



QUALI COMBUSTIBILI PER IL FUTURO? IL PRIMO: GNL (LNG)

La liquefazione del gas naturale (GNL) a -162°C , che ne consente il trasporto da zone remote via mare a pressione atmosferica, apre nuove prospettive al suo utilizzo. Gli stadi principali della linea di produzione del GNL sono la liquefazione vicino ai pozzi di estrazione e la rigassificazione presso le località di utilizzo. La sicurezza è garantita dall'impiego di serbatoi sicuri, che resistono e mantengono il freddo, dalla presenza di un secondo serbatoio esterno capace di contenere possibili fughe, da ridondanti sistemi di allarme di fughe di gas e di incendi e dal mantenimento di distanze di sicurezza dei serbatoi e delle navi trasportatrici.

L'industria petrolifera da anni lavora alla ricerca di combustibili alternativi al petrolio convenzionale: il primo di questi è il LNG (liquefied natural gas) o GNL (gas naturale liquefatto), costituito essenzialmente da metano con piccole quantità di paraffine leggere. Il raggiungimento di -162°C permette di liquefare il gas, ridurne il volume di 600 volte e di trasportarlo, come il petrolio, facilmente con navi speciali a pressione atmosferica, da località remote alternative a quelle alle quali si è connessi con gasdotti o di immagazzinarlo nei periodi di scarsa utenza [1-3].

È utile ricordare che il primo a lavorare sul metano liquido è stato Michael Faraday nel 1800, il primo brevetto sulla sua produzione e trasporto risale al 1914, il primo impianto di conservazione del gas naturale per liquefazione è stato realizzato nel 1917 in West Virginia (USA), il primo impianto di liquefazione commerciale, costruito solo

per conservare il metano nei periodi in cui era bassa la sua richiesta per gassificarlo *in situ* successivamente, è stato realizzato a Cleveland (USA) nel 1941, il primo trasporto di GNL con nave (la Methane Pioneer) è avvenuto nel 1959 dagli Stati Uniti in Inghilterra, il primo impianto commerciale di liquefazione per l'esportazione come liquido è stato costruito dalla Shell ad Arzew in Algeria nel 1964, il primo impianto in Italia di ricezione di GNL o meglio di rigassificazione è stato realizzato nel 1967 a Panigaglia (La Spezia) e il secondo in Italia ed primo al mondo offshore appoggiato sul fondale è stato inaugurato solo alcuni mesi fa a Rovigo.

Le riserve di gas naturale sono equivalenti a quelle di petrolio convenzionale e fino al 2020 è previsto un aumento del 3% annuo di queste riserve, inoltre ci sono enormi riserve di idrati di metano e di gas associato alle miniere di carbone ed è possibile ottenerlo per

fermentazione anaerobica di biomasse. Quindi, avere una via alternativa di trasporto ai gasdotti, apre realmente nuove prospettive per il suo uso ed è appropriato definire il GNL un nuovo combustibile. Inoltre il gas naturale è, fra i combustibili fossili, quello meno inquinante; infatti

produce meno incombusti e meno gas serra ed ha una maggiore efficienza energetica. Inoltre, ha già molteplici applicazioni: combustibile per la produzione di energia elettrica e per il riscaldamento domestico, carburante per autotrazione e per navi, fonte di materie prime per la chimica e di carburanti di sintesi simili a quelli derivati dal petrolio attraverso processi GTL (gas to liquid).

L'Europa, dopo l'inizio del declino del gas del mare del Nord, aveva bisogno di importare altro gas naturale oltre quello che arrivava con gasdotti da Algeria e Russia e quindi già da alcuni anni ha iniziato ad utilizzare il GNL, di cui si prevede un forte incremento dell'utilizzo nei prossimi anni. In Corea, in Giappone ed a Taiwan da anni si usa quasi esclusivamente il GNL, mentre nel nord America, dove si sfrutta in gran parte il gas naturale locale, c'è per adesso un modesto impiego di GNL, ma, come in Europa, se ne sta programmando un maggiore utilizzo con provenienza da altri Paesi.

Tutta la catena di produzione di GNL oramai è una tecnologia ben consolidata ed i costi sono stati fortemente ridotti in circa sessant'anni di utilizzo; tuttavia c'è un problema al suo sviluppo: la presenza di una forte opposizione delle popolazioni, preoccupate per la sicurezza della sua gestione e per la conseguenza di atti terroristici e di eventi sismici o meteorologici eccezionali.

Cosa è il GNL?

Il GNL è essenzialmente metano liquido (85-99%) con piccole quantità di etano, propano, butano ed azoto, ottenuto a partire dal gas naturale attraverso le seguenti fasi [4-8]:

- 1) estrazione del gas naturale dal pozzo e suo trasporto ad un sito vicino di liquefazione (in genere lo stesso sito);
- 2) depurazione del gas naturale, sua liquefazione, ottenimento di GNL e dei coprodotti (GPL e condensato), loro temporaneo immagazzinamento in cisterne ed carico sulle navi;
- 3) trasporto con navi speciali;
- 4) scarico dalle navi, immagazzinamento nel posto di arrivo, sempre come liquido, e rigassificazione o in minor misura trasporto con camion refrigerati;
- 5) distribuzione attraverso la rete di gasdotti.

I costi del GNL sono dovuti per il 15-20% alle attività che vanno dal pozzo di estrazione all'impianto di liquefazione, per il 30-45% per tutte le attività legate allo stadio di liquefazione, per il 15-30% per il

trasporto e per il 15-25% per la rigassificazione. Quindi è la fase di liquefazione quella più costosa e complessa, infatti è uno dei processi chimici più energia intensivi. In Fig. 1 è schematizzata tutta la catena di produzione del GNL ed in Fig. 2 sono riportati i diversi stadi del processo di liquefazione. Il gas naturale è costituito da 75-99% di CH_4 , da altre paraffine leggere, da idrocarburi $>\text{C}_5$, da altri gas (H_2S , mercaptani, CO_2 , N_2 , He) e da tracce di contaminanti, come Hg e composti dell'arsenico (trimetilarsina). Prima di liquefare il gas naturale è necessario purificarlo, per eliminare le sostanze che potrebbero solidificare nei tubi e nei serbatoi o infragilire i metalli utilizzati per resistere alle basse temperature. Viene dapprima ridotto l'ossigeno (che altererebbe i successivi solventi basici), nel caso che fosse presente, bruciandolo in presenza di un catalizzatore con una parte del metano, portandolo a 100 ppm; poi si riducono i gas acidi per

assorbimento con basi organiche, portando la CO_2 a 50 ppm e H_2S a 5 ppm e si riduce la H_2O a 1 ppm per adsorbimento su zeoliti. Successivamente viene fortemente ridotto il mercurio che potrebbe infragilire l'alluminio presente negli scambiatori, portandolo a 10 ng/m³, adsorbendolo su carbone attivo e poi si eliminano le arsine, nel caso che fossero presenti, sempre per adsorbimento. Per raffreddamento vengono separati tutti gli idrocarburi $>\text{C}_5$ (il condensato), che potrebbero formare solidi nelle linee fredde a valle, poi a seconda del processo vengono

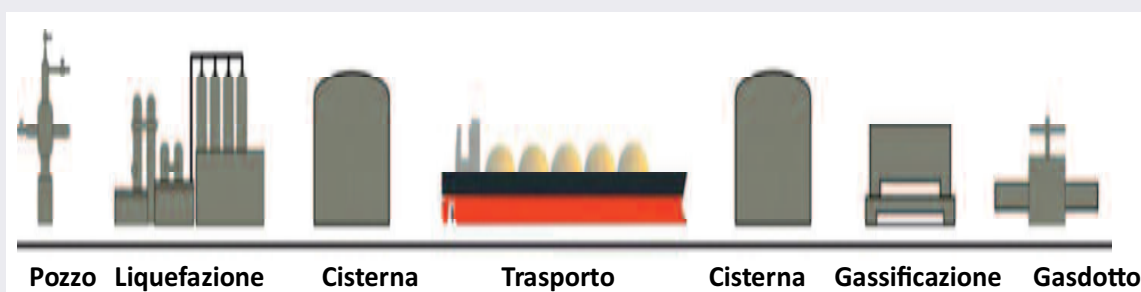


Fig. 1 - Linea di produzione del GNL

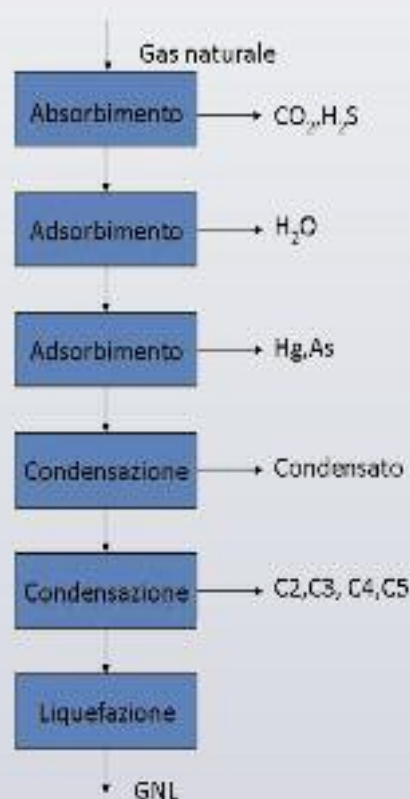


Fig. 2 - Stadi della liquefazione

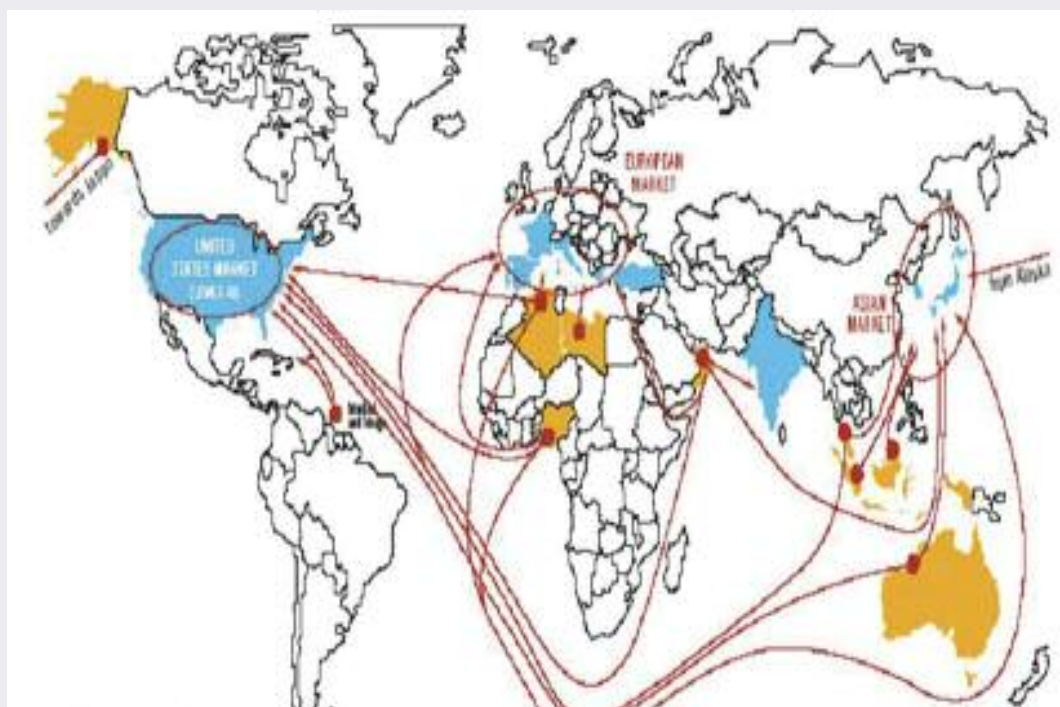


Fig. 3 - Impianti liquefazione nel mondo (in arancione Paesi esportatori, in azzurro Paesi importatori)

eliminati più o meno estensivamente *n*-butano, propano ed etano. A questo punto il gas naturale così purificato (costituito da metano, tracce di azoto e piccole quantità di paraffine leggere essenzialmente etano) è raffreddato a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ e conservato a pressione atmosferica. Circa il 10% del gas ricevuto da un impianto di liquefazione è consumato in tutti questi stadi di purificazione e raffreddamento.

La composizione finale del GNL dipende dal tipo di gas naturale di partenza, dal tipo di impianto di liquefazione, in particolare se questo è capace di estrarre tutte le paraffine leggere e se c'è interesse economico a farlo nel sito di liquefazione.

Sono utilizzate due tecnologie di liquefazione: il processo di refrigerazione a cascata della Phillips, che impiega tre scambiatori di calore con tre successivi refrigeranti (propano, etano e metano) e tre compressori indipendenti per ciascun refrigerante, ed il MCR (multi-component refrigerant) proposto dall'Air Products, dalla Shell e da altri, dove c'è solo un grande scambiatore di calore ed un solo compressore e viene utilizzata una miscela di refrigeranti in ciascuna sezione, mentre il gas è preraffreddato con propano liquido.

Durante il trasporto [9, 10] il GNL viene mantenuto freddo evaporando una piccola frazione di gas, ne viene consumato circa 0,15% al giorno, che può essere utilizzato convenientemente come carburante per il trasporto delle navi. Le navi di trasporto del GNL sono navi dedicate costituite da due scafi con un'intercapedine di circa due metri sulle quali sono collocati due tipi diversi di serbatoi (utilizzati sul mercato in pari percentuale) a sfere ed a membrane. I serbatoi sferici "autoportanti", di diametro pari a 40-45 m, sono costruiti in un metallo che resiste alle basse temperature, con spessore variabile fino a 100 mm, ed un rivestimento esterno di schiu-

ma isolante. I serbatoi a membrana sono, invece, inseriti stabilmente nello scafo e sono costituiti da una duplice membrana formata da un primo contenitore di spessore variabile fino a 1,5 mm di acciaio inossidabile, un'intercapedine isolante e dal secondo contenitore esterno. L'intercapedine è "flussata" con azoto per inertizzare l'ambiente, monitorando in uscita l'eventuale presenza di idrocarburi nel flusso di azoto per controllare la presenza di possibili perdite di liquido. Nel rigassificatore il GNL è riscaldato fino a $T > 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (con acqua di mare o con acqua calda bruciando anche un po' di gas) ad una pressione da 60 a 100 bar.

Tutte queste tecnologie sono state realizzate "on shore" ma si stanno realizzando alternative "offshore".

In particolare la liquefazione su nave che riduce i costi di costruzione di questi impianti laddove possono essere troppo elevati, specialmente in zone remote, e la rigassificazione su nave, che può ridurre le tensioni con le popolazioni locali, soprattutto in zone densamente popolate.

Pericoli, rischi e barriere di sicurezza

I pericoli del GNL [11-16] in tutta la sua catena di produzione sono legati alle seguenti sue proprietà:

- 1) proprietà criogeniche che possono ferire o uccidere le persone che possono essere colpite da eventuali fughe e che rendono fragili i materiali con i quali il liquido viene a contatto, se questi non vengano accuratamente scelti;
- 2) infiammabilità dei suoi vapori in concentrazione in aria fra 5 e 15% in presenza di un innesco o spontaneamente se raggiungono una temperatura di $540\text{ }^{\circ}\text{C}$ e alla possibilità di esplosione se l'innesco avviene in ambienti confinati;
- 3) facile dispersione in aria di eventuali perdite essendo, il metano un gas più leggero dell'aria e se disperso in acqua, essendo come liquido meno denso, va in superficie ed evapora;
- 4) gas che possono essere asfissianti se respirati in ambiente chiuso.

Il rischio è principalmente dovuto al fatto che il GNL è trasportato ed immagazzinato in grandi quantità, vicino ad aree molto popolate.

Sono state proposte quattro barriere di sicurezza per abbassare i rischi nelle diverse fasi di produzione del GNL. La prima barriera è l'utilizzo di un immagazzinamento ed isolamento sicuro scegliendo

accuratamente i materiali dei serbatoi, delle navi, dei tubi e di tutte le altre apparecchiature che vengono a contatto con il GNL. È obbligatorio l'uso di acciai con un contenuto di nichel al 9% o di alluminio o di acciaio inossidabile per evitare infragilimenti e rotture a causa del freddo. I serbatoi devono essere costituiti da più strati, un primo strato interno costituito da materiale che resiste alle basse temperature circondato da un strato isolante (poliuretani, polivinilcloruro, polistirene e perlite) ed un terzo strato di acciaio al carbone o cemento rinforzato. Inoltre molti serbatoi, per evitare possibili fuoriuscite dovute a rotture, sono costruiti con la possibilità di penetrare con i tubi solo dall'alto. La seconda barriera consiste nell'assicurarsi che eventuali perdite che avvengono sia on shore che off shore siano intrappolate introducendo un secondo serbatoio esterno che sia capace di contenere tutto il liquido sviluppato dal primo serbatoio in caso di rotture, questo serbatoio è costituito da cemento rinforzato distante uno o due metri dal primo serbatoio interno, questo nel caso di serbatoi on shore. La terza barriera è usare abbondanti sistemi di sicurezza per minimizzare la frequenza e l'effetto di eventuali perdite di GNL sia a terra che in mare per prevenire danni associati, utilizzando sistemi multipli di allarme e di bloccaggio di eventuali incendi e fughe di gas e di liquidi. La quarta barriera consiste nell'usare distanze di sicurezza sia per gli impianti on shore, che per le navi trasportatrici: i singoli serbatoi devono essere distanti da altri e da altre apparecchiature ed attività umane, così come le navi da altre navi durante la loro entrata ed uscita nei porti.

In sessant'anni di utilizzo del GNL nel mondo ci sono stati i seguen-

ti incidenti: 22 nel trasporto su strada, 31 nel trasporto con navi e 22 su impianti fissi.

Tutti gli incidenti nel trasporto sono stati lievi, mentre fra quelli in impianti fissi c'è ne sono stati solo quattro gravi a causa delle proprietà del GNL. Il primo incidente è quello di Cleveland del 1944 con 128 morti e 225 feriti causato dalla rottura di uno dei serbatoi, fuoriuscita del liquido ed incendio successivo. Questo incidente è avvenuto perché veniva impiegato acciaio al 3% di nichel, che ora sarebbe proibito, ed inoltre i serbatoi non erano circondati da altri recipienti diga. Il secondo è quello avvenuto ad Arzew, in Algeria nel 1977 causato da una rottura di una valvola in alluminio con fuoriuscita di un getto di GNL che ha investito un operaio che è morto per congelamento. L'errore è stato non avere utilizzato valvole più resistenti in acciaio inossidabile. Il terzo incidente è avvenuto a Cove Point (Maryland) nel 1979 con un morto ed un ferito grave, dove è avvenuta un'esplosione causata da una fuga di liquido che si è propagata a distanza. Dopo evaporazione il gas risultante è entrato in una stazione elettrica, dove non c'erano segnali di allarme, essendo considerata abbastanza lontana dall'impianto GNL, provocando un incendio. Il quarto incidente è avvenuto a Skreked (Algeria) nel 2004 con 27 morti e 56 feriti a causa di un'esplosione nella zona di separazione di etano e propano dal metano, ma non ha toccato i serbatoi di GNL. Questo incidente è stato causato dalla mancanza di sistemi di allarme di fughe di GNL e di incendio. Tutti questi incidenti con le attuali barriere di sicurezza non sarebbero mai avvenuti. Si può senz'altro affermare che la sicurezza nella catena del GNL, con

poche eccezioni, è superiore a quella delle raffinerie e delle industrie chimiche.

Utilizzi del GNL nel mondo

Al mondo [17, 18] ci sono attualmente 23 impianti di liquefazione in operazione (vedi Fig. 3): in Alaska, in Medio Oriente (Abu Dhabi, Qatar, Oman) in Nord Africa (Algeria, Libia ed Egitto) in Australia, in Estremo Oriente (Indonesia, Malesia Brunei), in Nigeria e Guinea equatoriale, a Trinidad & Tobago e in Norvegia. Altri sono in costruzione in Yemen, Russia, Angola e Perù. Il GNL è trasportato da una flotta di 254 navi da 18.500 m³ fino a 253.000 m³ e dal suo primo trasporto sono stati fatti più di 40.000 viaggi. La Saipem (azienda dell'Eni) ha 4 navi metaniere che operano nel Mediterraneo. Ci sono almeno 20 impianti di





immagazzinamento di GNL negli Stati Uniti e nel mondo 63 impianti di rigassificazione (8 negli Stati Uniti, 16 in Europa, 27 in Giappone, 4 nella Corea del Sud, 2 in India ed a Taiwan, 2 in America centrale, 2 in Messico ed 1 in Cina). Attualmente il 24% del mercato mondiale del gas naturale è trasportato come GNL e nel 2015 si prevede che sarà il 50%. Sono stati proposti nel mondo per i prossimi anni almeno 40 nuovi rigassificatori. Le aziende petrolifere più coinvolte nel GNL in tutte le sue fasi a partire dalla liquefazione sono Shell, Total, British Gas, Exxon, Air Products e Conoco-Phillips. Anche Eni è interessata ai processi di rigassificazione e di trasporto di GNL con la sua società Saipem.

Rigassificatori in Italia

In Italia [21, 22] è in servizio fin dal 1967 un rigassificatore a Panigaglia (La Spezia) da 2 milioni di m^3 di GNL costruito dalla Esso, alimentato da gas che proviene dall'Algeria, Nigeria e Trinidad & Tobago ed è in discussione il suo raddoppio, anche se ha molti oppositori. La sezione di ricezione è costituita dall'area di attracco delle navi metaniere, dai bracci di scarica e dalla linea di trasferimento ai serbatoi. Il GNL viene prelevato dalle metaniere ed inviato ai serbatoi di stoccaggio tramite una condotta che attraversa il pontile dell'impianto lungo 500 metri. La sezione di stoccaggio è costituita da due serbatoi di tipo cilindrico verticale, ognuno con una capacità di 50.000 m^3 , al cui

interno sono poste pompe sommerse per la movimentazione del GNL. La rigassificazione del GNL è ottenuta mediante riscaldamento con vaporizzatori a fiamma sommersa.

Il secondo rigassificatore è quello di Porto Tolle, appena inaugurato, che è in mano alla società Adriatica LNG (consociata tra Qatar Petroleum, 45%, ExxonMobil, 45%, ed Edison 10%): è lungo 375 metri, largo 115 metri mentre la piattaforma principale è alta 18 metri sul livello del mare e la torre della torcia è alta 87 metri sul livello del mare. I componenti principali di questo rigassificatore sono due serbatoi di LNG da 125.000 m^3 , l'impianto di rigassificazione ed un gasdotto che collega il terminal a terra. L'impianto poggia sul fondo del mare su una base di cemento ed acciaio a 29 metri, larga come due campi di calcio ed alta come un palazzo di dieci piani tutto sotto il mare. Questo impianto è il primo al mondo costruito offshore appoggia-

to sul fondale ed è collegato alla rete di gas nazionale. L'impianto sarà capace di produrre 8 miliardi di m^3 (8 Gm³) di gas naturale all'anno, approssimativamente il 10% della richiesta nazionale di gas e l'80% della capacità del terminal sarà utilizzata dall'Edison per un periodo di 25 anni per rigassificare LNG importato dal Qatar. Il terminal riceverà solo due o tre navi alla settimana e trasferirà il carico ai due serbatoi.

Un terzo rigassificatore è in costruzione al largo di Livorno, costruito offshore, ma galleggiante, di proprietà della Olt (società controllata da Endesa) ed avrà una produzione di 4 milioni m^3 /anno e dovrebbe entrare in servizio a fine 2010. È già in costruzione a

Dubai il rigassificatore, che è una nave metaniera ristrutturata, la Saipem è il 'main contractor' per la realizzazione di questo rigassificatore (ed anche main contractor dell'ultimo impianto GNL ad Arzew, Algeria da 4,8 Gm³/a).

Un quarto rigassificatore è in costruzione da anni al largo del porto esterno di Brindisi, dove i lavori sono stati iniziati e poi bloccati. La sua produzione di 6 Gm³/anno dovrebbe essere in mano alla British Gas. Il progetto è stato fermato nonostante abbia avuto tutte le autorizzazioni, che lo scorso aprile il tribunale di Brindisi abbia respinto il ricorso del Comune mirante a bloccare il progetto e abbia avuto il parere positivo della commissione tecnica del ministero dell'Ambiente in merito alla richiesta di Via (Valutazione di impatto



ambientale). Manca ora il decreto ufficiale del Ministero dell'Ambiente che potrebbe arrivare entro febbraio 2010.

Ci sono inoltre altri sei progetti che sono stati proposti ma non ancora autorizzati: a Rossignano, da 8 Gm³/anno, due progetti nel golfo di Trieste entrambi da 8 Gm³/anno, in Sicilia, a Porto Empedocle, da 8 Gm³/anno, a Gioia Tauro da 8 Gm³/anno e Taranto da 8 Gm³.

I vantaggi del GNL

I livelli di sicurezza del ciclo di produzione del GNL sono oramai molto elevati, perchè i suoi pericoli chimico-fisici sono ben conosciuti ed i rischi sono molto ridotti, se vengono utilizzate tutte le quattro barriere di sicurezza proposte e se viene scelto accuratamente il sito in cui collocare il rigassificatore. Sembra che la collocazione ideale sia quella offshore. Comunque il gas naturale che può essere utilizzato è quello con pochi CO₂ ed H₂S e vicino ad un porto per realizzare la liquefazione ed il trasporto via nave, che diventa più economico dei gasdotti per distanze on shore superiori ai 3.700 km e offshore superiori ai 1.000 km.

L'espansione dell'uso di GNL in tutto il mondo renderà realmente accessibile il gas naturale come materia prima alternativa al petrolio, questo contribuirà ad abbassarne il prezzo, a dare una maggiore sicurezza al suo rifornimento, allungare la vita della sua disponibilità ed anche aumentare le tipologie del suo utilizzo. L'impiego del gas naturale in sostituzione del gasolio per il trasporto marittimo è nuovo, ma è già una realtà nel Mar Baltico, dove diversi porti si stanno già attrezzando con impianti GNL, ed in futuro potrebbe essere possibile anche nel Mediterraneo ed in altri mari. Il metano ed il GPL sono già utilizzati nel nostro Paese per il trasporto su strada e se ne

può prevedere un incremento. Stanno inoltre partendo in tutto il mondo le tecnologie GTL, dove anche Eni è coinvolta per produrre carburanti liquidi e le tecnologie GTO (gas to olefins) per produrre le olefine leggere per la chimica, in alternativa allo steam cracking di frazioni di petrolio. Inoltre il GNL potrebbe produrre non solo metano ma anche le paraffine leggere che potrebbero essere utilizzate per la chimica e per il trasporto.

Nei siti di rigassificazione si possono anche sfruttare le frigorifiche ottenute, realizzando un impianto di separazione dell'aria o immagazzinando cibi surgelati o producendo acqua dolce per dissalazione di acqua di mare o separando le paraffine presenti insieme al metano. Il sistema italiano del gas è alimentato per circa l'80% da gas di importazione (70% proveniente da Russia ed Algeria ed il rimanente dall'Olanda, Norvegia e Libia) e viene convogliato verso il territorio italiano attraverso un sistema internazionale di gasdotti ad alta pressione, con uno sviluppo della rete di oltre 4.300 chilometri. Della rete fanno parte 11 centrali di compressione, riduzione e miscelazione del gas e altri impianti necessari al trasporto ed alla distribuzione del gas.

La particolare posizione geografica permette al nostro Paese di diventare una vera e propria porta d'accesso per il gas naturale in tutta Europa, rispondendo alla comune domanda di energia e diminuendo la dipendenza dell'Europa dalla rete di gasdotti. È probabile che il GNL vincerà rispetto ai gasdotti per il fatto che le riserve del gas sono sempre più lontane rispetto ai mercati, che i diritti di passaggio, gli ostacoli politici e/o tecnici che si incontrano per le condotte nell'attraversamento e che gli investimenti in condotte sono 'fissi'; invece, le gasiere possono essere dirottate anche in altri porti, a seconda dell'andamento del mercato.

References

- [1] http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/lng/LNG_primerupd.pdf
- [2] www.giignl.org/fr/home-page/lng-industry
- [3] www.canaportlng.com/publications.php
- [4] www.newpointgas.com/brochures/FLNG_-_LNG_Liquefaction_Plants.pdf
- [5] www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCTION_TO_LNG_FINAL.pdf
- [6] www.giignl.org/fr/home-page/lng-safety/
- [7] <http://lnglicensing.conocophillips.com/EN/publications/documents/AICHELNGLIntegrationPaper.pdf>
- [8] www.uninsubria.it/uninsubria/allegati/pagine/7209/Giunto.pdf
- [9] www.stalforbund.com/Norsk_Offshoredag/LNG_Mottakterm_Moss_Maritime_offshoredag05.pdf
- [10] www.energy.ca.gov/reports/2003-07-17_700-03-005.PDF
- [11] Daslav Brkic (Saipem) 1st INTERNATIONAL CONFERENCE "SUPER HIGH STRENGTH STEELS (2004)
- [12] www.eniscuola.net/pen/eng/stampatesto.aspx?id=3#3
- [13] www.law.umaryland.edu/marshall/crsreports/crsdocuments/RL32073_09092003.pdf
- [14] http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/storage/lng/sandia_lng_1204.pdf
- [15] www.gasbridge.co.nz/uploads/File/Safety-History-of-International-LNG-Operations.pdf
- [16] www.netl.doe.gov/publications/proceedings/02/ngt/Quillen.pdf
- [17] www.iomosaic.com/docs/whitepapers/Managing_LNG_Risks.pdf
- [18] www.giignl.org/fileadmin/user_upload/flipbook2008/
- [19] www.kslaw.com/Library/publication/AIPN%20Singapore%20-%20Top%2010%20Challenges%20Facing%20the%20LNG-%20Industry%20-%2020081.pdf
- [20] www.enel.it/attivita_en/ambiente/energy/gas07_hp/gas07/
- [21] www.3asi.it/articoli_file/Articoli/presentazione_LNG_Maschio.pdf
- [22] www.esso.it/Italy-Italian/PA/news_opeds_terminaleLNG.aspx