PERDITE DI GAS NEI GASDOTTI REGIONALI: Visto che la rete regionale è così complessa, è possibile che nelle tubature ci siano delle possibili perdite. Il gas potrebbe arrivare al cliente finale in maniera poco efficiente.
- IN ITALIA UN HUB FISICO COME QUELLI SITUATI IN BELGIO E IN AUSTRIA DIFFICILMENTE POTRA' SORGERE: Per costruire hub fisici del genere servono capitali importanti, infrastrutture e normative adatte.

- **COSTO ALTO IN BOLLETTA PER I CLIENTI FINALI:** In Italia, nel secondo trimestre 2015, il prezzo di riferimento del gas naturale di un cliente domestico tipo (con consumi annui pari a 1400 standard m<sup>3</sup> di gas) servito in regime di tutela risulta (è il servizio di fornitura di gas a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità; è rivolto ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico con consumi annui non superiori a 200.000 standard m<sup>3</sup>) è di 0,785 di euro/m<sup>3</sup>, così ripartiti: 43,68% di servizi di vendita, 37,25% di imposte e 19,07% di servizi di rete (dati presi dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico).

Mentre gli aspetti positivi selezionati in questa fase sono:

- **LA LIBERALIZZAZIONE HA PORTATO UNA CONCORRENZA ABBASTANZA SINCERA NELLA VENDITA FINALE DI GAS AL CLIENTE:** Passando all'attività di distribuzione, il decreto legislativo n. 164/00 ha profondamente modificato le condizioni di svolgimento del servizio, introducendo la separazione societaria degli esercenti in società di vendita e imprese di distribuzione attraverso la delibera n. 310, ha portato la maggior parte delle grandi imprese energetiche ad acquisire imprese distributrici al fine di aumentare la propria quota di mercato in questa parte della filiera, mentre la tendenza tra le piccole imprese di distribuzione è stata quella di realizzare numerose operazioni di aggregazione, tramite consorzi o accordi, al fine di raggiungere la soglia minima di eleggibilità o una massa critica sufficiente ad accrescerne il potere contrattuale, conseguenza di ciò è stata la riduzione del numero di esercenti del servizio di distribuzione, che sono passati da 750 nel 2001 a 560 nel 2003, in linea con gli obiettivi della normativa in questa fase della filiera.
- **DIFFUSIONE CAPILLARE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE REGIONALE ITALIANA, CHE NON NECESSITA' DI ALTRI INVESTIMENTI AGGIUNTIVI:** La diffusione capillare della rete di distribuzione del gas naturale che, grazie anche alla ricerca di trasformare l'Italia in un hub, non necessita di altri investimenti aggiuntivi, il che permette di trasportare velocemente il gas ed immetterlo in rete senza grandi ulteriori investimenti.
- **PRESENZA DEL PSV:** La piattaforma informatica del PSV permette di scambiare di volumi di gas a prezzo spot. E' l'unico strumento attraverso il quale gli operatori di piccola dimensione hanno la possibilità di erodere la quota di mercato dell'impresa leader, instaurando delle dinamiche realmente competitive che si traducono in minor prezzo pagato dagli utenti finali.

- LA NECESSITA' PER LE INDUSTRIE E PER I CLIENTI DOMESTICI DI AVERE UN QUADRO BEN CHIARO DEI PROPRI CONSUMI.
- LA BUONA CAPILLARITA' DELLA RETE REGIONALE PUO' ESSERE SFRUTTATA PER ALTRE APPLICAZIONI/BUSINESS: Questo aspetto positivo lo giustificheremo successivamente nel capitolo riguardante lo Smart Metering.

Alla luce di queste considerazioni, le prospettive nella fase di Downstream in Italia sono:

- Nella fase di distribuzione regionale vale lo stesso discorso fatto nella fase di Midstream per il discorso gasdotti: c'è pochissimo margine d'inserimento per quegli operatori che vorrebbero entrare nel settore. Il monopolio di Snam Rete Gas continuerà anche negli anni futuri a rimanere tale.
- Nella fase di vendita sì che ci sono nuovi possibili scenari: intanto la vendita diretta, grazie alla liberalizzazione del 2000, ha nuovi player in concorrenza con quelli tradizionali. Non è da escludere che il numero di questi player aumenterà negli anni futuri.

Inoltre, i clienti finali (industrie o utenti domestici), con la crisi del 2008, stanno sempre più attenti a risparmiare, e quindi hanno bisogno d'interventi d'efficienza che permettono loro di moderare le spese in bolletta. Ci si aspetta quindi che negli anni a venire si sviluppino sistemi che seguono i principi di efficienza energetica e che le aziende operanti nel settore energetico offrano ai propri clienti dei servizi/tecnologie indirizzati al risparmio in bolletta.

## Capitolo 2

### S.W.O.T. Analysis del settore gas in Italia

Per farmi un'idea sulla situazione del gas in Italia, ma soprattutto per capire quali sono le opportunità che potrebbero dare un significativo slancio al settore in questo paese, ho deciso di utilizzare uno strumento d'analisi molto usato dalle imprese.

Questa tecnica è l'analisi S.W.O.T. (Strenghts, Weaknesses, Opportunities and Threats) che è un'analisi di supporto alle scelte aziendali. In poche parole è uno strumento utilizzato nella pianificazione strategica per valutare i punti di forza e di debolezza, opportunità e minacce coinvolti in un progetto. Si tratta di specificare l'obiettivo dell'attività o del progetto, e di individuare i fattori interni ed esterni che sono favorevoli e sfavorevoli per il raggiungimento di tale obiettivo.

Io questo strumento d'analisi, anziché applicarlo per raggiungere uno specifico obiettivo, l'ho utilizzato per capire il contesto attuale e i trend positivi/negativi del settore gas in Italia, ma in modo particolare per definire quali sono le opportunità innovative che, con un adeguato sostegno, potrebbero smuovere la situazione corrente.

Successivamente, individuate le opportunità, per ognuna di esse farò un'ulteriore analisi che mi ha permesso di decidere quali sono quelle premature e quali invece sono pronte a dare il loro contributo alla crescita del settore gas in Italia.

Di seguito verranno elencate punti di forza (Strenghts), punti di debolezza (Weaknesses), minacce (Threats) e opportunità (Opportunities).

#### 2.1 Punti di forza (Strenghts)

Gli aspetti positivi che danno un vantaggio competitivo al gas rispetto agli altri tipi di energie sono:

- **LA RICONVERSIONE ALLE RINNOVABILI NON SEMPLICE:** La minaccia delle rinnovabili è relativa, perchè la riconversione a favore delle fonti alternative nel mercato energetico non è un processo semplice che può esaurirsi in breve tempo, anzi, è molto lungo e oneroso anche dal punto di vista economico.

- **LE CARATTERISTICHE DEL GAS:** La sua abbondanza, i suoi costi competitivi di fornitura, la sua immediata disponibilità, la flessibilità con cui può supplire alle energie rinnovabili, la capacità di essere facilmente immagazzinato lo rendono peraltro una delle fonti di energia più adatte a sostituire il petrolio.
- **LA LIBERALIZZAZIONE:** La liberalizzazione della vendita del gas iniziata nel 2000, in linea con ciò che è avvenuto in tutta Europa, ha tracciato le linee guida per l'apertura del mercato del gas in Italia. I principi fondamentali che hanno il monopolio di Eni S.P.A. sono:
  - Unbundling: Separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali
  - Third Party Access: Accesso non discriminatorio dei terzi alle infrastrutture essenziali duplicabili e non.
  - Free entry delle imprese nelle attività concorrenziali.
  - Libera scelta dei clienti finali di scegliere il loro fornitore di gas.
- **IL “20-20-20” e S.E.N.:** Le direttive politiche più significative che danno spinta a sviluppare il settore gas sono:
  - Il piano azionario adottato dalla comunità europea approvato nel 2008, detto “pacchetto clima-energia 20-20-20”, dove gli obiettivi dell'UE sono: ridurre del 20% le emissioni del gas serra, aumentare del 20% la quota d'energia proveniente dalle fonti rinnovabili e migliorare del 20% l'efficienza energetica dell'UE, il tutto entro il 2020.
  - La S.E.N. (Strategia Energetica Italiana) adottata dal Ministero dello Sviluppo Economico italiano nel marzo del 2013 ha definito 7 priorità d'azione nel sistema energetico da attuare entro il 2020. Uno degli obiettivi è quello di far diventare l'Italia un hub sud-europeo nel mercato del gas. Le linee guida per raggiungere questo obiettivo sono: allineare il prezzo del gas a quello dei principali paesi europei (creando un mercato liquido e concorrenziale), garantire sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento e avere una completa integrazione con il mercato e la rete europea (consentendo all'Italia di diventare un paese di interscambio e di esportazione).
- **INQUINA MENO RISPETTO AL PETROLIO:** Nel processo di combustione il gas ha emissioni molto più basse rispetto a petrolio e carbone.
- **NON NECESSITA DI INCENTIVI:** Per essere sostenibile, qualsiasi business nel settore gas non necessita di incentivi.
- **HA UN PREZZO MOLTO PIU' BASSO RISPETTO AL PETROLIO:** Il gas risulta particolarmente avvantaggiato grazie ad un prezzo estremamente competitivo sul petrolio.

- **HA UN RUOLO IMPORTANTE NEL MIX ENERGETICO NAZIONALE:** Il gas naturale occupa un ruolo centrale nel mix energetico nazionale: l'Italia è il Paese UE che evidenzia il maggior ricorso a questa fonte energetica, sia come input per la generazione elettrica (quasi il 50%), sia, più in generale, nel soddisfacimento dei consumi primari (circa il 35%). Con queste premesse il gas rappresenta un fattore fondamentale per la sicurezza energetica (anche per effetto di un grado di dipendenza dall'estero che ha superato il 90% del fabbisogno complessivo).

## 2.2 Punti di debolezza (Weaknesses)

Le criticità che limitano il settore del gas sono:

- **L'INCERTEZZA DELLA NORMATIVA:** Normativa futura incerta, dovuta all'instabilità politica.
- **PIU' INQUINANTE RISPETTO ALLE RINNOVABILI.**
- **LENTEZZA BUROCRATICA:** Lentezza burocratica in tutte le fasi della filiera: tempi lunghissimi per ottenere le concessioni per la realizzazione di infrastrutture legate al gas.
- **TASSE ALTE:** Elevate aliquote fiscali in tutte le fasi della filiera, soprattutto nell'Upstream.
- **DECLINO PRODUZIONE NAZIONALE DEL GAS:** Declino della Produzione Nazionale sia per il problema del Nimby, sia per un calo delle Riserve nazionali.
- **DIPENDENZA ENERGETICA DAGLI ALTRI PAESI:** Troppe importazioni di gas l'approvvigionamento dall'estero ha superato il 90% del consumo complessivo di gas.
- **MONOPOLIO DI ENI:** Totale nella fase di Upstream e Midstream, parziale nella fase di Downstream.
- **IL 99% DEI CONTRATTI DI APPROVVIGIONAMENTO CON I PAESI FORNITORI E' DI TIPO "TAKE OR PAY".**
- **PREZZO ALTO DEL GAS IN BOLLETTA:** Prezzi del gas in bolletta fra i più elevati in Europa (fino a + 20%).

## 2.3 Minacce (Threats)

I fattori che frenano la crescita del mercato del gas sono:

- **LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI:** Questi sono rappresentati sicuramente dalle energie rinnovabili e dalle fonti di energia alternativa che offrono sia il medesimo scopo del gas con l'aggiunta di notevoli benefici in termini di impatto ambientale e sostenibilità, tematiche al giorno d'oggi di grande importanza. I problemi per il settore gas nascono anche ogniqualvolta una fonte rinnovabile viene incentivata.
- **NIMBY (Not In My Backyard):** Fenomeni ambientalisti e NIMBY che bloccano lo sviluppo delle fasi Upstream e Midstream.
- **LA LEADERSHIP DEL PETROLIO:** Ancora per molti anni a venire il petrolio manterrà la sua leadership nei consumi di energia primaria.

## 2.4 Opportunità (Opportunities)

I trend di mercato interessanti per lo sviluppo del settore gas sono:

- **BUONE PREVISIONI FUTURE PER L'AUMENTO DI DOMANDA DEL GAS:** Tra il 2010 e il 2030 il consumo di energia mondiale aumenterà del 39%, con una crescita media dell'1,6% l'anno (sono le stime della BP contenute nel suo ultimo report - Fonte "BP Energy Outlook 2030"). Con l'aumento del consumo di energia, ci sarà di conseguenza un aumento di domanda del gas. Appunto secondo l'International Energy Agency, la domanda di gas è attesa ad una crescita a livello globale tra il 2011 e il 2030 del 43% (dati presi dal report "World Energy Investment Outlook 2014"). La crescita della domanda gas in Italia prevista per il 2023 è stimata attorno al +0,6%, pari a circa 4 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto al 2013 (dati presi dal report ("Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2014-2023" di Snam Rete Gas).
- **INTERESSE NEL DIMINUIRE LA DIPENDENZA ENERGETICA DAI PAESI FORNITORI.**
- **L'APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS DEVE ESSERE PIU' SICURO E STABILE:** Soprattutto dopo i recenti conflitti Russia-Ucraina.
- **FINE DEI VECCHI CONTRATTI "TAKE OR PAY":** La modifica del mercato rispetto alle decadi passate fa sì che ormai si stiano abbandonando i vecchi ed onerosi contratti "take-or-pay" e si stiano sempre più orientando verso transizioni spot. Questo

sicuramente garantirà una dinamicità maggiore del mercato ed un aumento dell'interesse per gli operatori.

- **PRINCIPALI NOVITA' APPLICABILI AD ALCUNE FASI DELLA FILIERA, NELLE QUALI SONO NECESSARIE DELLE INNOVAZIONI TECNOLOGICHE:** Intendo tutte quelle opportunità dove utilizzando il gas, con il supporto di investimenti e grazie all'utilizzo di specifiche tecnologie, si possono ottenere buoni risultati per tutto il sistema. I temi più recenti affrontati nel settore gas sono:
  - LO SFRUTTAMENTO DELLO SHALE GAS.
  - IL P.S.V. (Punto di Scambio Virtuale).
  - LA MICRO-COGENERAZIONE.
  - LO SMART METERING.
  - LO SVILUPPO DEL GNL.

## **2.5 Valutazione delle maggiori opportunità di business nel settore gas in Italia**

In questo paragrafo andrò ad analizzare più nello specifico le opportunità identificate con la S.W.O.T. Analysis fatta precedentemente.

Ogni singola opportunità verrà scomposta in:

- Descrizione generale.
- Tecnologia innovativa che prevede l'utilizzo del gas (dove sarò necessario).
- Punti di forza e punti di debolezza.
- Breve conclusione sul perché approfondire o meno l'argomento.

Le opportunità che verranno approfondite sono quelle che, a seguito della ricerca, sono risultate le più pronte a sostenere il mercato del gas negli anni a venire (GNL e Smart Metering).

### **2.5.1 Lo sfruttamento dello shale gas**

#### **2.5.1.1 Descrizione generale dello shale gas**

Lo shale gas o gas di scisto, è un gas metano estratto da giacimenti non convenzionali in argille, parzialmente diagenizzate, derivante dalla scomposizione anaerobica di materiale organico contenuto in argille durante la diagenesi. Il tipo di roccia, come dice il nome stesso, da cui si ricava questo gas sono gli scisti. Nella moderna petrografia lo scisto indica una roccia metamorfica a grana medio-grossa caratterizzata da una struttura scistosa abbastanza marcata. In altre parole questo tipo di roccia facilmente si sfalda secondo piani paralleli in lastre molto sottili. Lo scisto è il risultato della trasformazione d'argilla sottoposta ad alte pressioni e temperature, nelle quali i cristalli micacei si ordinano in una direzione precisa creando delle falde, dette piani di scistosità.

Il gas non convenzionale è quindi un gas naturale che si trova in giacimenti che sono stati definiti non convenzionali, perché a differenza di quelli convenzionali, non sono guidati dalla spinta di galleggiamento. La particolarità di questo gas, quindi, non è la composizione chimica, ma la localizzazione geologica.

Attualmente ci sono quattro tipi di giacimenti non convenzionali obiettivo d'esplorazione commerciale per il gas naturale e per la sua produzione industriale, che sono:

- *Coalbed methane*: Gas metano associato ai bacini di carbone dentro ai quali è stato assorbito. Da sempre ha rappresentato un pericolo nelle miniere perché combinato con l'aria dà origine al grisù. In genere si trova a profondità modesta.
- *Shale gas*: Gas contenuto in strati profondi di rocce argillose o gas da scisti bituminosi. La scarsa permeabilità di queste rocce intrappola il gas e permette lo sfruttamento solo se non si utilizzano particolari tecniche estrattive come il fracking e la trivellazione orizzontale.
- *Methane hydrates*: Metano all'interno di reticoli cristallini, nel permafrost (terreno artico perennemente ghiacciato) o sui fondati oceanici. Questo terzo tipo è l'unico a non essere ancora oggetto di sfruttamento, ma solo di ricerca.
- *Tight gas*: Contenuto in giacimento di sabbie compatte e/o formazioni arenarie, di quarzo, di scarsa permeabilità. Si tratta di rocce particolarmente impermeabili e poco porose. Anche in questo caso risulta necessario il fracking.

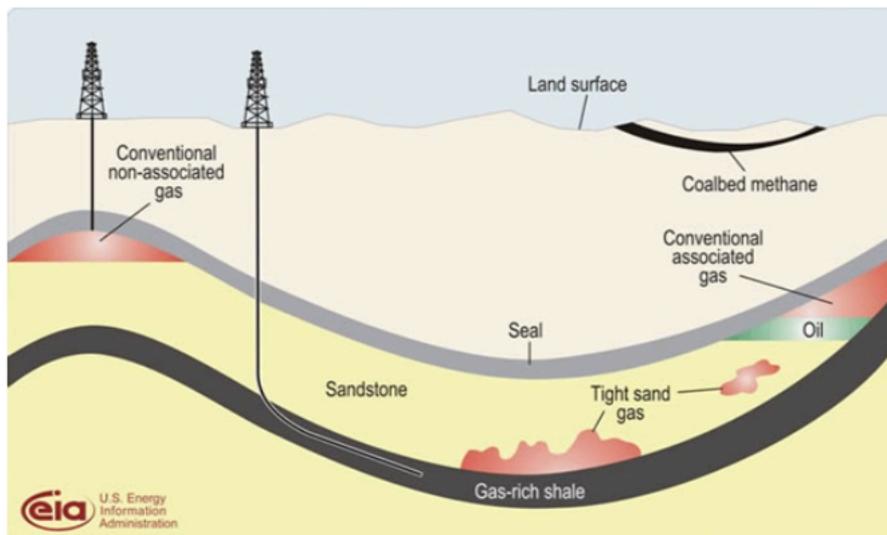


Figura 2.1: Schema geologico delle risorse di gas. Fonte: IEA

Lo sfruttamento delle riserve di gas non convenzionale permetterebbe ad alcune nazioni di raggiungere l'indipendenza energetica, riducendo o eliminando le importazioni e diventando addirittura esportatori di idrocarburi. Alcuni paesi quindi, come la Russia, potrebbero perdere il proprio ruolo di supplier energetici. Per Mosca quindi, la shale gas revolution rappresenta una minaccia dal momento che possiedono i più grandi giacimenti di gas convenzionale al mondo e sono i principali esportatori.

Gli Stati Uniti grazie allo shale gas potranno presto raggiungere l'indipendenza energetica (si stima intorno al 2020). Nel 2000, infatti, la percentuale di shale gas estratto era del 2% mentre alla fine del 2012 è salita al 40% e ci si aspetta un rialzo fino al 71% nel 2035. Il Presidente degli Stati Uniti inoltre ha autorizzato anche l'esportazione del gas all'estero, in particolare in Asia. Un eventuale sviluppo in Cina e in Europa del gas non convenzionale potrebbe comportare una contrazione delle importazioni, con pesanti ripercussioni per la Russia. Il Canada riuscirà anch'esso ad esportare mentre il Messico nonostante la propria produzione di shale, importerà risorse non convenzionali fino al 56% delle esportazioni statunitensi stimate. Per quanto riguarda l'Europa il Consiglio Europeo, la Commissione e il Parlamento hanno accolto in via ufficiale il gas non convenzionale inserendolo nella Strategia Europea 2020 e nella tabella di marcia per il 2050. Attualmente, però, solo la Polonia e l'Ucraina, prima e terza in Europa per riserve, sono impegnate nello sviluppo dello shale gas.

Queste beneficiano infatti della Global Shale Gas Initiative promossa dagli Stati Uniti per favorire lo sviluppo tecnologico e know how attraverso il coinvolgimento delle compagnie

energetiche. La Polonia ha già pianificato 125 perforazioni e 50 prospezioni, anche perché, essendo fortemente dipendente dalle forniture russe, interpreta tutto ciò come un'opportunità più che come un rischio. In Francia, il 30 giugno 2011, il Senato e il Parlamento hanno sia ritirato le licenze di prospezione ad alcune aziende, sia vietato l'uso del fracking per l'estrazione del gas di scisto, nonostante sia la seconda in Europa per riserve. Germania e Regno Unito vogliono regolamentare le attività di estrazione. Il Regno Unito, dopo un incidente sismico a Blackpool, ha deciso di rallentare le trivellazioni in suolo inglese ma investe in altri stati anche extraeuropei.

La Cina è il primo paese al mondo per riserve di shale gas, quindi la produzione le consentirebbe di ridurre la propria dipendenza estera. Infatti se il gas non convenzionale decollerà, coprirà circa l'80% della sua domanda prevista, ed innalzerebbe il tasso di rilevanza nel paniere energetico dal 4% attuale al 13% nel 2035. Sebbene anche in India siano stimate significative risorse di shale gas, solo il 20% è giudicato accessibile. In Indonesia la produzione di shale e coalbed methane potrebbe rafforzare la sua posizione di esportatore. Anche l'Australia è ricca di giacimenti e potrebbe decidere di esportare parte della produzione.

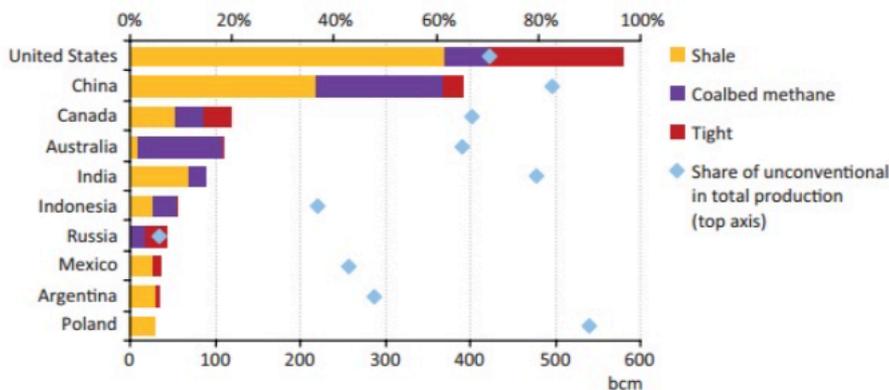


Figura 2.2: Divisione per tipo di gas non convenzionale delle riserve nel mondo. Fonte: IEA

Il mercato del gas ha una struttura complessa con sotto mercati regionali che vanno a ritmi diversi con indici di prezzo diversi. Quindi sebbene non si possa sapere cosa succederà esattamente al prezzo del gas in futuro, si modificheranno sicuramente gli equilibri attuali.

### 2.5.1.2 La tecnologia: il Fracking

Qua, più che di tecnologia che utilizza il gas, parleremo delle tecniche e del metodo per estrarre il gas scisto.

Lo sviluppo e l'estrazione dello shale gas prevede cinque tappe fondamentali:

- *Identificazione della risorsa di gas*: Durante questo processo l'azienda interessata comincia ad avviare delle indagini di prospezione in alcune regioni, individuandole tramite studi geologici, microsismici e penetrazioni confinate.
- *Sondaggi preliminari*: La misura della portata delle formazioni di gas è misurata tramite indagini sismiche. Sono analizzate le caratteristiche geologiche come faglie e fratture che possano incidere sul pozzo. L'iniziale perforazione verticale comincia a stimare le proprietà della risorsa di shale gas. Normalmente vengono raccolti i campioni più importanti.
- *Trivellazione per progetto pilota (Pilot project drilling)*: Inizialmente si perfora orizzontalmente per determinare le proprietà del bacino e le migliori tecniche d'estrazione. La perforazione verticale a sua volta, continua là, dove ci sono potenziali riserve di shale gas. È la compagnia interessata ad eseguire i test di produttività iniziale.
- *Test per progetto pilota (pilot production testing)*: Vengono perforati pozzi multipli orizzontali su di un singolo strato facenti parte di un intero progetto pilota. Le tecniche di perforazione sono ottimizzate tra cui la trivellazione, la fatturazione idraulica multistrato ed i sondaggi microsismici. A questo punto l'azienda inizia la progettazione e l'acquisizione della servitù di passaggio dell'impianto stesso.
- *Sbocco commerciale*: A questo punto, l'azienda coinvolta prende decisioni di vendita per procedere.

Per l'estrazione dello shale gas si usano quindi due tecniche: la trivellazione orizzontale controllata ed il fracking idraulico. Queste due sono tecniche conosciute da tempo nel campo petrolifero, ma solo da un decennio si è scoperto che usandole insieme si può estrarre il gas intrappolato negli scisti ed altri idrocarburi non convenzionali.

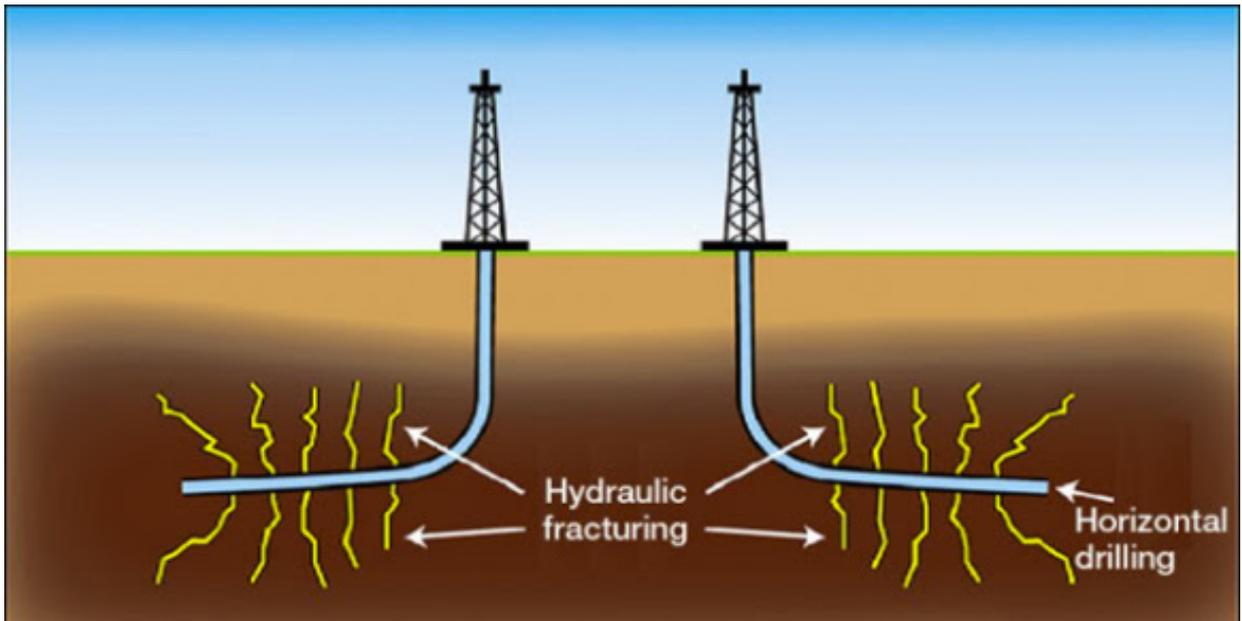


Figura 2.3: Fracking idraulico e perforazione orizzontale.

In un pozzo tradizionale, la trivella scende in verticale, accompagnata da grandi quantità di fluido di perforazione che ne diminuisce l'attrito, raffredda l'attrezzatura e tiene in pressione il pozzo. Durante l'esecuzione di un pozzo, nella prima parte del percorso, attraversa una o più falde acquifere e per tale motivo viene usata la tecnica del casing: una sorta di cappotto d'acciaio e cemento inserito nel pozzo per renderlo a tenuta stagna ed impedire che il gas, il petrolio o il fluido di perforazione, entrino a contatto con l'acqua di falda destinata all'uso umano inquinandola gravemente. Per estrarre lo shale gas o l'olio, a tutto questo si aggiunge una seconda ed una terza fase. Una volta eseguita una trivellazione verticale, essa viene fatta progressivamente deviare finché la testa fresante non si troverà a perforare in orizzontale, rispetto al piano campagna, in direzione del giacimento roccioso. La trivellazione orizzontale sarà eseguita per tutto il percorso previsto all'interno del giacimento.

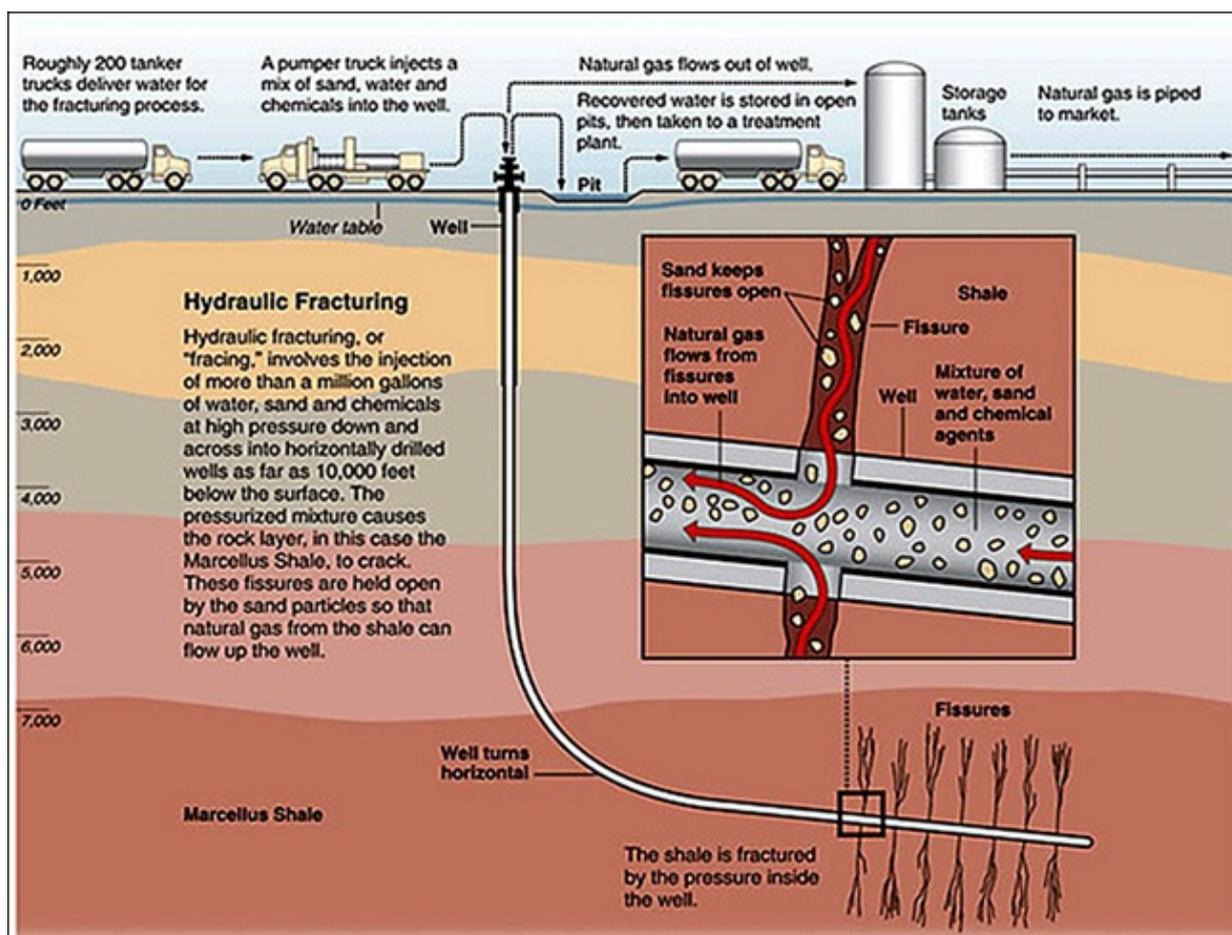


Figura 2.4: Sequenze nel fracking. Fonte: ProPublica

Terminata la fase di trivellazione orizzontale all'interno dello scisto, si inserisce dell'esplosivo al fondo del perforo realizzato dalla trivella che fatto brillare, fratturerà la roccia creando delle fosse spaccature nell'intorno del perforo stesso. Questo processo di fratturazione della roccia mediante l'impiego di esplosivo, non viene eseguito una sola volta, ma ripetuto più e più volte lungo tutta la linea di trivellazione orizzontale eseguita. Generalmente si effettua la fratturazione della roccia con esplosivo ogni 20 metri di cavo orizzontale partendo, come già detto, da fine foro di trivellazione e procedendo a passo di gambero fino all'inizio del tratto orizzontale trivellato. Ad ogni singolo brillamento eseguito si pompa ad altra pressione dell'acqua con sabbia ed agenti chimici (in sostituzione della sabbia è molto usato il proppant) al fine di fratturare ulteriormente lo scisto e liberare il gas o l'olio che contiene. Questa procedura viene ripetuta diverse volte (circa ogni 20 metri) e dopo ogni esplosione si fanno indietreggiare le aste di trivellazione attraverso le quali viene posizionato l'esplosivo ed iniettato il fluido ad alta pressione. Per ogni brillamento eseguito ed al termine del pompaggio dell'acqua e sabbia ad alta pressione, si isola la sezione con un

“tappo” di acciaio in modo che il gas o il greggio non fuoriesca invadendo il pozzo. Si ripetono queste operazioni di brillamento, pompaggio ad alta pressione di acqua e sabbia, isolamento della sezione del cavo fino a completare tutto il tratto di trivellazione orizzontale. Le sezioni chiuse con i tappi in acciaio saranno aperte una o più volte a seconda della quantità di gas/olio presenti nel giacimento ed una volta che tutte le operazioni di fracturing sono state completate e si è pronti in superficie per le varie operazioni di estrazione, trattamento del gas/olio, storage o spedizione tramite pipeline.

Volendo fornire degli ordini di grandezza in termini di profondità del pozzo verticale e di lunghezza della trivellazione orizzontale, possiamo dire che oggi generalmente le lunghezze si uguagliano. In pratica, siccome un pozzo verticale in giacimenti non convenzionali si aggira tra i cinque mila ed i sei mila metri di profondità, la trivellazione orizzontale può essere altrettanto lunga in direzione del giacimento.

Il costo di un solo pozzo, invece, s’aggira dai 5 ai 10 milioni di dollari a seconda della complessità.

C’è da dire che quasi sempre le società petrolifere eseguono, partendo dalla trivellazione esistente, altre trivellazioni orizzontali in modo da fratturare il più possibile la roccia nell’intorno del pozzo verticale. In questo modo, da un solo pozzo visibile in superficie, si possono realizzare anche 10 perforazioni orizzontali a 360° rispetto alla parte verticale e, quindi, dieci vie d’uscita per il gas/olio. Ognuna delle quali implica varie cariche di esplosivo e conseguentemente pompaggio di fluido.

Nel fluido utilizzato per fratturare ulteriormente la roccia, possono essere impiegate per il fracking anche delle microsferiche di ceramica (proppant). Il proppant viene pompato ad alta pressione insieme al fluido, al fine di saturare le fratture create facendo sì che esse non si richiudano (avendo quindi una funzione di puntellamento, altrimenti detta poppino). Le fratture riempite con il proppante mantengono, quindi, un canale permeabile attraverso il quale gli idrocarburi possono fluire liberamente aumentando la produzione di olio e gas recuperabile attraverso il pozzo. Da considerare che un pozzo di shale gas già dopo un anno di produzione ha esaurito più del 50% della sua capacità, quindi, per poter mantenere costante la produzione, occorre continuare a perforare (e per tale ragione vengono eseguite più perforazioni orizzontali da uno stesso pozzo verticale visibile in superficie). La sabbia ed altri materiali sempre a base di sabbia, sono diventati i più conosciuti ed economici tipi di proppante utilizzate grazie anche alle loro disponibilità ed il loro basso costo. Tuttavia, uno studio sui tassi di produzione pubblicati dalla Society of Petroleum Engineers, ha dimostrato che la concentrazione, la forma e le dimensioni uniformi del proppante ceramico, offrono

prestazioni più elevate rispetto ai proppanti tradizionali consentendo una migliore produzione di gas e petrolio in differenti condizioni geomorfologiche del giacimento.

Il mix di sostanze usate per confezionare il fluido da iniettare ad alta pressione nelle fessure della roccia per aprirle e consentire la fuoriuscita del gas o dell'olio è solitamente formato al 99,5% da acqua e sabbia ( o proppante ceramico) e nel restante 0,5% sono contenuto sostanze chimiche tra le quale alcune molto pericolose come ad esempio: Cloruro di idrogeno (E507), Glutarandehide (G5882), N,N-Dimethylformaldeide, Distillato di petrolio, Metildrossetilcellulosa, Acido citrico, Tiourea, Cloruro di Potassio, Carbonato di Sodio, Carbonato di Potassio, Glicoletilene, Isopropanolo, Carbossimetilcellulosa.

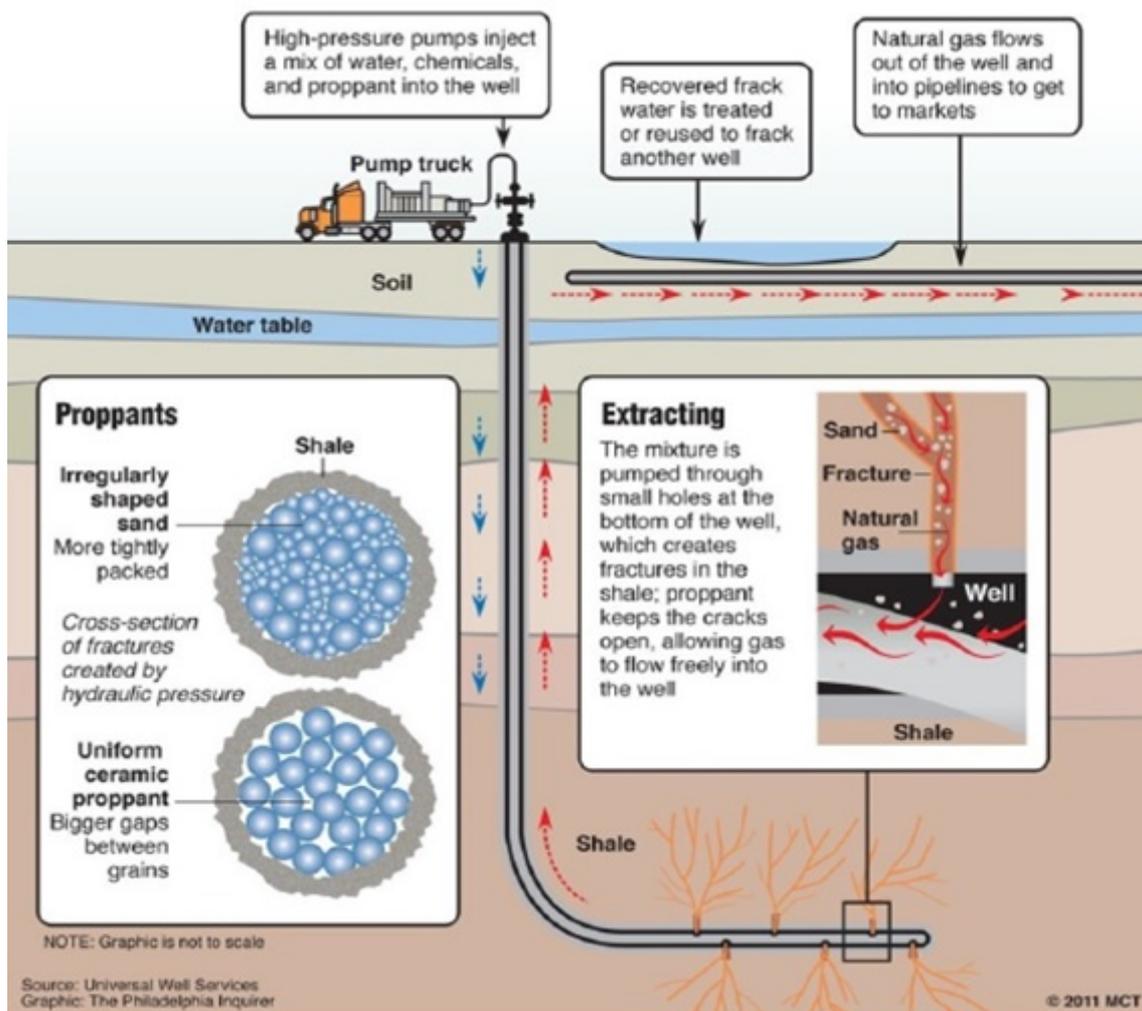


Figura 2.5: Schematizzazione delle differenze tra il proppante a base di sabbia e quello ceramico Fonte: Massimo Chiarelli-Esperto in tecniche avanzate di scavo in sottterraneo

Queste sono solo una parte delle sostanze più usate, ma ne esistono tantissime altre. Alcune di queste sostanze risultano innocue, ma altre sono estremamente pericolose. Da tener presente che il fluido di perforazione è differente dal fluido iniettato ad alta pressione dopo ciascuna operazione di brillamento. Entrambi vengono iniettati dalla superficie esterna del pozzo attraverso le aste di perforazione, ma essi sono di diversa natura chimico-fisica pur avendo entrambi una prevalente componente d'acqua. Infatti il fluido di perforazione serve principalmente a questa operazione dell'appunto di trivellazione e apertura/stabilità del perforo mentre, il fluido iniettato ad altissima pressione a cavo eseguito, serve essenzialmente alla fratturazione ulteriore della roccia non ancora completamente fratturata dalle operazioni di trivellazione e dalle cariche esplosive. In quest'ultimo fluido, confezionato al 99,5% da acqua e dal restante 0,5% da sostanze chimiche, è contenuto anche il proppant avente la funzione descritta precedentemente.

Abbiamo fatto accenno alla tecnica del casing, usata durante le operazione di trivellazione al fine di rendere il pozzo a tenuta stagna. Infatti, in fase di apertura del pozzo, la trivella attraversa spesso vene d'acqua dolce che può entrare a contatto con gli stessi fanghi di perforazione: il rischio che l'acqua di falda possa venirsi a trovare a contatto con detti fluidi è alto così come è alto anche che lo shale gas e lo shale oil possano entrare a contatto con l'acqua. È da ricordare che le quantità di metano perse durante il fracking sono superiori a quelle legate all'estrazione del gas convenzionale con ordini di grandezza che variano dal 35% al 100% in più. Non per ultimo è da considerare la perdita di gas legate al flaring, ovvero la pratica utilizzata nei processi estrattivi di bruciare in torcia (flare) il gas in eccesso uscito dal pozzo al fine di far sfogare i picchi di pressione e quindi evitare esplosioni. È prassi comune bruciare il gas in eccesso a canna libera, senza alcun filtro e direttamente in atmosfera. Un ulteriore aspetto legato a questo rivoluzionario processo estrattivo da giacimenti convenzionali, è quello della radioattività indotta. Negli Stati Uniti, ad esempio, è permesso usare materiale radioattivo durante il fracking idraulico delle rocce perché permette di tracciare le fessurazioni e a trovare gas. Il materiale radioattivo generalmente usato è costituito da polveri di Americio-241/Berillio, ma non di rado sono usati anche Cromo, Cobalto, Iodio, Zirconio, Potassio, lantanio, Rubidio, Scandio, Iridio, Kriptone, Xenone e Manganese. In pratica si usano sorgenti portatili di neutroni.

### 2.5.1.3 Punti di forza dello shale gas

Gli aspetti positivi che portano lo sfruttamento dello shale gas ad essere considerata un'opportunità stimolante sono:

- **MOLTO SHALE GAS ANCORA ESTRAIBILE:** Dei circa 331.000 miliardi di m<sup>3</sup> di gas non convenzionale stimati come ancora estraibili dallo IEA, 208.000 miliardi di m<sup>3</sup> sono costituiti da shale gas, 76.000 miliardi di m<sup>3</sup> da tight gas e 47.000 miliardi di m<sup>3</sup> da coalbed methane. Queste quantità sono paragonabili a tutte le riserve di gas naturale tradizionale accertate.
- **LO SFRUTTAMENTO DI QUESTA RISORSA PORTA A UN DECREMENTO DEL PREZZO DEL GAS:** L'intensità dello sfruttamento di questa risorsa negli USA e Canada e le relative esportazioni stanno portando ad una forte diminuzione dei prezzi sul mercato mondiale.
- **BASSO CONSUMO DI RISORSE:** Anche se il processo di estrazione richiede un'ingente quantità d'acqua, la generazione di elettricità da gas naturale è meno dispendiosa rispetto alle fonti convenzionali. Le centrali a carbone infatti consumano oltre il doppio dell'acqua per megawatt/ora prodotto. Il consumo è inferiore anche rispetto l'etanolo. Ovviamente per il fotovoltaico e il solare, invece, non vi è affatto consumo d'acqua.
- **LE EMISSIONI DELLO SHALE GAS, VISTO CHE FA PARTE DEL GAS NATURALE, SONO MOLTO MINORI RISPETTO A QUELLE DEL PETROLIO.**
- **POTREBBE ESSERE IL SISTEMA PIU' ECONOMICO PER SOSTITUIRE IL CARBONE.**

### 2.5.1.4 Punti di debolezza dello shale gas

Le criticità che limitano l'estrazione del gas scisto sono:

- **IL METODO D'ESTRAZIONE HA FORTE IMPATTO AMBIENTALE, INQUINA L'ACQUA E PUO' PROVOCARE TERREMOTI:**

*Acque inquinate:* Uno studio pubblicato sulla rivista ACS Environmental Science & Technology e guidato da William A. Mitch e Avner Vengosh rivela che la grande quantità d'acqua utilizzata in pressione e che poi confluisce nei corsi d'acqua, anche se trattata, contiene sostanze tossiche. Le acque di scarto risultano infatti radioattive per la presenza di metalli pesanti e sali di bromo, cloro e iodio. Dopo le lavorazioni vengono convogliate in impianti di depurazione e successivamente reimmesse nella rete idrica. Tuttavia la

depurazione classica, secondo questo studio, non è in grado di eliminare gli Alogenuri (Sali di bromo, cloro e iodio) e in aggiunta i processi di clorazione e ozonizzazione potrebbero portare a dei sottoprodotti tossici. Una soluzione, secondo gli scienziati, potrebbe essere non scaricare il totale delle acque reflue nelle acque superficiali. Inoltre servirebbero delle tecniche specifiche di rimozione degli alogenuri e piani di monitoraggio delle acque per garantire una procedura di tutela che renda sicuro l'utilizzo della rete idrica.

*Terremoti:* Science ha dedicato un articolo alla professoressa Katie Keranen, docente di geofisica alla Cornell University. Ella ha scoperto che nell'Oklahoma centrale, il fracking ha causato oltre 100 piccoli terremoti di piccola e media intensità nel corso degli ultimi 5 anni. Secondo la dottoressa Keranen, il movimento tellurico è generato dall'acqua di scarto prodotta durante il pompaggio di grandi quantità di liquidi. L'acqua si muove velocemente e va a risvegliare faglie già attive scatenando terremoti fino a 30 km dal giacimento. Quindi sarebbe opportuno evitare lo smaltimento nei pressi delle maggiori faglie per evitare terremoti di magnitudo maggiore.

Non per niente è dei primi giorni del 2012 la notizia, riportata da diverse agenzie di stampa sull'allarme suscitato da alcuni terremoti di non lieve entità (2.8-4 della scala Richter) avvenuti nello Stato dell'Ohio, area non sismica. Altri terremoti di più lieve entità erano avvenuti anche in altri Stati degli USA ed in un' area nord occidentale dell'Inghilterra, in zone contigue a impianti di estrazione del gas dagli scisti mediante il metodo della "Fatturazione idraulica" (Hydraulic Fracking o Hydrofracking).

- **NORMATIVA ITALIANA CONTRARIA AL METODO D'ESTRAZIONE DELLO SHALE GAS:** Il Consiglio dei Ministri ha approvato nel mese di Settembre 2014 il "Collegato ambientale alla legge di stabilità" che prevede un rafforzamento della tutela ambientale. Tra le norme viene espressamente vietato il "Fracking" , ovvero la fratturazione delle rocce con getti liquidi ad alta pressione per prelevare il gas di scisto dalle profondità del suolo. Il divieto deriva dalla mancanza di una norma nazionale relativa a questa tecnica. L'Istituto Nazionale di Geologia e Vulcanologia vigilerà sul rispetto del divieto. Il Ministro Guidi ha infatti affermato che l'Italia non farà ricerche per trovare eventuali giacimenti di shale gas finché le tecniche di estrazione comporteranno danni all'ambiente.
- **LO SHALE GAS IN ITALIA NON PUO' ESSERE ESTRATTO:** per due motivi. Il primo è l'utilizzo del suolo, perchè il pozzo per l'estrazione dello shale gas occupa una superficie doppia rispetto ad uno tradizionale. Secondo lo studio del Joint Research Center, sono

necessari 50 pozzi per estrarre la stessa quantità di energia di un giacimento tradizionale del Mare del Nord. In America l'utilizzo del suolo non è un grande problema vista la densità di popolazione ma in Italia la disponibilità di suolo è notevolmente ridotto.

Il secondo motivo è la mancanza di giacimenti di argille sufficientemente vasti da rendere interessanti l'investimento.

### **2.5.1.5 Conclusione sullo shale gas**

Per quanto riguarda lo sfruttamento dello shale gas sul suolo italiano, la normativa parla chiaro: il fracking è stato vietato a causa della mancanza di una norma nazionale relativa a questa tecnica, anche se nella pratica sono state punite l'invasività e la pericolosità di questa metodologia d'estrazione.

Per questo motivo ho deciso di non approfondire il tema, e di non analizzare nel particolare le dinamiche di questa opportunità.

## **2.5.2 Il PSV (Punto di Scambio Virtuale)**

### **2.5.2.1 Descrizione generale del PSV**

Un evento che ha sicuramente contribuito ad introdurre una serie di cambiamenti nel mercato del gas naturale è stata la nascita nel 2003, su iniziativa della società di trasporto del gas naturale Snam Rete Gas, del Punto Di Scambio Virtuale (PSV), concettualmente situato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, presso il quale gli utenti possono effettuare scambi e cessioni di gas con frequenza giornaliera.

Gli scambi sono di tipo bilaterale, e il prezzo è di volta in volta concordato tra le parti. Questi compravendite avvengono grazie alla disponibilità di un supporto informatico che agevola gli scambi di gas naturale e quelli di capacità di trasporto sul mercato secondario. Gli scambi presso i PSV costituiscono un efficace meccanismo di bilanciamento in quanto permettono ai fornitori che in un determinato momento si trovano con quantitativi di gas eccedenti la domanda, di cedere tali quantitativi a quelli che invece si trovano nella condizione opposta; motivo per cui l'Autorità ha previsto la programmazione degli scambi al PSV sia il giorno prima rispetto al gas day che durante lo stesso.

La costituzione del PSV rappresenta un passo importante verso la liberalizzazione del mercato

del gas naturale in Italia, in quanto in previsione della realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione, è stato deciso di destinare la capacità residua dei nuovi terminali a flussi di offerta presso il mercato spot che potrebbe svilupparsi presso il PSV, con l'obiettivo di sostituire progressivamente gli scambi di gas ai punti di importazione (l'80 % della capacità è di accesso esclusivo da parte dell'operatore che ha investito nella realizzazione dell'impianto secondo quanto stabilisce la Delibera 91/02); in questo modo oltre a rafforzare la posizione competitiva dei nuovi entranti, si predisporrebbero le condizioni per la sussistenza di una dinamica concorrenziale tale da comportare riduzioni di prezzo che vadano a beneficio degli utenti civili e industriali.

### **2.5.2.2 La tecnologia: il Supporto Informatico**

Purtroppo, nella mia ricerca, non sono riuscito a trovare dettagli significativi che descrivono il supporto informatico utilizzato per il PSV.

Questa mancanza di informazioni sono dovute probabilmente alla segretezza che Snam Rete Gas, proprietaria del supporto, vuole dare al sistema.

### **2.5.2.3 Punti di forza del PSV**

Gli aspetti positivi che portano il PSV ad essere considerato un'opportunità per il settore sono:

- **GAS A PREZZO SPOT E NON PIU' LEGATO AI CONTRATTI "TAKE OR PAY":** Nel PSV avvengono scambi di tipo bilaterale (Over the country), il cui prezzo è di volta in volta concordato tra le parti. Quindi il prezzo del gas diminuisce.
- **LA NORMATIVA PERMETTE A TUTTI DI PARTECIPARE AL MERCATO VIRTUALE:** La possibilità di accedere alle funzioni del sistema PSV è data anche ai soggetti non utenti del sistema di trasporto, prevedendo a tal proposito adeguati sistemi di garanzia ai fini della sicurezza del sistema, contribuendo in tal modo a una maggiore flessibilità del sistema stesso.

Pertanto dal novembre 2006, anche i trader possono effettuare transazioni presso il sistema PSV, purché nominino il proprio "soggetto compensatore" utente del sistema di trasporto, e inseriscano nel bilancio giornaliero, al termine del giorno gas, il risultato delle transazioni da essi effettuate ( Delibera n. 204/06, emanata a settembre 2006).

- **BILANCIAMENTO TRA DOMANDA E OFFERTA:** Gli scambi presso il PSV costituiscono un efficace meccanismo di bilanciamento in quanto permettono ai fornitori

che in un determinato momento si trovano con quantitativi di gas eccedenti la domanda, di cedere tali quantitativi a quelli che invece si trovano nella condizione opposta.

#### **2.5.2.4 Punti di debolezza del PSV**

Le criticità che limitano il sistema del supporto informatico sono:

- **IL PSV NON E' UN MERCATO CENTRALIZZATO:** Il PSV italiano non è un mercato centralizzato: gli scambi di gas che avvengono tra i singoli operatori ed i prezzi, che si formano bilateralmente, rimangono riservati. Non esiste una Clearing House (APX-ENDEX funge da controparte centrale per tutti gli scambi del mercato spot) come nel NBP inglese.
- **IL SUPPORTO INFORMATICO E' DI SNAM RETE E GAS E NON DI QUALCHE ENTE NAZIONALE.**
- **DIFFICOLTA' NEL RAGGIUNGERE LA LIQUIDITA':** Naturalmente il livello di liquidità raggiungibile da un punto di scambio è strettamente legato alla quantità di gas scambiata nella regione di riferimento, e per questo motivo i paesi che non sono produttori netti o importanti punti di passaggio vivranno maggiori difficoltà ad ottenere una liquidità tale da, per esempio, giustificare un meccanismo “cash-out” anziché un requisito di bilanciamento.

#### **2.5.2.5 Conclusione sul PSV**

Il PSV è un ottima soluzione per aprire in maniera definitiva il mercato italiano del gas: tramite questo supporto informatico le compravendite del gas avvengono tramite scambi bilaterali con prezzo “spot”, quindi gli scambi non sono più legati a contratti “take or pay”. Di questa cosa beneficiano i trader e i clienti finali, che risparmiano sul costo del gas.

Il problema rilevante però del Punto di Scambio Virtuale è che è di proprietà di Snam Rete Gas, e quindi tutte le operazioni che vengono effettuate rimangono riservate. Quindi più che un'opportunità per tutto il settore gas, il PSV diventa più un'opportunità per Eni S.P.A. .

Per questo motivo ho deciso di non approfondire il tema con un analisi più dettagliata.

## **2.5.3 La micro-cogenerazione (micro CHP)**

### **2.5.3.1 Descrizione generale micro CHP**

Con il termine cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), intendiamo la produzione contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e di energia termica, a partire da una singola fonte energetica.

La parte su cui vogliamo focalizzarci parlando di applicazioni innovative nell'ambito gas, è la micro-cogenerazione, cioè quando l'impianto ha una potenza installata che non supera i 50 kW.

La micro-cogenerazione è poco diffusa sul territorio italiano, nonostante sia una tecnologia che indubbiamente può portare dei benefici dal punto di vista ambientale, ma anche economico, se si utilizzano tecnologie ben avviate nella commercializzazione.

L'applicazione della micro CHP sono principalmente per settori come il commerciale, il terziario e il residenziale, ma quello su cui vorremo porre la nostra attenzione è il settore residenziale.

Appunto nel nostro paese, le installazioni di micro-cogeneratori rappresentano ancora una rarità e nel settore residenziale nello specifico si tratta di una realtà praticamente sconosciuta.

Alcune stime parlano di un mercato europeo potenziale per la micro-cogenerazione di circa 50 milioni di utenti. Le prospettive di sviluppo sono particolarmente interessanti in tutti i paesi caratterizzati da inverni freddi e lunghi (quindi anche l'Italia del nord).

In Italia ci sono circa 13 milioni di edifici, per un totale di 27 milioni di abitazioni. Di queste, 22 milioni sono riscaldate e rappresentano quindi il potenziale mercato italiano della micro-cogenerazione.

Un'utenza media italiana consuma circa 2000 kWh/anno di energia elettrica e il doppio di energia termica, quindi se si estendono questi valori a tutta la popolazione, italiana in questo caso, si può notare che il settore residenziale influisce molto sui consumi energetici.

### **2.5.3.2 La tecnologia: le Fuel Cells**

In questa sezione parleremo delle tecnologie innovative che utilizzano il gas come carburante per far avvenire il processo cogenerativo.

Esistono 4 tipologie di motori per la micro-CHP:

- Motori a combustione interna alimentati a gas.
- Motori Stirling a combustione esterna.
- Microturbine a gas.
- Micro-cogeneratori con celle a combustibile (Fuel Cell).

Il motore a combustione interna è tra i sistemi più diffusi, collaudati e affidabili. Da un punto di vista strutturale il cogeneratore a motore endotermico (a combustione interna) è costituito da un motore a quattro tempi turbocompresso, alimentato a gas metano (GPL o biogas), accoppiato a un alternatore asincrono (o sincrono) trifase, della potenza elettrica e termica opportunamente scelte in base alla tipologia di utenza per la quale va dimensionato.

I vantaggi di questo motore sono il basso costo d'installazione, l'affidabilità della tecnologia e il buon rendimento elettrico. Gli svantaggi sono l'ingombro dell'impianto, gli elevati rumori e vibrazioni mentre l'impianto è in funzionamento, ha il vincolo sulla scelta dei combustibili e produce più emissioni rispetto alle altre tecnologie.

Il motore Stirling (dal nome del Rev. Dr. Stirling che sviluppò il primo esemplare nel 1816) è un motore a combustione esterna.

Il suo principio di funzionamento è estremamente semplice: una massa costante di gas è contenuta all'interno dei cilindri, la quale riscaldandosi si espande e raffreddandosi si contrae spingendo il pistone di forza alternativamente verso l'alto o verso il basso. In funzione della cilindrata, della rapidità con cui avviene lo scambio termico e della temperatura differenziale tra il massimo caldo e il massimo freddo varia la potenza prodotta (queste sono solo alcune delle variabili in gioco).

I motori Stirling si dividono in tre principali categorie:

- ALFA: Motore con due cilindri diversi a 90° uno freddo e l'altro caldo.
- BETA: Motore con un pistone di forza e un displacer nello stesso cilindro.
- GAMMA: Motore con un pistone di forza e un displacer in due cilindri diversi.

I suoi vantaggi in breve sono: è un motore silenzioso, user friendly, che non necessita di manutenzione, che ha la possibilità di essere alimentato da un'ampia varietà di fonti energetiche e che la produzione di emissioni sono facilmente controllabili se non addirittura nulle. Gli svantaggi invece sono la complessità nella progettazione dell'impianto, l'ingombro dell'impianto stesso e la criticità dei materiali necessari alla realizzazione dell'impianto.

Le microturbine a gas invece costituiscono una concreta realtà applicativa anche se non hanno ancora raggiunto una diffusione su scala industriale tale da consentire un contenimento del loro costo sul mercato. Le turbine sono basate su turbomacchine di tipo radiale ad elevatissimo numero di giri che operano secondo un ciclo termico di tipo rigenerativo capace di assicurare discreti rendimenti elettrici, che però hanno notevoli margini di miglioramento. I vantaggi, oltre al già citato rendimento, sono le emissioni di CO<sub>2</sub> ridotte, il basso costo della manutenzione, un ciclo di vita dell'impianto intorno ai 15/20 anni e l'assenza di rumorosità e di vibrazioni. Di contro ha l'altissimo costo d'installazione, il vincolo di utilizzare solo gas come combustibile e il fatto di non aver ancora raggiunto una diffusione su scala industriale tale da consentire un contenimento del loro costo sul mercato.

Allo stato attuale, tra tutti i motori che abbiamo elencato precedentemente, i motori alternativi a combustione interna sono la tecnologia più affidabile e concreta, anche dal punto di vista commerciale, per l'utilizzo della cogenerazione in questo ambito.

	Motori a combustione interna (MCI)	Microturbine a gas (MTG)	Celle a combustibile	Motore Stirling
<b>Range di taglia [MW<sub>e</sub>]</b>	≤ 1	≤ 0,5	0,001 – 10	0,001 – 0,2
<b>Rendimento complessivo [%]</b>	80% - 90%	80% - 85%	70% – 90%	80% - 85%
<b>Indice elettrico [E/Q]</b>	0,6 – 0,7	0,3 – 0,6	0,6	0,4 – 0,6
<b>Combustibile</b>	gas, olio, diesel	gas	idrogeno	tutti
<b>Ciclo di vita [anni]</b>	10 - 15	15 - 20	breve	8 – 12
<b>Costo installazione [€/KW<sub>e</sub>]</b>	500 – 1300	1.300 – 1.600	2.000 – 5.000	800 – 1.500
<b>Costo annuo O&amp;M [€/KW<sub>h</sub>]</b>	0,005 – 0,015	0,01 – 0,015	0,01 – 0,02	0,003 – 0,008
<b>Temperatura utilizzabile (°C)</b>	120 - 500	400 - 600	100 – 1000	250 – 700

Tabella 2.1: Confronto tra i tipi di motori utilizzati nella micro CHP. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Negli ultimi anni però si sta anche affermando la tecnologia delle Fuel Cell per l'autotrazione e la produzione di energia elettrica, con esperimenti fatti anche nel settore residenziale.

Le celle a combustibile (Fuel Cells), che possono essere considerate un'evoluzione delle comuni batterie, sono una delle tecnologie più adatte alla cogenerazione di piccola taglia e alla micro-cogenerazione.

Le celle a combustibile trasformano energia chimica direttamente in energia elettrica e calore, senza passare attraverso processi di combustione e senza utilizzare energia meccanica.

Le Fuel Cells sono composte da:

- Due elettrodi porosi, catodo ed anodo, che catalizzano le semi-reazioni rispettivamente di ossidazione del combustibile e di riduzione dell'ossigeno ai capi dei quali si instaura una differenza di potenziale.
- Un'elettrolita liquido o solido, che assicura la conduzione ionica · un circuito esterno, attraverso il quale fluiscono gli elettroni coinvolti nella reazione elettrochimica.
- Condotti di alimentazione del combustibile all'anodo e del comburente (O<sub>2</sub> o aria) al catodo. Sono poi necessari, con le conseguenti perdite energetiche, un impianto di produzione di H<sub>2</sub>, un inverter ed un trasformatore che convertono la corrente continua, generata dalla pila, in corrente alternata alla tensione e alla frequenza desiderate.

In una tipica cella a combustibile, il combustibile gassoso è alimentato con continuità al comparto anodico (elettrodo negativo, dove avviene l'ossidazione del combustibile e la produzione di elettroni), mentre il comburente (ad es. aria) può essere rifornito al catodo (elettrodo positivo, dove avviene la riduzione dell'ossigeno con gli elettroni provenienti dal circuito esterno collegato con l'anodo): la reazione chimica avviene mediante scambio di ioni attraverso l'elettrolita e produce corrente elettrica chiudendo il circuito tra gli elettrodi

L'elemento caratterizzante è l'elettrolita che ne determina le condizioni operative (es. temperatura), i requisiti di funzionamento (purezza reagenti), il chimismo, la scelta dei materiali, la scelta del combustibile e le prestazioni.

La classificazione, a seconda dell'elettrolita, è:

- A bassa temperatura:
  - AFC: Celle alcaline (alkaline fuel cell)
  - PEMFC (o PEM o PEFC): Celle a membrana polimerica (polymer electrolyte membrane fuel cell)
  - PAFC: Celle ad acido fosforico (phosphoric acid fuel cell).
- Ad alta temperatura:
  - MCFC: Celle a carbonati fusi (molten carbonate fuel cell)
  - SOFC: Celle ad ossidi solidi (solid oxide fuel cell).

Nome	Elettrolita	Ione trasportato	Temperatura di funzionamento
AFC	Alcalino (liquido)	OH <sup>-</sup>	70-250°C
PEFC o PEM	Polimerico (solido)	H <sup>+</sup>	80-120°C
PAFC	Acido fosforico (liquido)	H <sup>+</sup>	200°C
MCFC	Carbonati fusi (liquido)	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	600-700°C
SOFC	Ossido metallico (solido)	O <sup>=</sup>	650-1000°C

Tabella 2.2: Classificazione delle fuel cells per temperatura di funzionamento. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

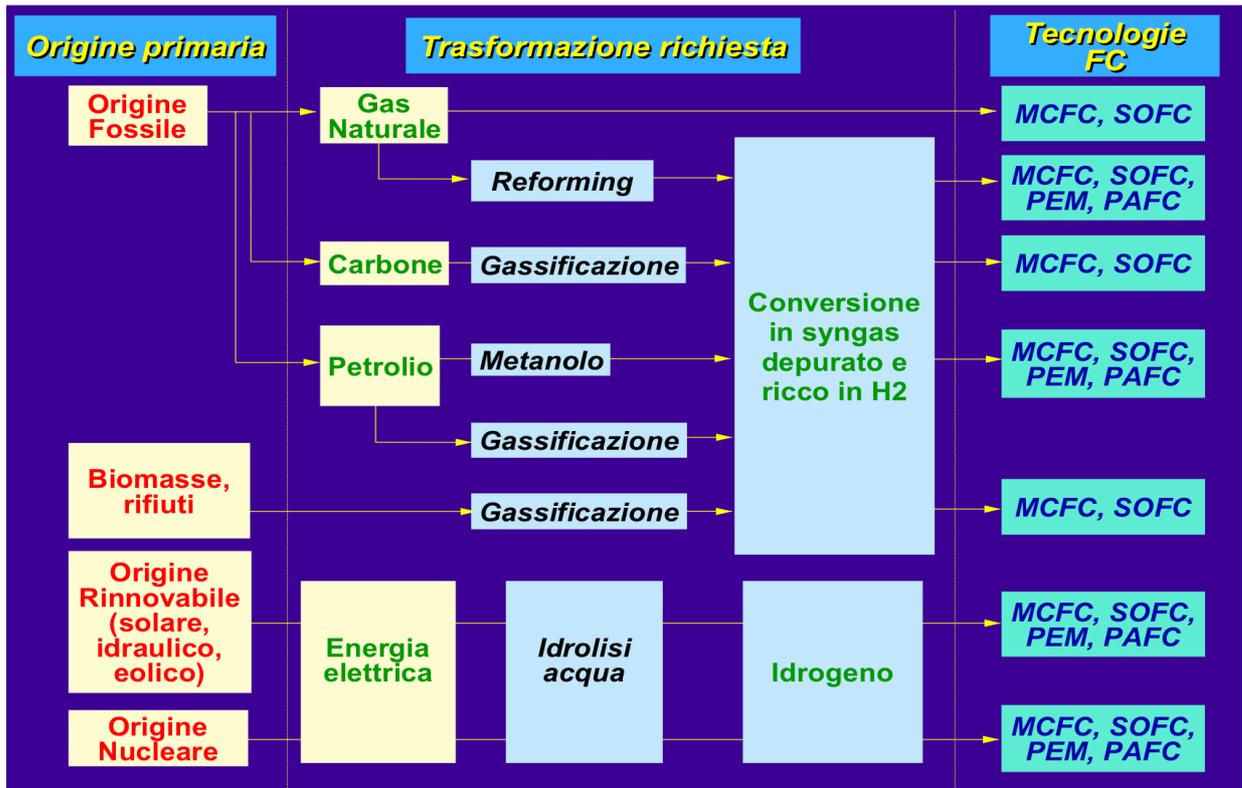


Figura 2.6: Classificazione delle fuel cells secondo l'origine primaria del tipo di combustibile. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Type	Size of existing plants	Development status	Current cost estimate (€/kW)	Electrical efficiency (from NG, simple cycle (*))
PEFC	max 1000 kW	first commercial apps	2000-5000	35-40%
PAFC	max 11 MW	was 'commercial'...	2000	40-42%
MCFC	max 59 MW (**)	research and demo plants	3000-6000	45-50%
SOFC	max 4.5 MW	research and demo plants	4000-8000	50-60% (***)

(\*) for stationary applications, depending on size and technology type

(\*\*) single site installation in South Korea based on an array of 2.8 MW units

(\*\*\*) demonstrated 60% LHV net efficiency in 2 kW units for  $\mu$ CHP

Tabella 2.3: Classificazione delle fuel cells divisi per costi stimati e efficienza elettrica con l'utilizzo del gas naturale. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Le celle a combustibile a “bassa temperatura” utilizzano solo H<sub>2</sub> e sono poco (o per nulla) tolleranti al CO, necessitano quindi di un impianto di trattamento esterno per convertire il combustibile disponibile in un gas idoneo e ricco di H<sub>2</sub>.

Mentre le celle a combustibile definite “ad alta temperatura” lavorano in un campo di circa 700-800 gradi, valore molto più elevato rispetto alle 'cugine' PEM che lavorano alla temperatura di circa 70 gradi e che trovano impiego nel settore dei trasporti. Inoltre questo tipo di celle (MCFC e SOFC) possono essere in grado di effettuare il «reforming interno» (v. seguito), ovvero essere alimentate anche con gas naturale o gas di sintesi (es. miscela CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O).

E' proprio su questo tipo di celle su cui ci concentriamo, sulle SOFC.

La caratteristica che contraddistingue le celle a combustibile SOFC è la presenza di un elettrolita solido, un metallo solido non poroso. Solitamente viene impiegato lo Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-stabilizzato con ZrO<sub>2</sub> (ossido di zirconio stabilizzato con ossido di ittrio).

Questa particolarità permette di costruire celle con diverse forme, le più comuni sono planari e tubolari, e le rende più competitive a livello di costi di produzione perché è chiaramente più facile maneggiare film sottili solidi, invece che liquidi, anche pensando ad una futura produzione a scopo commerciale.

La cella solitamente opera tra i 600 e i 1000 gradi per permettere la conduzione ionica degli ioni ossigeno. Tipicamente l'anodo è formato da Co-ZrO<sub>2</sub> o Ni-ZrO<sub>2</sub> (cermet a base di nichel-ossido di zirconio) e il catodo da LaMnO<sub>3</sub> drogato con Sr (manganito di lantanio drogato con stronzio).

Il nickel rende possibile il reforming interno. Lo ZrO<sub>2</sub> inibisce la sinterizzazione del metallo. Questo tipo di celle vengono classificate all'interno delle celle ad alta temperatura, perché richiedono elevate temperature per funzionare. Inizialmente la temperatura richiesta era di 1000 gradi, ma con recenti studi, riducendo lo spessore del film sottile a pochi micron, si è potuta raggiungere una temperatura operativa tra i 650 e gli 850 gradi, arginando il problema della resistenza termica dei materiali e abbassando ulteriormente i costi per il materiale.

L'alta temperatura di esercizio permette l'internal reforming e la possibilità alla macchina di lavorare in assetto cogenerativo, o per il recupero termico per un ciclo di bottoming.

L'operazione che permette di ricavare idrogeno puro dal gas metano viene chiamata steam reforming, ed è una reazione fortemente endotermica.

La maggior parte delle Fuel Cells richiede un impianto separato per la produzione di idrogeno che poi andrà ad alimentare la cella, ma dato che le SOFC lavorano ad alta temperatura, questo processo può essere effettuato internamente alla macchina, agevolato dall'aggiunta di catalizzatori.

Esistono due tipologie di reforming interno:

- Internal reforming diretto (DIR): dove viene utilizzato, solitamente, come catalizzatore il Ni supportato su MgO o su LiAlO<sub>2</sub> situato nella camera anodica. Ha una maggiore efficienza di conversione dell'idrogeno rispetto all'IIR.
- Internal reforming indiretto (IIR): Il catalizzatore non è inserito direttamente nell'anodo ma è situato in una camera adiacente, così da poter sfruttare il calore prodotto dalla reazione esotermica di ossidazione dell'idrogeno. Questo sistema è stato studiato per non creare conflitto fisico tra la cella e il reformer stesso, a scapito dell'efficienza di conversione.

L'energia termica necessaria per sostenere la reazione di reforming viene fornita nella cella stessa dalla reazione di ossidazione dell'idrogeno. Il vapore necessario alla reazione di reforming è fornito dall'ossidazione dell'idrogeno. Ne deriva la possibilità di assicurare un buon controllo termico del sistema e di realizzare sistemi più efficienti, semplici ed affidabili che contribuiscono a ridurre i costi d'impianto. Esistono comunque versioni con reforming

esterno (tecnologia più matura).

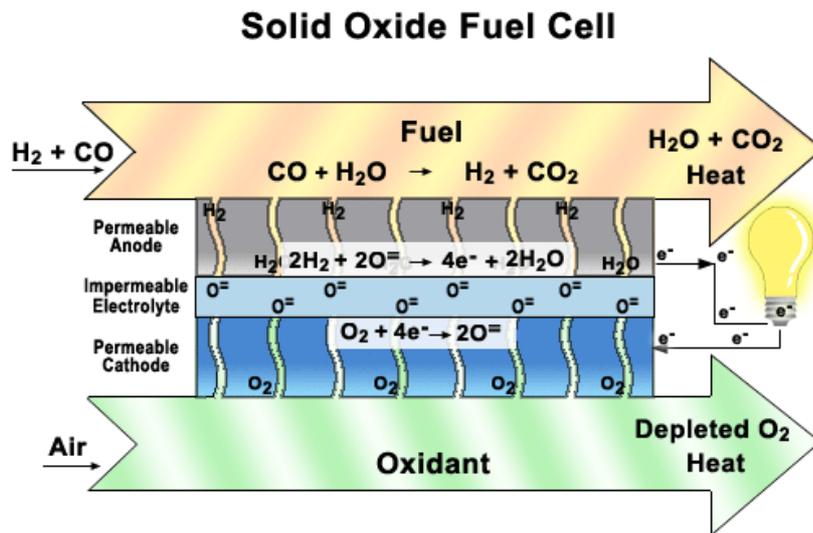


Figura 2.7: Schema delle reazioni elettro-chimiche all'interno di una Fuel Cell SOFC. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

I vantaggi di questo tipo di celle sono:

- A differenza dei motori a combustione interna, producono più elettricità che calore. Il rendimento elettrico per i dispositivi studiati in questo lavoro vale 60 % e 52 % per taglie di pochi kW elettrici, valori maggiori dei motori termici, ma si ha una produzione elettrica circa doppia rispetto a quella termica, al contrario dei dispositivi a combustione interna.
- Un'altra particolarità di questo tipo di cella è che può funzionare con un'ampia gamma di combustibili maggiore rispetto agli altri tipi di cella, tra cui gli idrocarburi. Per gli altri tipi di celle combustibili l'unico fuel utilizzato è l'idrogeno, mentre Le SOFC arginano questo problema utilizzando direttamente gas metano, dato che sono dotate di reformer interno. Questa caratteristica le rende anche più flessibili all'utilizzo e più aperte al mercato, visto che si possono collegare direttamente alla rete del gas domestica.
- Un aspetto positivo delle SOFC è che hanno un elettrolita solido, molto più maneggevole e facile da produrre (è molto diverso operare con uno strato sottile liquido piuttosto che uno solido) e formato da materiali più comuni e facilmente reperibili rispetto a quelli utilizzati dalle fuel cells che lavorano a basse temperature. Questa è una caratteristica molto importante perché le rende più adatte ad una produzione su larga scala.

- La particolarità di avere gas esausti ad alta temperatura permette di utilizzare facilmente questi dispositivi in assetto cogenerativo, quindi provvedere alle richieste elettrica e termica dell'utenza finale.
- Le SOFC sono caratterizzate da silenziosità e assenza di vibrazioni.
- Le emissioni sono molto ridotte, quindi l'impatto ambientale è più che positivo.

Gli svantaggi invece sono:

- Le celle a combustibile, al momento, sono dei dispositivi costosi se comparati con motori a combustione interna o caldaie, essendo tecnologie innovative e non ancora ben consolidate nel mondo della produzione di energia.
- La presenza di materiali molto sofisticati, e componenti delle dimensioni di alcuni  $\mu\text{m}$ , rendono più complessa la catena produttiva, dato che attualmente questi dispositivi vengono prodotti quasi con tecniche da laboratorio, non c'è una vera e propria linea di assemblaggio.

Nonostante tutti questi svantaggi che attualmente le fuel cells hanno (che non rendono economicamente fattibile la produzione di impianti con questa tecnologia) alcune aziende importanti al di fuori dai nostri confini nazionali (spinte anche da incentivi sulla micro cogenerazione che in Italia non esistono e da sistema tariffari del gas che godono di una maggiore liberalizzazione rispetto a quelli italiani; la Osaka Gas infatti concede un forte sconto sulla tariffa del gas) hanno iniziato a realizzare i primi progetti, ed alcuni di essi sono tutt'ora in corso.

Il progetto più interessante, come vediamo da tabella (tabella 2.4), è quello che stanno realizzando imprese del calibro di Panasonic, Toshiba e Honda in Giappone, dove il numero d'impianti installati di micro CHP utilizzando celle PEM & SOFC è superiore alle 40000 unità.

In Europa, lo stato più attivo è la Germania, che tramite aziende che già effettuano impianti cogenerativi come la Vaillant, la Baxi e l'Hexis, stanno provando a penetrare anche nel mercato della micro CHP con applicazione residenziale.

	European Virtual Fuel Cell Power Plant	DoE-FE-DoD	Ene-Farm	Ene-Field	Callux
Region	Germany, Spain, Portugal, Netherlands	United States	Japan	Europe	Germany
FC technology provider	Vaillant Plug Power	Plug Power Nuvera	Panasonic, Toshiba + various	Various	Baxi Innotech, Hexis, Vaillant
FC type	PEM	PEM	PEM & SOFC	PEM & SOFC	PEM & SOFC
Fuel	NG	NG-C3H8-H2	NG	NG	NG
Electr. nom. Power (kWe)	4,6	5	0.75	Tbd	1
Therm. nom. Power (kWth)	9	2-9	1	tbd	2
N° installed	31	27	>40000	1000 (target)	305 (800 target)
Operational period	Jan.2004 – May.2005	Oct.2003 – May.2007	April 2006 – ongoing	2012 - ongoing	2007 - ongoing

Tabella 2.4: Progetti recenti di micro CHP realizzati con l'utilizzo delle PEM e SOFC. . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Interessantissimo invece un progetto realizzato dalla Gennex in Australia, dove è stato realizzato un impianto utilizzando celle a combustibile SOFC CFCL ( Ceramics Fuel Cell Limited), quindi con l'elettrolita di tipi ceramico con reforming interno integrato.

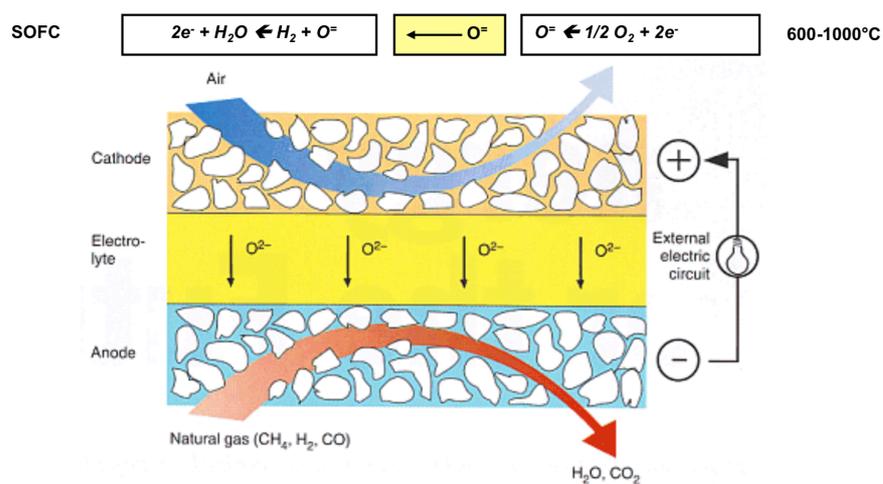


Figura 2.8: Funzionamento di una cella combustibile dove l'elettrolita è un ossido solido di tipo ceramico. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Questo progetto è di notevole importanza perché, installando una potenza nominale di 2 kW elettrici, con gas metano come combustibile, si riesce ad avere un rendimento elettrico tra il 55 e il 60 %, il più alto sul mercato.

Sistema SOFC CFCL (Australia) in fase di R&D avanzata:

- Celle planari IT-SOFC (750°C) ; 2 kW<sub>el</sub>, **rendimento elettrico 55-60% da gas naturale**, reformer integrato ;
- Potenza termica: 300-1000 W (gas di scarico raffreddati a 30°C)
- Rendimento totale: fino all'85%



S. Campan

Figura 2.9: Progetto realizzato in Australia di un sistema SOFC CERAMIC FUELS CELL LIMITED. Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

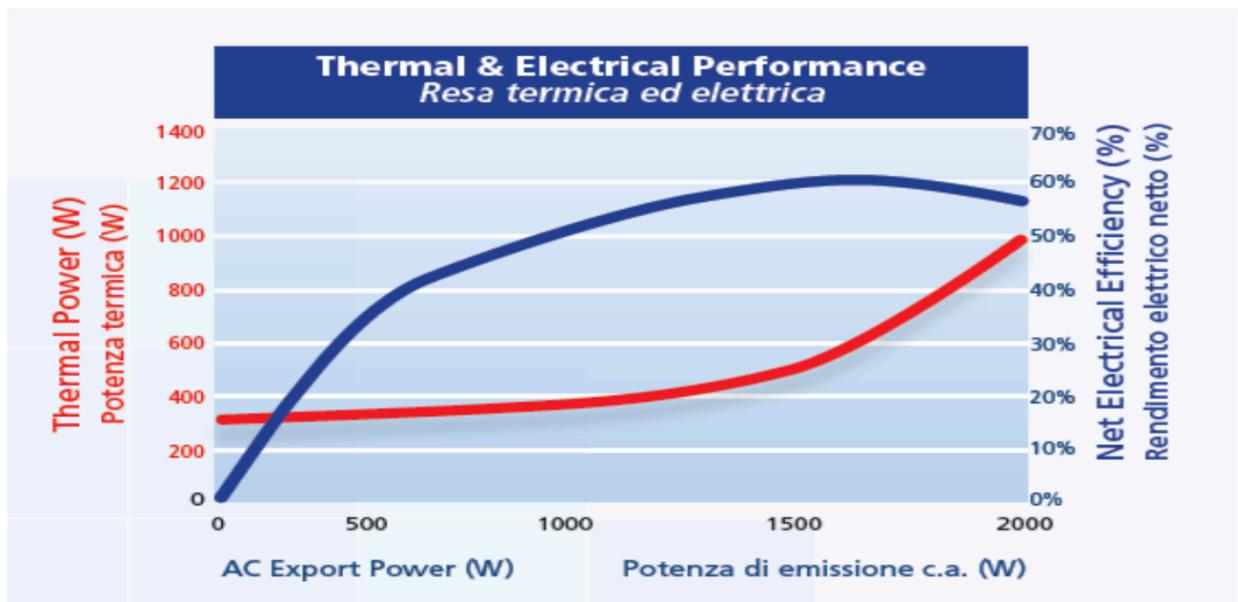


Figura 2.10: Andamento della resa termica elettrica del progetto in figura 2.9. . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Con gli studi fatti, ipotizzando l'inserimento di 2,5 kW di combustibile, si riesce ad avere una potenza elettrica netta di 1,5 kW elettrici e una potenza termica utilizzabile di 0,54 kW termici (figura 2.11). Ciò significa un rendimento totale circa dell' 80 %.

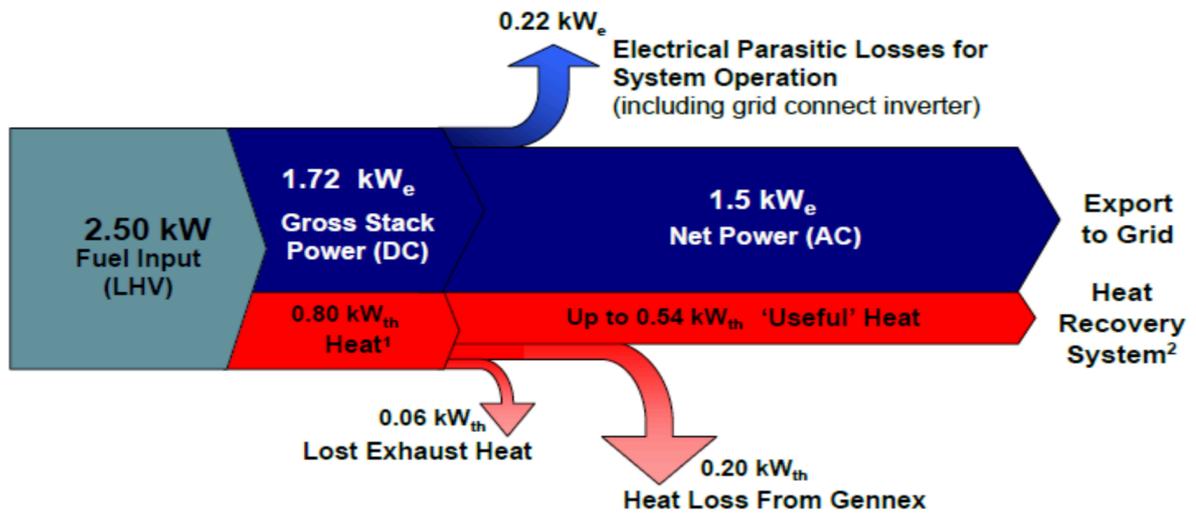


Figura 2.11: Calcolo della potenza elettrica della potenza termica netta del progetto in figura 2.9. . Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

### 2.5.3.3 Punti di forza della micro CHP

Gli aspetti positivi che portano le fuel cells ad essere considerate come opportunità per il settore residenziale sono:

- POSSIBILITA' PER LA SINGOLA ABITAZIONE DI ESSERE AUTOSUFFICIENTE: Sia a livello termico che elettrico.
- BUON TRADE OFF DEL GAS COME COMBUSTIBILE: Utilizzare il gas come combustibile permette di avere un buon trade off tra potere calorifico fornito alla tecnologia e costi del combustibile stesso.

Proprietà fisiche (confronti con altri combustibili)	LHV (MJ/kg)	%C (massa)	densità kg/dm <sup>3</sup>	densità energetica MJ/dm <sup>3</sup>	MJ/dm <sup>3</sup> vs. benzina	emissioni kgCO <sub>2</sub> /MJ	emiss. CO <sub>2</sub> vs. benzina
idrogeno gassoso 220 bar	120.0	0	0.015	1.8	0.05	0	0
metano gassoso 220 bar	50.0	0.75	0.17	8.5	0.26	0.055	0.77
idrogeno liquido	120.0	0	0.0705	8.5	0.26	0	0
metano liquido	50.0	0.75	0.422	21.1	0.64	0.055	0.77
benzina	44.0	0.86	0.75	33.0	1.00	0.0717	1.00
gasolio	43.3	0.86	0.84	36.4	1.10	0.0728	1.02
GPL (50% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , 50% C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	46.0	0.82	0.54	24.8	0.75	0.0657	0.92
etanolo	26.8	0.52	0.79	21.2	0.64	0.0711	0.99
metanolo	19.7	0.38	0.79	15.6	0.47	0.0707	0.99

Tabella 2.5: Confronto tra vari tipi di combustibile, dove vengono evidenziate le proprietà di ognuno di essi.

Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

- **SFRUTTARE LA RETE DI GASEDOTTI NAZIONALE:** Che è molto ben strutturata su tutto il territorio nazionale.
- **IMPATTO AMBIENTALE MOLTO POSITIVO:** Utilizzare il gas come combustibile nelle fuel cells significa ridurre le emissioni di gas responsabili dell'inquinamento atmosferico (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>).
- **COMBINAZIONE DELLE FUEL CELLS CON UNA POMPA DI CALORE:** Le celle a combustibile sono impostate per avere buoni rendimenti elettrici, con poca attenzione ai rendimenti termici; questo problema può essere risolto combinando l'impianto di micro CHP con una pompa di calore.: Le richieste delle utenze sono caratterizzate da un valore maggiore del fabbisogno termico rispetto a quello elettrico, per questo motivo si può pensare all'aggiunta nel sistema di una pompa di calore.

La pompa di calore viene alimentata dall'energia elettrica fornita dalla Fuel Cell, sfruttandone l'alto rendimento elettrico netto. Questo assetto permette di soddisfare i bisogni per il riscaldamento e limitare l'utilizzo della caldaia integrativa, avendo un possibile vantaggio in termini energetici e ambientali.

### 2.5.3.4 Punti di debolezza della micro CHP

Le criticità che limitano l'utilizzo delle celle a combustibile nella micro CHP sono:

- **CELLE A COMBUSTIBILE TROPPO COSTOSE:** Sia come costi d'installazione, sia come costi di manutenzione. Difficilmente si può raggiungere attualmente la convenienza economica.

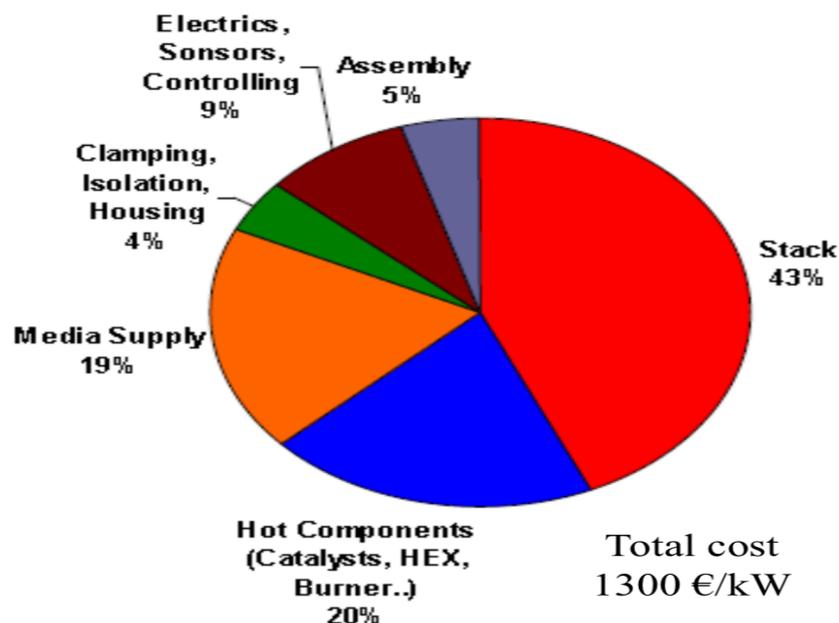


Figura 2.12: Divisione dei costi di un impianto di micro CHP di 3 kW con APU SOFC (Auxiliary Power Unit).  
Fonte: Corso Sea sulle Fuel Cells 2014

Nella figura sopra (figura 2.12) vediamo come il costo di progetti di un impianto di micro CHP di 3 kW con APU SOFC (Auxiliary Power Unit), utilizzando come combustibile il gasolio e con un reformer con parziale ossidazione, la produzione per essere economicamente conveniente bisogna ipotizzare la realizzazione di 20.000 unità all'anno (Progetto "METSOFC" fatto nel 2012). Appunto il costo di questo impianto di micro CHP è stimato attorno ai 1.300 euro/kW (nella schema a torta della figura sono suddivise le voci di costo).

- **TECNOLOGIA CELLE A COMBUSTIBILE ANCORA IN FASE DI SVILUPPO:** La tecnologia basata sulle Fuel Cell è ancora in fase di sviluppo e innovazione, fattori che concorrono a limitarne la fattibilità economica.
- **MANCANZA DI INCENTIVI NELLA MICRO CHP:** La micro-cogenerazione non è trattata a dovere dalla legge italiana, visto che non sono presenti gli incentivi paragonabili a quelli dei sistemi fotovoltaici o solari termici sull'investimento iniziale. Le forme di incentivazione alle quali può accedere un sistema cogenerativo risiedono nel 'ritiro dedicato' e nello 'scambio sul posto', due diverse modalità per l'immissione e ritiro dell'energia elettrica, oltre all'eventuale accesso ai 'certificati bianchi' concessi per ogni tipo di cogeneratore ad alta efficienza e non particolarmente remunerativi per impianti 'micro'.
- **I SISTEMI DI MICRO CHP PRODUCONO PIU' ELETTRICITA' DI QUANTO NE VIENE UTILIZZATA.**

#### **2.5.3.5 Conclusione micro CHP**

Il settore della microcogenerazione, in Italia, è destinato ad uno sviluppo, lento, ma costante nei prossimi anni, soprattutto se trainato dall'Europa .

Questo è dato dal fatto che si sta dando molta importanza al tema dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Tuttavia, vi sono delle criticità che vanno assolutamente risolte per permettere una diffusione estesa di tale tecnologia, consistenti in primo luogo nello snellimento delle pratiche autorizzative e burocratiche, che vanno ad incidere notevolmente nei costi di investimento della tecnologia.

La seconda criticità è rappresentata da una barriera di carattere culturale che deve essere superata dalle imprese stesse, attraverso l'integrazione all'interno del proprio business di quelle attività che permettono maggiore conoscenza da parte del cliente sui propri bisogni e consumi e contemporaneamente minore impegno per questi, come ad esempio la manutenzione esternalizzata ed un servizio di assistenza sempre attivo.

Questo tipo di tecnologia però è importante sia per l'utenza domestica, che tramite impianti di questo tipo può diventare autosufficiente sia a livello termico che a livello elettrico, sia per le ESCo, che potrebbero sfruttare il business, rappresentando un potente mezzo di diffusione per la micro-cogenerazione.

Nonostante tutti gli aspetti positivi che potrebbero dare benefici notevoli a tutto il settore gas, ho deciso di non approfondire il tema con un'analisi più dettagliata a causa delle limitazioni forti che la mancanza d'incentivi statali e l'alto costo della tecnologia portano a questa soluzione.

## **2.5.4 Lo Smart Metering**

### **2.5.4.1 Descrizione generale dello Smart Metering**

Prima di descrivere lo Smart Metering nello specifico è giusto capire la provenienza di questo tipo d'opportunità per lo sviluppo del settore gas.

Il concetto dello Smart Metering deriva da un movimento ancora più grande, cioè l'Internet of Things.

Con l'espressione Internet of Things (IoF) si descrive un percorso (già avviato) nello sviluppo tecnologico in base al quale, attraverso la rete Internet, potenzialmente ogni oggetto della nostra esperienza quotidiana acquista una sua identità nel mondo digitale.

Gli oggetti "intelligenti" (Smart objects) dell'IoF hanno le seguenti funzioni:

- Self-awareness: Comprensione identificazione, localizzazione e diagnosi di stato.
- Interazione: comprendente i concetti di metering, sensing e attuazione
- Elaborazione
- Comunicazione

L'insieme di oggetti "intelligenti" permette di creare reti intelligenti dove ogni singolo oggetto è raggiungibile, ogni oggetto è multifunzionale e dove vengono utilizzati standard tecnologici aperti.

Uno degli ambiti applicativi dell'IoF è lo Smart Metering: cioè si utilizzano contatori intelligenti (Smart Meters) per la misura dei consumi di elettricità, gas, acqua e calore, con relativa corretta fatturazione e la telegestione.

In Italia, un'esperienza positiva relativa allo Smart Metering è l'applicazione di tale concetto alla rete elettrica (la così detta "Smart Grid", che ha consentito di ridurre gli sprechi di energia elettrica durante il trasporto e la distribuzione grazie alla possibilità di ridistribuire in modo dinamico e in tempo reale surplus di energia da alcune zone ad altre, e ha permesso agli utenti domestici di essere informati sul loro consumo di energia) dove, grazie a forti investimenti pubblici per la creazione dell'infrastruttura, si sono installati circa 37 milioni di

contatori elettrici dei quali 32 milioni solo attraverso il progetto “TELEGESTORE” di Enel. Questa iniziativa ha dato all’Italia il primato europeo nel settore degli smart meter. Il nostro Paese, infatti, è il secondo per diffusione di contatori elettrici (95%, contro il 100% della prima classificata Svezia). Il dato è contenuto nel rapporto "Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering", pubblicato dal Consiglio dei regolatori energetici europei (Ceer) per verificare l'applicazione delle linee guida sulle buone pratiche per gli smart meter approvate nel febbraio 2011.

Un altro primato conseguito dal nostro paese, che riguarda lo Smart Metering applicato al gas, è che l’Italia è l'unico paese europeo ad aver avviato l'introduzione dei contatori intelligenti nel settore gas.

Il fattore scatenante di questo fenomeno è la normativa. Decisive sono state le seguenti direttive/delibere:

- “7th Framework Programme 7/1”: Disposizione di fondi da parte dell’Unione Europea, distribuiti per finanziare progetti internazionali con l’obiettivo di costruire e consolidare la leadership europea nei settori più importanti della ricerca, in particolare ha disposto lo stanziamento di 2.300 milioni di euro per il settore energia.

In questo quadro si è sviluppato il progetto “Open Meter” con obiettivo la definizione di standard per lo Smart Metering. I fondi messi a disposizione sono distribuiti a livello nazionale sui progetti secondo le disposizioni delle delibere in materia di efficienza energetica e smart metering.

- Direttiva dell’AEEG “393/2013/R/gas”: Il provvedimento definisce le modalità per la presentazione e i criteri per la selezione di progetti pilota, per la sperimentazione di smart metering multiservizio, ovvero che includano nella telegestione non solo punti di misura relativi al servizio gas, ma anche altri servizi di pubblica utilità, nonché il trattamento incentivante applicabile ai progetti che verranno selezionati.

I requisiti richiesti dal provvedimento sono:

- Numero di punti telegestiti tra i 2.500 e i 20.000.
- Almeno il 30% di punti relativi al gas.
- Almeno il 60% relativi a gas, energia elettrica e acqua.
- Standard di comunicazione non proprietari.
- Disponibilità a rendere pubblici i risultati (modello, costi, caratteristiche tecnologie,..).
- Disponibilità per i clienti finali di avere informazioni relative ai consumi.

Secondo l'articolo 8 di questa direttiva, a ciascun progetto pilota viene riconosciuto un contributo a copertura dei costi:

- Contributo forfettario una tantum, riconosciuto al completamento della messa in servizio, pari a 250.000 euro per i primi 2.500 punti telegestiti, più 20 euro per punto telegestito eccedente i primi 2.500 e fino a 10.000 punti complessivi, più 10 euro per punto telegestito eccedente i primi 10.000 punti fino a un massimo di 20.000 punti telegestiti totali.
- Contributo annuo pari a 2 euro per punto telegestito all'anno, per la durata massima di due anni decorrenti dalla messa in servizio.
- Direttiva “2009/73/CE”: Riguardante il terzo pacchetto energia, dove sono date delle disposizioni in tema di misura intelligente del gas.
- Direttiva “2012/27/UE”: Direttiva in riferimento agli obiettivi del “pacchetto clima-energia 20-20-20” che stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'UE.
- Raccomandazione “2012/148/UE”: Raccomandazione della Commissione Europea riguardo l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti.
- Deliberazione “ARG/gas/155/08”: Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale.
- Mandato di standardizzazione “M/441”: Mandato di standardizzazione del 12 Marzo 2009 per lo sviluppo di un'architettura aperta nei contatori delle utility, per creare standard europei che permettono l'interoperabilità dei contatori delle diverse utenze.

Grazie alla spinta della normativa, la previsione è che vengano installati 20 milioni di contatori del gas da installare entro il 2018.

#### **2.5.4.2 La tecnologia: lo Smart Meter**

Lo Smart Metering è un sistema di controllo basato su reti di sensori (wireless, Plc, RS485) per il monitoraggio in tempo reale dei consumi di luce, gas e acqua. Grazie alla possibilità d'interfaccia con le tecnologie informatiche e di comunicazione, esso consente di intervenire sugli impianti regolando lo scambio sia di energia sia di informazioni sul funzionamento dell'impianto, offrendo anche la possibilità di intervenire in caso di problematiche o guasti in modalità immediata, senza dover ricorrere all'intervento sul posto.

Quando si parla di tecnologia abilitanti dello Smart Metering, si parla di Smart Meter. Con

questo termine sintende un contatore intelligente che misura i consumi energetici di un utente finale e che permette allo stesso di essere informato sul proprio consumo effettivo del gas, come per gli altri servizi di pubblica utilità.

Esso fa a parte di una infrastruttura costituita da:

- Un contatore elettronico (o Smart Meter), installato presso l'utenza, che permetta una comunicazione bidirezionale con il sistema elettrico, fornendo inoltre all'utenza informazioni in real-time sul proprio profilo di consumo.
- Un concentratore di dati, installato presso le cabine secondarie, che raccoglie le informazioni provenienti da un cluster di Smart Meter e le invia alla piattaforma di gestione.
- Una piattaforma di METER DATA MANAGEMENT, installata presso il DSO (la società di distribuzione), che permette di effettuare previsioni sulla domanda e di automatizzare i processi di telelettura dei profili, auto-diagnostica dei guasti e manutenzione.

Le tecnologie di cui si compone, in particolare la sensoristica, sono tecnologie già mature e ampiamente diffuse sul mercato e accessibili a prezzi contenuti. Pertanto il ricorso allo Smart Metering è auspicabile ad ogni livello della rete di distribuzione e consumo di energia, dalla centrale, alla rete intelligente alla singola unità abitativa, in quanto con un costo contenuto permette da sola di valutare i consumi energetici e alla luce dei risultati riscontrati programmare interventi di efficientamento.

E' per questo il fenomeno si sta sempre di più portando verso l'integrazione dei servizi, creando uno Smart Metering di multiservizio.

#### **2.5.4.3 Punti di forza dello Smart Metering**

Gli aspetti positivi che portano a valutare lo Smart Metering del gas come opportunità per lo sviluppo del settore sono:

- **SPINTA DELLA NORMATIVA ITALIANA ED EUROPEA.**
- **TECNOLOGIA ABILITANTE MATURA E ACCESSIBILE:** Le tecnologie di cui si compone, in particolare la sensoristica, sono tecnologie già mature e ampiamente diffuse sul mercato e accessibili a prezzi contenuti.
- **SUPPORTO AL RAGGIUNGIMENTO DELL'OBIETTIVO DI EFFICIENZA ENERGETICA:** Il ricorso allo Smart Metering è auspicabile ad ogni livello della rete di distribuzione e consumo di energia, dalla centrale, alla rete intelligente alla singola unità

abitativa, in quanto con un costo contenuto permette da sola di valutare i consumi energetici e alla luce dei risultati riscontrati programmare interventi di efficientamento.

- **UTILE PER AVERE INFORMAZIONI SUI CONSUMI E PER EFFETTUARE EVENTUALI INTERVENTI DI MANUTENZIONE:** Questo sistema di controllo dei consumi consente di intervenire sugli impianti regolando lo scambio sia di energia sia di informazioni sul funzionamento dell'impianto, offrendo anche la possibilità di intervenire in caso di problematiche o guasti in modalità immediata, senza dover ricorrere all'intervento sul posto.
- **CREARE UNO SMART METERING PER IL GAS PUO' DARE VITA AD ALTRI TIPI DI SMART METERING:** Creare un'infrastruttura per il gas significa fornire una buona base allo Smart Metering di multiservizio, se non addirittura allo Smart City Urban.
- **NUMEROSE INSTALLAZIONE DI CONTATORI PREVISTE NEI PROSSIMI ANNI:** La previsione è che in Italia saranno installati circa 20 milioni di contatori del gas entro il 2018.
- **PRIMATO DELL'ITALIA NELL'ESPERIENZA DELLO SMART METERING:** Il nostro Paese, infatti, è l'unico in Europa ad aver avviato l'introduzione dei contatori intelligenti nel gas e il secondo per diffusione di quelli elettrici (95%, contro il 100% della prima classificata Svezia).
- **LO SMART METERING PUO'FORNIRE ALCUNE OPPORTUNITA' DI BUSINESS A PLAYER DIVERSI RISPETTO QUELLI TRADIZIONALI:** Lo sviluppo di questo sistema può fornire opportunità interessanti alle Esco, che possono proporre servizi personalizzati al cliente finale.
- **ESPERIENZA POSITIVA DELLE SMART GRID.**

#### **2.5.4.4 Punti di debolezza dello Smart Metering**

Le criticità che frenano lo sviluppo dello Smart Metering per il gas sono:

- **LO SMART METERING DEL GAS E' PIU' UN'OPPORTUNITA' PER TELECOM ITALIA, CHE PER TUTTI I PLAYER DEL SETTORE:** Tutto il sistema deve essere gestito da un unico operatore, creando monopolio. Dalla delibera dell'AEEG "393/2013/R/gas", i progetti pilota dovranno essere proposti da un operatore gas e realizzati tramite un operatore terzo che ha la proprietà e gestisce l'infrastruttura multi-servizio di comunicazione. Per il ruolo di operatore terzo, Telecom Italia sembra essere uno degli interlocutori naturali.

- **INERZIA PSICOLOGICA DEGLI UTENTI FINALI:** Difficoltà di comprensione dei benefici raggiungibili a fronte di un investimento certo da parte dell'utente.
- **RISCHIO DI COMPETIZIONE NON REGOLATA:** Dipendenza dai fornitori di energia e/o dai fornitori di comunicazione.
- **DIFFICOLTA' NEL RAGGIUNGERE LO SMART METERING DI MULTISERVIZIO:** Problema reale nell'interconnessione dei contatori del gas con gli altri servizi (energia elettrica, acqua, calore..).
- **PER LA CREAZIONE DEL SISTEMA NECESSARI CORPOSI INVESTIMENTI:** Servono forti investimenti per installare tutti quei contatori entro il 2018.
- **PROBLEMA DEL TRATTAMENTO DEI DATI E DELLA PRIVACY:** Esistenza di un "buco" legislativo relativo al trattamento dei dati (pericolo per privacy e security del dato, hacking dei dati).

#### **2.5.4.5 Conclusioni sullo Smart Metering**

In definitiva lo Smart Metering del gas sembra davvero una buonissima opportunità per l'apertura del mercato del gas naturale in Italia. A differenza delle altre soluzioni che ho valutato, lo Smart Metering ha un supporto non comune da parte sia della normativa italiana, che europea. Inoltre i costi e la maturazione della tecnologia abilitante aiutano a dire che il numero di installazioni di questi contatori intelligenti previsti entro il 2018, sarà abbastanza reale.

Nonostante tutti gli aspetti positivi che potrebbero dare benefici notevoli a tutto il settore gas, ho deciso di non approfondire il tema con un'analisi più dettagliata. Questa scelta è stata dettata dal fatto che lo sviluppo di questa soluzione sia troppo legata alle scelte di Telecom Italia, che sembra essere l'unico interlocutore naturale per il ruolo di operatore terzo nella gestione dell'infrastruttura (il che significa la creazione di una sorta di monopolio).

## 2.5.5 Lo sviluppo del GNL (Gas Naturale Liquefatto)

### 2.5.5.1 Descrizione generale del GNL

Il GNL (Gas Naturale Liquefatto) si ottiene sottoponendo il gas naturale, dopo opportuni trattamenti di depurazione e disidratazione, a successive fasi di raffreddamento e condensazione. Non va confuso con GTL, sigla di *Gas To Liquid* che invece definisce i processi volti a ottenere idrocarburi liquidi da Gas naturale.

Il prodotto che ne deriva si presenta come un liquido inodore e trasparente costituito da una miscela composta prevalentemente da metano e quantità minori di etano, propano, butano e azoto avente una temperatura di ebollizione di circa -160 °C a pressione atmosferica.

Le proprietà del metano liquefatto lo rendono ottimo per lo stoccaggio e il trasporto; inoltre le sue caratteristiche sono molto apprezzabili in numerosi ambiti applicativi dell'automotive, del marittimo, dell'industriale e del settore ferroviario.

Le origini del metano liquefatto si hanno da quando negli anni '20 si svilupparono le prime tecniche di liquefazione dell'aria. La prima applicazione di GNL si ebbe all'inizio degli anni '30 allorché, per scopi militari, veniva recuperato elio da correnti di gas naturale. Il processo si basava sulla liquefazione degli idrocarburi lasciando l'elio in fase gas; dopo l'estrazione dell'elio, il GNL veniva vaporizzato e venduto come gas combustibile.

Successivamente intorno agli anni '40 furono costruiti negli USA i primi impianti "*peaksaving*" il cui scopo era di produrre e stoccare GNL nei periodi di scarsa domanda di gas combustibile per poi rigassificarlo e reimmetterlo in rete nei periodi di massimo consumo. Un incidente accaduto ad un serbatoio di stoccaggio di GNL nel 1944 dovuto ad una non corretta scelta dei materiali per bassa temperatura, causò un incendio e danni rilevanti. Sebbene l'impiego di materiali come l'acciaio legato o l'alluminio risolvessero i problemi metallurgici, l'incidente bloccò di fatto lo sviluppo della tecnologia di liquefazione del GNL per circa 20 anni.

All'inizio degli anni '60 cominciarono i primi significativi investimenti per impianti di GNL "*baseload*" cioè impianti di grossa capacità destinati alla liquefazione di gas naturale da esportare nei mercati di consumo.

L'impianto Camel di Arzew in Algeria messo in marcia nel 1964 rappresenta il primo impianto di liquefazione del gas naturale *baseload* mai realizzato al mondo. La prima nave carica di GNL lasciò l'Algeria nell'ottobre 1964 per raggiungere il terminale di

rigassificazione di Canvey Island in Gran Bretagna. L'impianto di Arzew è tuttora in esercizio.

Il primo progetto mediorientale invece fu avviato ad Abu Dhabi, nel 1977, ma non vi furono significative espansioni sino alla fine degli anni '90, con l'espansione di Abu Dhabi e l'avvio dei nuovi grandi progetti nel Qatar e nell'Oman. Per contro, la lenta crescita iniziale dei mercati europei e statunitensi limitò i fornitori del bacino atlantico l'Algeria e alla Libia.

Con l'entrata in esercizio degli impianti di liquefazione di Trinidad e Tobago e Nigeria, nel 1999, anche l'offerta di quest'area ha conosciuto una rapida crescita.

In questi ultimi anni invece, dal 2000 in poi, si è registrato un aumento esponenziale delle capacità nominale di liquefazione e di rigassificazione di molte nazioni. Su tutti i maggiori protagonisti di questo andamento sono i paesi del Medio Oriente, i paesi situati nell'Asia Pacifica, il Giappone, gli Stati Uniti e la Corea del Sud.

Secondo l'enciclopedia Treccani, il rinnovato interesse per il GNL è dovuto a una serie di fattori:

- L'impiego nelle nuove centrali a ciclo combinato per la produzione dell'energia elettrica.
- Una riduzione dei costi dovuta ai progressi tecnologici, che hanno reso vantaggiosi commerci in precedenza anti-economici.
- Le sempre più perseveranti preoccupazioni ambientali.
- La conversione all'uso del gas da parte di paesi "poveri di gas".
- I problemi posti dai rifornimenti tradizionali e la necessità di diversificare l'offerta a fronte della crescita della domanda.

#### **2.5.5.2 Punti di forza del GNL**

Gli aspetti positivi che portano a considerare il GNL come opportunità per lo sviluppo del settore gas sono:

- **FACILITA' DI TRASPORTO.**
- **PREZZO BASSO.**
- **POCO INQUINANTE:** Impatto ambientale quasi nullo quando avviene il processo di combustione.
- **PROBLEMI DI INNOVAZIONE TECNOLOGICA PER GPL E CNG (Compressed Natural Gas):** Saturazione delle tecnologie innovative per il trattamento di GPL e CNG.

- AUMENTO ESPONENZIALE DELLE CAPACITA' NOMINALI DI LIQUEFAZIONE E DI RIGASSIFICAZIONE MONDIALI: Dati presi dal report World Oil&Gas Review 2014.
- SPINTA DA PARTE DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA E NAZIONALE: Il progetto "LNG Blue Corridor" su tutti.
- INVESTIMENTI FATTI NEL SETTORE DA PARTE DI ENI S.P.A. .
- RISCHIO DI INCIDENTI CAUSATI DAL GNL MOLTO BASSI.
- NECESSITA' DEL NOSTRO PAESE DI DIVERSIFICARE L'APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS.

### **2.5.5.3 Punti di debolezza del GNL**

Le criticità che limitano lo sviluppo dello settore del GNL in Italia sono:

- MANCANZA DI RIGASSIFICATORI SUL SUOLO NAZIONALE.
- COSTI DELLE TECNOLOGIE CRIOGENICHE TROPPO ALTI: Le tecnologie criogeniche sono ancora troppo premature.
- NECESSARI COSTI D'INVESTIMENTO IMPORTANTI PER LA CREAZIONE DI INFRASTRUTTURE ADEGUATE.

### **2.5.5.4 Conclusioni sul GNL**

Sul tema del GNL l'esito sull'analisi della situazione appare abbastanza certo: nonostante la mancanza di rigassificatori sul suolo italiano, fondamentali per l'apertura di questo mercato, e il costo alto della tecnologia, gli input lanciati da Eni S.P.A., la necessità di diversificare il proprio approvvigionamento di gas e le direttive emesse della Strategia Energetica Nazionale nel Marzo 2013, portano alla conclusione che l'opportunità più stimolante e attuabile nel breve-medio periodo per la crescita di tutto il settore gas, è proprio lo sviluppo del GNL.

Per questo motivo ho deciso di approfondire l'argomento, andando ad analizzare nel particolare le dinamiche di questa opportunità.

## Capitolo 3

# Il Gas Naturale Liquefatto in Italia

### 3.1 Introduzione al Gas Naturale Liquefatto

#### 3.1.1 Composizione, caratteristiche e proprietà del GNL

Per definire il GNL (Gas Naturale Liquefatto) ci rifacciamo alla definizione tratta dalla norma europea UNI EN 1160 (*Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto - Caratteristiche generali del gas naturale liquefatto*):

“Il gas naturale liquefatto (GNL) è un fluido allo stato liquido, composto principalmente da metano, può anche contenere minime quantità di etano, propano, azoto o altri componenti abitualmente presenti, e si presenta come un liquido incolore, inodore e atossico.

I potenziali pericoli derivanti dalla manipolazione del GNL sono essenzialmente legati alle tre proprietà principali:

- Il GNL è estremamente freddo: alla pressione atmosferica la sua temperatura è di circa – 160 °C. A questa temperatura il vapore è più denso dell'aria.
- Quantità molto piccole di liquido producono grandi volumi di gas: da un volume di liquido se ne generano 600 di gas.
- Il GNL è infiammabile in percentuale dal 5 % al 15 % miscelato in aria.
- La composizione del GNL comprende una quantità di metano sempre superiore al 75 %.
- La massa volumica è in genere compresa fra 430 e 470 Kg/m<sup>3</sup>, in dipendenza anche della temperatura. “

Tutte queste caratteristiche, danno al metano liquido le seguenti proprietà, molto apprezzabili in alcuni ambiti applicativi:

- Consente a costi competitivi il trasporto del gas (in appositi serbatoi criogenici).
- Permette lo stoccaggio.
- Ha basso impatto ambientale; il suo inquinamento è quasi nullo perché la sua combustione produce soprattutto vapore acqueo e anidride carbonica in quantità limitata.
- Poco pericoloso.

La filiera del GNL consiste in 4 fasi: produzione del gas, liquefazione, trasporto e rigassificazione (tutte fasi già ampiamente descritte nel Capitolo 1).

### 3.1.2 Scenario mondiale del GNL

Per comprendere al meglio lo sviluppo che il GNL ha avuto negli ultimi anni e che avrà nei prossimi, basta guardare le tabelle sottostanti che esprimono la capacità nominale di liquefazione e di rigassificazione dei paesi del mondo (dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>).

#### Liquefaction Capacity - Countries (\*)

(billion cubic metres)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Europe</b>								5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Norway								5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
<b>Russia and Central Asia</b>										8.7	13.0	14.1	14.1	14.1
Russia										8.7	13.0	14.1	14.1	14.1
<b>Middle East</b>	33.7	36.0	36.0	36.3	42.8	47.5	57.3	63.7	63.7	79.0	113.8	134.9	136.3	136.1
Oman	7.1	9.0	9.0	9.0	9.0	10.2	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.6
Oatar	19.1	19.4	19.4	19.7	26.3	29.8	34.9	41.3	41.3	55.9	83.4	103.4	104.8	104.8
United Arab Emirates	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Yemen										0.7	8.0	9.1	9.1	9.1
<b>Africa</b>	44.2	44.6	45.0	49.1	46.1	57.2	73.6	77.0	83.4	84.2	83.9	79.0	78.3	76.2
Algeria	31.8	31.8	31.8	31.8	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	27.9	26.6	26.6	27.4
Angola														3.9
Egypt						11.1	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	9.8
Equatorial Guinea								3.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
Libya	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	0.7		
Nigeria	8.1	8.4	8.8	13.0	13.6	13.6	24.6	25.0	29.4	30.1	30.1	30.1	30.1	30.1
<b>Asia-Pacific</b>	83.1	83.1	83.1	86.5	94.2	96.6	99.5	98.4	100.5	109.1	117.1	116.7	121.1	123.2
Australia	10.4	10.4	10.4	10.4	12.4	16.1	20.5	20.9	23.0	27.3	27.3	28.5	32.9	35.0
Brunei	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	10.1	10.1	10.1	10.1
Indonesia	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	39.9	38.5	35.7	35.7	39.2	46.0	43.2	43.2	43.2
Malaysia	21.6	21.6	21.6	25.1	30.8	30.8	30.8	32.0	32.0	32.8	33.7	34.9	34.9	34.9
<b>Americas</b>	6.1	6.1	8.1	14.3	15.5	15.6	22.7	22.7	22.7	22.7	26.0	28.7	28.7	28.7
United States	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Peru											3.3	6.0	6.0	6.0
Trinidad and Tobago	4.1	4.1	6.0	12.3	13.4	13.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.7	20.6
<b>World</b>	167.1	169.7	172.1	186.3	198.6	216.9	253.2	267.3	275.9	309.2	359.3	379.0	384.2	383.9

Tabella 3.1: Capacità di liquefazione dei paesi nel mondo; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

#### Regasification Capacity - Countries (\*\*)

(billion cubic metres)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Europe</b>	46.4	46.4	50.5	54.8	70.3	73.2	84.8	106.6	114.9	144.1	168.9	191.0	197.4	199.7
Belgium	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	7.9	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
France	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	19.1	24.2	24.2	24.2
Greece	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	3.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
Italy	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	6.3	12.0	12.0	12.0	12.3
Netherlands												7.0	12.7	12.7
Portugal														8.3
Spain	15.2	15.2	19.4	22.7	33.6	34.2	43.1	55.6	58.2	61.6	62.4	63.6	63.6	63.6
Turkey	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.8	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
United Kingdom						2.3	4.5	8.3	8.7	28.5	43.2	52.0	52.0	52.0
<b>Middle East</b>										1.9	5.5	9.3	9.3	14.1
Israel														4.8
Kuwait										1.9	5.2	5.2	5.2	5.2
United Arab Emirates											0.3	4.1	4.1	4.1
<b>Asia-Pacific</b>	276.9	279.8	306.7	330.9	338.9	344.3	353.9	356.5	367.9	385.7	400.8	415.4	434.5	459.0
China					6.3	9.4	10.3	10.3	11.0	12.5	17.6	23.1	31.0	36.1
India											18.5	18.5	18.5	24.3
Indonesia														2.7
Japan	225.4	226.3	236.9	239.4	241.2	241.3	245.2	245.7	245.7	245.7	249.4	250.4	256.1	259.2
Malaysia														3.5
Singapore														3.6
South Korea	45.6	45.6	60.1	81.7	81.7	82.8	84.0	84.0	88.8	92.2	96.3	100.4	100.4	100.4
Taiwan	5.9	7.9	9.8	9.8	9.8	10.7	11.6	11.6	14.5	18.1	19.1	19.1	19.1	21.0
Thailand												4.0	6.8	6.8
<b>Americas</b>	11.1	12.7	17.6	25.5	29.3	33.7	47.4	56.7	105.9	150.9	187.9	209.7	229.9	231.5
Argentina										2.8	4.1	7.3	10.3	10.3
Brazil									1.3	5.1	7.7	7.7	7.7	7.7
Canada										6.1	10.3	10.3	10.3	10.3
Chile										1.7	5.1	5.4	5.4	5.4
Dominican Republic				2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Mexico								1.7	5.2	12.9	15.5	15.5	15.5	20.7
United States	11.1	12.7	17.6	22.9	26.8	31.1	43.1	48.9	86.3	115.8	142.6	160.9	174.1	174.5
<b>World</b>	334.4	338.8	374.8	411.2	438.5	451.1	486.2	519.8	588.7	682.7	763.1	825.4	871.1	904.4

Tabella 3.2: Capacità di rigassificazione dei paesi nel mondo; dati espressi in milioni di m<sup>3</sup>. Fonte: World Oil & Gas Review 2014

Dalle tabelle (tabella 3.1 e tabella 3.2) riusciamo ad estrarre alcune informazioni significative:

- La capacità nominale di liquefazione mondiale è aumentata dai 167,1 milioni di m<sup>3</sup> del 2000, ai 383,9 milioni di m<sup>3</sup> del 2013.

La leadership naturalmente è detenuta dai paesi del Medio Oriente con 136,1 milioni di m<sup>3</sup>, dato che questi paesi sono detentori di circa il 40% delle riserve mondiali di gas. Questa capacità di liquefazione permette di esportare il gas estratto alle altre nazioni, dando a chi esporta un forte peso politico ed economico nell'economia mondiale.

Dai dati si nota come il Medio Oriente non è da molto che abbia intuito le potenzialità del metano liquido: appunto è dal 2008 che è aumentata notevolmente la capacità di liquefazione, passando dai 63,7 di quell'anno ai 136,1 del 2013.

Una nazione che non ha ancora colto l'opportunità, ma che dovrebbe, in forza del suo primato mondiale nel possesso di riserve di gas (il 23% delle riserve mondiali) è la Russia che ha una capacità di liquefazione solo di 14,1 milioni di m<sup>3</sup>. Per recuperare il terreno perduto Gazprom ha già annunciato di voler espandere la propria capacità di liquefazione del 250% entro il 2018.

Altri paesi che hanno una notevole capacità nominale di liquefazione sono le nazioni asiatiche e oceaniane le cui coste sono bagnate dall'oceano Pacifico: come l'Indonesia (43,2 milioni di m<sup>3</sup>), l'Australia (35), la Malesia (34,9) e il Brunei (10,1).

- La capacità nominale di rigassificazione mondiale è aumentata dai 334,4 milioni di m<sup>3</sup> del 2000, ai 904,4 milioni di m<sup>3</sup> del 2013.

Notevole è la capacità di rigassificazione di tutti i paesi dell'Asia (459 milioni di m<sup>3</sup>) con il Giappone e la Corea del Sud in testa su tutti (rispettivamente 259,2 e 100,4). Un'altra nazione che ha un numero di rigassificatori notevole sono gli Stati Uniti (174,5). Mentre in Europa è la Spagna che è un gradino sopra tutti (63,6).

I dati della capacità di rigassificazione non sono altro che lo specchio dei dati delle importazioni mondiali di gas.

- L'Italia ha attualmente una capacità nominale di rigassificazione 12,3 milioni di m<sup>3</sup>; le importazioni 2013 tramite navi metaniere sono di 5,4 milioni di m<sup>3</sup> da Qatar e Egitto e 0,3 milioni di m<sup>3</sup> dall'Algeria (dati World Oil&Gas Review 2014).

A supporto dell'affermazione fatta in precedenza, oltre ai dati appena, c'è il report steso dall'International Energy Agency (IEA) il "World Energy Investment Outlook 2014", che si sofferma sulle potenzialità future del gas naturale liquefatto.

L'agenzia stima investimenti cumulativi entro il 2035 pari a 735 miliardi di dollari, 640 per impianti di liquefazione e rigassificazione e circa 90 per le metaniere. Il commercio di GNL passerà, secondo l'IEA, da 330 miliardi di metri<sup>3</sup> del 2013 a 560 nel 2035. L'ingresso di nuovi attori sullo scenario (come Usa e i paesi dell'Africa orientale) e l'affermarsi di altri (come Australia e Russia), farà prevedere una maggiore flessibilità dei contratti e una diminuzione nell'estrema variabilità regionale dei prezzi (senza comunque arrivare alla definizione di un unico prezzo, a causa degli alti costi per il trasporto). Proprio questi costi, confrontati con gli altri combustibili, rappresentano un limite alla creazione di mercati del gas maggiormente globalizzati, però gli investimenti in nuova capacità sono in grado di creare nuovi legami tra i mercati e ridurre il differenziale dei prezzi.

Tutte queste informazioni fanno presagire uno sviluppo importante del GNL, che entro il 2035 diventerà una fonte importante a supporto della crescita della domanda di energia elettrica mondiale.

In Italia l'aria è ben diversa rispetto a quella che si respira negli altri paesi, e le previsioni future sono ben diverse rispetto a quelle che l'IEA ha ipotizzato per l'intero settore.

A sostegno di quest'affermazione c'è il report realizzato da Snam Rete Gas ("Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2014-2023").

Il report segnala alcuni dati significativi del nostro paese:

- Si è verificata negli ultimi anni una diminuzione delle importazioni di GNL (con un decremento significativo del -23% dal 2012 al 2013).
- La crescita della domanda gas in Italia prevista per il 2023 è stimata attorno al +0,6%, pari a circa 4 miliardi di metri cubi rispetto al 2013. Crescita non sicuramente paragonabile a quella prevista per la domanda di gas mondiale tra il 2011 e il 2030 (+43%).

TABELLA 4: IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA

(miliardi di mc)	2011	2012	2013	Var. ass 2013 vs 2012	Var% 2013 vs 2012
Importazioni via Pipeline	61,36	60,32	55,92	-4,40	-7,3%
Importazioni GNL	8,91	7,29	5,61	-1,68	-23,0%
<b>Totale Importazioni</b>	<b>70,27</b>	<b>67,61</b>	<b>61,53</b>	<b>-6,08</b>	<b>-9,0%</b>

Tabella 3.3: Suddivisione delle Importazioni 2013. Fonte: Snam Rete Gas

TABELLA 7: PROIEZIONI DI DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA 2014 - 2023

(miliardi di mc)	2013	2017	2023	VAR. % media annua 2013-2017	VAR. % media annua 2013-2023
Residenziale e Terziario	30,8	29,7	27,2	-0,8%	-1,2%
Termoelettrico	21,2	24,4	27,3	3,7%	2,6%
Industria	14,6	14,6	15,0	0,1%	0,2%
Altri settori (*)	1,7	2,3	3,1	8,5%	6,3%
Consumi e Perdite	1,9	1,8	1,9	-0,6%	0,4%
<b>TOTALE DOMANDA</b>	<b>70,1</b>	<b>73,0</b>	<b>74,5</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,6%</b>

(\*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione.

Tabella 3.4: Proiezione della domanda di gas naturale in Italia 2014-2023 .Fonte: Snam Rete Gas

C'è da dire che la prospettiva futura del nostro paese per il GNL potrebbe cambiare radicalmente: quando verranno realizzati nuovi terminali e nuovi siti di stoccaggio (attualmente in fase di progettazione), allora si potrà includere anche l'Italia nella lista di quei paesi che segue il trend mondiale della crescita nell'utilizzo di questo carburante, beneficiando di tutti quegli aspetti positivi che lo sviluppo del settore GNL comporta e comporterà.

Quando ciò accadrà, si profilerà l'apertura di nuovi mercati, e il metano liquefatto sostituirà gli altri tipi di carburante in molti ambiti applicativi.

## 3.2 Applicazioni del GNL in Italia

In questo paragrafo verranno presi in esame gli ambiti applicativi nei quali può essere utilizzato il metano liquefatto.

Per semplicità e per interesse della ricerca, si è fatto riferimento solo alle situazione e alle applicazione che questo tipo di carburante ha, e potrebbe avere, in Italia; inoltre si sono presi in esame quei settori che possono avere potenzialità di sviluppo interessanti.

### 3.2.1 Marittimo, Industriale e Ferroviario

#### 3.2.1.1 Marittimo

Uno di quegli ambiti dove il GNL può trovare un'applicazione significativa, portando dei benefici rilevanti, è come carburante per navi.

Le imbarcazioni alimentate a GNL circolanti nel mondo sono attualmente 48 e alle quali si aggiungono altre 53 in progetto.

In Spagna è già da 30 anni che viene utilizzato, mentre in Italia fa fatica a decollare.

I motivi che potrebbero dare una spinta a questo tipo di carburante nel ambito marittimo italiano sono:

- Dal primo gennaio 2015 nel Mare del Nord Europa, Mar Baltico e nel Canale della Manica entreranno in vigore limiti sul contenuto dello zolfo molto severi e quindi le navi in transito anche nei porti italiani e dirette in aree ECA presenteranno esigenze di refueling di GNL che se non disponibile in Italia lo sarà in Algeria, in Spagna e in Francia.
- In base alle stime illustrate da Ecba Project (società di consulenza italiana specializzata nell'analisi costi-benefici di progetti e politiche di investimento, con una focalizzazione sulle componenti economiche, sociali ed ambientali) al convegno "Green Shipping Summit" del 19-20 Settembre del 2013, gli investimenti in Italia associati agli obblighi di infrastrutturazione nei porti, previsti dalla proposta di direttiva, sono compresi fra 700-1100 milioni di euro al 2020, a seconda della possibilità o meno di adeguare i terminal di importazione esistenti evitando depositi di stoccaggio in alcuni porti, suddivisi fra infrastrutture di stoccaggio e distribuzione (400-600 milioni) e investimenti per la costruzione di berrtoline e navi di bunkeraggio del GNL (300-500).
- Sotto il profilo ambientale, il GNL permette una forte riduzione dell'inquinamento atmosferico dovuto alle navi e, anche se in minor misura, anche una riduzione complessiva dei gas serra. Sempre Ecba Project ha stimato che la diffusione del GNL nel Mediterraneo potrebbe ridurre i costi esterni sanitari e ambientali del trasporto marittimo fino all'81%, con un beneficio ambientale (costi esterni) nell'area del Mediterraneo che può superare i 10 miliardi di euro all'anno.
- Il GNL è un valido combustibile marino, alternativo ai prodotti petroliferi, soprattutto per ragioni economiche: è infatti molto più conveniente rispetto al costosissimo gasolio marino a basso tenore di zolfo, che lo shipping si stava rassegnando a usare obbligatoriamente per rispettare le future normative ambientali.  
Allo stato attuale dei prezzi relativi del gas e del petrolio, il GNL è anche del 15-25% più conveniente rispetto al combustibile marino ad alto tenore di zolfo, oggi ancora utilizzato come principale *fuel* navale nel Mediterraneo.

E' proprio per queste ragioni che qualcosa anche in Italia si sta muovendo, anche se lentamente: diverse autorità portuali hanno in progetto la costruzione di facility per il bunkeraggio di metano liquido, in particolare Genova, Livorno e Civitavecchia. Quest'ultima è la sola in Italia ad aver ospitato un rifornimento di metano liquido. L'operazione di rifornimento da autobotte a nave è avvenuta il 16 maggio 2014 presso la darsena S. Egidio del porto di Civitavecchia dove il primo rimorchiatore al mondo alimentato esclusivamente a GNL (l' "M/T Bokn" dell'armatore norvegese Bube) ha fatto il pieno di metano liquido per proseguire il suo viaggio verso Spagna e Belgio, e poi approdare in Norvegia dove è entrato in operazione.

Anche qui c'è sempre il solito problema: la mancanza di rigassificatori. Nel nostro Paese i tre terminali (Panigaglia, Rovigo, OLT-Livorno) che hanno depositi criogenici di metano da cui si potrebbe spillare direttamente il GNL da destinare al trasporto marittimo, non sono né tecnicamente e né logisticamente attrezzati per poter eseguire il rifornimento.

Quando verranno realizzati nuovi terminali agibili per il rifornimento delle navi e quando verranno installati nuovi serbatoi di stoccaggio di GNL nei porti, allora le navi potranno andare a rifornirsi lì, risparmiando in costi di trasporto e inquinando meno il mare.

### **3.2.1.2 Industriale**

Come per l'uso marittimo, anche nel settore industriale il GNL in Italia è solo all'inizio.

Questo settore ha preso slancio nella prima metà del 2014 quando le prime industrie manifatturiere hanno optato per l'installazione di stoccaggi criogenici di metano liquefatto per l'utilizzo del gas naturale nei propri processi produttivi in sostituzione dei prodotti tradizionali.

Pioniere in questo settore è l'azienda Liqueigas S.P.A (azienda specializzata nella distribuzione di GPL), che grazie all'accordo raggiunto con l'azienda veronese C.R.A.VER (specializzata nella produzione di carbonato di calcio naturale e silicati) ha realizzato un impianto GNL, è entrato in funzione lo scorso febbraio 2014.

L'impianto comprende un serbatoio criogenico di stoccaggio da 90 m<sup>3</sup> e due vaporizzatori da 750 m<sup>3</sup>/ora.

L'azienda C.R.A.VER sta già beneficiando dei vantaggi di questo combustibile, quali la diminuzione dell'impatto ambientale (con emissioni di CO<sub>2</sub> e di NO<sub>x</sub> sensibilmente contenute e assenza di anidride solforosa) e oltre ad una significativa riduzione dei costi (data dalla stabilità e dal minor costo del prezzo del GNL rispetto agli altri tipi di carburante).

L'uso del metano liquido in questo settore potrebbe veramente dare la svolta, visto che i costi energetici necessari per realizzare i processi produttivi impattano circa il 70% su costi totali aziendali.

### 3.2.1.3 Ferroviario

La chiusura del cerchio del GNL come combustibile non poteva non arrivare parlando del settore ferroviario.

In Italia non ci sono esperienze in questo senso, quindi il mercato in tale settore non esiste.

Un'esperienza positiva si registra in Russia: a Marzo 2015 fa nella stazione di Orekhovo-Zyevo, nei pressi di Mosca, la compagnia ferroviaria russa RZD ha completato la fase di test del locomotore TEM19 (figura 3.1), il quale funziona proprio a gas naturale liquefatto. Si tratta di un locomotore di manovra, dotato di uno speciale serbatoio per il gas liquido, rapidamente sostituibile con uno pieno quando è vuoto (riducendo così i tempi di rifornimento).

RZD prevede d'iniziare la costruzione in serie del TEM19 già in questo 2015.



Figura 3.1: Foto del TM19.

### 3.2.2 Automotive

Nel settore Automotive il metano liquefatto potrebbe avere sviluppi interessanti in tempi più ristretti rispetto ai settori analizzati precedentemente.

Il GNL può essere utilizzato come carburante per qualsiasi automezzo (truck, macchine ...), e quindi ciò comporta che debba essere offerto come carburante nelle stazioni di servizio.

L'ambito applicativo che ho ritenuto rilevante da valutare nella mia analisi strategico-economica è proprio l'inserimento del GNL nell'offerta di carburanti che le stazioni di servizio propongono.

Il metano liquefatto, per essere inserito nella gamma dei carburanti erogati dalle stazioni di servizio, deve avere a supporto un impianto dotato di accorgimenti e tecnologie particolari, differenti da quelle usate negli altri tipi di distributori.

Per verificare se conviene realizzare una stazione di servizio erogante anche GNL, ho voluto definire la maggior parte dei costi fissi totali per 4 tipi di soluzioni differenti l'una con l'altra:

1. “Soluzione GPL”. Impianto con 5 erogatori:
  - 3 erogatori Multidispenser Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio.
  - 2 erogatori Combo Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio/GPL.
2. “Soluzione CNG”.  
Impianto allacciato alla rete nazionale con 5 erogatori:
  - 1 erogatore Multidispenser Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio.
  - 2 erogatori Combo Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio/Metano.
  - 2 erogatori doppi Metano/Metano.
3. “Soluzione L/CNG”.  
Impianto con 5 erogatori:
  - 1 erogatore Multidispenser Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio.
  - 2 erogatori Combo Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio/Metano.
  - 2 erogatori doppi Metano/Metano.

Per definire al meglio questa soluzione, ho preso spunto dall'impianto di Calderara di Reno (BO) da me visitato il 10 Luglio 2014.

4. “Soluzione GNL”.  
Impianto con 5 erogatori:
  - 1 erogatore Multidispenser Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio.
  - 2 erogatori Combo Benzina senza Piombo/Gasolio/Gasolio/Metano.

- 1 erogatore doppio Metano/Metano.
- 1 erogatore doppio GNL/GNL.

Per definire al meglio questa soluzione, ho preso spunto dall'impianto di Piacenza da me visitato il 29 Aprile 2014.

Le varie voci di costo (con i relativi costi imputati) di ogni soluzione descritta, sono stati definiti alla luce delle interviste fatte con aziende del settore (in ordine alfabetico):

- *Bernardini Impianti S.R.L.*: Nata nel 1978 a Faenza (Ravenna) sotto la gestione familiare della famiglia Bernardini, la Bernardini Impianti S.R.L. realizza impianti per stazioni di rifornimento e depositi di stoccaggio in tutto il territorio nazionale. La gestione dell'azienda è la progettazione, costruzione e manutenzione di impianti di erogazione carburante, con una focalizzazione nel settore dei carburanti a basso impatto ambientale quali il Gpl e il metano.

Una delle caratteristiche peculiari dell'azienda è che nel 1999 Aldo Bernardini progetta, prototipa e realizza un elemento fondamentale del sistema di erogazione del Gpl: la pompa BG36 per uso soprabattente, sulla quale brevetta un sistema speciale di adescamento. Ancora oggi la pompa BG36 della Bernardini Impianti vanta le migliori prestazioni e risulta la più utilizzata in Italia.

Ad oggi ha realizzato da quando è nata fino ad adesso oltre 2.000 impianti, con un'organizzazione composta da 60 dipendenti con 30 collaboratori in grado di coordinare e monitorare in loco tutte le fasi di ogni singola commessa.

Ultimamente la società ha aumentato la propria offerta, proponendo soluzioni anche per il GNL; appunto le più recenti ricerche e invenzioni sono incentrate sul metano liquido, visto che l'azienda ha intuito in anticipo la potenzialità di tale mercato.

Non è un caso che attualmente la Bernardini Impianti S.R.L. abbia realizzato 10 stazioni in Italia che funzionano con il sistema di conversione da GNL a CNG, e ha altrettanti progetti pronti per essere avviati.

La società è da considerarsi un pioniere in questo campo, dato che ha collaborato nel 2010 con la Vanzetti Engineering S.R.L. alla costruzione del primo impianto italiano a GNL nella provincia di Cuneo.

- *Energy Group S.P.A.*: Azienda che fa parte del gruppo CCPL, uno dei maggiori Gruppi Industriali Cooperativi multi-business italiani che si dispiega su 6 aree strategiche di affari: Fresh Food Packaging, Materiali da costruzioni, Energia, Facility Management, Servizi alle imprese, Property.

Energy Group Spa si occupa della distribuzione e commercializzazione di prodotti petroliferi. Nata nel 2002 dalla fusione tra Orion Petroli di Reggio Emilia e Milano Petroli, Energy Group è erede di una lunga tradizione cooperativa che risale agli anni immediatamente successivi alla seconda guerra mondiale e alla Cooperativa Carburanti e Lubrificanti che vede tra i suoi fondatori Alcide Cervi.

Oggi Energy Group è uno dei più importanti player del Nord Italia nel mercato dei prodotti petroliferi, vantando una rete di quasi 100 impianti di distribuzione stradale di carburanti a diversi marchi tra cui Tamoil ed Agip.

La nascita dell'house brand Energy ha contribuito ad una più articolata diversificazione e qualificazione dell'offerta con prezzi competitivi e particolarmente favorevoli per il consumatore. Energy Group è inoltre presente nel mercato della distribuzione diretta di carburanti e lubrificanti per l'industria e l'agricoltura con depositi e sedi commerciali nelle province di Reggio Emilia, Parma, Piacenza, Torino, Cuneo, Biella, Milano e Verbania. Grazie alla partecipazione in Eurocap Petroli l'area di azione commerciale è estesa anche sulle province della Romagna e del basso Veneto.

Nello scorso biennio le politiche di sviluppo della rete stradale hanno portato all'apertura di 7 impianti di co-branding con Tamoil, al consolidamento del rapporto con Eni (affitto ramo d'azienda) e alla progettazione di punti vendita in aree a forte attrazione commerciale, in sinergia con le cooperative di consumo e in collaborazione con alcune cooperative socie di CCPL operanti nel ramo costruzioni.

Rientra in questo ambito di sviluppo l'importante progetto Enercoop, in partnership con Coop Consumatori, che ha visto recentemente l'apertura del punto vendita di Correggio e la prossima apertura di nuove stazioni a Reggio Emilia e Parma.

L'azienda non si occupa del GNL.

- *Società Generale Impianti Gas S.R.L.:* Nasce nel 1962 a Fidenza (Parma). Da oltre quarant'anni progetta e costruisce impianti di GPL (gas di petrolio liquefatto) destinati allo stoccaggio industriale del prodotto, all'uso per autotrazione, alla combustione, all'uso di propellente per aerosol, per applicazioni che utilizzano gas termici puri o per applicazioni criogeniche.

Dal 2007, vista la grande richiesta dei suoi clienti, è in grado di soddisfare l'intero campo di installazioni per stazioni di servizio che offrono carburanti per l'autotrazione, includendo metano, benzina verde, gasolio-diesel, gasolio ecologico e ADblue.

Oggi ha oltre le 900 stazioni di servizio eroganti GPL, Diesel e benzina in manutenzione e più di 40 depositi GPL su tutto il territorio italiano.

Ultimamente quindi realizza impianti a GPL, e da poco ha iniziato a offrire anche impianti a CNG, seguendo l'andamento attuale del mercato in Italia., visto che hanno notato un maggiore interesse per questi tipo di stazioni.

La politica aziendale attuale spinge per rivolgersi verso l'estero (Africa, Norvegia); cioè in quei paesi dove gli impianti a GPL mancano e quindi dove c'è tutto da costruire, anche se andare all'estero non è facile perché bisogna installare e mantenere gli impianti là, facendoli seguire da organizzazioni che hanno le competenze necessarie (quindi esportando il proprio know how).

Azienda che non si occupa di GNL.

- *Vanzetti Engineering S.R.L.:* Unica azienda italiana, con uno staff composto da circa una quarantina di persone, che progetta e realizza componenti criogenici per metano liquido e gas dell'aria, ed una delle poche aziende in Italia che nel 2003 iniziò a occuparsi di GNL.

Nata nel 1984 a Moretta (Cuneo), all'inizio l'azienda produceva prodotti per il trattamento della CO<sub>2</sub> liquida; successivamente il loro core business è cambiato nel corso degli anni, fino ad arrivare all'attuale orientamento aziendale, cioè la produzione di componenti per i gas dell'aria e per il GNL applicabili alle stazioni di servizio e ai settori industriale, civile e marittimo.

Il loro prodotto di punta sono le pompe (ad alta pressione, centrifughe, centrifughe sommerse e criogeniche), ma produce anche vaporizzatori, dispenser e sistemi ingegnerizzati.

L'azienda è global supplier, appunto opera con clienti in più di 30 paesi (UE, Russia, Cina, Medio Oriente, Thailandia, Congo, tanto per dire i più importanti..).

Come già detto prima, in Italia l'azienda Vanzetti Engineering è stata un precursore nel settore GNL: sua la prima stazione realizzata in Italia con serbatoio GNL, "da liquido a gas", nel 2010 a Villa Falletto (Cuneo), sua la prima stazione in Italia "da liquido a liquido" realizzata a Piacenza nell' Aprile 2014 in collaborazione con Eni S.P.A. .

Vanzetti ne ha fatte una quindicina di stazioni "liquid to gas" in tutta Europa ( Russia, Svezia, Inghilterra, Portogallo, Spagna, Olanda ,Belgio) di cui 3 in Italia, mentre una stazione "liquid to liquid" simile a quella di Piacenza è già stata realizzata ad Anversa. Tutti queste stazioni di servizio sono state date, ad ogni partner con cui ha collaborato, " chiavi in mano" ; ora non è e non sarà più così perché l'azienda ha deciso di offrire solo componenti e basta.

Questa decisione è stata maturata per via della complessità burocratica e della difficoltà nell'avere le autorizzazioni dei comuni e le concessioni del caso da parte dei Vigili del Fuoco; anche se è naturale che chi si rivolgerà all'azienda andrà a beneficiare del suo know how nella realizzazione di questo tipo di stazioni.

Le prospettive che Vanzetti Engineering ha per questo mercato sono molto ottimistiche: all'estero una nazione che sta spingendo molto sulle stazioni che erogano CNG che proviene da GNL (o che erogano direttamente GNL) è la Cina, dove attualmente sono presenti già 2000 stazioni ed entro il 2020 si prevede uno sviluppo di 12000 stazioni. In Europa la situazione è molto più critica (, anche se grazie al progetto "LNG Blue Corridor" qualcosa si sta muovendo. In Italia, la cosa che fa bene sperare l'azienda, oltre all'apertura dell'impianto di Piacenza, è l'impegno preso da parte di Eni S.P.A. ( tramite la realizzazione di stazioni di servizio GNL) ed Iveco S.P.A. (tramite la messa sul mercato di automezzi che si riforniscono di GNL) di aiutare il settore a crescere nel giro di pochi anni.

Come sostiene l'Ing. Giancarlo Geninatti, Sales Manager della Vanzetti Engineering S.R.L., "Basterebbero 25 distributori per coprire efficacemente tutta la Penisola...".

Prima di addentrarci in ogni singolo tipo d'impianto, è giusto elencare tutti quei costi fissi che si ripetono in tutte le soluzioni. Per ogni voce di costo sono state fatte delle descrizioni e delle ipotesi valide per tutte le alternative formulate.

Quest'operazione mi ha permesso di individuare tutti quei costi specifici da sostenere per ogni opzione analizzata, e successivamente mi ha facilitato il confronto tra le diverse soluzioni.

Le voci di costo comuni ad ogni soluzione sono:

- Opere edili area carburanti: Sono tutte le opere edili che servono per rendere agibile la stazione di servizio.
- Opere elettromeccaniche carburanti: Comprendono tutte quelle opere realizzate per per l'impianto meccanico, per l'impianto elettrico e per l'impianto telefonico della stazione di servizio.
- Pensilina: Copertura delle isole carburanti (tetto della stazione).
- Locali gestore: Prefabbricato dove c'è l'ufficio del gestore, la cassa, il quadro elettrico, i servizi igienici e un possibile magazzino.
- Immagine impianto: Comprendente di totem (dove ci sono i prezzi dei carburanti e il logo della stazione di servizio), insegne, fascione della pensilina e colori della stazione di servizio.
- Self service bifacciali (con sacchi e chiave Dallas): Dispositivi di pre-pagamento (cioè dispositivi dove s'inseriscono i soldi prima dell'erogazione). Con "sacchi" s'intendono i contenitori di denaro. La chiave Dallas è la chiave magnetica che serve per aprire il self service, è che ha solo il gestore.
- Blindatura cassaforte Self Service.
- Gestione di piazzale: Sistema gestionale che tiene la contabilità della stazione di servizio (totale di litri, incasso, ..). E' collegato con i self service e trasmette i dati in remoto alla sede.
- Postazione post pagamento per isola: Cassa dove avviene il pagamento dopo l'erogazione.
- Serbatoi (5): Sono 5 serbatoi interrati di cui:
  - 2 da 50 m<sup>3</sup> contenenti Benzina Senza Piombo (BSP).
  - 2 da 50 m<sup>3</sup> contenenti Gasolio (G).
  - 1 da 30 m<sup>3</sup> scompartato contenente metà Benzina Senza Piombo e metà Gasolio.

Il serbatoio da 30 m<sup>3</sup> viene realizzato per due motivi: uno riferito alla fluttuazione della domanda, cioè come soluzione alternativa nel caso la

domanda di BSP o di G sia troppo alta, così che la stazione di servizio non si trovi impreparata nel caso si verifichi questo evento. Il secondo motivo è in merito a scopi commerciali, nel senso che il serbatoio può contenere benzine speciali che i clienti richiedono in quella specifica zona/momento temporale (come la VPOWER o la BLU SUPER TECH).

- Impianti di Depurazione (prima pioggia): Impianti prefabbricati per il trattamento delle piogge, così che l'acqua piovana quando va in fognatura sia depurata. Obbligatorio.
- Opere e forniture verde: Aiuole, irrigazione, ...
- Impianto Sicurezza: Sistema di videosorveglianza con allarmi relativi.
- Impianto Fotovoltaico: Impianto da 19,5 kW, che rende autosufficiente un impianto GPL, ma non l'impianto a metano.
- Arredi: Riferiti ai locali del gestore.
- Costo Terreno: Presa in considerazione un'area di 5.000 m<sup>2</sup> al costo di 42 euro/m<sup>2</sup>. L'area è classificata come territorio destinato all'attività di distribuzione carburanti.
- Oneri piano sicurezza: Delimitazioni e segnalazioni dei cantieri, riunioni lavoratori e capocantiere,...
- Spese tecniche 1: Studio tecnico che segue i lavori e gli iter burocratici dell'impianto.
- Spese tecniche 2: Allaccio ENEL, Allaccio IREN e Allaccio Telecom.
- Varie ed eventuali.

Ora per ogni soluzione, verrà:

- Determinato il costo totale previsto (con spiegazione delle singole voci di costo specifiche).
- Illustrato il funzionamento dell'impianto specifico.

Definiti i costi totali previsti per l'impianto, è utile descrivere il funzionamento del distributore, giusto per capire come interagiscono i componenti l'uno con l'altro e per quale motivo sono necessari alla realizzazione della stazione di servizio.

### 3.2.2.1 “Soluzione GPL”

Qui sotto troviamo elencati i costi fissi da compiere nel caso si voglia realizzare un impianto che eroghi Benzina senza piombo, Gasolio e GPL (Gas di Petrolio Liquefatto):

- **Opere elettromeccaniche GPL:** Opere elettromeccaniche specifiche per l'impianto GPL.
- **1 Erogatori MPD BSP/G/G:** Multidispenser con una manichetta che eroga Benzina Senza Piombo (BSP) e due manichette che erogano Gasolio (G).
- **2 Erogatori Combo BSP/G/G/GPL:** Erogatore con una manichetta per la Benzina Senza Piombo, due manichette per il Gasolio e una per il GPL.
- **Serbatoio GPL:** Serbatoio da 30 m<sup>3</sup>, interrato (installato sotto il livello del terreno) all'interno di una cassaforma. Si crea una cassaforma di cemento armato dove viene appoggiato il serbatoio, che poi viene ricoperto da mezzo metro di sabbia sopra la generatrice superiore del serbatoio con relative selle di appoggio predisposte (si fa il cosiddetto "ancoraggio" perché nel caso la cassaforma si riempisse d'acqua, le spinte idrostatiche potrebbero spingere fuori il serbatoio, visto che il GPL pesa meno dell'acqua).

I tronchetti di connessione col serbatoio fuoriescono di circa mezzo metro dalla sabbia e da lì poi vengono montate le pompe e le valvole dirette all'uso. Sopra questa cassaforma viene montata una pensilina, con un grigliato tutto attorno che ha funzione di sicurezza (per non far entrare la gente comune).

Il serbatoio ha tutti dispositivi di sicurezza installati a corredo. Ci sono:

- Cassette di disimpegno: Apparecchiature che consentono di montare più di una valvola di sicurezza all'interno del serbatoio, qualora sia necessario fare un controllo periodico della valvola (ogni due anni), isolando serbatoio e valvola.
- Valvole di ritegno: consentono il passaggio del flusso solo da un senso carico o scarico.
- Valvole eccesso flusso: Valvole tarate con delle molle particolari; se il flusso rimane al di sotto di una certa portata la valvola permette la circolazione del flusso, se no la valvola si chiude.
- Valvole pneumatiche: Funzionano controllate dalla centralina, liberano l'aria in condizioni d'emergenza.
- Manometri.
- Indicatori di livello.
- Dispositivo di controllo contro il massimo riempimento: Le valvole si chiudono nel caso di superamento della soglia.

- **Impiantistica Impianto GPL:** Con impiantistica di un impianto GPL si intendono:
  - Due pompe soprabattente.
  - Due tubi di mandata: Tubo di mandata per fase liquida allo scarico e tubo di mandata fase gas allo scarico.
  - Un tubo di ritorno.
  - Un tubo necessario alla prova metrica.
  - Un compressore.
  - Una bombola azoto: Nel caso ci fosse un non funzionamento del compressore ad aria, la bombola garantisce aria in emergenza per fare delle operazioni (come nel caso di operazioni delle valvole in mancanza di energia elettrica).
  - Il quadro elettrico.
  - Il sistema di messa a terra: Serve per evitare scariche elettrostatiche quando faccio dei trasferimenti nelle tubazioni gas, che potrebbero potenzialmente (in caso di presenza di materiale infiammabile) scaturire un innesco per esplosione/incendio.

L'impianto viene messo in equipotenzialità con il mezzo di scarico utilizzando una pinza di messa a terra: una volta che il mezzo parcheggia, tramite questa pinza viene collegato all'impianto di messa a terra della stazione, per cui si garantisce un equipotenzialità tra la cisterna, impianto e tubazioni.
  - Allarmi ottici e acustici.
  - Rivelatori di perdita: Controllano le fuoriuscite di gas dalle tubazioni e la pressione.
  - Sonda GPL.
  - Tubazioni varie, materiali, valvolame e raccorderia.
  
- **Impianto Antincendio GPL:** Per impianto antincendio intendiamo il progetto e le misure di sicurezza scelte dallo studio tecnico e approvate dal Corpo dei Vigili del Fuoco. L'impianto di solito è dotato dei seguenti dispositivi antincendio: estintori portatili da 6 Kg. di polvere secca con potere estinguente (collocati in apposite cassette porta estintori), estintori da 5 Kg di CO<sub>2</sub>, servizio idranti e secchi di sabbia.

Con la tabella sottostante (tabella 3.5), andiamo quindi a riassumere tutte le voci di costo considerate per la “Soluzione GPL”.

<b>IMPIANTO DISTRIBUZIONE CARBURANTI</b>	<b>COSTI PREVISTI Soluzione GPL</b>
<i>Opere edili area carburanti</i>	<i>470.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche GPL</i>	<i>80.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche carburanti</i>	<i>130.000</i>
<b>TOTALE OPERE EDILI ED ELETTROMECCANICHE</b>	<b>680.000</b>
<i>Pensilina</i>	<i>90.000</i>
<i>Locali Gestore</i>	<i>60.000</i>
<i>Immagine impianto</i>	<i>30.000</i>
<b>TOTALE FORNITURA PENSILINA, CHIOSCO E IMMAGINE</b>	<b>180.000</b>
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (3)</i>	<i>33.000</i>
<i>Erogatori Combo BSP/G/G/GPL (2)</i>	<i>50.000</i>
<i>Self service bifacciali (con sacchi e chiave Dallas) (5)</i>	<i>57.500</i>
<i>Blindatura cassaforte Self Service</i>	<i>8.500</i>
<i>Gestionale di piazzale</i>	<i>4.500</i>
<i>Postazione post pagamento per isola GPL</i>	<i>3.500</i>
<b>TOTALE FORNITURA ATTREZZATURE</b>	<b>157.000</b>
<i>SERBATOI (5) (2 da 50 m<sup>3</sup> di G, 2 da 50 m<sup>3</sup> di BSP e 1 da 30 m<sup>3</sup> di BSP+G)</i>	<i>49.000</i>
<i>SERBATOIO GPL (1) (da 30 m<sup>3</sup> di GPL)</i>	<i>20.000</i>
<b>IMPIANTISTICA IMPIANTO GPL</b>	<b>50.000</b>
<b>IMPIANTO ANTINCENDIO GPL</b>	<b>15.000</b>
<b>IMPIANTI DEPURAZIONE (Prima Pioggia)</b>	<b>11.000</b>
<b>OPERE E FORNITURE VERDE (impianto irrigazione, ecc.)</b>	<b>15.000</b>
<b>IMPIANTO SICUREZZA (Antintrusione e TVCC)</b>	<b>40.000</b>
<b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO 20 KW</b>	<b>31.000</b>
<b>ARREDI (locali ufficio, servizi, cassa e cassaforte)</b>	<b>5.000</b>
<b>SUB TOTALE COSTI OPERE E FORNITURE</b>	<b>1.253.000</b>

TERRENO (con PdC e oneri assolti)	210.000
ONERI PIANO SICUREZZA	20.000
SPESE TECNICHE (volture, progetti, iter per varianti, DL, ecc.)	30.000
SPESE TECNICHE (allacciamenti utenze, ecc.)	20.000
VARIE ED EVENTUALI	5.000
<b>TOTALE COSTI PREVISTI</b>	<b>1.538.000</b>

Tabella 3.5: Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione GPL”.

### Funzionamento dell’ Impianto a GPL

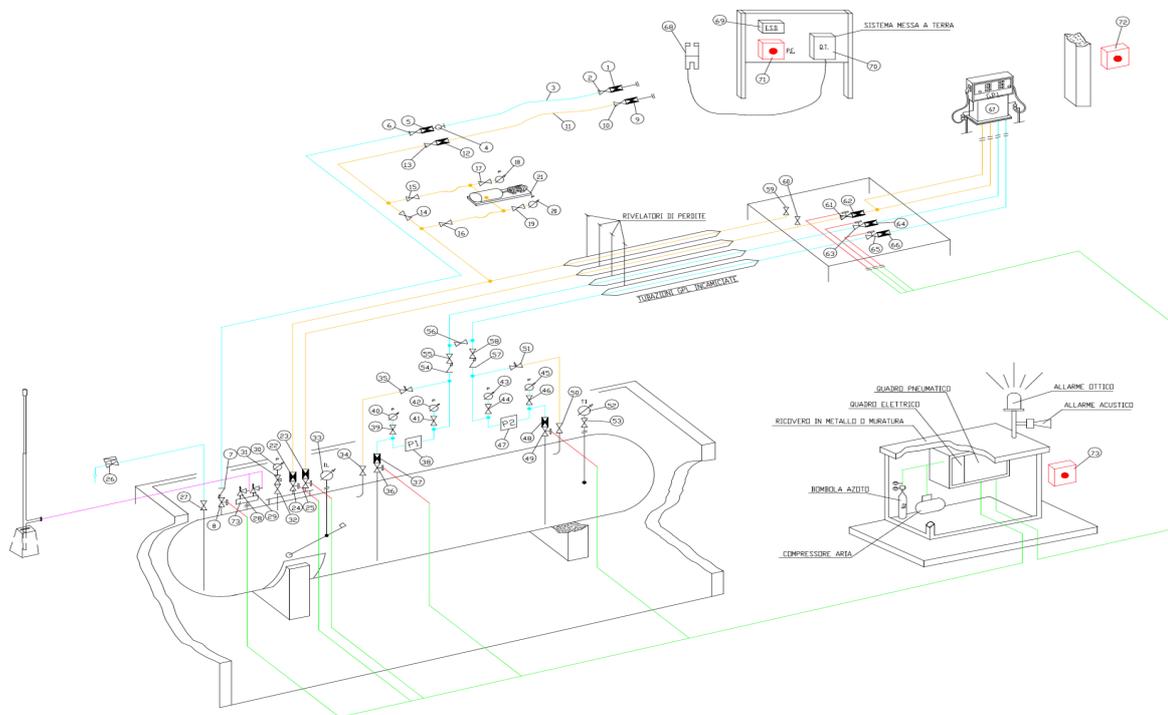


Figura 3.2: Schema impianto GPL di Siena. Colori dei flussi: liquido-azzurro, gas-giallo, controlli pneumatici verde-rosso. Fonte: S.G.I.G

La cisterna trasportante GPL arriva nella zona travaso dell’impianto: quando si fa un travaso si collegano normalmente le due fasi mettendo in comunicazione il serbatoio ricevente (quello nella cassaforma) e il serbatoio sorgente (quello della cisterna) in modo tale che siano alla stessa pressione, così che si possa riversare il prodotto e facilitare il lavoro delle pompe.

Quando si fa questa connessione ci sono sia dei tubi flessibili con delle valvole eccesso flusso, sia delle connessioni per la fase gas e per la fase liquido del serbatoio di travaso sulla cisterna.

Il trasferimento si può fare in due modi:

- Tramite il compressore messo tra i serbatoi delle due fasi: una volta messi in collegamento i due serbatoi, aspiro la fase gas da un serbatoio e tramite il compressore comprimo la fase gas nell'altro serbatoio. In questo modo spingo dall'alto verso il basso la fase liquida al serbatoio ricevente.
- Utilizzando la pompa: in alcuni casi non c'è il compressore, ma si scarica direttamente il prodotto tramite la pompa che è montata sopra la cisterna che travasa il GPL. Il problema che può verificarsi è che ci sia una contropressione dal serbatoio ricevente e quindi si allungano i tempi di travaso.

Una volta travasato il prodotto, questo entra nell'impianto tramite le pompe soprabattente montate sopra il serbatoio interrato, le quali aspirano il prodotto portandolo all'interno del serbatoio stesso.

L'operazione di aspirazione è delicata, perché trattandosi di un liquido in equilibrio col proprio vapore, la pompa si trova sostanzialmente in condizioni di cavitazione: mettendola soprabattente peggioriamo la situazione. E' per questo che le pompe che si utilizzano devono essere particolari, adatte all'aspirazione del GPL.

Capita che quando il GPL è molto più pesante (cioè nella sua composizione chimica prevale molto più il butano che il propano) le pompe sono in difficoltà: quindi anziché soprabattente si scelgono delle pompe immerse (montate direttamente dentro il serbatoio) che danno qualche garanzia di funzionamento in più.

Le pompe sommerse sono molto più costose, molto più complesse e di difficile manutenzione, mentre le pompe soprabattente sono molto più piccole e semplici, quindi di facile manutenzione (la soluzione intermedia tra le due sono le pompe soprabattente con un'efficienza aumentata).

Dopo di che c'è il passaggio del fluido dal serbatoio all'erogatore: la distanza che c'è l'erogatore e il serbatoio è di intorno agli 8 metri (direttiva) e i due sono collegati tra loro tramite dei tubi di andata e ritorno.

Le tubazioni di andata e ritorno sono spesso interrate e possono essere fatte in due modi:

- Tubazioni incamiciate: composte da due tubi, uno che ingloba l'altro; uno interno fatto in acciaio e carbonio che sta a contatto con il fluido e uno esterno che viene verniciato con un nastro di altene per resistere alla corrosione.
- Tubi in materiale termoplastico: è un tubo conduttivo a multistrato rinforzato all'interno con fibre poliestere con dei raccordi in acciaio inossidabile. Questi tubi

sono di diametro ridotto, perché sono utilizzati negli impianti di conversione delle auto per il trasporto del GPL dal serbatoio auto fino al motore.

Hanno il vantaggio di non avere problemi di corrosione (proprietà del termoplastico) e di resistere ai raggi UV nel caso la tubazione non fosse interrata; è l'ultima tecnologia.

Tra erogatore e serbatoio c'è un sistema di controllo che verifica se la misura effettuata dall'erogatore (quindi tutte le volte che si vende al pubblico) è corretta. Nello specifico il sistema ispeziona il passaggio del GPL utilizzando dei campioni di volume, e poi confronta i valori letto sulla colonnina e il carburante effettivamente erogato. La differenza deve essere contenuta in diversi range, se no un operatore deve intervenire perché significa che c'è un errore nel sistema.

Per supportare questo sistema di controllo nell'erogazione, nel dispenser stesso sono presenti:

- Degassatori: la loro funzione è importante perché verificano se nel prodotto erogato non ci sono presenti gas o parti vaporose miscelate con il liquido. Per far sì che il contatore tenga conto solo della parte liquida e non di quella gassosa, tutto ciò che entra nel contatore deve essere degassificato.
- Valvole differenziali: valvole che bloccano l'erogazione del carburante nell'ambiente, ma la permettono nel serbatoio.

### 3.2.2.2 “Soluzione CNG”

Qui sotto troviamo elencati i costi fissi da compiere nel caso si voglia realizzare un impianto allacciato alla rete nazionale che eroghi Benzina senza piombo, Gasolio e CNG (Compressed Natural Gas):

- **Opere elettromeccaniche CNG:** Opere elettromeccaniche specifiche per l'impianto CNG.
- **Erogatore MPD BSP/G/G.**
- **2 Erogatori Combo BSP/G/G/CNG:** Erogatore con una manichetta per la Benzina Senza Piombo, due manichette per il Gasolio e una per il Metano.
- **2 Erogatori doppi Metano/Metano:** Erogatore con due manichette specifiche per le macchine che vanno a metano.
- **2 Compressori da 90 kW:** Il compressore serve per aumentare la pressione del gas prelevato dal metanodotto. Spesso ne servono due perché il gas che arriva dalla rete ha

una pressione molto bassa, e quindi con due compressori si possono “lavorare” più quantità di gas.

Questi compressori meccanici sono alternativi, con pistoni che lavorano a secco (evitando quindi il rischio di trasferimenti di olio nel metano); essi sono dotati di un sistema di trasmissione brevettato, costituito da un albero eccentrico rotante su cuscinetti che produce un moto alternativo dei pistoni senza l'ausilio di bielle e alberi a gomito.

I vantaggi offerti sono: coppia di spunto fino a tre volte inferiore a quella richiesta da compressori tradizionali, possibilità di utilizzo del compressore anche ad elevato numero di giri, ingombri limitati, elevata affidabilità nonostante i numerosi avviamenti cui è soggetto un impianto metano di nuova generazione, facile adattabilità al cambiamento della pressione di aspirazione e modesta e agevole manutenzione.

Questi compressori sono stati studiati per funzionare anche senza l'ausilio di gruppi di riduzione, sia in aspirazione che in mandata, per garantire un migliore rendimento della macchina e una buona portata.

Compressori di questo tipo sono dotati di:

- Sistema aereorefrigerante a circuito chiuso con glicole.
- Pompa di circolazione dell'acqua, munita di radiatori esterni di grandi dimensioni.
- Trasduttori di pressione elettronici di controllo su tutte le fasi della macchina.
- Circuito di lubrificazione forzata dei manovellismi del compressore, composto da pompe dell'olio azionate da circuito elettrico ausiliario, filtro sul circuito di lubrificazione, tubazioni preassiate, serbatoio, componenti e accessori.
- Separatore liquidi di condensa del compressore.
- Strumentazione di controllo e di sicurezza per compressore.
- Strumentazione di controllo impianto acqua di raffreddamento.
- Strumentazione di controllo impianto di lubrificazione e mantenimento del compressore.
- Quadro elettrico di controllo del compressore.



Figura 3.3: Compressore meccanico

- **Impiantistica Impianto a Metano:** Con impiantistica di un impianto GPL si intendono:
  - Pacco bombole di stoccaggio a media pressione.
  - Pacco bombole di stoccaggio ad alta pressione.
  - Centrale di misura inserita dopo i compressori.
  - Pacco bombole di smorzamento: Con smorzamento s'intendono le pulsazioni da installarsi sulla mandata dei compressore. Il gas, per ottenere un migliore raffreddamento naturale dopo la compressione, attraversa entrambe le due sezioni, quella di media e di alta pressione.



Figura 3.4: Pacco bombole di smorzamento

- Pannello di controllo e sicurezza dello smorzamento, a doppia sezione, norma PED comprendente: è composto da due collettori in acciaio, due valvole di sicurezza qualificate, due valvole d'intercettazione/by-pass sulla linea media pressione, due valvole d'intercettazione/by-pass sulla linea alta pressione, due valvole manuali di scarico, due manometri con esclusore e da una staffa di sostegno.



Figura 3.5: Pannelli di controllo dell'impianto CNG

- Pannello di controllo, sicurezza e scarico dalle linee di adduzione metano alle colonnine di tipo a doppia linea, comprendente: due valvole di sicurezza qualificate, due valvole d'intercettazione/by-pass sulla linea media pressione, due valvole d'intercettazione/by-pass sulla linea alta pressione, due valvole manuali di scarico, due manometri con esclusore. Questo pannello sarà installato all'esterno della sala compressori, in posizione protetta.
- Quadro elettrico di controllo per la gestione delle utenze (alimentazione e luce colonnina/e e gli ausiliari di servizio utenze box) che può essere, a seconda delle necessità, assiemato insieme al quadro utenze fabbricato.



Figura 3.6: Quadro elettrico impianto CNG

- Collegamento tra le colonnine e il suo quadro elettrico fino a una distanza di 70 m, comprendente i cavi elettrici e pneumatici necessari, (alimentazione, luce e pneumatica colonnina) che può essere, a seconda delle necessità, assemblato insieme al quadro utenze fabbricato.
  - Tubazioni di collegamento all'erogatore.
  - Sistema d'emergenza (D.M. 24-05-2002 e D.M. 28-06-2002): intercettazioni di emergenza in grado di isolare le tubazioni di mandata agli apparecchi di distribuzione e la linea di mandata ai compressori.
  - Box in cemento armato per locali tecnici: Dove vengono messi i compressori.
  - Sistema di raffreddamento integrativo del gas: da utilizzarsi prevalentemente nel periodo estivo, utile per integrare il raffreddamento del gas compresso, contenere la temperatura di carica e quindi di vendita del gas metano. Serve perché il metano che arriva dal metanodotto è alla temperatura di 20-22 gradi, il che non va bene perché nell'erogazione arriva meno carburante al cliente. Tale sistema di raffreddamento integrativo prevede: due scambiatori di calore da installarsi uno sulla linea di media e uno sulla linea di alta pressione, con relative staffe di fissaggio e un gruppo refrigeratore di acqua della potenzialità di 10.000 fg/h completo di serbatoio di accumulo interno e pompa di ricircolo, tubazioni e cavi di collegamento.
  - Tubazioni varie, materiali, valvolame e raccorderia.
- 
- **Impianto di Allaccio Metano:** Condotta di allaccio al metanodotto della rete nazionale.
  - **Impianto Antincendio CNG:** Inteso come il progetto e le misure di sicurezza scelte dallo studio tecnico e approvate dal Corpo dei Vigili del Fuoco per un distributore CNG. Le misure di sicurezza sono più o meno le stesse di quelle adottate per l'impianto GPL.

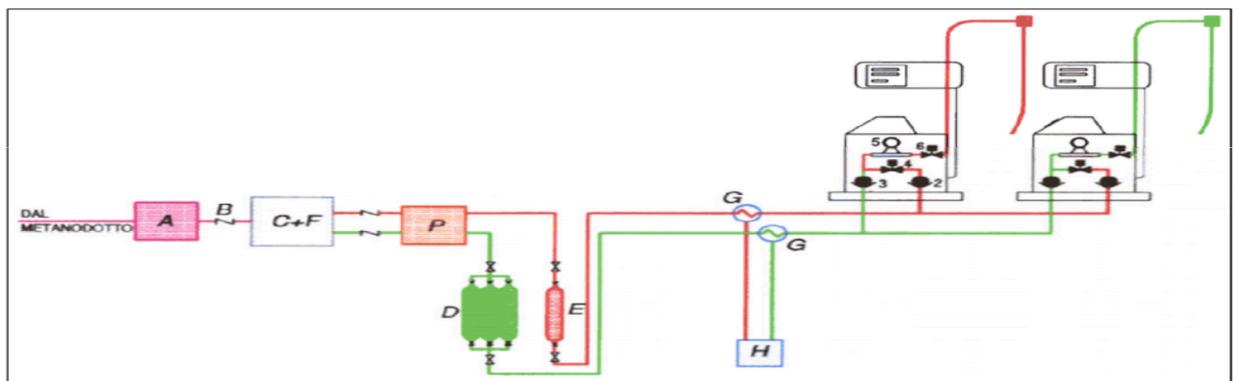
Con la tabella sottostante (tabella 3.6), andiamo quindi a riassumere tutte le voci di costo considerate per la “Soluzione CNG”.

<b>IMPIANTO DISTRIBUZIONE CARBURANTI</b>	<b>COSTI PREVISTI Soluzione CNG</b>
<i>Opere edili area carburanti</i>	<i>470.000</i>
<i>Opere edili area CNG</i>	<i>0</i>
<i>Opere elettromeccaniche CNG</i>	<i>200.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche area carburanti</i>	<i>130.000</i>
<b>TOTALE OPERE EDILI ED ELETTROMECCANICHE</b>	<b>800.000</b>
<i>Pensilina</i>	<i>90.000</i>
<i>Locali Gestore</i>	<i>60.000</i>
<i>Immagine impianto</i>	<i>30.000</i>
<b>TOTALE FORNITURA PENSILINA, CHIOSCO E IMMAGINE</b>	<b>180.000</b>
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (1)</i>	<i>11.000</i>
<i>Erogatori Combo BSP/G/G/METANO (2)</i>	<i>54.000</i>
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (2)</i>	<i>36.000</i>
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (1)</i>	<i>0</i>
<i>Erogatori doppi GNL/GNL (1)</i>	<i>0</i>
<i>Self service bifacciali (con sacchi e chiave Dallas)</i>	<i>34.500</i>
<i>Blindatura cassaforte Self Service</i>	<i>8.500</i>
<i>Gestionale di piazzale</i>	<i>4.500</i>
<i>Postazione post pagamento per isola METANO</i>	<i>3.500</i>
<b>TOTALE FORNITURA ATTREZZATURE</b>	<b>152.000</b>
<i>SERBATOI (5) (2 da 50 m<sup>3</sup> di G, 2 da 50 m<sup>3</sup> di BSP e 1 da 30 m<sup>3</sup> BSP+G)</i>	<i>49.000</i>
<i>SERBATOIO GNL</i>	<i>0</i>
<i>COMPRESSORI DA 90 kW (2)</i>	<i>160.000</i>
<i>IMPIANTISTICA IMPIANTO A METANO</i>	<i>120.000</i>
<i>POMPA CRIOGENICA +VAPORIZZATORE</i>	<i>0</i>
<i>POMPA CRIOGENICA SOMMERSA - DA GNL A GNL</i>	<i>0</i>

ALLACCIO METANO	87.000
IMPIANTO ANTINCENDIO CNG	15.000
IMPIANTI DEPURAZIONE (Prima Pioggia)	11.000
OPERE E FORNITURE VERDE (impianto irrigazione, ecc.)	15.000
IMPIANTO SICUREZZA (Antintrusione e TVCC)	40.000
IMPIANTO FOTOVOLTAICO 20 KW	31.000
ARREDI (locali ufficio, servizi, cassa e cassaforte)	5.000
<b>SUB TOTALE COSTI OPERE E FORNITURE</b>	<b>1.665.000</b>
TERRENO (con PdC e oneri assolti)	210.000
ONERI PIANO SICUREZZA	20.000
SPESE TECNICHE (vulture, progetti, iter per varianti, DL, ecc.)	30.000
SPESE TECNICHE (allacciamenti utenze, ecc.)	20.000
VARIE ED EVENTUALI	5.000
<b>TOTALE COSTI PREVISTI</b>	<b>1.950.000</b>

Tabella 3.6: Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione CNG”.

### Funzionamento dell’Impianto a Gas Metano con allacciamento alla rete



Schema indicativo di rifornimento autovetture a metano da metanodotto con doppia linea, con carica finale a booster installato direttamente sul compressore.

- A - Cabina di misura
- B - Valvola di ritegno
- C+F - Compressore metano
- P - Centralina di controllo
- D - Bombole stoccaggio media pressione
- E - Bombola stoccaggio alta pressione
- G/H - Eventuale impianto di refrigerazione metano
- Linea media pressione
- Linea alta pressione

Figura 3.7: Schema d’impianto “Soluzione CNG”.

Il gas viene prelevato dal metanodotto con cui è stato fatto l'allaccio.

Il prodotto preso dalla rete è a bassa pressione: viene filtrato e misurato all'interno della cabina di misura e compresso all'interno del locale compressori. Nelle fasi di compressione il gas viene raffreddato da idonei scambiatori di calore gas-acqua collegati all'impianto idrico di raffreddamento in circuito chiuso.

Naturalmente la compressione fatta dai due compressori aumenta di pressione il gas della rete: più alta è la pressione a cui arriva il gas della rete, meno lavoro viene fatto dai compressori, e quindi meno energia elettrica è necessaria.

Non c'è una specifica pressione a cui arriva il gas dal metanodotto, perché dipende da luogo a luogo; può essere di 0,5 bar come di 50 bar o pressioni superiori. Specifica però è la pressione a cui deve essere erogato il CNG nel serbatoio delle macchine, che è intorno ai 220 bar.

Quindi il range di pressione tra l'allaccio e l'erogazione è la differenza che viene colmata dal lavoro del compressore.

Il compressore però non porta direttamente la pressione del gas a 220 bar, ma a 250 bar che è la pressione massima d'esercizio del pacco bombole (di alta).

Quando avviene l'erogazione dal pacco bombole al dispenser di metano e quindi all'utente finale, la pressione del pacco bombole diminuisce: più macchine si riforniscono più la pressione del pacco bombole diminuisce. Una volta che anche il pacco bombole arriva intorno alla pressione di 220 bar, allora tramite un dispositivo di controllo, parte la richiesta di metano, e quindi un prelevamento di gas dal metanodotto.

Dai compressori il gas non passa subito ai pacchi bombole, ma viene immesso nei recipienti di smorzamento (capacità totale inferiore a 300 Nm<sup>3</sup>) con la funzione di smorzare le pulsazioni alla mandata del compressore.

L'intero impianto gas a valle dello stacco dal metanodotto (tubazioni, valvole di scarico e di sicurezza, raccordi, ecc..) è realizzato in maniera da sopportare una pressione superiore del 10% a quella massima di esercizio e in ogni caso non inferiore alla pressione di intervento delle valvole di sicurezza.

Successivamente il gas passa ai pacchi bombole, dividendosi in due linee: di "media" e di "alta" pressione.

Lo stoccaggio a due linee permette di ridurre al minimo i tempi di rifornimento, evitando che uno o più rifornimenti in fase iniziale disturbino il completamento del rifornimento di autovetture già in fase finale, riducendo inoltre il numero di partenze e arresti del compressore, con possibilità di erogare fino al 100% della capacità di compressione oraria dell'impianto.

Ogni linea di pressione collegata con i punti di rifornimento ha una valvola di sicurezza tarata a non più del 110% della pressione massima di esercizio stabilita e una condotta di valle, di diametro non inferiore a 10 volte il diametro di calcolo del dispositivo di sicurezza stesso.

I recipienti di accumulo di media e di alta pressione sono protetti da valvole di sicurezza, indipendenti da quelle previste sulle due linee di alimentazione degli apparecchi automatici e da quelle installate sui compressori, tarate alla pressione massima di esercizio delle bombole (250 bar).

La pressione nominale massima (220 bar) di esercizio sulla linea di alimentazione degli apparecchi distributori è assicurata da un idoneo dispositivo di blocco alla pressione di 220 bar oltre a quello proprio dei compressori.

La sovrappressione nella linea di alimentazione degli apparecchi distributori non sarà superiore all'1% della pressione di erogazione e pulsazioni della pressione non superiori allo 4%.

L'operazione di rifornimento viene eseguita tramite un apparecchio distributore automatico comprendente le valvole di comando e controllo per l'erogazione del gas agli automezzi.

Sarà inoltre installato un dispositivo di scarico in atmosfera tarato a non più del 110% della pressione massima di esercizio e con condotta di valle di sezione non inferiore a 20 volte la sezione di calcolo delle valvole di sicurezza.

### 3.2.2.3 “Soluzione L/CNG”

Qui sotto troviamo elencati i costi fissi da compiere nel caso si voglia realizzare un impianto che rigassifichi il GNL (Gas Naturale Liquefatto) in CNG, e che eroghi Benzina senza piombo, Gasolio e CNG (Compressed Natural Gas):

- **Opere elettromeccaniche CNG.**
- **1 Erogatore MPD BSP/G/G.**
- **2 Erogatori Combo BSP/G/G/CNG.**
- **2 Erogatori doppi Metano/Metano.**
- **Serbatoio GNL:** Il serbatoio (da 60 m<sup>3</sup>) è composto da un serbatoio interno fatto tutto in acciaio inossidabile che contiene il prodotto alla temperatura di -170 gradi e a pressione di 2-5 bar (condizioni criogeniche), e da un secondo serbatoio d'acciaio inossidabile esterno che ha la funzione di “doppia parete” da riempire con del materiale isolante per creare il vuoto al suo interno, così da.



Figura 3.8: Serbatoio di GNL dell'impianto di Calderara di Reno (BO).

- **Impiantistica Impianto a Metano:** Sono intesi gli stessi componenti elencati nella soluzione CNG.
- **Pompa Criogenica + Vaporizzatore:** Elementi fondamentali per la trasformazione del metano dallo stato liquido a quello gassoso.

La pompa criogenica è in grado di trasferire liquidi criogenici, ed composta da:

- Motore elettrico e sistema di trasmissione tramite pulegge a cinghie trapezoidali: Il rapporto di trasmissione e la potenza installata desumibile dalle caratteristiche delle singole pompe, determina la portata del sistema di pompaggio.
- Carter di protezione della trasmissione dotato di finecorsa elettrico di sicurezza: Il carter in acciaio inossidabile è progettato per garantire la massima protezione dell'operatore.
- Flessibili di connessione tank per aspirazione e ritorno gas: I tubi flessibili, realizzati in acciaio inossidabile, sono adatti a connettere la pompa alle connessioni di aspirazione e ritorno gas del serbatoio criogenico senza indurre stress meccanico alle tubazioni e alla pompa stessa.
- Collettore di mandata liquido con polmone smorzatore e valvola di non ritorno: Il polmone smorzatore ha la funzione di ridurre al minimo le

pulsazioni indotte tipiche del moto alternativo di pompaggio, mentre la valvola di non ritorno impedisce il riflusso.

- Valvola criogenica di spurgo manuale: Questa valvola ha la funzione di depressurizzare il circuito della pompa in occasione della sua messa fuori servizio ordinaria o di manutenzione.
- Valvola di sicurezza bassa pressione: Ha lo scopo di proteggere l'aspirazione pompa da sovrappressioni, in caso d'intrappolamento del liquido fra la valvola di sezionamento dell'aspirazione e la pompa stessa.
- Valvola di sicurezza alta pressione: Previene il raggiungimento di valori di pressione non coerenti con il dimensionamento della linea d'alta pressione dell'impianto.
- Sonda di temperatura in mandata del gas: Controlla che la pompa stia funzionando sicuramente con la fase liquida del fluido criogenico (e non con quella gassosa). Pertanto, vengono da questa monitorati dei valori di temperatura (tra i -150 e i -100 gradi).
- Sonda di temperatura sul ritorno gas.
- Sonda di temperatura sulla lanterna (premistoppa): Controlla la temperatura nella zona compresa fra la parte "fredda" del corpo pompante e quella "calda" del manovellismo. Un valore di temperatura rilevata troppo bassa, è indice di una perdita di liquido indesiderata, verso il manovellismo della pompa.
- Cassetta elettrica di derivazione dotata di pulsante d'emergenza.
- Aspirazione in funzione del tipo di serbatoio scelto per il collegamento.
- Valvole automatiche per le linee di aspirazione e ritorno al serbatoio.
- Separatore di fase liquido/gas: Permette di separare la fase gassosa, prodotta durante il raffreddamento della pompa, dalla fase liquida, consentendo quindi la corretta alimentazione della pompa stessa.



Figura 3.9: Scheda tecnica di due tipi pompa criogenica: la VT-1 e la VT-55. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.

Il vaporizzatore atmosferico invece è composto da tubi alettati in lega di alluminio e ha la funzione di riscaldare e vaporizzare i liquidi criogenici. Nell'immagine qua sotto abbiamo la rappresentazione del vaporizzatore nell'impianto di Calderara di Reno (BO).



Figura 3.10: Vaporizzatore dell'impianto di Calderara di Reno (BO).

- **Impianto Antincendio L/CNG:** Inteso come il progetto e le misure di sicurezza scelte dallo studio tecnico e approvate dal Corpo dei Vigili del Fuoco per un distributore L/CNG. Le misure di sicurezza sono le stesse dell'impianto CNG, ma le quantità dei dispositivi antincendio sono maggiori, per via della presenza di GNL.

Con la tabella sottostante (tabella 3.7), andiamo quindi a riassumere tutte le voci di costo considerate per la “Soluzione L/CNG”.

<b>IMPIANTO DISTRIBUZIONE CARBURANTI</b>	<b>COSTI PREVISTI Soluzione L/CNG</b>
<i>Opere edili area carburanti</i>	<i>470.000</i>
<i>Opere edili area L/CNG</i>	<i>0</i>
<i>Opere elettromeccaniche CNG</i>	<i>200.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche area carburanti</i>	<i>130.000</i>
<b>TOTALE OPERE EDILI ED ELETTROMECCANICHE</b>	<b>800.000</b>
<i>Pensilina</i>	<i>90.000</i>
<i>Locali Gestore</i>	<i>60.000</i>
<i>Immagine impianto</i>	<i>30.000</i>
<b>TOTALE FORNITURA PENSILINA, CHIOSCO E IMMAGINE</b>	<b>180.000</b>
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (1)</i>	<i>11.000</i>
<i>Erogatori Combo BSP/G/G/METANO (2)</i>	<i>54.000</i>
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (2)</i>	<i>36.000</i>
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (1)</i>	<i>0</i>
<i>Erogatori doppi GNL/GNL (1)</i>	<i>0</i>
<i>Self service bifacciali (con sacchi e chiave Dallas)</i>	<i>34.500</i>
<i>Blindatura cassaforte Self Service</i>	<i>8.500</i>
<i>Gestionale di piazzale</i>	<i>4.500</i>
<i>Postazione post pagamento per isola METANO</i>	<i>3.500</i>
<b>TOTALE FORNITURA ATTREZZATURE</b>	<b>152.000</b>
<b>SERBATOI (5) (2 da 50 m<sup>3</sup> di G, 2 da 50 m<sup>3</sup> di BSP e 1 da 30 m<sup>3</sup> BSP+G)</b>	<b>49.000</b>

SERBATOIO GNL (da 60 m <sup>3</sup> di GNL)	100.000
COMPRESSORI DA 90 kW (2)	0
IMPIANTISTICA IMPIANTO A METANO	120.000
POMPA CRIOGENICA+VAPORIZZATORE	110.000
POMPA CRIOGENICA SOMMERSA - DA GNL A GNL	0
ALLACCIO METANO	0
IMPIANTO ANTINCENDIO L/CNG	30.000
IMPIANTI DEPURAZIONE (Prima Pioggia)	11.000
OPERE E FORNITURE VERDE (impianto irrigazione, ecc.)	15.000
IMPIANTO SICUREZZA (Antintrusione e TVCC)	40.000
IMPIANTO FOTOVOLTAICO 20 KW	31.000
ARREDI (locali ufficio, servizi, cassa e cassaforte)	5.000
<b>SUB TOTALE COSTI OPERE E FORNITURE</b>	<b>1.643.000</b>
TERRENO (con PdC e oneri assolti)	210.000
ONERI PIANO SICUREZZA	20.000
SPESE TECNICHE (vulture, progetti, iter per varianti, DL, ecc.)	30.000
SPESE TECNICHE (allacciamenti utenze, ecc.)	20.000
VARIE ED EVENTUALI	5.000
<b>TOTALE COSTI PREVISTI</b>	<b>1.928.000</b>

Tabella 3.7: Suddivisione dei costi previsti per la “Soluzione L/CNG”.

## Funzionamento dell'Impianto a Gas Metano con rigassificazione del GNL

## STAZIONI L-GNC

- 1 - Autobotte GNL
- 2 - Serbatoio di stoccaggio GNL
- 3 - Linea di alimentazione GNL della pompa
- 4 - Pompa criogenica alta pressione
- 5 - Linea alimentazione GNL del vaporizzatore
- 6 - Vaporizzatore del GNL
- 7 - Linea GNC
- 8 - Protezione di 1° grado
- 9 - Pacco bombole
- 10 - Linea GNC
- 11 - Erogatore GNC
- 12 - Veicolo alimentato GNC

## CARATTERISTICHE PRINCIPALI

- Alimentazione da serbatoio e autobotte
- GNC prodotto da pompa e vaporizzatore
- Rifornisce veicoli GNC

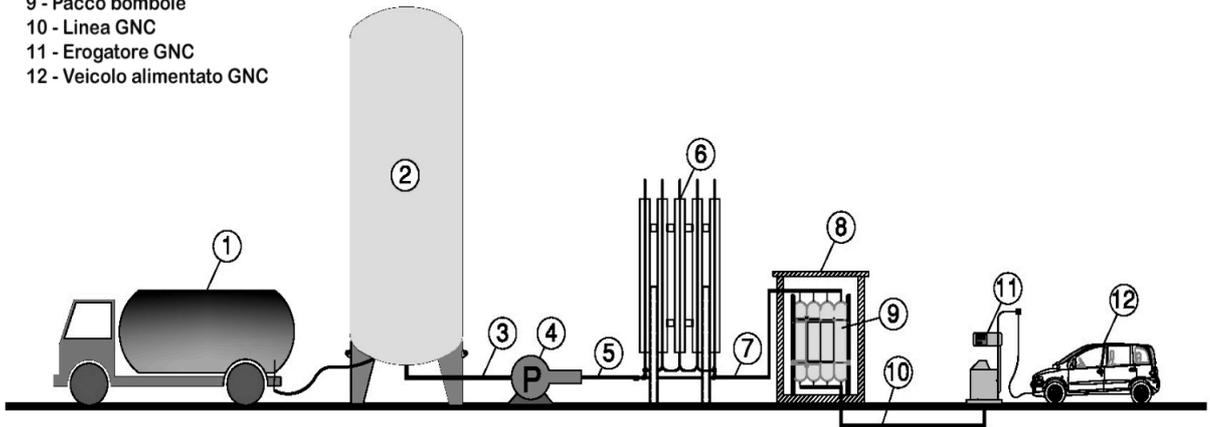


Figura 3.11: Schema d'impianto della "Soluzione L/GNC". Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Il camion che trasporta GNL arriva e si posiziona nella zona di travaso; l'autobotte attraverso una manichetta (con tecnologia, tubo e tipo di materiale diverso da quello di benzina e GPL, ma con processo uguale) scarica il metano liquido dentro il serbatoio di stoccaggio.

Il serbatoio mantiene le condizioni criogeniche necessarie a conservare il metano in fase liquida. Per questione di sicurezza la pressione massima ammissibile è di 12 bar (le valvole di sicurezza si aprono a 10 bar), anche se il GNL di solito si mantiene a pressioni che variano dai 2 ai 5 bar.

Quando avviene il travaso, il tubo con cui avviene il passaggio va sia sotto che sopra al serbatoio; questo per evitare che si crei un movimento del prodotto all'interno detto "rollover".

Con il termine "rollover" ci si riferisce al fenomeno per il quale grandi quantità di gas possono essere emesse da un serbatoio di GNL in breve tempo. È possibile che nei serbatoi di stoccaggio del GNL si formino due strati, o celle, stabilmente stratificati, generalmente come risultato di una miscelazione non adeguata di GNL fresco con un fondo di massa volumica differente.

Successivamente, a causa dell'ingresso di calore nel serbatoio, del trasferimento di calore e di

massa tra le celle e dell'evaporazione sulla superficie del liquido, le celle equilibrano la loro densità e alla fine si miscelano. In questa miscelazione spontanea il liquido nella cella inferiore è surriscaldato rispetto alla pressione della zona vapore del serbatoio, con conseguente aumento nella formazione di vapore.

Un aumento rapido e notevole aumenta in pochi istanti la pressione nel serbatoio, così da far aprire le valvole di sicurezza e a portare GNL nell'ambiente. Metano liquido nell'aria significa effetti negativi sull'apparato respiratorio dell'uomo e relativa perdita di prodotto, quindi di soldi. Quindi questo fenomeno è categoricamente da evitare gestendo bene la fase di stoccaggio.

Una volta stoccato il metano liquido nel serbatoio, il prodotto viene prelevato dal serbatoio dell'impianto da una pompa criogenica ad alta pressione.

La pompa (motore da 17-18 kW) preleva metano liquido dal serbatoio e lo comprime fino alla pressione di 250 bar; l'azionamento della pompa si avvia sempre e solo se il pacco bombole messo a valle dell'impianto va sotto una certa pressione (220 bar).

La pompa poi manda il prodotto compresso verso il vaporizzatore atmosferico il quale è costituito da una serpentina che gassifica il GNL in CNG, prendendo la temperatura esterna dell'ambiente.

I tubi di uscita dal vaporizzatore portano il metano compresso al pacco bombole: la pressione di uscita è dal vaporizzatore è di 250 bar che è lo stesso livello di pressione del pacco bombole.

Dal pacco bombole il CNG va alla colonnina di erogazione che rifornisce la macchina attraverso la pistola tradizionale usata per l'erogazione del metano. Il processo finale di erogazione è uguale a quello dell'impianto di CNG con allacciamento alla rete.

Uguale è anche il processo di azionamento della pompa criogenica, la quale riparte quando il pacco bombole ha una pressione di 220 bar (e poi una volta ri-azionata tornerà ai 250 iniziali).

Uno dei problemi del metano è che quando vado a riempire la macchina, il metano tende a scaldarsi, perché comprimendo il gas dentro la bombola ho anche un relativo aumento di temperatura del gas. Più caldo è il metano, meno quantità eroga nella macchina, e più il cliente è scontento: quindi è importante che nella parte impiantistica ci sia un modo per raffreddare il metano nella parte di erogazione.

Oltre ad avere all'uscita dalle bombole un sistema di raffreddamento del metano, (lo stesso che abbiamo nell'impianto con allacciamento alla rete), nell'impianto L/CNG si adotta un ulteriore accorgimento, cioè il riempimento delle bombole proveniente dal vaporizzatore

viene fatto da sopra e da sotto (se non accadesse così la differenza di temperatura sarebbe notevole).

### 3.2.2.4 “Soluzione GNL”

Qui sotto troviamo elencati i costi fissi da compiere nel caso si voglia realizzare un impianto che eroghi Benzina senza piombo, Gasolio, CNG e GNL:

- **Opere edili area GNL:** Opere edili di costruzione dell’impianto GNL. Sono state prese in considerazione le spese fatte per le opere edili sostenute nell’impianto di Piacenza (tutto cemento armato fatto come “mezzo di sicurezza” per il GNL).
- **Opere elettromeccaniche CNG.**
- **1 Erogatore MPD BSP/G/G.**
- **2 Erogatori Combo BSP/G/G/CNG.**
- **1 Erogatori doppi Metano/Metano.**
- **1 Erogatori doppi GNL/GNL:** Dispenser con due manichette che erogano GNL.



Figura 3.12: Scheda tecnica di un dispenser di GNL. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.

- **Serbatoio GNL.**
- **Impiantistica Impianto a Metano.**
- **Pompa Criogenica + Vaporizzatore.**
- **Pompa criogenica sommersa da GNL a GNL**



Figura 3.13: Scheda tecnica di una pompa criogenica sommersa. Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.

- **Impianto Antincendio GNL:** Inteso come il progetto e le misure di sicurezza scelte dallo studio tecnico e approvate dal Corpo dei Vigili del Fuoco per un distributore GNL. Qui le misure di sicurezza superano tutti gli altri impianti, anche se non sarebbe necessario. Per il costo imputato ci si è rifatti al distributore GNL di Piacenza.

Con la tabella sottostante (tabella 3.8), andiamo quindi a riassumere tutte le voci di costo considerate per la “Soluzione GNL”.

<b>IMPIANTO DISTRIBUZIONE CARBURANTI</b>	<b>COSTI PREVISTI Soluzione GNL</b>
<i>Opere edili area carburanti</i>	<i>470.000</i>
<i>Opere edili area GNL (tutto cemento armato)</i>	<i>400.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche CNG</i>	<i>200.000</i>
<i>Opere elettromeccaniche area carburanti</i>	<i>130.000</i>
<b>TOTALE OPERE EDILI ED ELETTROMECCANICHE</b>	<b>1.200.000</b>
<i>Pensilina</i>	<i>90.000</i>
<i>Locali Gestore</i>	<i>60.000</i>
<i>Immagine impianto</i>	<i>30.000</i>
<b>TOTALE FORNITURA PENSILINA, CHIOSCO E IMMAGINE</b>	<b>180.000</b>
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (1)</i>	<i>11.000</i>

Erogatori Combo BSP/G/G/METANO (2)	54.000
Erogatori doppi METANO/METANO (2)	0
Erogatori doppi METANO/METANO (1)	18.000
Erogatori doppi GNL/GNL (1)	100.000
Self service bifacciali (con sacchi e chiave Dallas)	34.500
Blindatura cassaforte Self Service	8.500
Gestionale di piazzale	4.500
Postazione post pagamento per isola METANO	3.500
<b>TOTALE FORNITURA ATTREZZATURE</b>	<b>234.000</b>
SERBATOI (5) (2 da 50 m <sup>3</sup> di G, 2 da 50 m <sup>3</sup> di BSP e 1 da 30 m <sup>3</sup> BSP+G)	49.000
SERBATOIO GNL (da 60 m <sup>3</sup> di GNL)	100.000
COMPRESSORI DA 90 kW (2)	0
IMPIANTISTICA IMPIANTO A METANO	120.000
POMPA CRIOGENICA+VAPORIZZATORE	110.000
POMPA CRIOGENICA SOMMERSA - DA GNL A GNL	250.000
ALLACCIO METANO	0
IMPIANTO ANTINCENDIO GNL	70.000
IMPIANTI DEPURAZIONE (Prima Pioggia)	11.000
OPERE E FORNITURE VERDE (impianto irrigazione, ecc.)	15.000
IMPIANTO SICUREZZA (Antintrusione e TVCC)	40.000
IMPIANTO FOTOVOLTAICO 20 KW	31.000
ARREDI (locali ufficio, servizi, cassa e cassaforte)	5.000
<b>SUB TOTALE COSTI OPERE E FORNITURE</b>	<b>2.415.000</b>
TERRENO (con PdC e oneri assolti)	210.000
ONERI PIANO SICUREZZA	20.000
SPESE TECNICHE (volture, progetti, iter per varianti, DL, ecc.)	30.000
SPESE TECNICHE (allacciamenti utenze, ecc.)	20.000
VARIE ED EVENTUALI	5.000
<b>TOTALE COSTI PREVISTI</b>	<b>2.700.000</b>

Tabella 3.8: Suddivisione dei costi previsti per la "Soluzione GNL".

## Funzionamento dell' Impianto GNL

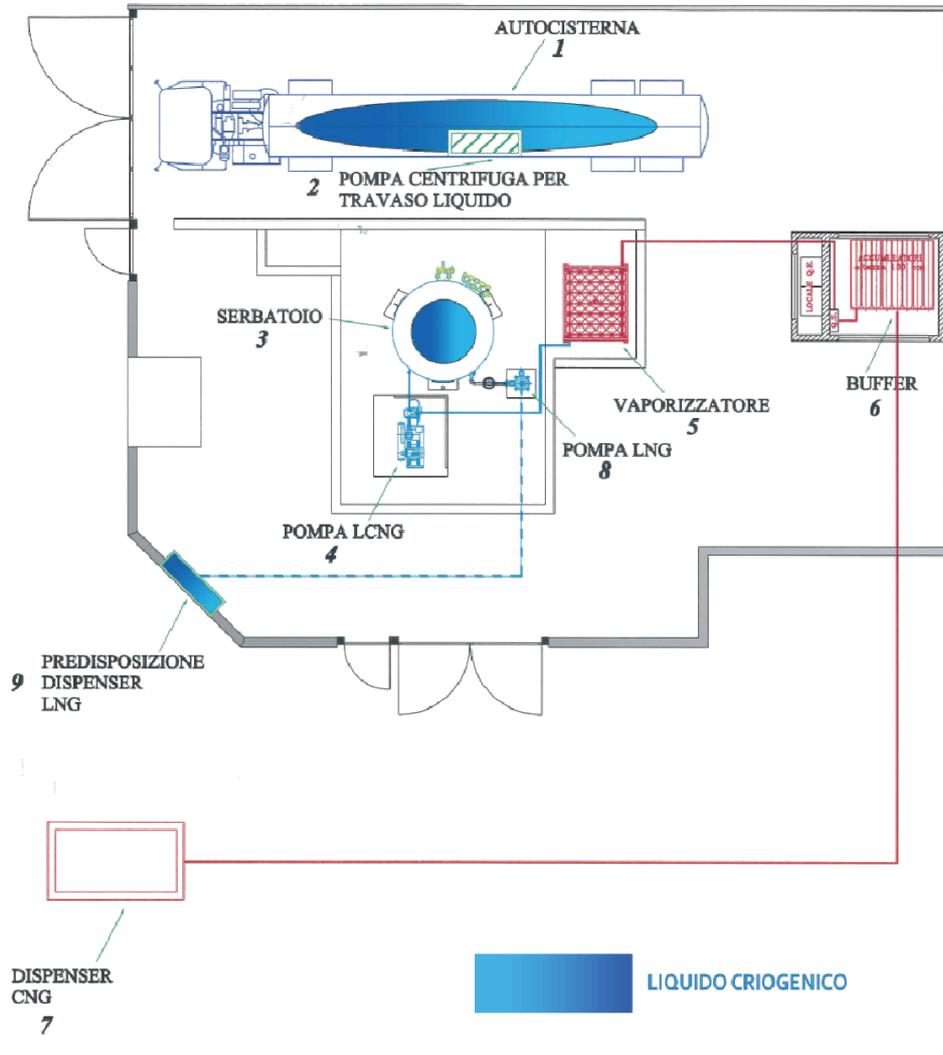


Figura 3.14: Schema d'impianto 1 della "Soluzione GNL".

Il funzionamento dell'impianto a GNL è tale uguale a quello di L/CNG con una differenza. Come si vede dalla figura sovrastante, per erogare CNG il processo è identico alla soluzione spiegata sopra, mentre per erogare GNL direttamente dal serbatoio il procedimento è diverso.

La situazione si semplifica, ma questa facilitazione non si traduce a livello di costo: il GNL, travasato nel serbatoio criogenico dalla cisterna trasportatrice di metano liquido, viene prelevato dal serbatoio stesso attraverso una pompa.

La funzione è sempre la stessa (cioè quella di comprimere il prodotto a 250 bar), ma tecnologicamente la pompa non è uguale a quella utilizzata nella soluzione L/CNG; la differenza sta che questo tipo di pompa è sommersa ed ha un criostato funzionale alle condizioni criogeniche del liquido. Inoltre, avvantaggiata dalla bassa pressione del GNL, ha

una portata che va dai 30 a 1300 litri/minuto (le altre di solito non superano i 800 litri/minuto come portata massima) e una pressione massima di aspirazione di 30 bar (gli altri tipi di solito hanno pressione di aspirazione molto maggiori).

Tutte queste caratteristiche sono pratiche per erogare GNL dal dispenser apposito, da cui arriva direttamente il metano liquido dal serbatoio tramite la pompa sommersa.

Anche qui l'erogazione del prodotto a veicoli industriali o pubblici dotati del serbatoio adeguato, non è assolutamente differente dall'erogazione di altri tipi di carburanti; la cosa che cambia è naturalmente la tecnologia che compone il dispenser, che deve mantenere, come tutto il sistema, le condizioni criogeniche.



Figura 3.15: Schema d'impianto 2 della "Soluzione GNL". Fonte: Vanzetti Engineering S.R.L.

### 3.3 Conclusioni e prospettive future del GNL nel settore Automotive in Italia

Per effettuare una conclusione valida sulla questione GNL nelle stazioni di servizio, mi sono messo nei panni di un ipotetico investitore che deve scegliere quale tipo di soluzione adottare tra quelle elencate precedentemente.

Come prima cosa quindi ho elencato vantaggi e gli svantaggi che il GNL può dare nel settore automotive in Italia, e più nello specifico nel campo delle stazioni di rifornimento.

Gli aspetti positivi del GNL, alla luce delle considerazioni effettuate sono:

- **I COSTI DI TRASPORTO DEL GNL SONO MINORI RISPETTO AI COSTI DI TRASPORTO DEI GASDOTTI SULLE LUNGHE DISTANZE:** i costi del trasporto a lunga distanza di GNL (una volta liquefatto) risultano inferiori rispetto a quelli via gasdotto, mentre il trasferimento a breve raggio di GNL è, in genere, più costoso di quello effettuato via gasdotto.
- **FACILITA' DI TRASPORTO RISPETTO AL CNG:** Visto che il GNL è in forma liquida, permette il trasporto per il commercio sul gas senza i vincoli che hanno i gasdotti (trasporto tramite navi metaniere o camion con serbatoi criogenici).
- **IMPATTO AMBIENTALE GNL MOLTO BASSO:** Il GNL emette CO<sub>2</sub> il 70% in meno rispetto ai carburanti fossili, il 30% in meno rispetto al gasolio, rispetto alla benzina il 25% in meno e rispetto al GPL il 16% in meno.

Ha una capacità di formare ossidi di azoto dell'80% rispetto a benzina gasolio e GPL. Le emissioni della combustione di GNL non producono residui carboniosi (ne benzene, ne polveri sottili).

- **I MACRO OBIETTIVI DELLA COMUNITA' EUROPEA SPINGONO PER IL GNL:** Il progetto "Blue Corridor" ne è l'emblema. Il progetto, promosso dalla Comunità Europea, prevede entro il 2020 la costituzione di una rete ben distribuita per il rifornimento di GNL su tutto il territorio europeo.

L'obiettivo è quello di ridurre l'indipendenza dalla benzina e muoversi verso forme innovative di carburanti.

- **IL COSTO DEL GNL E' MINORE RISPETTO AGLI ALTRI TIPI DI CARBURANTE:** Le società che investono in mezzi a GNL, riescono nel giro di un paio d'anni a ripagarsi il mezzo, visto che si risparmia moltissimo di carburante. Dal punto di vista della redditività rispetto al diesel, coi prezzi attuali del carburante,

abbiamo una riduzione del 40% del costo del combustibile (Studio effettuato da Iveco S.P.A.).

- GLI ALTRI CARBURANTI SOSTITUITVI ALLA BENZINA HANNO POCA POTENZIALITA': In Italia i problemi limitano lo sviluppo e l'utilizzo di GPL e CNG, appunto :
  - Per entrambe i carburanti non ci sono incentivi statali, che potrebbero aiutare tali che hanno fatto fare il boom (politica)
  - Adesso ci sono margini sempre più ridotti per chi investe in impianti a CNG e GPL.
  - Tecnologie per il GPL con nessuna potenzialità innovativa.
  - Le tecnologie per il CNG hanno margini di miglioramento nel campo dell'efficienza, soprattutto i compressori, che sono macchine complesse.
- NEL CASO DI INCIDENTI IL GNL E' MOLTO MENO PERICOLOSO RISPETTO AGLI ALTRI CARBURANTI: Il problema del GPL è che, nel caso si verifichi un incidente nella fase di travaso (dall'autobotte al serbatoio), il GPL a contatto con l'atmosfera diventa gassoso. Il peso specifico di questo carburante però è maggiore rispetto quello dell'aria, quindi il liquido riversato rimane tutto a terra. Ciò vuol dire che si trattiene un volume importante che va a coprire tutta l'area del distributore, con il rischio che se scappa una scintilla esplose tutta l'area.

Nel caso invece si spacchi la manichetta di GNL nella fase di travaso, il liquido a contatto con l'atmosfera si trasforma in metano gassoso, che ha un peso specifico minore dell'aria, e va in alto nell'atmosfera. Quindi non si crea un fattore di rischio in un'area allargata, ma anzi il rischio è circoscritto nella zona dell'incidente, dove è avvenuta la perdita.

Inoltre, la parte liquida ci mette molto tempo a vaporizzarsi e rimane lì, in una zona delimitata vicino al serbatoio.

L'unico problema che ho è che nel caso si vaporizzasse il GNL, il metano in fase gassosa mi va ad aumentare il buco nell'ozono; il livello di rischio esplosione per la stazione di servizio però è limitato.

- ENI STA INVESTENDO MOLTO PER CREARE LE MARKET CONDITIONS ADATTE A FAR SVILUPPARE IL SETTORE DEL GNL: L'impianto di Eni realizzato a Piacenza è un segnale.

Inoltre ENI ha già un piano su carta per avere 20 stazioni di rifornimento di GNL dedicate in Italia, da realizzare entro il 2017, inserendosi anche nel mondo dello stoccaggio.

Uno degli obiettivi di ENI, come detto all'inaugurazione dell'impianto di Piacenza, è arrivare entro il 2020 al 20% di switch del GNL con il gasolio (anche se è un obiettivo un po' ottimistico, più reale il 10% di switch).

Invece, gli svantaggi che bloccano lo sviluppo del settore del GNL sono:

- **NORMATIVA INSTABILE:** Serve un quadro normativo stabile che consente agli investitori di poter investire in maniera certa.

Un'altra difficoltà burocratica sta nell'aver in tempi brevi le autorizzazioni dal Corpo dei Vigili del Fuoco e dai comuni per la realizzazione di questo tipo di stazione di servizio. Il GNL viene sempre visto con sospetto e trattato con le norme di sicurezza valide per altre carburanti, ma non necessarie.

- **INCERTEZZE FISCALI DEL SETTORE:** Vanno di pari passo con la normativa.
- **IL RIFORNIMENTO DI GNL NON AVVIENE NEL TERRITORIO ITALIANO:** Attualmente il GNL non è stoccato in Italia, quindi per approvvigionarsi di metano liquido a prezzi vantaggiosi è obbligatorio andare ai rigassificatori di Barcellona o di Marsiglia.
- **LE TECNOLOGIE SONO MOLTO PIU' COMPLESSE E COSTOSE RISPETTO ALLE TECNOLOGIE UTILIZZATE PER GLI ALTRI TIPI DI CARBURANTE:** Le tecnologie criogeniche utilizzate per trattare ed erogare il GNL sono molto più complesse, e quindi molto più costose.
- **MANCANZA DI UNA RETE SVILUPPATA E DISTRIBUITA IN EUROPA DI DISTRIBUTORI CHE EROGANO GNL PER RIFORNIRE TRUCK /MACCHINE:** In Italia è presente solo quella di Piacenza. In Europa si sono 35 stazioni che erogano GNL; i paesi dove si contano più stazioni sono Gran Bretagna, Spagna e Olanda.
- **MANCANZA DI MACCHINE E TRUCK CHE VANNO A GNL:** Serve uno sforzo da parte delle case costruttrici di mezzi pesanti per mettere sul mercato mezzi che possono andare a GNL. Di questo problema se ne stanno occupando Iveco S.P.A e LC3 (società italiana specializzata nel trasporto di merci a temperatura controllata) , che hanno messo a disposizione 7 truck con serbatoio GNL.

Questi truck sono composti da: 4 bombole che contengono GNC da 70 litri e da un serbatoio criogenico da 525 litri che conserva il GNL a -120 gradi ad una pressione di

9 bar; prima di entrare in camera di combustione nei motori, il GNL viene rigassificato. Tutto ciò per ottimizzare la combustione, e avere un'autonomia molto più alta rispetto agli altri mezzi che utilizzano altri carburanti (di solito un truck che va a GNC ha un'autonomia intorno ai 750 km con un pieno – dati Iveco S.P.A.).

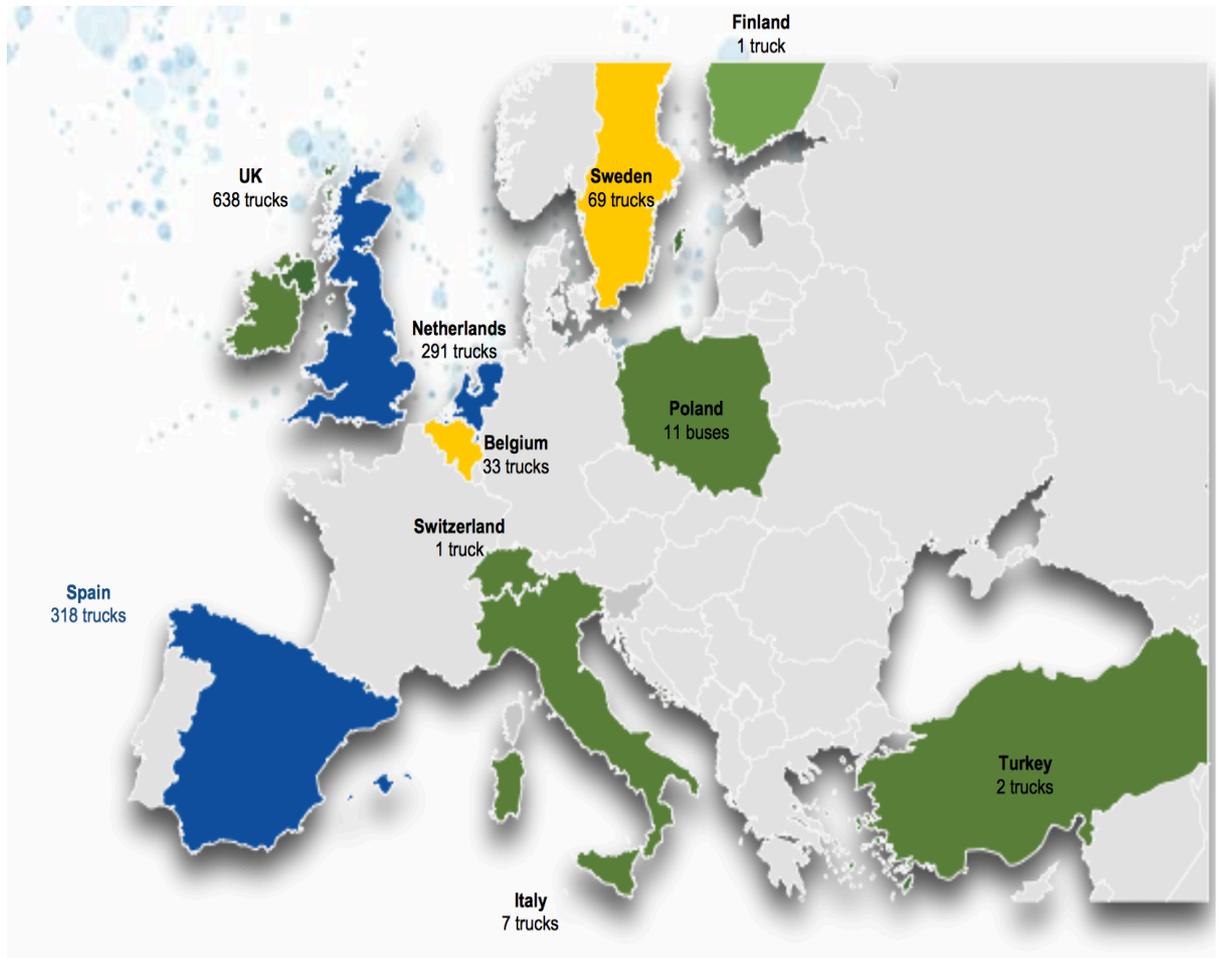


Figura 3.16: Numero di truck che vanno a GNL circolanti in Europa nel 2014. Fonte: NGV

- **DIFFIDENZA DEI CITTADINI VERSO IL GNL DA SUPERARE:** Uno dei problemi è avere la customer confidence dei cittadini verso il GNL. Tutte le protezioni che hanno adottato a Piacenza fanno impressione ai clienti che pensano “cosa mi può succedere?!” quando in realtà non c’è nulla di cui preoccuparsi.

Una volta indicati tutti i vantaggi e gli svantaggi che portano un ipotetico investitore a valutare la soluzione GNL, si può entrare più nel merito dell’analisi economica.

Come abbiamo visto precedentemente, le 4 soluzioni differiscono l’una dall’altra; questa differenza tra i vari impianti è dovuta alle tecnologie e alle opere edili/elettromeccaniche specifiche che servono per il trattamento e l’erogazione del carburante scelto.

La classificazione di tutti costi mi ha permesso di stabilire con una certa sicurezza che:

- Per un impianto che eroga BSP, G e GPL, sono necessari circa 1.538.000 euro.
- Per un impianto allacciato a un metanodotto della rete nazionale e che eroga BSP,G e Metano, sono necessari circa 1.950.000 euro.
- Per un impianto che rigassifica il GNL in CNG e che eroga BSP, G e Metano, sono necessari circa 1.938.000 euro.
- Per un impianto che eroga BSP, G, Metano e GNL, sono necessari circa 2.700.000 euro.

Da questi costi totali, andiamo ad analizzare quelle voci di costo fisse che sono diverse da una soluzione all'altra (tabella 3.9).

Confronto tra carburanti	GPL	CNG	L/CNG	GNL
Opere edili specifiche	-	-	-	400.000
Opere elettromeccaniche specifiche	80.000	200.000	200.000	200.000
<b>TOTALE OPERE</b>	<b>80.000</b>	<b>200.000</b>	<b>200.000</b>	<b>600.000</b>
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (3)</i>	33.000	-	-	-
<i>Erogatori Combo BSP/G/G/GPL (2)</i>	50.000	-	-	-
<i>Erogatori MPD BSP/G/G (1)</i>	-	11.000	11.000	11.000
<i>Erogatori Combo BSP/G/G/METANO (2)</i>	-	54.000	54.000	54.000
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (2)</i>	-	36.000	36.000	-
<i>Erogatori doppi METANO/METANO (1)</i>	-	-	-	18.000
<i>Erogatori doppi GNL/GNL (1)</i>	-	-	-	100.000
SERBATOIO GPL (1) (da 30 m <sup>3</sup> di GPL)	20.000	-	-	-
IMPIANTISTICA IMPIANTO GPL	50.000	-	-	-
SERBATOIO GNL (1) (da 60 m <sup>3</sup> di GNL)	-	-	100.000	100.000
COMPRESSORI DA 90 kW (2)	-	160.000	-	-
IMPIANTISTICA IMPIANTO A METANO	-	120.000	120.000	120.000
POMPA CRIOGENICA +VAPORIZZATORE	-	-	110.000	110.000
POMPA CRIOGENICA SOMMERSA - DA GNL A GNL	-	-	-	250.000
ALLACCIO METANO	-	87.000	-	-
IMPIANTO ANTINCENDIO	15.000	15.000	30.000	70.000
<b>TOTALE IMPIANTO</b>	<b>168.000</b>	<b>483.000</b>	<b>461.000</b>	<b>833.000</b>
<b>TOTALE COSTI PREVISTI</b>	<b>248.000</b>	<b>683.000</b>	<b>661.000</b>	<b>1.433.000</b>

Tabella 3.9. Confronto costi fissi specifici per le diverse soluzioni analizzate.

Da questa tabella (tabella 3.9) è immediato stabilire che:

- Il costo totale previsto dell'impianto che eroga GPL è notevolmente inferiore rispetto a quello degli altri impianti.
- Il costo totale previsto dell'impianto con soluzione CNG è molto simile a quello per la soluzione L/CNG; addirittura quest'ultima soluzione a conti fatti riesce a far spendere all'investitore qualche migliaio di euro in meno.
- Il costo totale previsto per la soluzione GNL è esagerato, fuori mercato.

C'è da dire, come hanno sottolineato i partner che hanno realizzato l'impianto di Piacenza insieme ad Eni S.P.A., che le spese fatte per le opere edili specifiche e per l'impianto antincendio sono state eccessive. Nell'impianto realizzato ad Anversa, molto simile a quello di Piacenza, le opere edili/civili e di sicurezza (impianto antincendio) sono costate circa il 40% meno rispetto all'impianto realizzato sul suolo italiano (informazione di Vanzetti Engineering S.R.L., che ha costruito entrambe le stazioni di servizio).

E' opportuno sottolineare che l'analisi economica effettuata non da tutte le informazioni necessarie a capire se è conveniente oppure no adottare una soluzione al posto di un'altra.

Per completezza, bisognerebbe considerare altri fattori che incidono notevolmente sull'investimento totale da sostenere. Definendo in maniera chiara alcune voci di costo non considerate nell'analisi, si potrebbe calcolare più precisamente il Break Even Point, e quindi concludere se l'investimento può portare profitto oppure no.

Purtroppo, ai fini della ricerca, non sono riuscito a determinare queste specifiche voci di costo; la motivazione principale è che alcune spese/ricavi variano in base al territorio in cui va a stabilirsi l'impianto, e quindi impossibili da identificare in maniera precisa.

Le voci di costo /ricavo non considerate sono:

- **COSTO DEL TRASPORTO DEL GPL:** Il costo del trasporto di GPL attualmente è di circa 15 euro/m<sup>3</sup> (informazione presa da Energy Group S.P.A.), in cui è incluso il prezzo d'acquisto del carburante, che si aggira intorno ai 0,30-0,35 euro/litro.
- **COSTO D' ALLACCIAMENTO ALLA RETE DI SNAM RETE GAS:** Varia in base alla distanza tra il punto d'allaccio e la stazione di servizio; il costo è all'incirca 1000 euro/metro se la richiesta d'allaccio viene presentata a Snam Rete Gas (informazione presa da Energy Group S.P.A.). Se l'allacciamento viene richiesto ad una municipalizzata il costo d'allaccio si può anche dimezzare.

- **COSTO D'ACQUISTO DEL CNG DALLA RETE:** Il costo d'acquisto dalla rete del gas metano attualmente si aggira intorno ai 0,39 euro/m<sup>3</sup> che sono circa 0,24 euro/litro (informazioni prese dalla REF-E S.R.L.).
- **COSTO DEL TRASPORTO DEL GNL:** Il costo del trasporto di GNL attualmente è circa di 1,4 euro/km (informazione presa da Energy Group S.P.A.), in cui è incluso il prezzo d'acquisto dal terminale che è intorno ai 0,27 euro/litro (informazioni prese dalla REF-E S.R.L.).

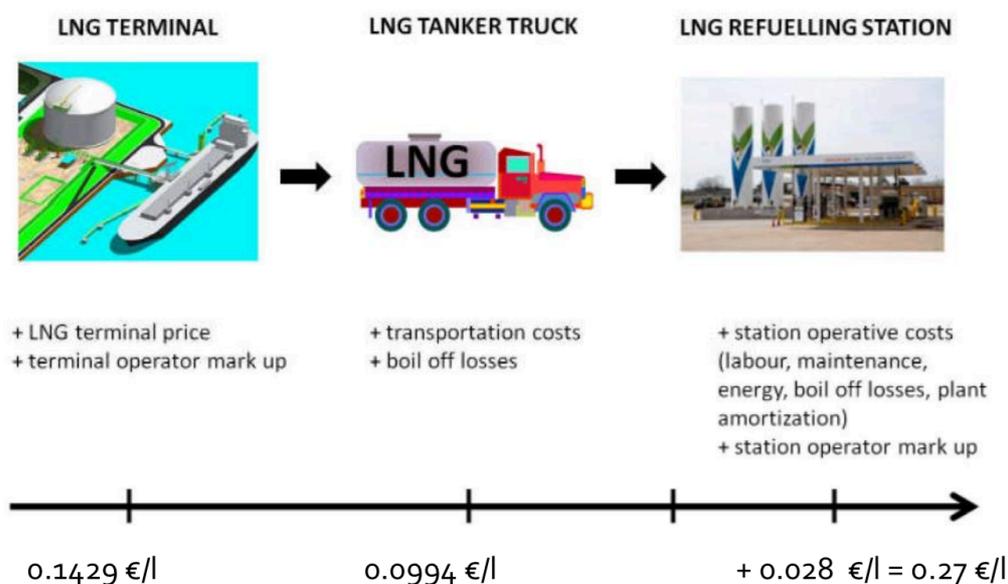


Figura 3.17: Divisione del prezzo d'acquisto di GNL direttamente dal terminale. Fonte: REF-E

- **COSTO FORZA MOTRICE COMPRESSORE PER AUMENTARE LA PRESSIONE DEL GAS PRESO DALLA RETE:** Il costo di energia elettrica di compressione del gas metano fatto da un compressore di 90 kW, si aggira intorno ai 0,046 euro/m<sup>3</sup> (informazione presa da Energy Group S.P.A.).
- **COSTI DI GESTIONE ANNUALE:** Costi variabili che si riferiscono alla manutenzione ordinaria e straordinaria, imposte varie e tasse pubblicitarie, promozioni e pubblicità, spese bancarie, assicurazioni, cancelleria e materiale di consumo, vestiario e formazione addetti, spese di consulenza, costi di vigilanza, imprevisti,...
- **COSTO DEL PERSONALE:** Sul costo del personale annuo, si sono fatte due ipotesi. La prima dove i lavoratori sono somministrati in forza, cioè con contratto a tempo determinato (tabella 3.10).

	Ore mensili	Costo orario	Stima costo mese	Stima costo annuo	Incentivi e straordinari	Totale Annuo
Capopiazzale	180	18,84	<b>3.391,20</b>	<b>40.694,40</b>	<b>5.000,00</b>	<b>45.694,40</b>
Addetto part time	120	16,20	1.944,00	23.328,00	2.500,00	25.828,00
Addetto part time	120	16,20	1.944,00	23.328,00	2.500,00	25.828,00
Costo tot addetti			<b>3.888,00</b>	<b>46.656,00</b>	<b>5.000,00</b>	<b>51.656,00</b>
		<b>totale azienda</b>	<b>7.279,20</b>	<b>87.350,40</b>	<b>10.000,00</b>	<b>97.350,40</b>

Tabella 3.10: Costo del personale annuo con ipotesi di contratto dei lavoratori a tempo determinato

La seconda ipotesi invece è con lavoratori assunti direttamente, quindi con contratti a tempo indeterminato (tabella 3.11).

	Ore mensili	Costo orario	Ral annua	Stima costo annuo	Incentivi e straordinari	Totale Annuo
Capopiazzale	180	17,77	<b>24.628,00</b>	<b>35.828,00</b>	<b>5.000,00</b>	<b>40.828,00</b>
Addetto part time	120	15,27	14.152,00	20.352,00	2.500,00	22.852,00
Addetto part time	120	15,27	14.152,00	20.352,00	2.500,00	22.852,00
Costo tot addetti			<b>28.304,00</b>	<b>40.704,00</b>	<b>5.000,00</b>	<b>45.704,00</b>
		<b>totale azienda</b>	<b>52.932,00</b>	<b>76.532,00</b>	<b>10.000,00</b>	<b>86.532,00</b>

Tabella 3.11: Costo del personale annuo con ipotesi di contratto dei lavoratori a tempo indeterminato.

Le due ipotesi sono state fatte perché di solito i dipendenti hanno contratto a tempo determinato per l'intero primo anno e poi scatta l'assunzione diretta dal secondo.

- **LA DOMANDA DI CARBURANTE:** È importante definire la domanda del carburante che si eroga ogni anno, previsioni e consuntivo. Le domande a cui un ipotetico investitore dovrebbe rispondere con una certa sicurezza sono: “Quante macchine a GPL/CNG/GNL circolano in zona?”, “Quante altre stazioni di servizio in zona erogano GPL/CNG/GNL?”.
- **PRESENZA DI CONTRIBUTI REGIONALI:** Da verificare se gli enti regionali danno dei contributi a chi realizza questi tipi di stazioni. In qualche regione chi ha realizzato stazioni a Metano ha ricevuto dei contributi. Nessun incentivo invece per chi ha

costruito stazioni che erogano GPL. Per quanto riguarda il GNL, ancora nessun movimento in tal senso.

Riassumendo: secondo le considerazioni fatte precedentemente (aspetti positivi/negativi e analisi economica), secondo la stima personale delle voci di costo/ricavo non considerate nell'analisi e secondo il parere degli esperti delle varie aziende intervistate, si può concludere che attualmente:

- Investire in un impianto che eroga BSP, G e GPL è economicamente conveniente.
- Investire in un impianto allacciato ad un metanodotto della rete nazionale e erogante BSP, G e CNG è economicamente conveniente quando il costo d'allaccio alla rete richiesto da SNAM (o nel caso remoto da una municipalizzata) e il costo dell'elettricità dei compressori non incidono in maniera gravosa sull'investimento da fare.
- Investire in un impianto che rigassifica il GNL in CNG e che eroga BSP, G e CNG non è attrattivo il livello economico. Questa soluzione si adotta solo quando il costo d'allaccio alla rete è troppo alto, oppure quando c'è impossibilità di reperire CNG nella zona dove risiede l'impianto. C'è da dire che negli ultimi anni chi sceglie di investire in questa soluzione, lo fa per essere pronto quando si aprirà il mercato del GNL, e quindi in previsione di avere meno costi di riconversione dell'impianto stesso.
- Investire in un impianto che eroga BSP, G, CNG e GNL non è economicamente conveniente, ma è possibile che lo diventi in futuro. Si può presumere che i fattori che apriranno la strada a questa soluzione saranno:
  - La creazione di una domanda tale che riesca a supportare l'intero mercato del GNL (inteso sia come realizzazione di stazioni di servizio eroganti GNL, sia come veicoli circolanti con serbatoi criogenici).
  - La presenza di un numero considerevole di rigassificatori sul suolo italiano.
  - La diminuzione dei costi delle tecnologie criogeniche.
  - La presenza di incentivi.
  - Il sostegno della normativa italiana, che deve essere più stabile e concreto: stabile nel senso che non devono venir fuori ogni anno nuovi Decreti Ministeriali sulla progettazione, realizzazione, distribuzione, sicurezza degli impianti di distribuzione carburanti, come capita da dieci anni a questa parte; concreto perché la pericolosità del GNL deve essere valutata dal Corpo dei

Vigili del Fuoco in maniera legittima e non in maniera eccessiva, come sta accadendo attualmente.

- Il sostegno dell'opinione pubblica: anche i cittadini devono capire che questo tipo di carburante non è nocivo come si crede, ma che anzi, ha sicuramente meno impatto ambientale e una minore pericolosità rispetto agli altri tipi di carburante.

## Capitolo 4

### Conclusioni

Questo capitolo è stato realizzato per riassumere tutte le conclusioni fatte, così da dare un epilogo definitivo a tutto l'elaborato.

Alla luce del lavoro realizzato nei capitoli precedenti possiamo stabilire che, in Italia:

- Nella fase di Upstream, per quanto riguarda la produzione, Eni continuerà ad avere il suo monopolio estraendo gas in paesi stranieri.

L'estrazione dello shale gas rimarrà vietata, e quindi non si avrà beneficio dalle risorse non convenzionali (a differenza di ciò che sta accadendo negli Stati Uniti).

Nell'importazione invece, quando saranno realizzati i rigassificatori in progetto, potremo assistere a dei cambiamenti: aumenteranno le importazioni tramite GNL, a discapito di quelle derivanti da metanodotti esteri. Ciò aiuterà l'Italia ad aumentare la sicurezza del suo approvvigionamento della risorsa, rendendosi meno dipendente dai paesi fornitori tradizionali.

- Nel Midstream, dalle informazioni raccolte dal “Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2014-2023” di Snam Rete Gas, s'intuisce che ci saranno dei ripotenziamenti della rete e delle installazioni future di nuovi siti di stoccaggio, andando a rafforzare quella che è già una buona struttura di rete.

Fondamentale però sarà la realizzazione dei nuovi terminali di GNL, che stravolgeranno il settore del trasporto del gas.

- Nella fase di Downstream, continuerà il processo di rinnovamento portato dalla liberalizzazione del mercato avvenuta nel 2000.

Grazie all'introduzione del PSV il gas potrà essere comprato dai grossisti a prezzi “spot”, e non più con contratti “take or pay”, con relativo abbassamento del prezzo del gas.

La fase di vendita invece prevede l'entrata di nuovi player del settore, che potranno, oltre che a fare contratti di fornitura ai clienti finali, offrire i propri servizi in termini di efficienza energetica e di risparmio dei consumi; l'obiettivo è di far risparmiare ai clienti i soldi spesi nella bolletta.

- Lo sfruttamento dello shale gas verrà, anche negli anni a venire, osteggiato dalla normativa italiana e dall'opinione pubblica.
- Il Punto di Scambio Virtuale non darà quel qualcosa in più al settore gas italiano fino a che resterà un mercato non centralizzato, cioè fino a che gli scambi di gas che avvengono tra i singoli operatori ed i relativi prezzi (formati bilateralmente) rimarranno riservati. Per risolvere il problema bisognerebbe introdurre una "Clearing House" come nel NBP inglese (APX-ENDEX).
- La micro-cogenerazione effettuata con motori a celle combustibili, utilizzando come fuel il gas naturale prelevato dalla rete nazionale, non raggiungerà lo stesso successo avvenuto con i progetti realizzati in Giappone fino a che non si ridurranno i costi delle tecnologie o fino a che non verranno inseriti degli incentivi specifici.
- Lo Smart Metering nel sistema gas avrà un risvolto positivo sul settore, spinto dalla normativa favorevole e dall'esperienza fatta con le Smart Grids. Si prevedono circa una ventina di contatori intelligenti da installare entro il 2018. Tuttavia l'opportunità sarà positiva solo se un singolo operatore sosterrà investimenti importanti, che è in questo caso Telecom Italia S.P.A. (ripetendo un po' ciò che avvenuto anni addietro per ENEL S.P.A. con l'installazione di contatori intelligenti per l'energia elettrica). Solo dopo lo sforzo di Telecom, allora il mercato sarà attrattivo anche per nuovi player che forniscono servizi correlati (come le ESCo).
- Lo sviluppo del GNL sembra l'opportunità più facilmente percorribile: gli investimenti di Eni S.P.A. e di altre società ( Iveco S.P.A e LC3 S.R.L. su tutte), la spinta della normativa europea e i progetti dei rigassificatori in costruzione fanno ben sperare nella realizzazione di una rete adeguata (terminali, stazioni di rifornimento carburante e parco automezzi circolante) nel breve-medio periodo.
- Le stazioni di servizio eroganti sia CNG che GNL (compresi anche gli altri carburanti tradizionali), dotate di impianto adeguato, non sono ancora economicamente convenienti rispetto a quelle che erogano solo CNG o GPL.

C'è da dire però che in futuro, quando si creerà una domanda tale che riesca a supportare l'intero mercato e quando i costi delle tecnologie criogeniche si ridimensioneranno, per un ipotetico investitore questo business potrebbe diventare veramente interessante



## Bibliografia

- [1] ACER (2013), *ACER/CEER 2<sup>nd</sup> Annual Report on monitoring the electricity and natural gas markets*
- [2] ACCORSI A., CALABRINI S., CAVALLARO D. (2014), *Smart Metering Multiservizio*
- [3] ADRIATIC LNG (2007), *Il gas naturale liquefatto (GNL)*
- [4] ALTMANN MATTHIAS, BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK LUDWIG, RÖNNHOLM ANTON, CENTRE FOR EUROPEAN POLICY STUDIES CEPS (2010), *EU Energy market in gas and electricity-state of play and implementation*
- [5] ARTHUR D.LITTLE (2009), *La distribuzione del gas in Italia: dal nuovo quadro normativo al 3° periodo regolatorio, scenari di mercato e road map strategica*
- [6] ASSOLOMBARDIA (2012), *Paper sulla liberalizzazione del mercato del gas*
- [7] ASSOMINERARIA (2012), *Petrolio e gas in Italia: un'opportunità per la crescita*
- [8] ATTANASI EMIL D., FREEMAN PHILIP A. (2003), *Role of stranded gas in increasing global gas supplies*
- [9] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (2014), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 31 marzo 2014*
- [10] BANCA MONTE DEI PASCHI DI SIENA (2014), *Il Gas naturale: La prima "energia pulita" nel Mondo e una grande risorsa per lo sviluppo dell'Italia del futuro.*
- [11] BARILLARO G., DE BONIS R., VINCIARELLI E. (2013), *Dallo Smart metering allo Smart urban infrastructure*
- [12] BARONE GUIDO (2012), *Estrazione di gas mediante fratturazione idraulica delle rocce scistose: prospettive di sviluppo e pericoli ambientali*
- [13] BERNARDINI ALDO (2010), *Metano liquido: dall'ottenimento delle autorizzazioni all'approvvigionamento del prodotto*
- [14] BP (2014), *Statistical Review of World Energy 2014*
- [15] BRAMBILLA MATTEO (2013), *Simulazione di impianti di micro-cogenerazione residenziale basati su Fuel Cell ad ossidi solidi e pompe di calore*
- [16] BRUNI ELENA (2011), *Il mercato del gas naturale: aspetti connessi al regime fiscale ed alla normativa regolatoria*
- [17] BRKIC DASLAV (2010), *Prospettive nei mercati di riferimento*
- [18] CARDINALI LAURA, MAZZANTI GIULIA (2012), *Liquefatto e non convenzionale: come cambia il mercato europeo del gas naturale*
- [19] CASSA DEPOSITI E PRESTITI (2013), *Gas naturale, il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo*
- [20] CERAMICS FUEL CELLS LIMITED (2011), *Challenges in Commercialising an Ultra- efficient SOFC Residential Generator*
- [21] CHIARELLI MASSIMO, *Trivellazione orizzontale e fracking idraulico: la rivoluzione dello shale gas & oil*

- [22] CONSIGLIO DEI MINISTRI (2013), *Strategia energetica nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*
- [23] COMMISSIONE EUROPEA (2010), *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure Energy*
- [24] DE LA CRUZ OSPINO MARIA ALEJANDRA (2013), *Evaluation and Optimization of long term transport and storage capacity contract in European natural gas market*
- [25] ENEL (2010), *Smart Grids: le reti intelligenti che guidano il futuro*
- [26] ENERGY & STRATEGY GROUP (2014), *Energy sources and uses*
- [27] ENERGY & STRATEGY GROUP (2014), *Oil & Gas*
- [28] ENI, *ENIsuola, estrazione e trasporto*
- [29] ENI, *Impianti di trattamento del gas naturale*, ENI corporate university
- [30] ENI (2014), *World Oil&Gas review 2014*
- [31] FERLA STEFANO (2012), *Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale*, Maggioli Editori
- [32] GAVINA MAURO (2012), *Analisi strategica della filiera del gas naturale in Italia*
- [33] GESTORE MERCATI ENERGETICI (2013), *Disciplina del mercato del gas naturale*
- [34] GESTORE MERCATI ENERGETICI (2013), *Il mercato del gas: italiano, europeo o globale?*
- [35] GESTORE SERVIZI ENERGETICI (2013), *La bolletta del gas e lo stoccaggio virtuale del gas naturale*
- [36] GRIMALDI FRANCESCO, FANCHINI FILIPPO (2010), *La borsa del gas: modelli europei per l'Italia*
- [37] GROUP OF ENERGY CONVERSION SYSTEMS (2014), *Celle a combustibile (Fuel Cell): principi di funzionamento e applicazioni*
- [38] IL SOLE 24 ORE (2011), *Guida al mercato dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative*
- [39] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2012), *Golden rules for a golden age of gas*
- [40] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(1993), *International oil and gas exploration and development*
- [41] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2013), *World energy outlook 2013*
- [42] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2014), *Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas*
- [43] ISTITUTO DELLA ENCICLOPEDIA ITALIANA, ENI (2005), *Enciclopedia degli idrocarburi*
- [44] LANZINI A., SANTARELLI M., ORSELLO G. (2010), *Residential Solid Oxide Fuel Cell Generator Fuelled by Ethanol: Cell, Stack and System Modelling with a Preliminary Experiment*
- [45] LOMBARDI ANTONELLA (2012), *La filiera del gas naturale*
- [46] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2013), *Bilancio Energetico Nazionale 2013*
- [47] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2014), *Rapporto annuale 2014*
- [48] MIT (2009), *The Future Of Natural Gas*

- [49] MOTT MACDONALD (2010), *Supplying the EU Natural Gas Market*
- [50] NAVA ROBERTO, RIVOLTA TIZIANO, TANTERI MATTEO (2012), *La filiera italiana dell'oil&gas e la sfida sud-coreana*
- [51] NGV ITALY (2014), *Ruolo del GNL nel Trasporto Globale*
- [52] NOMISMA ENERGIA S.R.L. (2012), *Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto*
- [53] PIZZOLATO MICHELE (2011), *La regolazione del nuovo sistema di bilanciamento di mercato. Flussi fisici e flussi economici-punti aperti*
- [54] POWER REPLY (2012), *Soluzioni "Smart Metering" per il mercato Energy & Utilities*
- [55] PREZIOSO PIERA (2013), *Analisi dell'evoluzione della filiera e dei modelli di business nel settore del gas naturale in Italia a valle del processo di liberalizzazione del mercato.*
- [56] QUOTIDIANO ENERGIA (2014)
- [57] REGIONE EMILIA-ROMAGNA (2014), *Piano energetico regionale*
- [58] REF-E (2014), *Il GNL nei trasporti: nuove opportunità per il mercato gas*
- [59] ROTIGLIANO GIACOMO (2011), *The Italian gas smart metering obligation: a strategic analysis of implications and opportunities*
- [60] SNAM RETE GAS (2013), *Sistema per scambio/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale*
- [61] SNAM RETE GAS (2014), *Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2014-2023*
- [62] SNAM RETE GAS, *Tecnologie Trenchless*
- [63] SSC FILIERA "GNL" (2006), *GNL: domanda, costi e criticità Indagine preliminare*
- [64] TERLIZZESE FRANCO (2010), *Prospettive dell'Oil&Gas in Italia*
- [65] TRECCANI (2003), *Enciclopedia degli idrocarburi*
- [66] UNIONE PETROLIFERA (2014), *Data book 2014*
- [67] ZURLETTI VITTORIO (2010), *Stazioni di rifornimento da metano liquido: Tecnologia, Logistica, Normativa*



## Sitografia

- [1] energia.regione.emilia-romagna.it
- [2] matteocazzulani.wordpress.com
- [3] temi.repubblica.it/limes
- [4] it.wikipedia.org
- [5] www.aaeg.it
- [6] [www.bernardininet.com](http://www.bernardininet.com)
- [7] www.cdp.it
- [8] www.cpl.it
- [9] [www.chiarellimassimo.it/](http://www.chiarellimassimo.it/)
- [10] [www.chietinuova3febbraio.it](http://www.chietinuova3febbraio.it)
- [11] www.corriere.it
- [12] [www.energymanagernews.it](http://www.energymanagernews.it)
- [13] [www.eni.com/it\\_IT/home.html](http://www.eni.com/it_IT/home.html)
- [14] www.europarl.europa.eu
- [15] www.firstonline.info
- [16] www.forexinfo.it
- [17] www.greenstyle.it
- [18] www.hamitalia.it
- [19] www.iea.org/
- [20] [www.ilfattoquotidiano.it](http://www.ilfattoquotidiano.it)
- [21] www.ilsole24ore.com
- [22] [www.mercatoelettrico.org/it](http://www.mercatoelettrico.org/it)
- [23] www.mise.gov.it
- [24] www.ngvitaly.com
- [25] www.naturalgas.org
- [26] [www.pipenet.it](http://www.pipenet.it)
- [27] [www.quotidianoenergia.it](http://www.quotidianoenergia.it)
- [28] www.repubblica.it
- [29] www.sgif.com
- [30] www.sviluppoeconomico.gov.it/
- [31] www.treccani.it
- [32] [www.vanzettiengineering.com](http://www.vanzettiengineering.com)