# Progetto TDI RETE-GNL

Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera

# Prodotto T1.1.1: "Linee guida per la standardizzazione delle tecnologie per il bunkering"

## Sommario

Finalità del Prodotto T1.1.1 ..... 5
1. GNL: natura, composizione e caratteristiche ..... 6
2. Supply chain ..... 8
2.1 Impianto di produzione ..... 8
2.2 Trattamento del gas di alimentazione ..... 9
2.3 Liquefazione ..... 10
2.4 Caricamento di GNL ..... 11
2.5 Trasporto di GNL ..... 11
2.6 Terminali di ricezione GNL ..... 13
2.7 Rigassificazione di GNL ..... 14
3. Profili normativi e giuridici ..... 17
3.1. Il quadro istituzionale di riferimento ..... 17
3.2. Protezione dell'ambiente marino e sostenibilità ambientale: fonti normative ..... 19
3.2.1. Il quadro normativo a livello internazionale ..... 19
3.2.2. La normativa europea ..... 22
4 Componenti infrastrutturali e attrezzature per il rifornimento di GNL ..... 24
4.1. Quadro concettuale di sintesi ..... 24
4.2. Unità di approvvigionamento del GNL ..... 28
4.3. Impianti di trattamento, rigassificazione e di liquefazione ..... 31
4.3.1. Separatori liquido-gas ..... 31
4.3.2. Forni di riscaldamento del gas ..... 36
4.3.3. Disidratazione ..... 37
4.3.4. Degasolinaggio ..... 40
4.3.5. Trattamenti di purificazione ..... 41
4.3.6. Impianti di liquefazione ..... 42
4.4. Stazione di pompaggio e pompe criogeniche ..... 45
4.5. Sistemi di piping (tubature) ..... 48
4.6. Tubi criogenici flessibili, bracci di carico e giunti girevoli ..... 53
4.6.1. Tubi criogenici flessibili ..... 53
4.6.2. Bracci di carico ..... 59
4.6.3. Giunti girevoli ..... 61
4.7. Sistemi, valvole e componenti per la sicurezza ..... 62
4.7.1. Valvole impiegate nel sistema di piping ..... 64
4.7.2. Emergency shutdown System (ESD) ..... 66
4.7.3. Emergency release system (ERS) ..... 67
4.8. Sistemi di gestione del vapore ..... 68
4.9. Impianto per l'azoto ..... 70
4.10. Serbatoi a terra e sistemi di stoccaggio di GNL ..... 71
4.10.1. Serbatoi a fondo piatto ..... 72
4.10.2. Serbatoi cilindrici ("bullet tanks") ..... 75
4.10.3. Fattori che influenzano la capacità dei serbatoi: cenni ..... 76

## Indice delle figure

Figura 1 Elementi chiave della catena di rifornimento del GNL ..... 8
Figura 2 Schema di un umpianto per la produzione di GNL ..... 9
Figura 3 Camion per il tasporto di GNL ..... 12
Figura 4 Tipica configurazione di un terminale di ricezione di GNL ..... 13
Figura 5 Vaporizzatore Open ..... 14
Figura 6 Vaporizzatore a fascio tubiero ..... 15
Figura 7 Schema di vaporizzatore a fluido interposto ..... 16
Figura 8. Riduzione delle emissioni inquinanti tramite l'utilizzo di LNG rispetto all'impiego di MGO o HFO ..... 19
Figura 9. Direttive europee e normative italiane per il recepimento della normativa Marpol ..... 22
Figura 10. Schema semplificato di linea per il bunkering di GNL ..... 25
Figura 11. Componenti necessari per il bunkering di GNL in ambito navale ..... 26
Figura 12. Separatore orizzontale a corpo singolo ..... 32
Figura 13. Separatore orizzontale a due corpi ..... 33
Figura 14: Separatore verticale ..... 33
Figura 15. Separatore di tipo Slog catcher ..... 34
Figura 16. Separatore ciclonico ..... 35
Figura 17. Forno a fiamma indiretta ..... 36
Figura 18. Proprietà termofisiche di EG, DEG e TEG ..... 37
Figura 19. Impianto di disidratazione per assorbimento ..... 38
Figura 20. Schema semplificato di impianto a freddo ..... 39
Figura 21. Schema semplificato di un impianto di disidratazione a due letti ..... 40
Figura 22. Sistema di refrigerazione in cascata etano (sfondo verde))-propano (sfondo azzurro) ..... 43
Figura 23. Schema semplificato di un impianto di refrigerazione in cascata a tre stadi ..... 44
Figura 24: Sistemi di compressione ..... 45
Figura 25. Pompa criogenica per il bunkering di GNL: sezione verticale e indicazione dei componenti ..... 46
Figura 26. Pompa criogenica per il bunkering di GNL: tipologia NIKKISO della LEWA ..... 48
Figura 27. Sistemi di piping e label requirements: ASME A13.1 ..... 50
Figura 28. Sistemi di piping per il GNL: design pipe-in-pipe ..... 51
Figura 29. Sistema di piping per il GNL: design con isolamento a vuoto dei tubi ..... 52
Figura 30. Sistema di piping per il GNL: design con impiego di tecnologia Invar ..... 53
Figura 31. Tubi criogenici flessibili ..... 53
Figura 32. Trasferimento di GNL tramite tubi flessibili galleggianti ..... 55
Figura 33. Tubi flessibili criogenici: tecnologia Gutterling ..... 55
Figura 34. Tubi criogenici flessibili: tecnologia "hose in hose" della società Trelleborg" ..... 56
Figura 35. Movimentazione di tubi flessibili per bunkering di GNL mediante gru su ponte nave ..... 57
Figura 36. Raggio minimo di curvatura dei tubi flessibili impiegati nel bunkering di GNL ..... 58
Figura 37. Sistema per la gestione in sicurezza dei tubi flessibili per il bunkering di GNL ..... 58
Figura 38. Braccio di carico per il bunkering di GNL: soluzione da autobotte a nave ..... 60
Figura 39. Bracci di carico marini per il rifornimento di GNL: layout e componenti ..... 61
Figura 40. Giunto girevole impiegato in bracci di carico ..... 61
Figura 41. Normativa BS EN 1473 del 2007: Materiali impiegati a diretto contatto con il GNL ..... 63

Figura 42. Normativa BS EN 1473 del 2007: Materiali impiegati non a diretto contatto con il GNL ..... 63
Figura 43. Esempio di valvola a globo ..... 65
Figura 44. Esempio di valvola a sfera ..... 65
Figura 45. Esempio di valvola a farfalla ..... 66
Figura 46. Sistema di sicurezza di tipo "safe break away coupling" ..... 68
Figura 47. Sistema di gestione del vapore: schema logico ..... 70
Figura 48. Impianto per la produzione di azoto liquido ..... 71
Figura 49. Sistemi di stoccaggio di GNL in ambito portuale: esempio grafico ..... 72
Figura 50. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a singolo contenimento ..... 74
Figura 51. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a doppio contenimento ..... 74
Figura 52. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a contenimento totale ..... 75
Figura 53. Limite di caricamento per un tipico serbatoio a pressione atmosferica ..... 77
Figura 54. Limite di caricamento per un tipico serbatoio pressurizzato ..... 78

## Finalità del Prodotto T1.1.1

Il prodotto T1.1.1 “Linee guida per la standardizzazione delle tecnologie per il bunkering” costituisce un documento di sintesi condiviso tra i partner di progetto finalizzato alla diffusione delle principali conoscenze tecniche in relazione alle diverse componenti alla base dei diversi sistemi per il bunkering e lo storage di GNL in ambito portuale. Per tali fini, il report realizzato dal Capofila e dai partner del progetto TDI RETE-GNL, anche con il supporto dei relativi consulenti esterni (AMP S.r.l., consulente esterno del capofila), chiarisce dapprima le motivazioni in virtù delle quali il GNL debba essere considerato una soluzione transitoria possibile per la riduzione delle emissioni atmosferiche e gli inquinanti in ambito marittimo e portuale, e richiama brevemente aspetti essenziali connessi a questo combustibile alternativo con un linguaggio tecnico ma comunque “accessibile” alle diverse categorie di stakeholder a favore dei quali il prodotto è pensato e concepito. In particolare, il prodotto T1.1.1 esamina la composizione e le caratteristiche principali del GNL, la filiera tecnologico-produttiva e la supply chain, i profili normativi e giuridici indispensabili che ne regolano l’impiego in ambito marittimo portuale, le diverse componenti infrastrutturali e sovrastrutturali, nonché le diverse componenti e parti d’impianto e di sistema che caratterizzano le facilities per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo portuale. Le successive sezioni forniscono una sintesi dei contenuti del prodotto in esame funzionali alla costituzione di un patrimonio comune di conoscenze con diversi livelli di dettaglio tecnico a favore dei diversi gruppi target, rimandando alla versione integrale del relativo prodotto, per una più completa ed esaustiva analisi dei contenuti tecnici di progetto.

# 1. GNL: natura, composizione e caratteristiche

Il gas naturale è rimasto la risorsa energetica in più rapida crescita nella maggior parte delle regioni del mondo per più di due decenni, trainato dalle basse emissioni di gas serra e dall'elevata efficienza di conversione. Per quasi un secolo, il gas naturale è stato trasportato in modo sicuro, affidabile e economico tramite condutture. Le condutture si sono dimostrate ideali per le condizioni di fornitura e di mercato del ventesimo secolo, nel caso di utilizzi di grandi riserve di gas naturale convenzionale in zone facilmente accessibili. Le condutture hanno fornito stabilità e sicurezza dell'approvvigionamento e continuano a farlo laddove vi sono grandi riserve di gas. Tuttavia, negli ultimi decenni è diventato chiaro che significative quantità di nuove riserve di gas non sono posizionate in zone economicamente convenienti. L'attenzione si è spostata su riserve riserve di gas in precedenza ritenute troppo remote, o tecnicamente troppo difficili e costose da utilizzare. Oggi, le filiere del GNL hanno diversificato e introdotto la concorrenza nei mercati precedentemente "catturati" dai gasdotti tradizionali e hanno migliorato la sicurezza dell'approvvigionamento energetico di molte nazioni consumatrici e ridotto i vincoli geopolitici e politici sulla fornitura globale di gas.

Una conoscenza di base del GNL deve iniziare con un esame delle sue proprietà chimiche e fisiche, che è un prerequisito per la valutazione accurata dei potenziali rischi e per la sicurezza del GNL.

Le proprietà del GNL variano con la sua composizione, che dipende dalla riserva del gas originale e la sua storia di elaborazione / frazionamento. Sebbene il GNL sia prevalentemente metano (da circa 87% a 99 % in mole), la sua composizione comprende anche altri idrocarburi più nobili, in genere il $C_2$ a $C_4$ e più pesanti, azoto e tracce di zolfo (inferiore a 4 ppmv) e $CO_2$ (50 ppmv). Il GNL è un liquido criogenico inodore, incolore e non corrosivo alla normale pressione atmosferica.

Quando il GNL viene vaporizzato e utilizzato come combustibile per gas naturale, genera emissioni di particelle molto basse e emissioni di carbonio significativamente inferiori rispetto ad altri combustibili idrocarburici. I prodotti della combustione del GNL contengono solo tracce di ossidi di zolfo e un basso livello di ossidi di azoto, il che rende il GNL una fonte di energia pulita.

Il GNL non è tossico. Tuttavia, il rilascio di gas naturale dal GNL può causare asfissia a causa della mancanza di ossigeno in un'area non ventilata, confinata e può essere accesa se miscelata con le giuste concentrazioni d'aria.

Il punto di ebollizione del GNL varia con la sua composizione, in genere –162 °C (–259 F). La densità del GNL generalmente cade tra 430 kg / $m^3$ e 470 kg / $m^3$, che è inferiore alla metà

della densità dell'acqua. Il GNL, se versato sull'acqua, galleggia in superficie e vaporizza rapidamente perché è molto più leggero dell'acqua. Inizialmente i vapori di GNL sono più pesanti dell'aria e rimarranno vicino al livello del suolo. Tuttavia, una volta che i vapori iniziano a essere riscaldati dall'ambiente circostante e raggiungono temperature di circa –166 F, la loro densità diviene minore di quella dell'aria e i vapori diventano galleggianti.

I vapori rilasciati dal GNL, se non contenuti, si mescoleranno con l'aria circostante e saranno trasportati sottovento, che può creare una nuvola di vapore che può diventare infiammabile ed esplosiva. I limiti di infiammabilità sono del 5 percento e del 15 percento in volume in aria. Al di fuori di questo intervallo, la miscela metano/aria non è infiammabile.

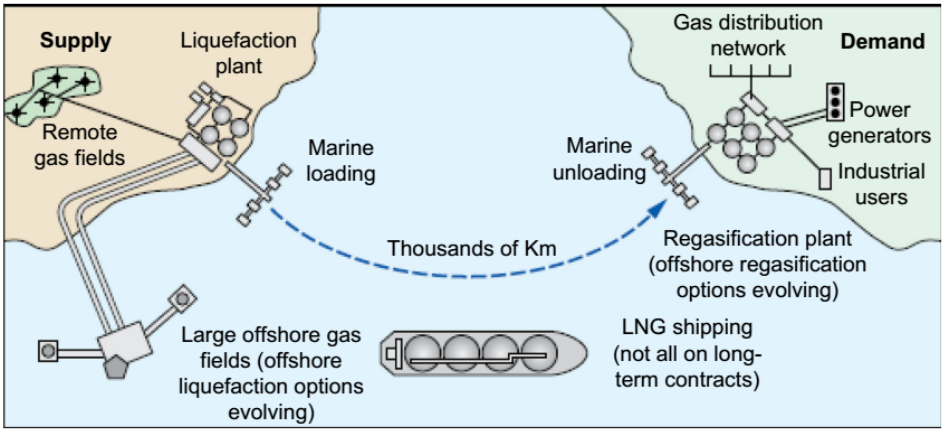
Quando la concentrazione di carburante supera il limite superiore di infiammabilità, la miscela non può bruciare perché l'ossigeno presente è troppo poco. Questa situazione esiste, ad esempio, in un serbatoio chiuso e sicuro in cui la concentrazione dei vapori è di circa il 100 percento di metano. Quando la concentrazione di carburante è inferiore a al limite inferiore di infiammabilità, la miscela non può bruciare perché è presente troppo poco metano. Un esempio è la perdita di piccole quantità di GNL in un'area ben ventilata. In questa situazione, il vapore di GNL si mescolerà rapidamente con l'aria portandosi ad una concentrazione inferiore al 5 percento (Foss et al., 2003).

Il GNL vaporizzato ha le stesse caratteristiche termiche del gas naturale. In aree ben ventilate, il gas naturale brucia con una bassa velocità di combustione laminare e ha un'alta energia di accensione rispetto ad altri carburanti idrocarburici. Il vapore di gas naturale in aree aperte non ha mai prodotto esplosioni di nuvola di vapore non confinate (unconfined vapor cloud explosions UVCE), che sono più frequenti con altri idrocarburi. L'innesco di una esplosione dipende infatti da molteplici fattori: la struttura chimica delle molecole di vapore, dimensione e concentrazione della nuvola di vapore, intensità della fonte di accensione e il grado di confinamento della nuvola di vapore. Le condizioni necessarie per produrre l'esplosione di una nuvola di vapore non confinata di gas naturale non sono generalmente presenti in una struttura per GNL, quindi tali esplosioni non dovrebbero essere considerate potenziali pericoli.

# 2. Supply chain

Per rendere il GNL disponibile per l'uso in un paese, le società che operano in ambito energetico devono investire in un elevato numero di strutture altamente collegate e dipendenti l'una dall'altra. I principali componenti della tradizionale catena di approvvigionamento del GNL, compresi i collegamenti delle tubazioni tra le fasi, sono mostrati nella Figura 1.

Figura 1 Elementi chiave della catena di rifornimento del GNL

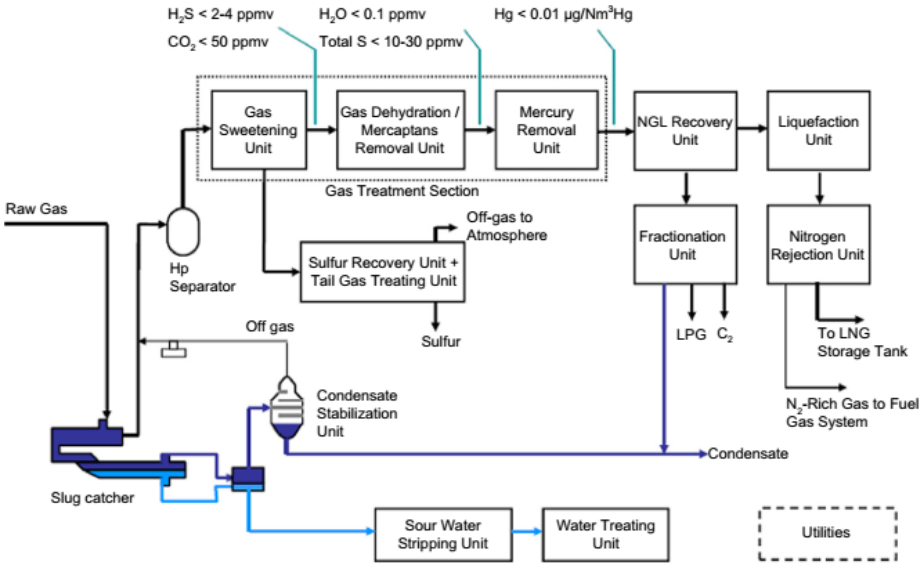



Fonte: Wood, 2004; Mokhatab et al., 2006

## 2.1 Impianto di produzione

In Figura 2 è mostrato uno schema tipico per un impianto di produzione di GNL progettato per produrre GNL da un alimentatore di gas acido. La progettazione dell'impianto e dei suoi requisiti dipende dalle condizioni del sito, dalle condizioni del gas di alimentazione, dalle composizioni e dalle specifiche dei prodotti.

Figura 2 Schema di un umpianto per la produzione di GNL




Fonte: (Mokhatab, 2010)

## 2.2 Trattamento del gas di alimentazione

In uno schema tipico, il gas naturale al suo arrivo è trattato all'interno di un separatore, che rimuove i liquidi e indirizza il gas verso un secondo separatore ad alta pressione (HP). I liquidi sono frazionati nello stabilizzatore, producendo un condensato inferiore costituito da $C_5$ e idrocarburi più pesanti. La condensa viene strippata con vapore per rimuovere il suo contenuto di $H_2S$ e deve soddisfare una specifica RVP (Reid Vapor Pressure) di 12 psia di pressione, che sono necessari per il trasporto e lo stoccaggio.

I vapori del separatore intermedio e della colonna stabilizzatrice sono compressi e riportati al separatore HP. I vapori, quindi, fluiscono verso l'unità di addolcimento del gas, GSU (chiamata anche unità di rimozione del gas acido, AGRU), in cui vengono rimossi $H_2S$ e $CO_2$. In particolare, l'$H_2S$ viene rimosso da un solvente amminico per soddisfare le specifiche del prodotto di zolfo totale, in genere 4 ppmv. La $CO_2$ viene rimossa a 50 ppmv per evitarne il congelamento negli scambiatori principali dell'impianto di liquefazione. Anche il solfuro di carbonile (COS) e mercaptani (R-SH) costituendo contaminanti di zolfo, devono essere rimossi. Il gas acido dalla sezione di rigenerazione viene inviato all'unità di recupero dello zolfo (SRU), tipicamente costituita da un'unità Claus e un'unità di trattamento dei gas di coda (TGTU). L'off-gas dall'assorbitore TGTU viene incenerito.

Il gas dolce di GSU deve essere essiccato in un'unità di disidratazione utilizzando setacci molecolari al di sotto di a 0,1 ppmv per evitare la formazione di idrati nell'unità di recupero NGL. Il gas dolce è saturo di acqua e in condizioni di clima caldo il contenuto di acqua può

essere significativo. Risulta più efficiente dal punto di vista energetico ed economico raffreddare il gas dolce, rimuovendo la maggior parte dell'acqua prima del passaggio alle unità di setaccio molecolare. Il setaccio molecolare può anche essere progettato per rimuovere i mercaptani dal gas essiccato per soddisfare le specifiche di zolfo. Tipicamente, sono presenti tracce di mercurio nel gas di alimentazione, che deve essere eliminato con letti di rimozione a meno di 10 nanogrammi per metro cubo per evitare la corrosione del mercurio a valle dello scambiatore criogenico.

### 2.3 Liquefazione

Il gas che esce dall'unità di recupero NGL entra nell'unità di liquefazione che raffredda e liquefa il gas in un processo di refrigerazione. La tecnologia di liquefazione si basa sul principio di un ciclo di refrigerazione, dove un refrigerante mediante successiva espansione e compressione rimuove asporta calore dal flusso di gas, restituendolo all'aria ambiente o all'acqua di raffreddamento. Il refrigerante può essere parte del processo di alimentazione del gas naturale (processo a ciclo aperto) o un fluido separato continuamente ricircolato attraverso il liquefier (processo a ciclo chiuso). Dopo la liquefazione del gas naturale, se il contenuto di azoto è superiore alle specifiche commerciali del GNL, in genere all'1% in moli, è necessaria un'unità di rimozione dell'azoto. Il basso contenuto di azoto nel prodotto GNL è necessario per evitare basse temperature di liquefazione, per ridurre il contenuto di azoto nell'ebollizione in modo tale da poter essere utilizzato come gas combustibile e per ridurre il rischio di rollover dei serbatoi di stoccaggio nei terminali. Il rollover si verifica nel caso in cui vi è una rapida miscelazione di strati stratificati all'interno di un serbatoio GNL che provoca il rilascio improvviso di livelli molto elevati di gas di ebollizione in breve tempo. Tipicamente, il GNL proveniente dall'impianto di liquefazione viene compresso alla pressione di stoccaggio e l'azoto, essendo il componente più leggero, viene eliminato e rimossi. I vapori ricchi di azoto sono compressi e recuperati come gas combustibile. Il liquido viene pompato nei serbatoi di stoccaggio per il trasporto. Questo è adatto per alimentare gas con contenuto di azoto fino al 2% in moli (Vovard et al., 2011). Tuttavia, con un gas di alimentazione ad elevato tenore di azoto, il semplice processo di end-flash non è sufficiente e è richiesto un ulteriore passaggio di frazionamento. Se non rimosso, l'alto contenuto di azoto ridurrebbe la temperatura di liquefazione e aumenterebbe il consumo di energia dell'unità di refrigerazione. Inoltre, il contenuto di azoto del gas flash e del gas di ebollizione sarebbe più elevato, il che potrebbe non soddisfare le specifiche del valore del potere calorifico del gas combustibile.

La rimozione dell'azoto mediante processo di separazione criogenica è il processo di rimozione dell'azoto per eccellenza per la produzione di GNL. Le altre alternative come l'adsorbimento o la tecnologia a membrana non sono competitive dal punto di vista economico per il soddisfacimento delle bassissime specifiche di azoto (Finn, 2007; Garcel, 2008).

## 2.4 Caricamento di GNL

A seconda della richiesta del cliente, il GNL può essere caricato in camion GNL in una zona di carico del camion e / o su navi per GNL su moli. Durante il caricamento, su camion o su nave, il GNL viene pompato mediante pompe di carico. Per il caricamento della nave, la velocità di caricamento viene determinata mantenendo il tempo di caricamento della nave il più breve possibile all'alto costo di sosta delle navi (Coyle et al., 2003). Sono necessari due o tre bracci di caricamento del liquido a seconda della velocità di carico e delle capacità dei bracci di carico. Le linee di carico sono mantenute refrigerate durante l'operazione anche in assenza di attività di caricamento facendo circolare continuamente un piccolo flusso del GNL dell'impianto verso la testa del molo e ritorno ai serbatoi di stoccaggio. Tale operazione è necessaria per mantenere il sistema di carico freddo e privo di gas in ogni momento, per evitare stress termici e consentire un avvio immediato di carico della nave dopo l'arrivo di un vettore di GNL. Un braccio aggiuntivo è dedicato alla gestione dei vapori di gas dal serbatoio della nave, e gas di ebollizione (BOG). Si noti che la scelta di isolare termicamente la tubazione dallo stoccaggio alla nave può ridurre al minimo il trasferimento di calore alla tubazione stessa e la formazione di BOG. I materiali / le tecniche più comunemente utilizzati sono quelli di isolamento meccanico come schiuma di vetro e poliisocianurato, isolamenti “in polvere” come aerogel, perlite, izoflex e alto isolamento sottovuoto.

## 2.5 Trasporto di GNL

Il passo successivo nella catena di approvvigionamento del GNL è il trasporto del gas naturale liquefatto alla rigassificazione strutture. Le principali modalità di trasporto sono via nave e camion. Il GNL è trasportato da navi specializzate, con serbatoi isolati a doppio scafo, progettati per contenere il carico leggermente al di sopra della pressione atmosferica a una temperatura criogenica di circa –169 °C. In genere, i serbatoi di stoccaggio operano a 0,3 barg con una pressione di progetto di 0,7 barg. Il design del serbatoio garantisce l'integrità del sistema di scafo e fornisce isolamento per lo stoccaggio di GNL. Poiché l'isolamento non può impedire a tutto il calore esterno di raggiungere il GNL, parte del liquido vaporizza durante il viaggio. La vaporizzazione del GNL non è omogenea: componenti con il punto di ebollizione più basso (azoto e metano) tendono ad evaporare più facilmente rispetto ai componenti più pesanti. Questo fenomeno è chiamato invecchiamento e la sua conseguenza è che la composizione del GNL diventa più pesante, e il il valore di riscaldamento e l'indice Wobbe di GNL aumenta nel tempo. Il gas di ebollizione, in genere all'incirca dallo 0,10% allo 0,15% del volume della nave al giorno, deve essere rimosso per mantenere i serbatoi della nave a una pressione costante. Il gas di ebollizione può essere utilizzato come combustibile nei motori a doppia alimentazione della nave o bruciati nelle caldaie per produrre vapore o rigenerati e restituiti i serbatoi di carico, a seconda del design della nave.

Laddove i consumatori si trovano nelle zone costiere, il GNL può essere consegnato via nave. Ma quando sono situati nell'entroterra, l'unico metodo praticabile è l'autotrasporto con attrezzature mobili come rimorchi stradali (Figura 3), contenitori criogenici ISO o unità di consegna più piccole.

*Figura 3 Camion per il tasporto di GNL*

Fonte: (Mokhatab, 2013)

Dal lato della produzione, la liquefazione di piccole fonti sparse di gas naturale o biogas in aree remote non sarebbero economicamente convendienti se non poste in prossimità del luogo di consumo. D'altra parte, la capacità del serbatoio e la su vita utile potrebbe potrebbero non giustificare la costruzione di condotte lunghe, la liquefazione. In questi casi il trasporto di camion di GNL presenta una soluzione economicamente valida.

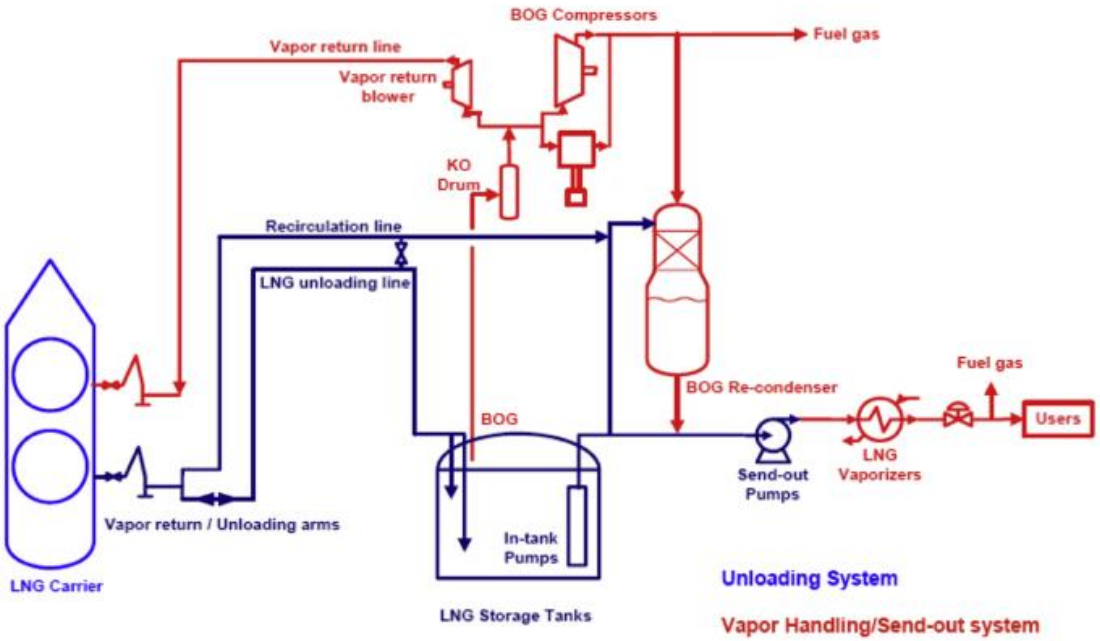
Dal lato del consumatore, il prezzo del gas naturale rimane storicamente basso, a causa del rapido sviluppo del gas di scisto in Nord America, che rende il gas naturale un combustibile pulito e a basso costo. L'autotrasporto di GNL è oggi un'industria matura. Utilizzando autocisterne specializzate a doppia parete con isolamento sottovuoto, il gas naturale liquefatto può essere consegnato in modo affidabile e sicuro alle stazioni di rifornimento di GNL. Nelle stazioni satellite, il GNL viene scaricato in serbatoi di stoccaggio pressurizzati isolati. In condizioni normali, il vuoto il serbatoio isolato può immagazzinare GNL per lunghi periodi senza sfiato (Chrz ed Emmer, 2007).

Per i consumatori di gas domestici, il GNL viene pompato, vaporizzato con vaporizzatori ad aria ambiente, odorizzato, misurato e consegnato alle condutture locali. Gli operatori di flotte di camion commerciali stanno progressivamente facendo ricorso alla conversione dei mezzi al gas naturale.

### 2.6 Terminali di ricezione GNL

I vettori di GNL consegnano GNL a un terminale ricevente, che quindi riporta il GNL in uno stato gassoso. Il gas naturale viene consegnato agli utenti per mezzo di condotte di distribuzione. Storicamente, i terminali di GNL onshore sono vicini ad aree densamente popolate e aree industriali. Un tipico schema di processo del terminale di ricezione GNL a terra è mostrato nella Figura 4.

*Figura 4 Tipica configurazione di un terminale di ricezione di GNL*




Fonte: Lemmers, 2009

Come può essere visto dalla Figura 4, il GNL viene scaricato per mezzo delle pompe della nave ai bracci di scarico sul molo e poi al serbatoio di stoccaggio attraverso le linee di scarico. Viene quindi pompato ad alta pressione attraverso vari componenti dove viene riscaldato in un ambiente controllato. Il GNL può essere riscaldato con diversi metodi tra cui riscaldatori a combustione diretta, acqua di mare, acqua riscaldata o aria. Una volta rigassificato, il gas naturale viene consegnato nelle condutture di distribuzione ai diversi usi o stazioni di generazione di energia.

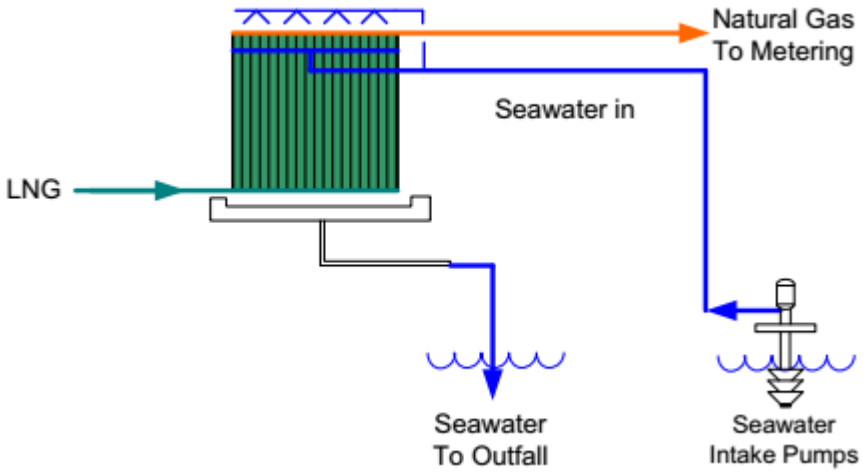
## 2.7 Rigassificazione di GNL

La scelta ottimale di un sistema di vaporizzazione di GNL è determinata dal sito del terminal, dalle condizioni ambientali, dai limiti normativi e considerazioni sull'operabilità. Deve inoltre soddisfare i requisiti dell'industria in merito alla minimizzazione dei costi di funzionamento. La selezione del sistema si basa su un'analisi economica per massimizzare il VAN del progetto e soddisfare i requisiti sulle emissioni. Ad oggi, i terminali di rigassificazione di grandi dimensioni utilizzano due tipi di vaporizzatori: Open Rack Vaporizator (ORV) e Vaporizzatore a combustione sommersa (SCV). Oltre a questi vaporizzatori, sono stati utilizzati diversi altri tipi di vaporizzatori quali Ambient Air Vaporizers (AAV), i Shell and Tube Exchange Vaporizers (STV) e Intermediate Fluid Vaporizers (IFV).

La selezione del vaporizzatore è specifica per progetto e per sito deve essere valutato caso per caso. Vaporizzatore a rack aperto Un vaporizzatore Open Rack è uno scambiatore di calore che utilizza acqua come fonte di calore. La fonte d'acqua per queste unità dipende dalla posizione del terminale e dalla quantità di acqua disponibile. I terminali di ricezione del GNL si trovano generalmente vicino al mare aperto. Pertanto, l'acqua di mare è la fonte di calore più comunemente usata. Queste unità sono generalmente costruite con tubi alettati in lega di alluminio, che forniscono la resistenza meccanica alla bassa temperatura del GNL.

La costruzione meccanica di queste unità è semplice. I tubi sono disposti in pannelli, collegati attraverso l'ingresso del GNL e i collettori delle tubazioni di uscita del prodotto rigassificato e appesi a un rack. Questa funzione consente di accedere facilmente allo scambiatore a scopi di manutenzione.

*Figura 5 Vaporizzatore Open*

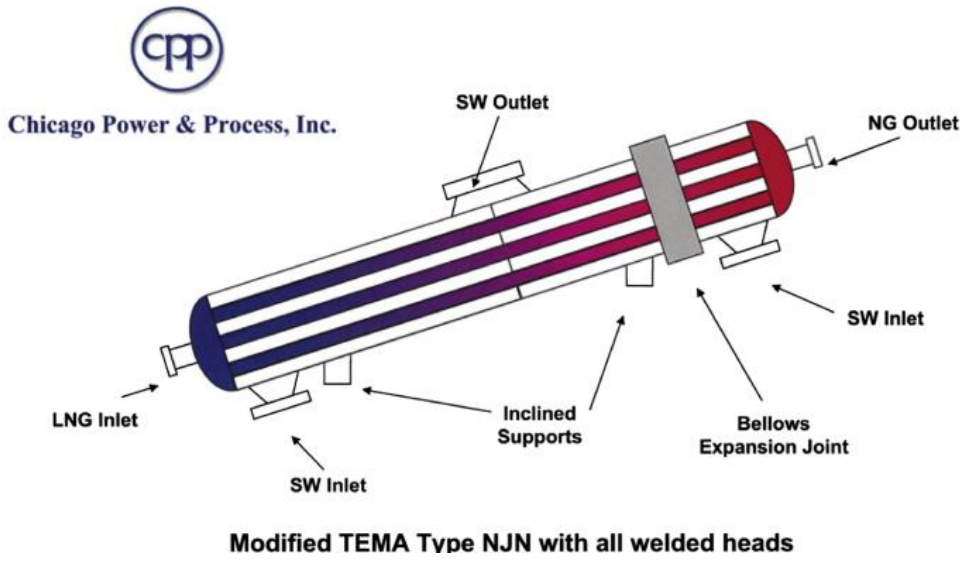



Fonte: (Mokhatab, 2013)

La manutenzione di queste unità è semplice, poiché non ci sono parti mobili. L'unità può essere avviata o arrestata da una stazione di controllo remoto, senza intervento fisico di un operatore. Tuttavia, la manutenzione è più frequente di altri tipi di vaporizzatori poiché i tubi devono essere puliti regolarmente. Il carico operativo su queste unità può essere regolato variando la quantità di flusso di acqua di mare e / o il flusso di GNL attraverso i tubi. A seconda del design delle unità, è possibile isolare sezioni dei pannelli e variare il carico sulle unità. Queste unità sono affidabili e hanno ottimi record di sicurezza. La perdita di gas può essere rilevata rapidamente e l'unità può essere spenta in sicurezza. Non c'è pericolo di esplosione, a causa del fatto che non c'è fonte di accensione nel sistema.

I vaporizzatori a fascio tubiero (STV) possono essere utilizzati in un circuito aperto, modalità a circuito chiuso o combinato. Nella configurazione ad anello aperto, l'acqua di mare viene pompata per vaporizzare il GNL. L'STV funziona in modo simile all'ORV tranne per il fatto che l'acqua di mare viene pompata attraverso gli scambiatori a fascio tubiero. Il guscio dello scambiatore è realizzato in acciaio inossidabile per alta pressione e il tubo dello scambiatore è costruito in titanio o altri materiali adatti per il funzionamento con acqua di mare. Il costo dei materiali per gli scambiatori STV è elevato, ma le dimensioni sono relativamente compatte.

*Figura 6 Vaporizzatore a fascio tubiero*

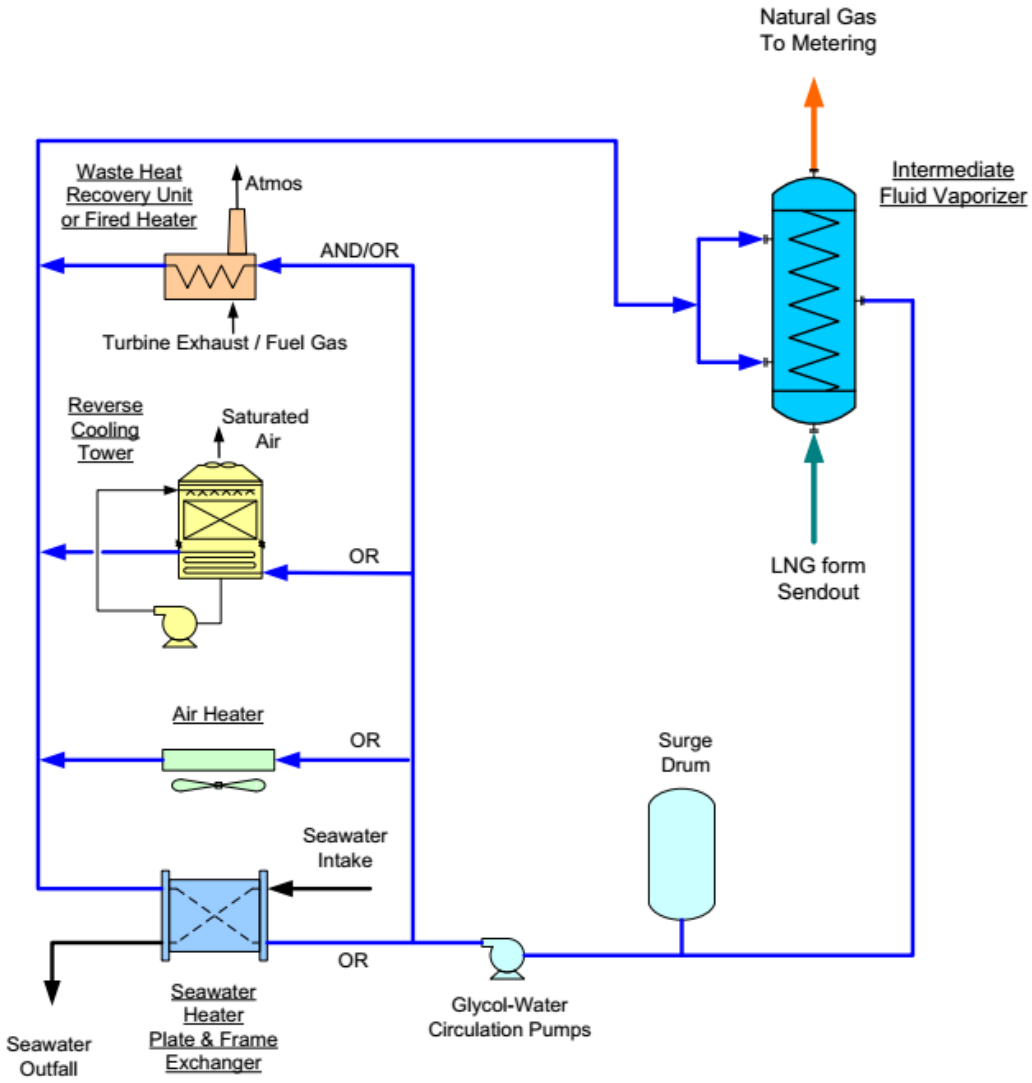



Fonte: (Mokhatab, 2013)

Il vaporizzatore con fluido interposto (IFV) utilizza un fluido interposto per effettuare lo scambio di calore (HTF) in un circuito chiuso per trasferire il calore da una fonte di calore ai vaporizzatori a GNL. Il fluido interposto può essere glicole etilenico o glicole propilenico; altri

fluidi a trasferimento termico a basso congelamento sono adatti alle temperature di funzionamento. Il trasferimento di calore per la vaporizzazione di GNL avviene in un guscio e scambiatore a tubi.

*Figura 7 Schema di vaporizzatore a fluido interposto*




Fonte: (Mokhatab, 2013)

# 3. Profili normativi e giuridici

## 3.1. Il quadro istituzionale di riferimento

La crescente attenzione alle tematiche della propulsione navale mediante GNL e del relativo bunkeraggio presso apposite aree portuali dedicate, trova nella problematica della sostenibilità ambientale dei sistemi di trasporto un driver di sviluppo fondamentale.

Negli ultimi dieci anni, come noto, le preoccupazioni dell'opinione pubblica in merito l'inquinamento ambientale e atmosferico causato dai trasporti marittimi sono incrementate in modo significativo. Nonostante sia riconosciuto come il mezzo di trasporto più ecosostenibile e "green", la maggior parte delle navi brucia oli combustibili pesanti con tenori di zolfo elevati. Ogni anno, infatti, il settore dei trasporti marittimi emette diversi milioni di tonnellate di particolato (PM), ossidi di zolfo (SOx), ossidi di azoto (NOx) e anidride carbonica (CO2). Studi recenti stimano che il settore del trasporto via mare sia responsabile del 3-5% delle emissioni globali di $CO_2$, il 15% delle emissioni di NOx e il 5-8% delle emissioni di SOx.

Poiché quasi il 70% delle suddette emissioni nocive avviene entro 400 chilometri dalla terraferma, è possibile asserire che la flotta internazionale contribuisce significativamente all'inquinamento atmosferico nelle zone costiere e portuali.

L'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) costituisce il più autorevole organismo internazionale chiamato ad affrontare il problema dell'inquinamento atmosferico causato dal trasporto, anche mediante l'emanazione di norme severe e stringenti. La convenzione MARPOL (Allegato VI) ha già definito le tempistiche entro cui ridurre progressivamente l'impiego di carburante a contenuto di NOx e SOx, fissando le date entro cui le navi non avranno altra scelta che utilizzare carburante a ridotta percentuale di zolfo contenuta, o optare per tecnologie alternative per la propulsione navale.

Durante la convenzione sulla MARPOL VI del Luglio 2011 la normativa di riferimento nell'ambito della progettazione navale è stata significativamente rafforzata mediante l'introduzione di due nuovi strumenti (obbligatori a partire dal gennaio 2013:

- l'indice di efficienza energetica di progettazione (EEDI);
- l'indice di efficienza nella progettazione navale (SEEMP).

Per quanto attiene invece ai progressi in materia di misure per ridurre le emissioni CO2, SOx e NOx, alcuni paesi dove le emissioni derivanti dal trasporto marittimo risultano particolarmente critiche, hanno recentemente adottato norme più severe per le navi ormeggiate nei porti. Negli Stati Uniti, il California Air Resource Board impone alle navi di essere dotate di un sistema di connessione elettrica nave - banchina, pena l'impossibilità di attraccare in un porto californiano a partire dal 2014.In Europa, per le navi che attraccano in porto per più di

due ore è necessario passare all'utilizzo di carburante a tenore di zolfo del 0,1 per cento, oppure utilizzare tecnologie alternative, come l'alimentazione elettrica da terra. Inoltre, la direttiva 2005/33/CE prevede che gli stati membri possano, anche in cooperazione tra loro, approvare progetti per la messa a punto di tecniche di riduzione delle emissioni da navi battenti la loro bandiera o in zone marittime sotto la loro giurisdizione. Le tecnologie di riduzione delle emissioni per le navi possono essere eventualmente approvate dal Comitato per la sicurezza marittima e la prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi (COSS). In tale ottica, sono state proposte di recente nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni in atmosfera dalle navi, tenendo conto che tali iniziative non sono automaticamente riproducibili nei diversi sistemi portuali in ragione delle diverse caratteristiche infrastrutturali, strutturali ed organizzative.

La riduzione dei limiti al tenore di zolfo dei combustibili navali nelle aree di controllo delle emissioni navali (Mare del Nord e Canale della Manica, Mar Baltico e Coste del Nord America e Hawaii) già stabilita stimola significativamente la ricerca di soluzioni tecnologiche e organizzative capaci di soddisfare i nuovi limiti evitando di incorrere nei maggiori costi dei combustibili a basso tenore di zolfo.

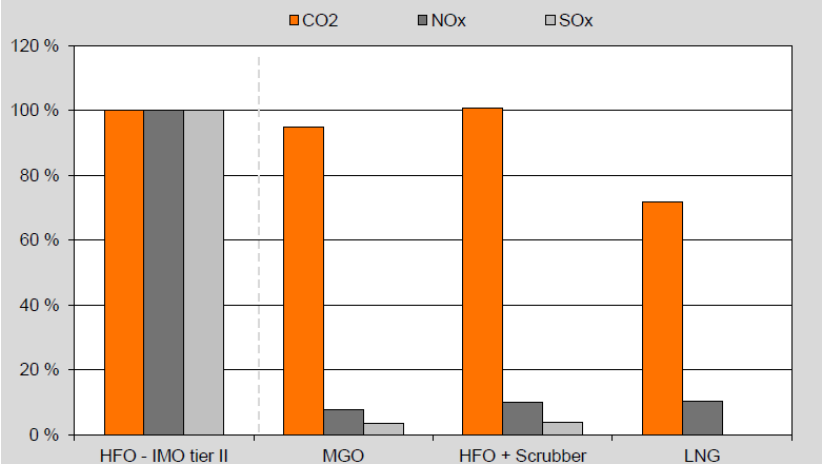
Tre eventi appaiono cruciali per questo decennio, in quanto capaci di influenzare profondamente il settore dello *shipping*:

1. La creazione nel giugno 2012, di una nuova Area di Controllo Ambientale (ECA) relativa a tutta la costa del Nord America e le isole Hawaii. Va peraltro evidenziato come anche la definizione di altre ECAs sia oggi in esame. Tra queste potrebbero rientrare le coste dell'Australia e Nuova Zelanda, il Mar del Giappone e Corea del Sud, il Pearl River in Cina ed il golfo di Dubai.
2. L'introduzione a partire dal 2015 di un nuovo limite massimo di zolfo contenuto nei combustibili, pari allo 0,1% all'interno delle ECAs. Questo colloca i combustibili diesel marini nella stessa categoria dei carburanti ecologici per il trasporto terrestre, rendendoli disponibili sul mercato, ma con un aumento dei prezzi significativo rispetto all'Heavy Fuel Oil (HFO) e alle attuali varianti di diesel marini.
3. La scadenza posta al 2020 quando tutti i combustibili per uso marittimo dovranno avere tenori massimi di zolfo pari allo 0,5%. Per le raffinerie, il costo di produzione di HFO con un livello di zolfo così basso sarà proibitivo e questo spingerà gli operatori alternative economicamente sostenibili, quali il GNL.

L'abbattimento delle emissioni, invero, può essere conseguito mediante diverse azioni quali la progettazione di motori più efficienti, la dismissione di navi obsolete, ma soprattutto, attraverso la scelta del combustibile. Il GNL, sotto questo profilo, consente di ridurre

drasticamente le emissioni inquinanti di SOx, Nox e CO2 (Figura 8), anche se confrontato con carburanti meno inquinanti degli attuali diesel marini.

*Figura 8. Riduzione delle emissioni inquinanti tramite l'utilizzo di LNG rispetto all'impiego di MGO o HFO*




Fonte: Wärtsilä, 2012 ("Dual fuel engines latest developments")

## 3.2. Protezione dell'ambiente marino e sostenibilità ambientale: fonti normative

### *3.2.1. Il quadro normativo a livello internazionale*

Il sensibile incremento dei traffici marittimi e l'aumento del numero complessivo delle navi in transito determina l'esigenza di ridurre l'impatto ambientale di questa modalità di trasporto. Le più importanti istituzioni internazionali, come pocanzi accennato, hanno emanato una serie di provvedimenti per far fronte alle problematiche legate alla sostenibilità del trasporto marittimo (Xu et al., 2015). La protezione dell'ambiente marino, in particolare, è perseguita a livello internazionale attraverso numerose convenzioni.

Nel 1954, a Londra, è stata stipulata la convenzione sulla prevenzione dall'inquinamento da idrocarburi (Oilpol, 1954), successivamente modificata più volte nel 1962, 1969 e 1971. Detta convenzione si poneva lo sfidante obiettivo di vietare categoricamente lo scarico volontario a mare di idrocarburi o loro miscele. La Oilpol considerava come idrocarburi il greggio, l'olio combustibile, il gasolio *diesel* pesante, l'olio lubrificante e le miscele oleose contenenti più di 100 ppm (parti per milione) di idrocarburi. Per le petroliere, la Oilpol disponeva che lo scarico di idrocarburi o loro miscele dovesse avvenire oltre le 50 miglia dalla costa, eccezion fatta per un certo numero di zone di interdizione nelle quali ne era invece tassativamente vietato, o in caso di fuoriuscite di idrocarburi avvenute in casi estremi (quali per esempio per la salvezza della propria o di altra nave o per evitare un'avaria alla nave o al carico o per salvare vite umane). La Oilpol ha anche istituito il registro idrocarburi dove vengono annotate tutte le

operazioni effettuate nonché le eventuali discariche a mare, anche se accidentali, da esibirsi alle autorità di ciascun stato contraente.

Altre disposizioni rilevanti introdotte dal quadro normativo di riferimento erano quelle secondo cui gli stati contraenti dovevano provvedere alla creazione di installazioni portuali per ricevere i residui e le miscele di idrocarburi ancora presenti nelle stive o nelle cisterne del carico, senza provocare ritardi alle navi.

Dopo il disastro della petroliera Torrey Canyon nel 1967, che riversò in mare 120.000 tonnellate (tonn.) di petrolio, fu chiara l'esigenza di intervenire più incisivamente dal punto di vista normativo. Negli anni successivi furono infatti stipulate altri importanti convenzioni internazionali, tra cui si richiamano:

- ✓ le due convenzioni di Bruxelles del 1969: la prima sull'intervento in alto mare in caso di sinistri che possono causare inquinamento da idrocarburi ("*Intervention"*), la seconda sulla responsabilità civile per danni conseguenti all'inquinamento da idrocarburi ("*Civil Liability Convention"* o CLC);
- ✓ la convenzione di Londra del 1972 ("*Dumping"*) sulla prevenzione dell'inquinamento marino causato sia dallo scarico di rifiuti che da altre sostanze nocive classificate in tre distinti gruppi (*Black List, Grey List, White List)*;
- ✓ la convenzione di Londra del 1973 per la prevenzione dell'inquinamento proveniente dalle navi (Marpol 73) con il successivo protocollo del 1978 (Marpol 73/78);
- ✓ la convenzione di Barcellona del 1976 sulla protezione del Mediterraneo;
- ✓ la convenzione del Diritto del Mare di Montego Bay, del 1982, il cui art. 1 definisce inquinamento «*qualunque introduzione diretta o indiretta, da parte dell'uomo, di sostanze nell'ambiente marino quando queste hanno o possono avere effetti nocivi*»;
- ✓ la conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile di Rio de Janeiro del 1992, che introduce il concetto di integrazione della protezione dell'ambiente nelle attività umane che utilizzano il mare o ne influenzano la qualità.

La Convenzione Marpol 73/78, in particolare, ha come oggetto specifico l'inquinamento prodotto dalle navi. Entrata in vigore il 2 ottobre del 1983, costituisce una delle più importanti convenzioni emesse IMO. La Marpol 73/78 è stata concepita per prevenire e minimizzare l'inquinamento dell'ecosistema marino da parte delle navi imputabile a eventi incidentali o alle normali procedure di trasporto delle merci. Essa prevede l'adozione di criteri e regole più stringenti e severi rispetto a quelli riportati nelle precedenti convenzioni.

La Marpol 73/78, non limita il suo interesse agli inquinamenti da idrocarburi (o loro miscele), ma predispone una regolamentazione anche per quelle sostanze che, se immesse nell'ambiente marino, possono mettere in pericolo la salute umana o nuocere alle risorse biologiche e alla vita marina.

Tale convenzione era costituita inizialmente da 5 allegati tecnici (*annex*), dedicati a differenti forme di inquinamento marino da parte delle navi. A questi, nel 1997 ne venne successivamente aggiunto un sesto:

- Annex I: prevenzione dall'inquinamento da prodotti petroliferi, entrato in vigore il 2 ottobre 1983.
- Annex II: prevenzione dall'inquinamento da sostanze liquide nocive alla rinfusa, entrato in vigore il 2 ottobre 1986. Al 31 dicembre 2012, 148 nazioni rappresentanti il 99% del tonnellaggio mondiale hanno recepito gli Annessi I e II.
- Annes III: prevenzione dall'inquinamento da sostanze pericolose in colli e contenitori, entrato in vigore il 1 luglio 1992. Al 31 dicembre 2012, 130 nazioni rappresentanti più del 95% del tonnellaggio mondiale hanno recepito l'Annesso III.
- Annesso IV: prevenzione dall'inquinamento da acque di scarico, entrato in vigore il 27 settembre 2003. Al 31 dicembre 2012, 121 nazioni che rappresentano l'81% del tonnellaggio mondiale hanno recepito l'Annesso IV.
- Annesso V: prevenzione dall'inquinamento da rifiuti, entrato in vigore il 31 dicembre 1988. Al 31 dicembre 2012, 137 nazioni che rappresentano il 97% del tonnellaggio mondiale hanno recepito l'Annesso V.
- Annesso VI: prevenzione dall'inquinamento dell'aria, entrato in vigore il 19 maggio 2005.

Ciascuna nazione che sottoscrive e aderisce alla Marpol 73/78 deve recepire immediatamente gli allegati I e II; gli allegati III, IV, V e VI sono invece volontari.

Affinché un allegato entri in vigore, è necessario che lo stesso sia recepito da almeno 15 paesi la cui flotta mercantile rappresenti almeno il 50% del tonnellaggio lordo mondiale. Un processo, questo, che in alcuni casi si è rivelato essere molto lento. Sino ad oggi, tutti gli annessi sono stati recepiti da un numero sufficiente di stati, l'annesso VI, il più recente, è entrato in vigore nel 2005. In Italia la convenzione è stata ratificata con la legge n. 662 del 29 settembre 1980, entrata in vigore il 2 ottobre 1983, mentre la legge n. 438 del 4 giugno 1982 ha ratificato e dato esecuzione al protocollo 1978 emendativo e integrativo della convenzione.

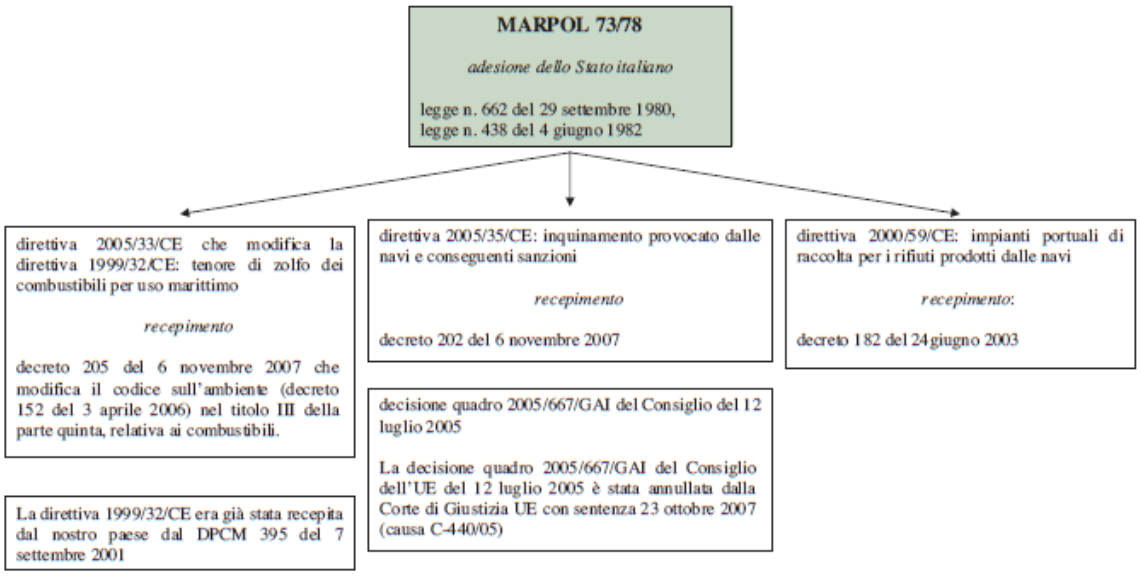
Tutte le navi che battono bandiera di paesi aderenti alla Marpol 73/78 sono soggetti agli obblighi imposti dalla convenzione, indipendentemente dall'area di navigazione. La nazione dove una nave è registrata (indicata dalla bandiera di stato della nave o *flag state*) è responsabile per la certificazione della rispondenza della nave agli standard Marpol 73/78 per la prevenzione

dell'inquinamento marino. Ogni nazione firmataria è responsabile per l'emanazione delle leggi per l'esecuzione della convenzione e degli allegati[1].

Una delle maggiori difficoltà riscontrata nell'assicurare l'implementazione della Marpol 73/78 deriva dalla natura transfrontaliera del trasporto marittimo. È appena il caso di ricordare che le autorità competenti di una nazione visitata da una nave possono condurre una propria indagine ispettiva per verificare la conformità della nave agli standard internazionali e possono anche trattenere la nave se questa non risulta essere conforme agli standard. Quando avviene un incidente in acque internazionali, al di fuori della giurisdizione di qualsiasi nazione il caso viene inoltrato allo stato di bandiera della nave, ai sensi della Marpol 73/78[2].

Nella Figura 9 vengono riportate alcune delle direttive europee "figlie" della Marpol 73/78 e le leggi italiane che sono state emanate in recepimento delle direttive europee.

*Figura 9. Direttive europee e normative italiane per il recepimento della normativa Marpol*




Fonte: ISPRA, 2009 ("*Traffico marittimo e gestione ambientale nelle principali aree portuali nazionali*").

### *3.2.2. La normativa europea*

In modo coerente rispetto agli orientamenti internazionali, l'Unione Europea ha recepito le indicazioni sostanziali dell'Allegato VI della Marpol 73/78 attraverso la direttiva 2005/33/CE

[1]Negli Stati Uniti, ad esempio, l'atto legislativo più importante che sancisce la conformità alla Marpol 73/78 è l'"Act to Prevent Pollution from Ships".

[2] Le convenzioni internazionali non si applicano alle unità navali militari, in quanto le predisposizioni per l'adeguamento ai requisiti Marpol 73/78 potrebbero in qualche misura limitarne le capacità operative.

che modifica la precedente direttiva 1999/32/CE in relazione al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo. La nuova direttiva, in particolare, obbligava gli stati membri a:

- ✓ Realizzare le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e aree di controllo dell'inquinamento comprese nelle zone di controllo delle emissioni di ossidi di zolfo (SOx), non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,5% in massa. La disposizione si applica alle navi battenti qualsiasi bandiera, comprese le navi provenienti dall'esterno della Comunità Europea.
- ✓ Garantire che le navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso qualsiasi porto comunitario non utilizzino nelle loro acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di controllo dell'inquinamento, combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,5% in massa. Gli stati membri sono responsabili dell'applicazione di tale prescrizione almeno per quanto riguarda le navi battenti la loro bandiera e le navi battenti qualsiasi bandiera mentre si trovano nei loro porti
- ✓ Provvedere affinché non siano immessi sul mercato nel loro territorio oli *diesel* marini con tenore di zolfo superiore all'1,5% in massa.
- ✓ Garantire che le navi adibite alla navigazione interna e le navi all'ormeggio nei porti comunitari non utilizzino combustibili per uso marittimo se il loro tenore di zolfo è superiore allo 0,1% in massa.
- ✓ Garantire che i gasoli per uso marittimo non siano immessi sul mercato nel loro territorio se il tenore di zolfo è superiore allo 0,1% in massa.

# 4 Componenti infrastrutturali e attrezzature per il rifornimento di GNL

## 4.1. Quadro concettuale di sintesi

Dopo aver sinteticamente analizzato e descritto le diverse configurazioni tecnologiche potenzialmente impiegabili nell'ambito del rifornimento di GNL in ambito portuale per la propulsione navale è ora possibile prendere in considerazione i diversi componenti infrastrutturali e le attrezzature necessarie nell'ambito di un sistema di bunkeraggio di GNL.

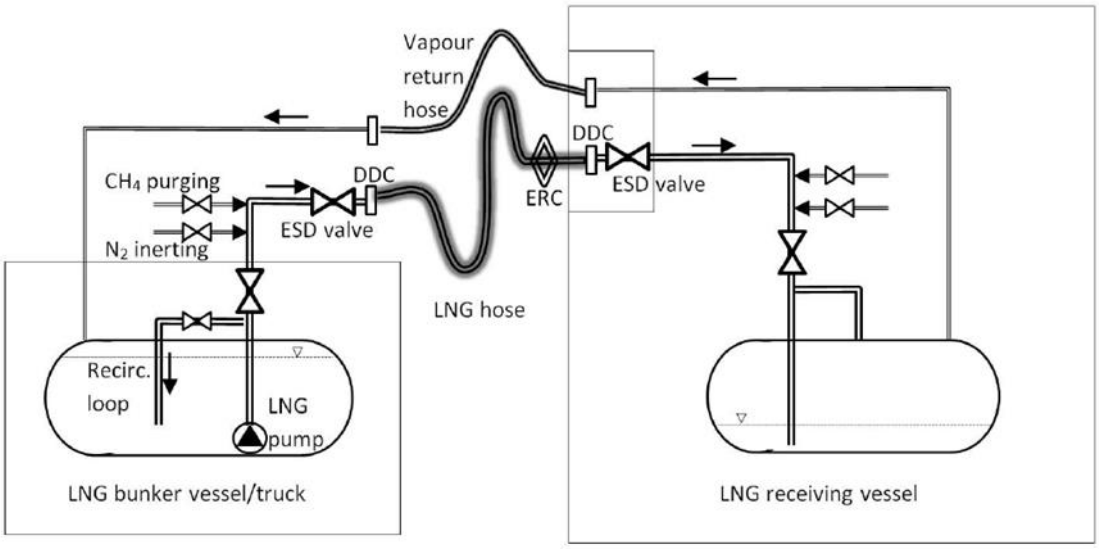
È appena il caso di evidenziare come, il trasferimento di GNL da un qualsivoglia mezzo ai serbatoi della nave rappresenti un'operazione molto pericolosa per i rischi associati ad eventuali fughe di gas liquido o vapori, che sono estremamente infiammabili. Per questo motivo, sono previste a livello internazionale procedure molto accurate, che prevedono l'utilizzo di dispositivi di sicurezza appositamente studiati e progettati. Pertanto, nella trattazione dei diversi componenti del sistema di rifornimento e delle dotazioni atte all'espletamento in sicurezza delle relative operations, particolare enfasi verrà posta sui profili connessi alla safety & security.

Benché ciascuna configurazione tecnologica adottata per il rifornimento di GNL di navi siano presenti e necessari componenti ed attrezzature in parte diverse, è opportuno esaminare in primo luogo una linea di bunkeraggio semplificata (Figura 10).

Come evidenziato in figura, è possibile da subito evidenziare la presenza di due aree distinte: l'unità di rifornimento (che può essere una nave o una chiatta, un'autobotte o un camion, o ancora un terminale satellite di stoccaggio o altro impianto di GNL) a sinistra, e la nave ricevente, a destra. La pompa per il GNL, attraverso l'LNG hose (tubi che possono essere rigidi o flessibili a seconda delle configurazioni tecniche adottate) consente il trasferimento tra le due unità.

Oltre alle valvole di chiusura del serbatoio principale, la linea prevede due valvole ESD (Emergency Shut Down), collocate vicino alle flange di collegamento dei tubi delle unità coinvolte nel trasferimento. Queste valvole possono essere aperte o chiuse automaticamente o manualmente, qualora venga rilevata una perdita dai sistemi di sicurezza a ciò preposti, oppure nel caso di deviazione da una qualsivoglia normale operazione. Negli impianti GNL di size elevato, il tempo di chiusura di tale valvola è di 28 secondi, al fine di evitare improvvisi picchi di pressione; mentre negli impianti di dimensione medio-piccola, si è soliti assumere che il sistema sia in grado di assorbire il picco di pressione dovuto all'improvvisa chiusura dell'ESD.

*Figura 10. Schema semplificato di linea per il bunkering di GNL*




Fonte: DNV, 2015 ("D. 2.3.1. LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures").

Come parte integrante del tubo di trasporto dell GNL è inoltre previsto un sistema di *Emergency Release Coupling* (ERC) o di *Safe Breakaway Coupling* (SBC), a volte definito anche ESD2. Esso costituisce l'anello debole del tubo, in quanto rappresenta il punto dove può avvenire una rottura in sicurezza della linea, nel caso in cui le distanze tra le unità oggetto di trasferimento di LNG diventino eccessive, superando il limite di allungamento del tubo stesso (ciò, per esempio, può dipendere dal moto ondoso o da altri eventi esterni).

Le flange di collegamento dei tubi, sono anche dotate di *Dry Disconnect Couplings* (DDC), per prevenire qualsiasi fuoriuscita o sfiato dai tubi. Prima dell'avvio delle operazioni di bunkeraggio i tubi devono essere spurgati e raffreddati mediante il pompaggio di GNL vaporizzato e successivamente di azoto. I tubi per il trasporto di GNL, hanno dimensioni comprese in un *range* che va da 1 a 16 pollici, sono realizzati in materiale composito multi-stratificato e sono doppi, ovvero prevedono la presenza di un tubo interno protetto e isolato da uno collocato all'esterno (come meglio descritto nel proseguo del documento).

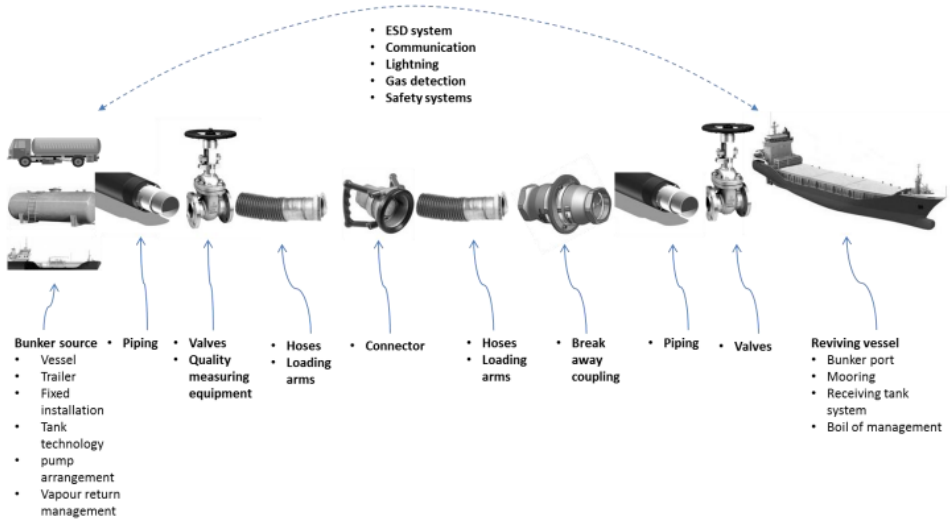
A seconda del tipo di configurazione tecnica adottata per il bunkeraggio di GNL può essere previsto anche delle linee per il ritorno del vapore (*vapour return hose*), ma nel caso di soluzioni di tipo TTS, generalmente le autobotti e i camion per il *bunkering* non sono dotati di questo sistema e conseguentemente si assiste a piccole fuoriuscite operative di GNL e gas di sfiato. Questi sfiati sono considerati normali anche durante il trasporto o nei periodi di inattività dell'autocisterna.

Per una più puntuale descrizione delle procedure connesse all'attività di *bunkering* nelle diverse possibili configurazioni tecniche si rimanda al Capitolo 3 del presente documento, in quanto in questa sede si intende soffermarsi sulla dotazione infrastrutturale e componentistica.

La breve descrizione sopra riportata consente di evidenziare come l'infrastruttura correlata al *bunkering* del GNL e gli elementi impiegati non siano particolarmente dissimili da quelli impiegati nell'ambito del rifornimento di derivati del petrolio. Tuttavia, è necessario ricordare che il GNL da bunkerare è un liquido criogenico e in quanto tale necessita di specifiche procedure e dispositivi atti ad assicurare adeguati livelli di safety & security e che richiedono l'uso di materiali e un design che si discosta significativamente da quello degli elementi impiegati nel *bunkering* dei combustibili tradizionali.

Nella Figura 11, pertanto vengono sinteticamente richiamati i principali componenti necessari nell'ambito di un sistema per il *bunkering* di GNL.

*Figura 11. Componenti necessari per il bunkering di GNL in ambito navale*




Fonte: DNV Advisory services

In tal senso, si osserva in primo luogo che l'unità di approvvigionamento del GNL può essere di diversi tipi: una nave, un'autobotte oppure un'installazione fissa *on-shore* oppure *off-shore*. Tale unità deve essere dotata di un serbatoio di deposito del GNL, indispensabile per il mantenimento del gas naturale allo stato liquido. L'unità di approvvigionamento deve poi essere dotata di una pompa criogenica ed eventualmente di un sistema di ritorno del vapore o di altre misure di controllo della pressione, di cui si parlerà in seguito.

L'attività di *bunkering* può essere poi eseguita mediante l'uso di tubi o bracci di carico e scarico, impiegati in qualità di elementi di collegamento flessibile tra le due unità interessate dalle operazioni di bunkeraggio.

Va poi considerato, come già detto, il giunto di disconnessione, impiegato come dispositivo di scollegamento (manuale/automatico) in caso di emergenza. Nel caso dell'impiego di bracci, la connessione e la sconnessione sono automatiche e sono rese possibili dall'impiego di un accoppiatore idraulico, che può disconnettersi in virtù dell'applicazione di una pressione idraulica o attraverso apposito sistema manuale o automatico, grazie al sistema di sgancio di emergenza.

Considerata brevemente la logica di funzionamento del sistema nel complesso, è possibile procedere nell'analisi dei singoli componenti che lo costituiscono, esaminandone la struttura, le caratteristiche tecniche fondamentali, il ruolo giocato nel garantire la sicurezza delle operazioni condotte e le normative attinenti ai materiali impiegati per la relativa realizzazione e alle specifiche tecniche imposte.

Prima di ciò è comunque rilevante svolgere alcune considerazioni generali in merito al sistema complessivo di bunkering (Stavros, 2016):

- La stazione di bunkering è un'area caratterizzata da elevati livelli di rischio in ragione delle possibili perdite di gas con conseguente formazione di nubi infiammabili in aria. La scelta dell'ubicazione e della localizzazione dell'area per il *bunkering* nell'ambito dell'infrastruttura portuale concorre in modo sostanziale a determinare l'effettivo livello di rischio dell'impianto.
- Nel caso in cui la struttura adibita alle attività di bunkering sia situata in luoghi chiusi è necessario provvedere all'installazione di un sistema di ventilazione per la dispersione del gas dovuto alle perdite.
- I sistemi di rilevazione di livelli pericolosi di gas nell'atmosfera sono essenziali.
- Tutti gli elementi a contatto diretto con il GNL devono essere resistenti alla sua temperatura di liquefazione (circa -162°C). A tal scopo, generalmente, viene utilizzato come materiale l'acciaio inossidabile.
- Al fine di ridurre al massimo le potenziali perdite del sistema è opportuno impiegare il minor numero possibile di giunti delle condotte. Pertanto, quando possibile, si ricorre a saldature. I giunti di altro tipo devono invece essere accompagnati da sistemi di raccolta di eventuali gocce di GNL.

### 4.2. Unità di approvvigionamento del GNL

Per quanto attiene all'unità di approvvigionamento del GNL, come in parte desumibile dall'analisi delle diverse configurazioni di bunkering esaminate nella sezione 3.1, si possono avere le seguenti opzioni:

- Nave di bunkeraggio o chiatta
- Camion, autobotte o rimorchio
- Installazione fissa
- Contenitore mobile
- Galleggiante di bunkeraggio/isola artificiale.

In merito a tale argomento, si intende in questa sede esaminare esclusivamente le implicazioni che la scelta dell'unità di approvvigionamento di GNL può determinare in relazione alla scelta degli altri componenti del sistema, evidenziando quando necessario anche le conseguenze relative agli spazi portuali richiesti da tali tipi di unità, e in relazione ai rischi e alle criticità che possono determinare e gli investimenti che si rendono necessari.

Nave di bunkeraggio o chiatta. L'impiego della nave è un'opzione molto flessibile, come già indicato. Questa soluzione è adeguata nel caso di grandi volumi di GNL e non necessita della presenza di un'installazione fissa. L'approvvigionamento della nave alimentata a GNL avviene attraverso tubi flessibili, connessi direttamente ai serbatoi delle due navi. Per questo tipo di configurazione si hanno costi di investimento elevati, in quanto è richiesta la presenza di una nave bunker, si ha però il vantaggio di avere flessibilità elevata in termini di spazi e ingombri, in quanto non è necessario predisporre apposite zone per il bunkering sulla costa. Infine, non sussiste rischio di interferenza con le operazioni di carico merci e persone. Per quanto riguarda i pericoli principali nell'espletamento delle operations, si evidenzia la possibilità di incorrere in esplosioni e incendi dovuti a perdite di GNL o a collisioni tra le navi e inoltre ci sono pericoli dovuti a possibile "transizione rapida di fase" (RPT), come già indicato. Nel caso si impieghi questo tipo di unità di approvvigionamento è indispensabile predisporre adeguati sistemi ESD, di comunicazione tra le navi di *lighting* e di *gas detection*.

Camion, autobotte o rimorchio. L'impiego dell'autobotte appare ad oggi la tecnologia più nota e diffusa. È adatta all'alimentazione dei serbatoi di piccoli volumi, ma risulta svantaggiosa perché richiede l'accesso stradale. Gli investimenti iniziali richiesti, come già indicato, sono piuttosto contenuti, in quanto attengono all'acquisizione del rimorchio e dell'autobotte (costi complessivi stimabili nell'intorno dei 350.000 – 650.000 euro). In termini di trasporti e spazi richiesti, vi è un'elevata flessibilità anche se va tenuto in considerazione il fatto che vi sono costi di trasporto di una certa entità. Questa soluzione tuttavia determina elevati rischi in termini di potenziali esplosioni e incendi a causa di incidenti nel corso di operazioni di

bunkeraggio che possono veder coinvolto anche personale non adeguatamente qualificato. In tali casi, pertanto, appaiono fondamentali la definizione di regole di accesso alle aree di bunkering nonché le procedure relative alla risoluzione di eventi quali incendi ed esplosioni. Sotto questo profilo si richiama, tra le altre, la normativa UNI EN 12065, entrata in vigore il 30 novembre 1999 che attiene alle prove degli emulsionanti per la produzione di schiuma a media ed alta espansione e di polveri per l'estinzione di incendi di gas naturale liquefatto.

Installazione fissa. L'installazione fissa prevede la collocazione a terra dei serbatoi, i quali devono essere isolati dalle zone in loro prossimità mediante l'impiego di pareti doppie oppure di pareti isolate a vuoto, come si avrà modo di approfondire nella parte del presente documento dedicata ai serbatoi a terra. Il trasporto del GNL dal serbatoio di deposito al serbatoio della nave ricevente avviene mediante dei semplici tubi. Si questo tipo di configurazione si registrano investimenti iniziali per l'installazione dell'impianto, elevati (indicativamente 2.000.000 di euro nel caso di stazioni con capacità di 500 $m^3$, per arrivare a circa 20 milioni di euro per capacità comprese nell'orine dei 5.000-10.000 metri cubi. Inoltre, gli ingombri in termini di spazi portuali appaiono assai significativi in ragione della presenza di uno specifico terminale di bunkering in situ.

In caso venga adottata questo tipo di unità di approvvigionamento si rende necessario considerare una molteplicità di norme tecniche CEN e ISO, tra cui si richiamano in particolare le seguenti:

- **UNI EN 1473 (2007):** "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni di terra", entrata in vigore il 22 marzo 2007, che costituisce la versione ufficiale in lingua inglese della norma europea EN 1473 (edizione gennaio 2007). Detta norma definisce le linee guida per la progettazione, la costruzione e l'esercizio di tutte le installazioni di terra per il gas naturale liquefatto (GNL), comprese quelle per la liquefazione, lo stoccaggio, la gassificazione, il trasporto e il passaggio del GNL. Essa è applicabile infatti nel caso di terminali di esportazione tra il limite di batteria definito di entrata del gas e i bracci di carico; terminali di ricezione tra i collettori della nave metaniera e il limite di batteria definito di uscita del gas; impianti di livellamento dei picchi, tra i limiti di batteria definiti di entrata e di uscita del gas, mentre non si applica alle stazioni satellite con capacità di stoccaggio minore di 200 t, le quali vengono trattate nella UNI EN 13645[3].

[3] La norma, entrata in vigore nel giungo del 2006 definisce i requisiti minimi per la progettazione e la costruzione di installazioni fisse a terra per il GNL che presentino una capacità di stoccaggio totale compresa tra 5 e 200 t.

- **UNI EN ISO 28460 (2011)**: "Industrie del petrolio e del gas naturale - Installazione ed equipaggiamento per il gas naturale liquefatto interfaccia terra-nave e operazioni portuali", entrata in vigore il 17 febbraio 2011. La norma, in particolare, è la versione ufficiale in lingua inglese della norma europea EN ISO 28460. La stessa specifica ciò che è richiesto per la nave, il terminal e i servizi portuali al fine di assicurare il transito sicuro del GNL attraverso le aree portuali. Detta normativa trova applicazione in relazione al pilotaggio e ai servizi navali di traffico (VTS), all'equipaggio del rimorchiatore, al personale del terminale, all'equipaggio della nave e ai fornitori di bunker, lubrificanti e provviste o altri fornitori di servizi che operano mentre la metaniera è ormeggiata al terminale.
- Le varie guide tecniche di prevenzione incendio riguardanti il GNL richiamate dal Documento di consultazione per la Strategia nazionale sul GNL del MISE[4].

Per quanto riguarda i rischi, in questa configurazione è possibile avere incendi, esplosioni e pericoli di RPT.

Mobile Fuel tank. I contenitori mobili di dimensioni standard ISO vengono impiegati nel caso in cui non si disponga di un'infrastruttura fissa. I serbatoi sono inseriti all'interno di una struttura robusta e risultano facilmente trasportabili. Questi posso essere impiegati nei terminali dei porti per il trasporto Ship-to-Shore e poi trasportati mediante autobotte fino agli utenti finali. Detti contenitori, come già evidenziato, possono essere anche impiegati sulle navi in qualità di serbatoi di deposito e possono essere facilmente trasportati fino al luogo di bunkeraggio.

Isola artificiale. Un ulteriore opzione in termini di unità di rifornimento del GNL è costituita dall'isola artificiale in mare, dotata di serbatoi di stoccaggio e di tutte le attrezzature necessarie al caricamento e allo scaricamento del GNL. La costruzione di tali unità risulta molto più rapida rispetto alle installazioni a terra, in quanto vi è maggior facilità nel definire la collocazione e i permessi per la loro costruzione risultano più facilmente ottenibili. Nell'eventualità che l'unità di approvvigionamento sia di questo tipo, la tecnologia da impiegare risulta la stessa rispetto

[4] In tal senso si ricordano la "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di alimentazione di gas naturale liquefatto (GNL) con serbatoio criogenico fuori terra a servizio di stazioni di rifornimento di gas naturale compresso (GNC) per autotrazione"; lalettera-circolare prot. DCPREV (Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Ministero degli Interni) N°3819 del 21 marzo 2013; la "Guida tecnica di prevenzione incendi per la costruzione, l'installazione e la gestione delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale liquefatto", elaborata da un Gruppo di Lavoro Tecnico coordinato dai Vigili del Fuoco del Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile della Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica – Area Rischi Industriali- del Ministero degli Interni,approvata in CCTS (Comitato Centrale Tecnico Scientifico) dei Vigili del Fuoco nel marzo 2015.

ai casi precedenti e quindi sono necessari in particolare sistemi di piping, tubi/bracci, connettori e giunti di sconnessione.

## 4.3. Impianti di trattamento, rigassificazione e di liquefazione

### *4.3.1. Separatori liquido-gas*

Quando viene estratto, il gas naturale presenta una certa quantità di acqua, solitamente con una salinità variabile da 1-2 grammi su litro in su. Pertanto, esso può rivelarsi, all'estrazione, in condizioni di gas saturo, sovra-saturo o sotto-saturo di vapore d'acqua, in percentuali di equilibrio che corrispondono alla temperatura e alla pressione del giacimento. Se un gas saturo è estratto dal giacimento, durante la risalita, questo si espande, raffreddandosi e facendo quindi condensare il vapore d'acqua in esso contenuto.

Il gas può subire un trattamento provvisorio oppure definitivo: il primo è mirato a rendere il gas trasportabile fino alla centrale dove poi viene trattato in maniera definitiva ai fini della commercializzazione. La separazione provvisoria di gas e liquidi può essere eseguita su di una piattaforma off shore oppure on shore, situata nei pressi del giacimento. Tale operazione avviene mediante l'utilizzo di separatori. Tuttavia, dal momento che all'entrata del separatore il gas è sovra-saturo, mentre all'uscita è saturo, può avvenire che durante il trasporto, nel caso di abbassamenti di temperatura ed espansioni del gas, causati ad esempio da diminuzioni di pressione (perdite di carico o presenza di valvole di regolazione) si verificherà un processo di condensazione dei vapori contenuti nel gas, con la conseguente formazione di idrati ed il possibile insorgere di ostruzione dei condotti.

Il processo di separazione del vapore d'acqua dal gas avviene grazie alla differenza di peso specifico. Affinché esso abbia successo è dunque necessario che i fluidi da separare siano immiscibili. La separazione della fase liquida dal gas naturale prevede due passaggi:

- la separazione della nebbia dalla fase gas;
- la separazione della schiuma dalla fase liquida.

La nebbia può essere abbattuta garantendo che il gas permanga all'interno dell'apparecchiatura per un tempo sufficientemente lungo affinché avvenga la caduta delle goccioline di liquido e mantenendolo a velocità moderatamente bassa, in maniera tale che non si formino turbolenze tali da non permettere la caduta delle goccioline stesse.

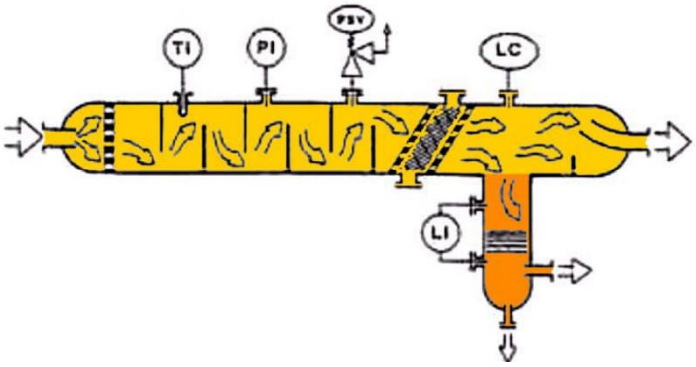
Le bolle di liquido nel gas, che costituiscono la schiuma, possono rompersi in 30-60 secondi; pertanto, è sufficiente dimensionare l'apparecchiatura in modo tale che il liquido vi permanga per il tempo necessario prima di essere estratto. Tale tempo è definito come "tempo di ritenzione". La separazione è favorita dalla presenza di filtri, setti deviatori del flusso, anelli.

Esistono diverse tipologie di separatori. Essi si classificano, in base alla loro configurazione o al valore della pressione di esercizio, in:

- Separatori orizzontali;
- Separatori verticali;
- Separatori ad alta pressione;
- Separatori a bassa pressione.

Qualora si vogliano trattare grandi volumi di gas, i separatori orizzontali risultano l'alternativa più economica. Un separatore orizzontale a corpo singolo (Figura 12), con disponibile solamente metà del cilindro per la separazione, ha una capacità di trattamento maggiore rispetto ad un separatore verticale delle stesse dimensioni. Infatti, l'azione della gravità che agisce sulle gocce di liquido è ortogonale alla direzione del flusso, pertanto esse devono percorrere una distanza relativamente breve prima di raggiungere la superficie del liquido oppure di uno dei setti di raffreddamento.

*Figura 12. Separatore orizzontale a corpo singolo*



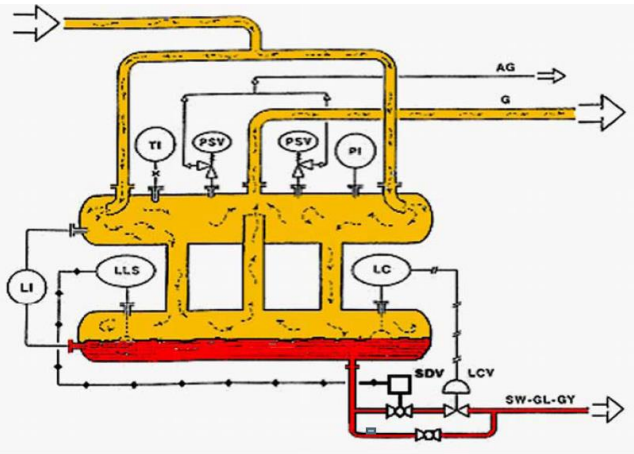

Un separatore a due corpi (Figura 13), noto come "slug-catcher", avendo un corpo superiore disponibile esclusivamente per la separazione del gas, ha una capacità di trattamento ancora maggiore.

Lo svantaggio di entrambi i separatori orizzontali citati riguarda l'assenza di un efficace scarico di fondo per eliminare i depositi che si formerebbero con il trattamento di fluidi contenenti sabbia o fango. Questa mancanza comporta anche difficoltà in fase di lavaggio dell'apparecchiatura.

Quando l'area disponibile è limitata, il separatore orizzontale, a causa del suo elevato ingombro, non risulta appropriato per l'applicazione. In aree climatiche fredde, il separatore orizzontale ad un corpo è indicato per il trattamento di gas contenenti basse quantità di liquido. Infatti, il gas caldo è in grado di mantenere la temperatura del liquido al di sopra di quella della formazione di idrati, proprio in virtù dell'ampia superficie di scambio disponibile. Sempre in

questo tipo di separatore, è possibile inserire dei deflettori per rompere la schiuma, ampliando così ulteriormente l'interfaccia gas-liquido. Grazie a tale accorgimento, i separatori orizzontali ad un corpo risultano quelli utilizzati con maggior successo per il trattamento dei gas schiumosi.

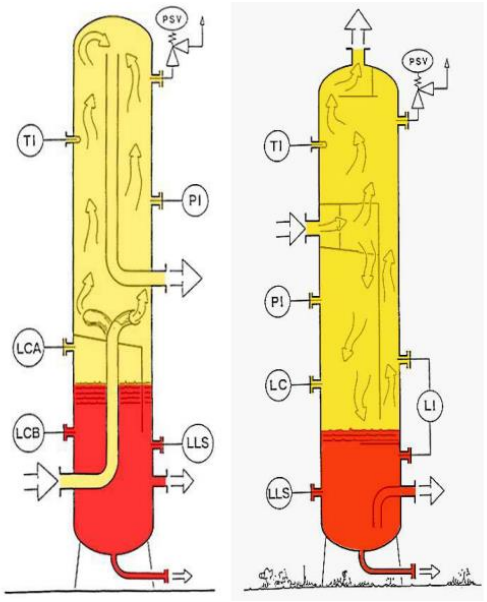
*Figura 13. Separatore orizzontale a due corpi*




Il separatore a due corpi può avere un'efficienza maggiore rispetto a quello ad un solo corpo nel caso di portate di gas alte e variabili in maniera repentina.

Nei separatori verticali (Figura 14) la capacità di separazione è inferiore rispetto a quella dei separatori orizzontali, nonostante il flusso riguardi l'intera sezione, poiché le gocce d'acqua, nel loro movimento di caduta, si muovono in direzione opposta a quella del flusso.

*Figura 14: Separatore verticale*



Il grosso vantaggio di questa tipologia di separatori riguarda essenzialmente l'ingombro: estendendosi infatti verticalmente, tale separatore occupa aree decisamente ristrette e risulta per questo motivo il più utilizzato nelle piattaforme off shore. Inoltre, può trattare flussi nei quali sono presenti grossi quantitativi di fanghi o sabbia.

Un separatore verticale standard è alto circa 3 metri, e grazie alla possibilità di installare un dispositivo galleggiante al suo interno, è possibile mantenere costantemente controllato il livello del fluido.

Uno svantaggio correlato all'altezza di queste apparecchiature riguarda la manutenzione dei dispositivi di sicurezza installati sulle stesse, che risultano infatti difficilmente raggiungibili. Inoltre, la sezione di uscita del gas si trova alla sommità del separatore, complicando l'installazione alla rete di produzione.

Al fine di migliorarne l'efficienza, nel separatore si inseriscono al so interno dei deflettori, dei filtri di coalescenza e dei pacchi filtranti.

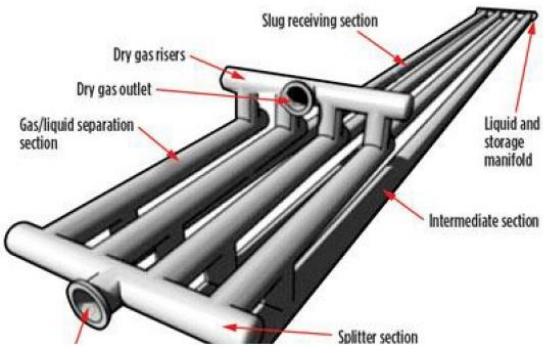
Come detto precedentemente, esistono separatori gas-liquido provvisori o definitivi. Questi ultimi, si trovano a valle della catena del gas naturale, ovvero nella centrale dove, successivamente, il gas sarà sottoposto ai successivi trattamenti di disidratazione, degasolinaggio, purificazione ecc…

Tra le diverse tipologie di separatori, particolare rilievo assumono i separatori per gravità come il KOD (Knock Out Drum) posto a protezione di una fiaccola, oppure lo Slug Catcher.

I separatori SlugCatcher (Figura 15) sono classificati in:

- Vessel type;
- Multipipes;
- Parking LoopType

*Figura 15. Separatore di tipo Slog catcher*

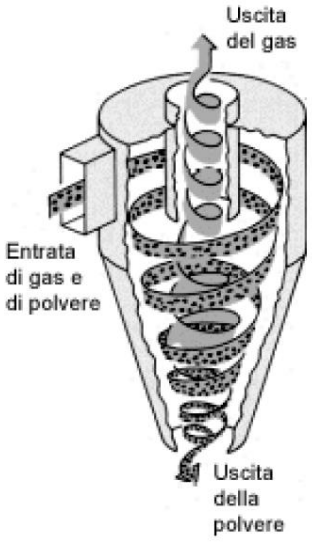



La scelta dell'uno o dell'altro tipo dipende essenzialmente dal valore della pressione di design e dalle caratteristiche del luogo di ubicazione dell'impianto. Il Vessel Type è consigliato per volumi inferiori ai 100 $m^3$. Il Multipipes Slug Catcher è formato da una serie di tubi disposti

in parallelo, di diametro più grande della linea principale, in cui la velocità del gas diminuisce, permettendo ai liquidi di depositarsi per gravità. Questi tubi, denominati anche "fingers" o "bottles" forniscono anche il volume necessario allo stoccaggio del liquido. Il dimensionamento dello slug può essere realizzato mediante l'impiego di correlazioni empiriche oppure per via di simulazioni fluidodinamiche.

Possono essere utilizzati anche dei separatori verticali, orizzontali a un corpo o a doppio corpo (quando il separatore riceve del gas con quantità di liquido importanti e discontinue) accoppiati con unità snebbianti. Nel campo della separazione dei liquidi sono utilizzate diverse tipologie di unità snebbianti, tra cui i cicloni e i vani. I cicloni (Figura 16) basano la separazione sull'effetto centrifugo ottenuto nel movimento circolare del gas al loro interno. I risultati che si ottengono sono particolarmente interessanti, poiché infatti è possibile ottenere un grado di separazione molto spinto, con la rimozione pressoché totale di particelle di dimensione fino a 3 μm.

*Figura 16. Separatore ciclonico*



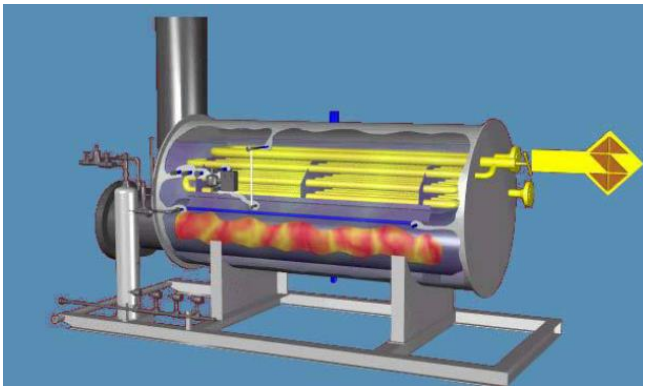

Lo svantaggio di questa soluzione riguarda la maggiore perdita di carico causata dal suo utilizzo (svantaggio spesso trascurabile). La seconda categoria di elementi coalescenti è costituita da pacchi di vani, in cui la coalescenza è favorita dall' effetto "chicane", molto simile a quello della centrifugazione. Questi due sistemi rendono più compatta l'apparecchiatura e permettono di separare in modo efficiente dal gas anche alcune particelle solide trascinate dallo stesso assieme al liquido. Anche il comunemente usato pacco a rete è in grado di trattenere delle particelle solide oltre al liquido, presentando però lo svantaggio costruttivo di trattenere i solidi separati e collassare. Pertanto, laddove il gas da separare contenga particelle solide, come ad esempio cristalli di paraffina, risulta necessario sostituire il pacco rete con vani o cicloni.

I materiali più comunemente utilizzati nella costruzione dei separatori, sono l'LTCS (Low Temperature Carbon Steel – acciaio al carbonio per le basse temperature) per il mantello, e AISI (American Iron and Steel Institute) 304L o 316L per gli interni. Nel caso in cui il gas abbia un contenuto non trascurabile di gas acidi e sia saturo d'acqua, anche il mantello deve resistere alla corrosione acida, pertanto viene solitamente realizzata una placcatura interna al recipiente, dello spessore di 3 mm, di AISI 316L.

### *4.3.2. Forni di riscaldamento del gas*

Una volta che i gas sono stati separati dai liquidi, essi sono riscaldati mediante appositi forni a fiamma indiretta (Figura 17).Lo scopo di questa operazione è quello di elevare la temperatura del gas, al fine di poterlo trasferire senza il rischio di formazione di idrati. Infatti, durante il trasporto, il gas subisce un raffreddamento dovuto all'espansione per le perdite di carico, allo scambio termico col terreno nelle parti interrate e a quello con l'atmosfera altrove. Se il raffreddamento è eccessivo, si giunge alla formazione di idrati.

*Figura 17. Forno a fiamma indiretta*



I forni a fiamma indiretta sono costituiti da un cilindro al cui interno scorrono due serpentine: una attraversata dal gas da riscaldare, l'altra attraversata dai fumi prodotti dalla combustione del gas. Le due serpentine sono immerse in acqua a pressione atmosferica e temperatura controllata, mantenuta al di sotto di 90°C.

In base al tipo, la serpentina percorsa dal gas può avere un diametro di 2'',4'' o 6'' e una lunghezza compresa tra 20 e 50 metri.

La regolazione del forno è automatica: in base alla temperatura che deve raggiungere il gas, è presente un termoregolatore che interrompe il flusso di combustibile che giunge al bruciatore. L'impianto è dotato anche di un sistema di regolazione che impedisce all'acqua di assumere valori di temperatura tali da vaporizzare, esponendo in tal modo la superficie nuda dei tubi di riscaldamento, facendoli surriscaldare e rischiando di portarli a rottura. Per avere uno scambio termico soddisfacente, la velocità nel riscaldatore deve essere compresa tra 15 e 25 m/s.

### *4.3.3. Disidratazione*

Per effetto dell'alta pressione e della bassa temperatura, in una miscela di idrocarburi allo stato gassoso, può avvenire la formazione di composti idrati, che sono molto instabili e hanno le caratteristiche fisiche di un solido (anche la presenza di biossido di carbonio e solfuro di idrogeno può favorire la generazione di tali composti). La formazione di composti solidi in una linea di trasporto di gas e la conseguente possibile formazione di intasamenti, sono un problema che va risolto mediante un processo di disidratazione. Esistono diversi metodi per disidratare il gas naturale:

- Disidratazione mediante assorbimento con glicol;
- Disidratazione per raffreddamento mediante espansore;
- Disidratazione mediante refrigeratore esterno;
- Disidratazione mediante adsorbimento con setacci molecolari.

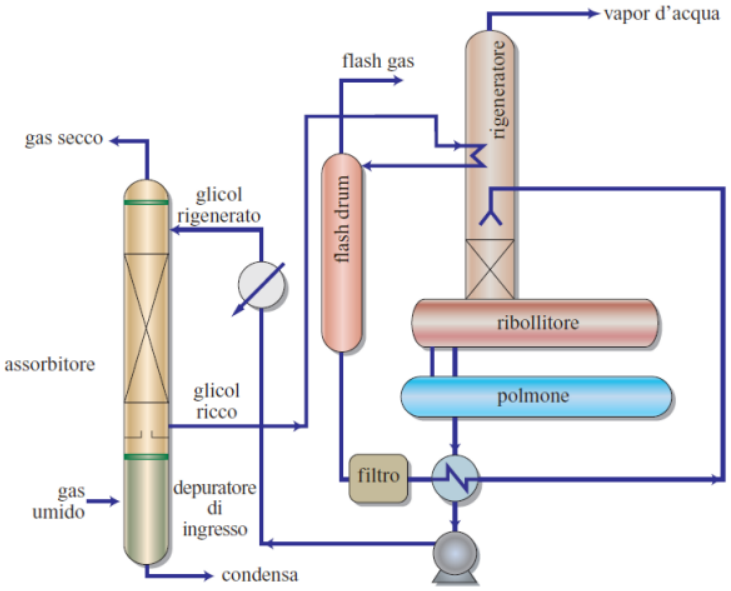
Per quanto riguarda il primo processo citato, il glicol più utilizzato è quello trietilenico (TEG), sebbene in alcuni casi si riveli vantaggioso l'utilizzo del dietilenico (DEG) o del monoetilenico (EG). Le proprietà fisiche di questi tre composti sono sintetizzate in Figura 19.

*Figura 18. Proprietà termofisiche di EG, DEG e TEG*

| | EG | DEG | TEG |
|---|---|---|---|
| Formula chimica | $C_2H_6O_2$ | $C_4H_{10}O_3$ | $C_6H_{14}O_4$ |
| Peso molecolare | 62,1 | 106,1 | 150,2 |
| Temperatura di ebollizione (°C) a 1 atm | 197,3 | 244,8 | 285,5 |
| Viscosità (cP) a 25 °C | 16,5 | 28,2 | 37,3 |
| Viscosità (cP) a 60 °C | 4,7 | 7 | 8,8 |
| Temperatura di decomposizione (°C) | 165 | 165 | 206,7 |

Il tipico schema di un impianto di disidratazione per assorbimento con glicol è mostrato in Figura 19. La testa di una colonna operante in pressione è alimentata con una corrente di TEG concentrato, mentre nell'estremità inferiore viene iniettato il gas naturale da disidratare. Il contatto del glicol effettuato in più stadi di equilibrio in controcorrente con il gas provoca la sua disidratazione all'uscita dalla testa della colonna. Sulla parte inferiore della colonna, invece, si scarica la corrente di TEG che ha assorbito l'acqua (TEG ricco).

*Figura 19. Impianto di disidratazione per assorbimento*



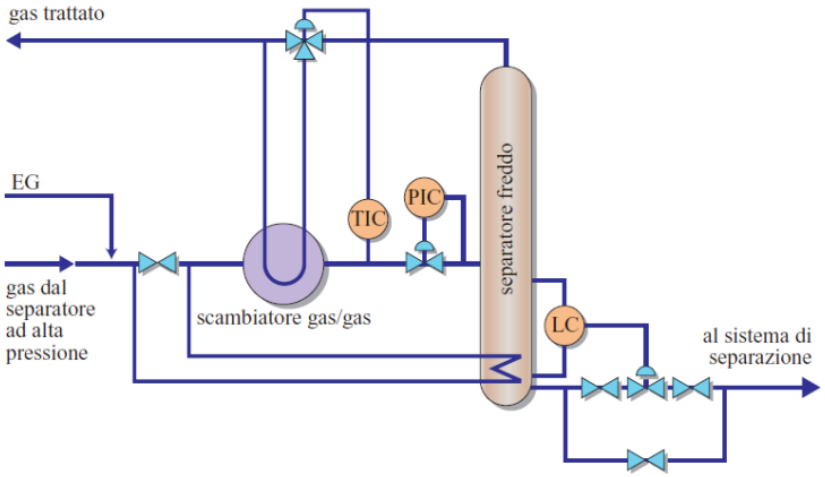

In una seconda colonna, dove è presente un ribollitore operante a pressione atmosferica, è prevista la distillazione dell'acqua assorbita dal TEG, processo che consente di ripristinare la concentrazione iniziale del TEG.

Il vapore d'acqua prodotto nel processo di rigenerazione, che trascina con sé particelle di glicol, viene inviato ad un termodistruttore, mentre il glicol rigenerato viene riutilizzato nel processo di disidratazione.

Una seconda possibilità per effettuare la disidratazione del gas naturale è quella di raffreddarlo e di iniettarvi contemporaneamente un inibitore, come il glicol etilenico (EG).

La temperatura finale del trattamento coincide approssimativamente con la temperatura di rugiada che si vuole ottenere. La semplice espansione per effetto Joule Thompson mediante una valvola di laminazione non è sufficiente a realizzare il salto di temperatura necessario; pertanto, è necessario prevedere l'impiego di uno scambiatore carica-effluente che permetta di preraffreddare il gas a monte dell'espansione. Uno schema semplificativo di impianto è riportato in Figura 20.

*Figura 20. Schema semplificato di impianto a freddo*




L'acqua presente nel gas condensa a causa del raffreddamento e si separa in un separatore a bassa temperatura (LTS).

A parità di contenuto d'acqua richiesto, ad un valore di pressione più elevato corrisponde un punto di rugiada più alto. In alcuni casi non risulta possibile ottenere un raffreddamento del gas a basso costo, tuttavia è ancora possibile sfruttare le proprietà del glicol senza la necessità di un raffreddamento, bensì impiegando un processo di disidratazione mediante assorbimento con glicol.

Un'altra possibilità per disidratare il gas per raffreddamento è quella di sfruttare uno scambiatore di calore esterno mediante un ciclo di refrigerazione esterno (CRC – *Compression Refrigeration Cycle*) che sfrutta le proprietà di un fluido refrigerante, come ad esempio il propano o il freon. Questa tipologia di impianto può essere utilizzata per integrare un impianto di espansione.

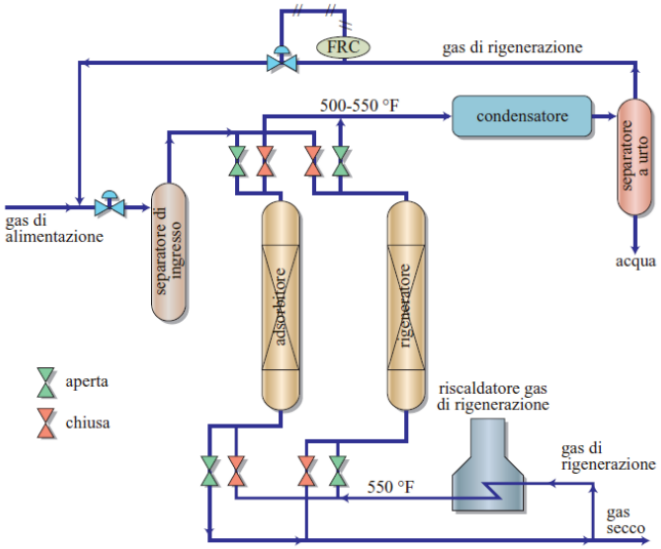
Infine, quando si vuole ottenere la rimozione pressoché totale dell'acqua (0,1 ppm di contenuto residuo), è possibile eseguire un processo di disidratazione mediante adsorbimento a letto solido.

Le molecole d'acqua e di alcuni inquinanti polari, come ad esempio $CO_2$, $H_2S$ e alcuni mercaptani, vengono adsorbite da un gel di silice, che agisce come un filtro molecolare, lasciando passare il gas inalterato attraverso il letto e trattenendo le molecole polari menzionate. In particolare, la capacità di adsorbimento per l'acqua è notevole (20%), ma diminuiscono in seguito a successivi cicli termici che contraddistinguono la rigenerazione del letto per la degradazione del materiale assorbente (la durata media di un letto è di circa tre anni, in cui la capacità di adsorbimento dell'acqua scende al 13% circa).

Per come è stato descritto, quest'ultimo processo è semicontinuo. Per renderlo continuo, è necessario disporre di più letti, di cui solitamente due in funzione e uno in rigenerazione.

In Figura 21 è rappresentato un tipico impianto (semplificato) di disidratazione mediante adsorbimento con setacci molecolari a due letti. Come si può osservare, il gas di rigenerazione, all'uscita dal letto, viene raffreddato, e l'acqua che si condensa in seguito al raffreddamento viene separata.

*Figura 21. Schema semplificato di un impianto di disidratazione a due letti*




### *4.3.4. Degasolinaggio*

Il degasolinaggio è il trattamento a cui viene sottoposto il gas naturale prima dell'immissione in condotta al fine di separare gli idrocarburi superiori e di ridurre le possibili contaminazioni in condotta.

Tra le finalità del degasolinaggio, c'è anche quella di renderlo trasportabile. Infatti, ai fini del trasporto e della distribuzione, il gas deve rispettare dei limiti di punto di rugiada in acqua e in idrocarburi. Per fare ciò, solitamente si opera la rimozione degli idrocarburi pesanti e superiori (etano, propano e butani).

Il condensato che si recupera, può essere stabilizzato, ottenendo un prodotto simile ad una benzina leggera.

Se il gas da trattare è associato al greggio, la produzione di gas è modesta rispetto a quella di greggio (basso GOR, Gas Oil Ratio). Questo significa che il condensato leggero prodotto in seguito a degasolinaggio, è molto inferiore e trascurabile rispetto alla quantità di olio totale. Per non incorrere nella commercializzazione di un terzo prodotto, si può tuttavia stabilizzare il

condensato leggero, unendolo al greggio prodotto, senza intoccare la tensione di vapore richiesta per l'olio.

Nella produzione di gas a partire da un giacimento a gas condensato, si ha a che fare con un elevato GOR, pertanto la portata di liquido separato dal gas risulta molto ridotta ed è inevitabile la commercializzazione di un terzo prodotto: il GPL (che ovviamente deve rispettare tutte le specifiche di vendita).

A seconda dei diversi obiettivi che ci si prepone, è possibile eseguire dei processi di degasolinaggio più o meno spinti, che possono portare non solo al recupero del GPL, bensì persino al recupero di etano.

Il più semplice processo di degasolinaggio è quello basato sulla refrigerazione del gas. Si può realizzare tale raffreddamento mediante un'espansione con un impianto simile a quello descritto in Figura 20, con la sola differenza data dalle diverse caratteristiche del gas da trattare. La separazione tra glicol diluito e idrocarburi condensati avverrà in un separatore apposito posto a valle (eventualmente preriscaldando l'emulsione).

Se il gas da trattare è prodotto a pressioni elevate, si può sfruttare il salto di pressione, che insieme alla diminuzione di temperatura, permette la condensazione degli idrocarburi. Per il trasporto del gas, a valle del trattamento, si esegue poi una compressione (70-80 bar).

In altri casi, invece, quando il gas viene prodotto a pressioni più basse, è possibile ricorrere ad un sistema esterno di refrigerazione meccanica. Il raffreddamento, si ottiene mediante uno scambiatore, il cui fluido refrigerante evapora a bassa temperatura, asportando dunque calore al gas da trattare.

A fini commerciali, il gas prodotto deve presentare prefissate caratteristiche per quanto riguarda il potere calorifico e conseguentemente dell'indice di Wobbe ($I_W$ - rapporto tra il potere calorifico superiore del gas e la radice quadrata della gravità specifica del gas, ovvero della densità relativa a quella dell'aria).

### *4.3.5. Trattamenti di purificazione*

Esistono diversi processi finalizzati alla rimozione di composti dannosi presenti nel gas naturale, tra cui:

- L'assorbimento con alcanolammine;
- L'assorbimento con carbonato potassico;
- Il filtraggio mediante membrane;
- Il recupero dello zolfo;
- La rimozione di composti mediante solvente fisico;
- La rimozione del solfuro di idrogeno con processi ossidativi.

Questi processi sono noti come trattamenti di addolcimento del gas naturale e hanno lo scopo di eliminare i gas acidi presenti, tra cui $CO_2$, $H_2S$ e COS ed eventualmente dei mercaptani, se presenti in quantità eccessive.

Quando il gas acido contiene solfuro di idrogeno, questo dovrà subire un trattamento successivo che lo trasformerà in zolfo.

Specialmente quando la concentrazione di $CO_2$ e $H_2S$ nel gas da trattare è molto elevata, conviene impiegare solventi fisici per effettuarne la rimozione.

Se il gas da trattare ha un contenuto molto modesto di solfuro di idrogeno, si può procedere alla sua completa rimozione senza intaccare minimamente l'anidride carbonica presente mediante un procedimento molto selettivo di ossidazione.

Infine, un trattamento molto importante è quello che prevede la rimozione del mercurio. A temperatura ambiente, la presenza di mercurio non è dannosa, in quanto, rimanendo in fase gassosa, non va ad intaccare le superfici metalliche con cui entra in contatto. Tuttavia, a bassa temperatura, raggiunge la condizione di saturazione e ha effetti dannosi per i componenti in leghe di alluminio, ma anche in altri materiali spesso utilizzate nell'industria del gas. L'unità per la rimozione del mercurio è costituita da un reattore su supporto solido, avente una configurazione molto simile a quella di un filtro a carbone attivo. Quando il mercurio passa attraverso il filtro, reagisce formando composti solforati che ne consentono il recupero e la manipolazione in sicurezza.

### *4.3.6. Impianti di liquefazione*

Lo schema tipico di un impianto in grado di portare il gas naturale a temperature sufficientemente basse è un quello di un sistema di refrigerazione in cascata (Figura 22).

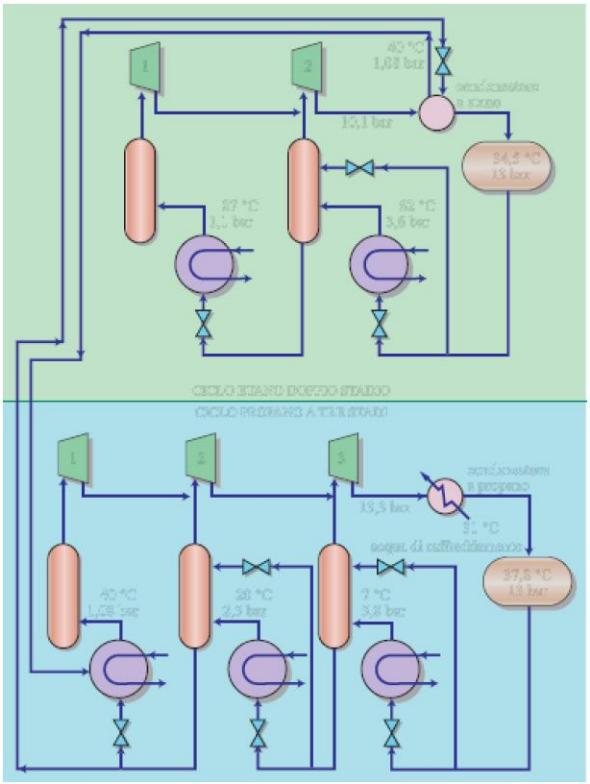
Come si può osservare, il gas è sottoposto ad un ciclo a tre stadi a propano, che permette di raggiungere la temperatura di -40°C a 1,08 bar assoluti, seguito da un ciclo a due stadi, che utilizza come fluido refrigerante l'etano. Estendendo questa procedura ad un sistema con tre fluidi che evaporano in cascata (Figura 23), è possibile ottenere la temperatura necessaria a liquefare il gas naturale (circa -162°C).

Affinché il gas naturale possa essere avviato al processo di liquefazione, è necessario che presenti alcune caratteristiche fondamentali.

La pressione operativa di liquefazione può essere differente da impianto ad impianto a seconda del sistema di gas raccolto dai vari giacimenti. Ad un livello di pressione più basso corrisponde un abbassamento della curva di raffreddamento, e un'estensione della parte del

ciclo ad etilene. Questo comporta un aumento della potenza richiesta al ciclo a etilene e conseguentemente un aumento del consumo di gas combustibile necessario a realizzarla.

*Figura 22. Sistema di refrigerazione in cascata etano (sfondo verde))-propano (sfondo azzurro)*



Successivamente, risulta necessario un ciclo a metano a più stadi, per sottoraffreddare il liquido, al fine di evitare un'eccessiva evaporazione del gas liquefatto nella successiva espansione a pressione atmosferica.

Poi, il gas liquefatto è sottoposto ad una quarta fase, in cui avviene un'espansione parziale (detta anche espansione flash) che ne comporta un ulteriore raffreddamento, concludendo il ciclo di refrigerazione.

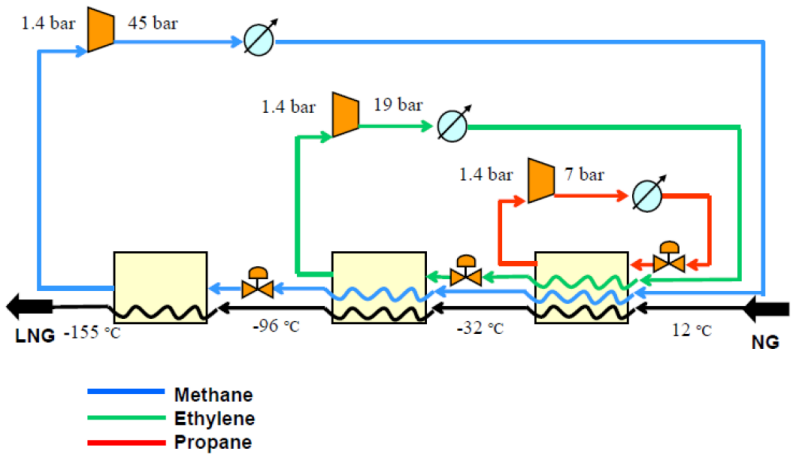
Nel caso in cui il gas da trattare presenti un elevato contenuto di azoto, quest'ultimo può essere ridotto utilizzando il gas di flash. Essendo infatti l'azoto molto più volatile del metano, esso si concentrerà nella fase gas evaporato e pertanto nella fase liquida la sua quantità risulterà ridotta.

Alla fine del primo ciclo di refrigerazione a propano si esegue una separazione dei liquidi, e il metano viene riciclato nella corrente principale, mentre il $C_{2+}$ può essere frazionato e venduto come NGL (Natural Gas Liquids) oppure, mediante un ulteriore frazionamento, come

GPL e benzina leggera. In tal modo si possono ridurre il potere calorifico e conseguentemente l'indice di Wobbe al valore richiesto.

Gli impianti di refrigerazione a cascata sono stati sostituiti, dopo gli anni settanta, perlopiù da sistemi MRF (Mixed Refrigerant Fluid), che tuttavia, non presentano significativi miglioramenti dal punto di vista dell'efficienza termodinamica dei cicli di refrigerazione. Il vantaggio maggiore dei sistemi MRF consiste tuttavia nella maggiore flessibilità e nella semplicità operativa.

*Figura 23. Schema semplificato di un impianto di refrigerazione in cascata a tre stadi*

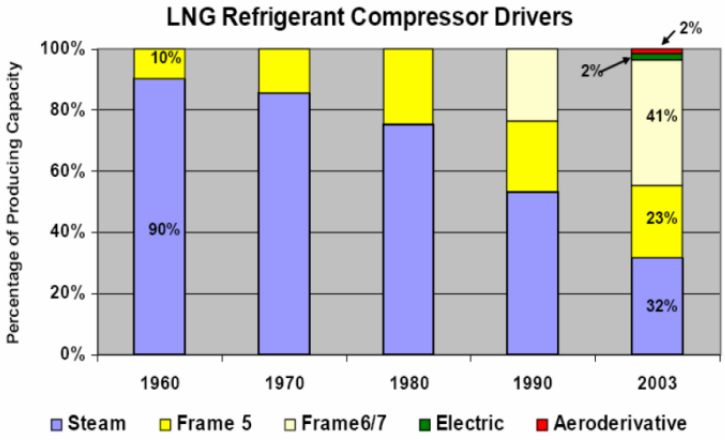



La curva di raffreddamento del gas naturale cambia in funzione delle condizioni operative, e il ciclo di refrigerazione a cascata non è molto flessibile da adattarsi a tali variazioni. Il sistema MRF, invece, utilizza, anziché un componente puro, una miscela di composizione variabile di più refrigeranti. Ciò permette di adeguare la curva di evaporazione all'andamento di quella del fluido da refrigerare.

I possibili sistemi di compressione adottabili nel processo di liquefazione sono:

- Turbine a vapore (*steam turbines*): comuni nei vecchi impianti per la produzione di GNL;
- Turbine a gas (*gas turbines*): soluzione più utilizzata al giorno d'oggi;
- Sistemi di compressione elettrici: utilizzati al momento solo da Snøhvit, ma la cui disponibilità è in aumento negli ultimi anni (Figura 24).

*Figura 24: Sistemi di compressione*




## 4.4. Stazione di pompaggio e pompe criogeniche

A prescindere dall'unità di approvvigionamento impiegata per il *bunkering* di GNL deve essere ovviamente presente un sistema di pompaggio, che è costituito da una pompa criogenica impiegata per traferire il GNL dall'unità di approvvigionamento all'unità ricevente.

La stazione di pompaggio non ha esclusivamente la funzione di trasferire il GNL, ma svolge un ruolo fondamentale nell'ambito delle attività connesse alla misurazione e al controllo della pressione, alla gestione del sistema di ritorno del vapore e al monitoraggio del *boil-off gas*. Pertanto, deve essere dotata di tutti i sistemi di sicurezza a ciò preposti.

La stazione di pompaggio è collegata da un lato al serbatoio di deposito del GNL, mediante una pipeline di tipo fisso, e dall'altro è connessa a una testata o a un collettore, da cui partono i tubi flessibili. La linea di collegamento tra il sistema di pompaggio e il serbatoio deve essere dotata di un opportuno isolamento e la tecnologia impiegata è di tipo "pipe in pipe". Tra un trasferimento di GNL e il successivo, è necessario svuotare la linea di collegamento dal GNL e da eventuali vapori rimasti all'interno a seguito dell'operazione precedente.

La pompa deve garantire il trasferimento di GNL verso diverse tipologie di serbatoi, che possono presentare pressioni anche molto diverse: ciò significa che la stazione di pompaggio deve avere una pressione sufficientemente elevata per poter adempiere a tale scopo nelle diverse situazioni di operatività. Inoltre, all'interno della stazione è necessario impiegare adeguati sistemi di monitoraggio continuo della pressione al fine di avere il controllo su tale parametro. Detto aspetto non incide esclusivamente sulla sicurezza delle *operations* ma costituisce anche un valore determinante nel definire la velocità di trasferimento del GNL.

Analizzando più nel dettaglio le caratteristiche tecniche delle pompe impiegate nel *bunkering* di GNL, il primo profilo rilevante da evidenziare consiste nella natura criogenica

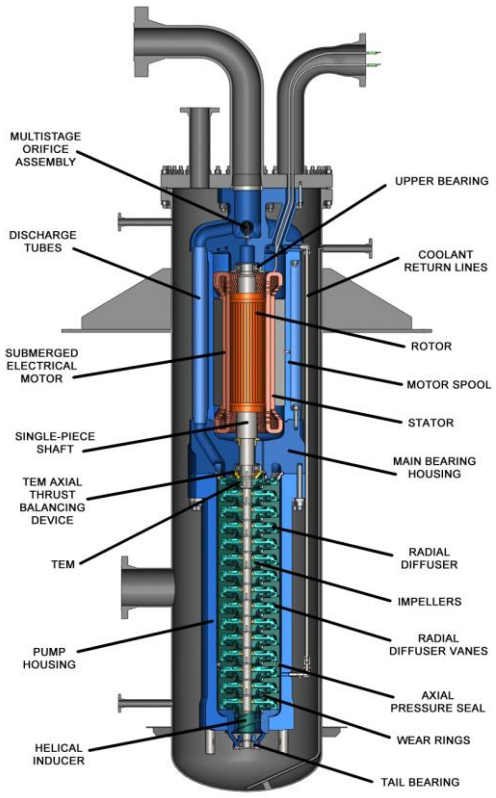
delle stesse. Per quanto attiene ai codici e alla normativa di riferimento per la progettazione di pompe appare rilevante la documentazione prodotta a livello internazionale dai seguenti organismi tecnici specializzati:

- Deutsches Institut fur Normung (DIN)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- Hydraulic Institute (HI)

In Figura 25 viene riportata una sezione di pompa criogenica per il *bunkering* di GNL mentre la Figura 26 mostrata la pompa criogenica di tipo NIKKISO prodotta dalla società specializzata LEWA.

Si tratta di pompe da vuoto che sfruttano il fenomeno della condensazione di un gas su pareti fredde al fine di garantire la riduzione del numero di molecole in fase gassosa. Per garantire la condensazione del gas presente all'interno della camera, è possibile fare ricorso a diverse tecnologie, tra cui le più comuni prevedono l'impiego di azoto o elio liquido. In questi casi, in particolare, l'elemento impiegato circola all'interno di una parete da vuoto attorno alla camera contenente il gas e ne permette la sua condensazione e il mantenimento in fase liquida.

*Figura 25. Pompa criogenica per il bunkering di GNL: sezione verticale e indicazione dei componenti*



Le pompe impiegate per il trasferimento del GNL sono di tipo centrifugo e sono completamente immerse all'interno del serbatoio contenente il liquido criogenico. In ragione della completa immersione della pompa e del motore all'interno del serbatoio, le criticità connessi alle perdite causate dagli anelli di tenuta rotanti vengono completamente eliminati. Inoltre, grazie all'impiego di questa soluzione tecnologica, i cuscinetti presenti lavorano meglio all'interno del liquido e ciò consente anche di impiegate motori di dimensioni inferiori, in quanto il liquido criogenico garantisce un migliore raffreddamento rispetto a quello che sarebbe ottenibile impiegando un motore esterno raffreddato ad aria.

Nelle pompe criogeniche di ultima generazione è presente un sistema di bilanciamento, simile a quello generalmente impiegato in altri tipi di pompe centrifughe, che consente di ridurre le spinte assiali. L'impiego di questa soluzione tecnica consente di incrementare la durata della pompa senza dover ricorrere a manutenzioni continue. Inoltre, un ulteriore vantaggio consiste nell'eliminazione dei problemi di allineamento del motore, poiché la pompa e il motore vengono costruiti sul medesimo albero.

In taluni casi, nel sistema di pompaggio viene introdotto un *inducer* (tratto assiale di girante) al fine di migliorare il Net Positive Suction Head Required (NPSHR)[5] della pompa, elemento di estrema importanza nei casi in cui ci sia cavitazione. L'*inducer*, infatti, consente alla pompa di ridurre i livelli di liquido di scorta necessari ad assicurare che all'interno della pompa entri liquido senza vapore. La progettazione dell'*inducer*, delle giranti e dei diffusori impiegati nell'ambito del *bunkering* di GNL non differisce significativamente dalla progettazione dei componenti impiegati nelle pompe centrifughe tradizionali: tuttavia nel caso del *bunkering* di GNL risulta ancora più rilevante il controllo delle variazioni di pressione all'interno della pompa. Ciò discende dal fatto che nel caso delle pompe per il *bunkering* di GNL si ha a che fare con un liquido con temperatura vicina a quella di ebollizione e, nel caso si verificasse una piccola riduzione di pressione, si rischierebbe una discesa dle livello della pressione al di sotto della tensione di vapore del liquido: evento quest'ultimo che indurrebbe una formazione di vapore o ebollizione, e causerebbe un fenomeno nocivo detto cavitazione.

[5] Come noto, con il termine Net Positive Suction Head si è soliti indicare la prevalenza netta di aspirazione positiva di una pompa, ovvero la differenza tra la pressione in un punto di un generico circuito idraulico e la tensione di vapore del liquido nello stesso punto. Essa dipende da alcuni parametri caratteristici dell'impianto e dalle modalità di installazione della pompa.

*Figura 26. Pompa criogenica per il bunkering di GNL: tipologia NIKKISO della LEWA*

Fonte: LEWA, 2015 (http://www.lewa.it/it/pompe/pompe-centrifughe/pompa-criogenica-nikkiso/)

Il motore della pompa criogenica è ubicato all'interno di un diffusore verticale, elemento questo che garantisce la separazione del liquido e del vapore. In questa configurazione, con l'apertura vicino al fondo del serbatoio, non vi è la possibilità per il motore di entrare nel sistema di sfiato senza prima essere passato attraverso la pompa.

La pompa criogenica può essere mono- o multi-stadio e ha le giranti chiuse (controdisco) che permettono un flusso misto (assiale e radiale) e con un design simile alle turbine Francis. I motori possono avere 2, 4 o 6 poli e, generalmente, sono tarati con frequenza di 50 o 60 Hz, ma possono essere dotati di variatori di frequenza.

Con riferimento ai materiali che è necessario impiegare per assicurare adeguati livelli di sicurezza nell'ambito delle operazioni di *bunkering*, i gusci e gli elementi rotanti della pompa (giranti e *inducer*) devono essere realizzati in alluminio pressofuso. Questo tipo di materiale, infatti, presenta buona duttilità a basse temperature, stabilità e conducibilità termica. In taluni casi vengono impiegati anche acciai inox austenitici e alluminio battuto per i gusci. Per gli alberi è opportuno l'impiego di diversi gradi di acciaio inossidabile. Gli anelli di usura e le boccole, invece, sono solitamente in bronzo, oppure in grafite o ancora in materiali sinterizzati in bronzo. Il gruppo rotante, infine, è supportato da cuscinetti, i quali, di solito, vengono realizzatiin acciaio per ottenere una adeguata resistenza alla corrosione.

### 4.5. Sistemi di piping (tubature)

Per quanto concerne i sistemi di *piping* (tubature) impiegati nell'ambito del *bunkering* di GNL, i principali profili che differenziano gli stessi rispetto agli elementi tradizionalmente impiegati sono legati alla criogenia del liquido.

Le soluzioni tecniche e progettuali scelte e impiegate per lo sviluppo di un sistema di bunkergaggio di GNL devono infatti impedire un innalzamento della temperatura del GNL che attraversa le tubature. Detto innalzamento della temperatura, infatti, può verificarsi in caso di perdite nei tubi o qualora abbia luogo il riscaldamento dei tubi dovuti all'ambiente esterno. Il sistema impiegato, pertanto, deve evitare fenomeno di formazione del boil-off gas.

I sistemi di piping che sono attraversati da GNL dovranno ovviamente soddisfare, come richiesto dalla normativa e la regolamentazione internazionale, i requisiti di labeling, atto a identificare il contenuto della tubatura, al fine di evidenziare il sussistere di condizioni di pericolo (ASME A13.1; cfr. Figura 27).

Tenuto conto della rilevanza che questo profilo assume nell'evitare pericoli per le persone, le *facilities* e le attrezzature che interessano i processi di *bunkering*, a livello internazionale esiste un ampio elenco di codici e normative per la progettazione dei sistemi di *piping*, realizzati da differenti organismi specializzati. Tra gli altri si individuano i seguenti:

- API (American Petroleum Institute) 5L/ISO 3183 - Line pipe specification 5 L e petroleum and natural gasindustries – Steel pipe for pipeline transportation system,2007.
- API (American Petroleum Institute) Spc.1104 - Welding of pipeline and related facilities.
- API (American Petroleum Institute) 6D/1994 - Specification for pipeline valves, and closures, connectors and Swivels, che tuttavia è dedicato prevalentemente alle valvole e altri sistemi di sicurezza impiegati nell'ambito dei sistemi di piping e di cui si avrà modo di discutere più dettagliatamente nel proseguo del document.
- ASME (American Society of Mechanical Engineers) B31.4 - Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbon and Other Liquids.
- ASME B16.5 - Pipe flanges and flanged fittings).
- ANSI B31.1 - Power piping.
- ANSI B31.2 - Fuel gas piping.
- ANSI B36.10 - Welded and seamless wrought steel pipe.
- ANSI B36.19 - Stainless steel pipe.
- ANSI B16.5 - Steel pipe flanges and flanged fittings.
- ANSI B16.20 - Ring-joint gaskets and grooves for steel pipe flanges
- AWWA C207 - Steel pipe flanges for waterworks service.
- Steel pipe line flanges.
- ANSI B2.1 - Pipe threads.

*Figura 27. Sistemi di piping e label requirements: ASME A13.1*

| Pipe Contents | Color Scheme |
|---|---|
| Fire-quenching fluids | White text on red |
| Toxic and corrosive fluids | Black text on orange |
| Flammable fluids | Black text on yellow |
| Combustible fluids | White text on brown |
| Portable, cooling, boiler feed and other water | White text on green |
| Compressed air | White text on blue |
| User-defined | White text on purple |
| User-defined | Black text on white |
| User-defined | White text on gray |
| User-defined | White text on black |

Fonte: The American Society of Mechanical Engineers, 2013.

Nella progettazione del sistema di *piping* è inoltre necessario considerare il fatto che le tubature devono essere sottoposte a pre-raffreddamento, depurazione ed inertizzazione prima ancora che avvenga l'effettiva operazione di *bunkering*. Pertanto, è necessario l'inserimento di elementi in grado di assorbire le variazioni termiche cui il sistema è sottoposto nel corso dell'espletamento delle procedure per il trasferimento del GNL: ci si riferisce in particolare al *loop* di espansione e contrazione.

Il progetto delle tubazioni deve prevedere la possibilità di evaporazione per ebollizione del GNL da eventuali falle e il loro riscaldamento a seguito delle condizioni ambientali. Inoltre la fase di progettazione del sistema di piping deve prevedere il calcolo a fatica dei carichi sostenuti ed espansioni termiche, che ne influenzano il dimensionamento. È appena il caso di evidenziare come nel caso di trasferimento di GNL secondo configurazione di tipo STS saranno necessarie tubazioni molto più corte rispetto a quelle installate sulla terraferma.

Questo elemento spiega la rilevanza della scelta accurata dei materiali da impiegare per la progettazione e la realizzazione del sistema di *piping*, come evidenziato dall'ampia documentazione prodotta a livello internazionale in merito alle problematiche connesse alla criogenia e alle variazioni termiche, sopra richiamate.

Il materiale maggiormente impiegato per il sistema di *piping* e per i diversi componenti ad esso associato (per esempio: riduttori, curve, ecc.) è l'acciaio inossidabile SS304L (equivalente di EN 10216-5 e EN14306). Questa tipologia di acciaio, come noto, è di tipo austenitico con 18% di Cr, 8% di Ni e 2-3% di Mo, che risulta di facile lavorabilità. Il molibdeno, inoltre, permette la formazione dei carburi di molibdeno, i quali favoriscono una maggior resistenza alla corrosione da parte di sostanze contenenti cloruri.

La normativa internazionale, inoltre, prevede che per il trasferimento di GNL i tubi impiegati nel sistema di *piping* abbiano schedula (spessore del tubo che varia in funzione del diametro nominale di quest'ultimo) non inferiore a 10S.

Con riferimento alle operazioni di saldatura di tali tubi, valgono le indicazioni e le regole impiegate per gli acciai inossidabili di tipo austenitico: in particolare, è richiesto l'impiego di acciaio 308L come materiale d'apporto. Le saldature devono essere però realizzate da personale certificato e seguire le procedure indicate dall'apposita normativa.

Per quanto riguarda il tipo di isolamento impiegato per il sistema di *piping*, è necessario impiegare sostanze sotto forma di schiume o di polveri (ad esempio perlite),

A livello empirico, vengono impiegate diverse tecnologie per soddisfare le esigenze imposte dai sistemi di *bunkering* di GNL. Un primo sistema consiste nel design di tipo pipe-in-pipe (Figura 28) con pre-isolamento in schiuma poliuretanica. In questo caso, il tubo interno è in acciaio SS304L e si muove assialmente (a causa delle variazioni termiche) sull'involucro di polietilene ad alta densità, il quale scorre sul tubo protettivo più esterno. In questo caso si impiegano tubi prefabbricati e nel caso di saldature o collegamenti mediante flange, gli interventi per l'isolamento vengono eseguiti direttamente in situ.

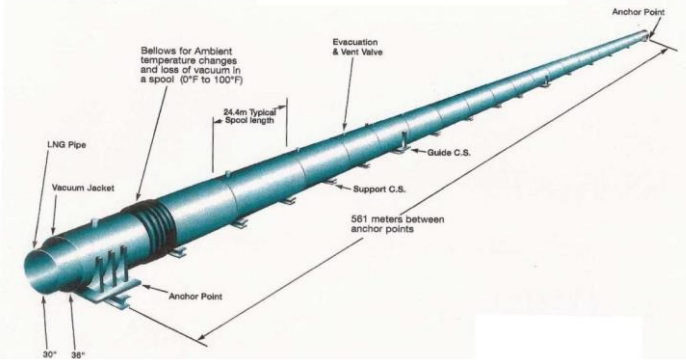
*Figura 28. Sistemi di piping per il GNL: design pipe-in-pipe*

Un secondo metodo impiegato dall'industria prevede l'impiego dell'isolamento a vuoto dei tubi (Figura 29). In questa seconda configurazione tecnologica viene adottato un tubo interno in SS304L circondato da uno spazio vuoto, il quale, a sua volta è avvolto da un tubo protettivo esterno. La presenza del secondo tubo, oltre a garantire l'isolamento, consente di prevenire eventuali fuoriuscite di GNL dal sistema, riducendo ulteriormente il rischio di incidenti[6].

[6] Nel caso di condotte ventilate si utilizza un sistema di ventilazione per cambiare l'aria tra i due tubi. Genericamente, si richiede una capacità di ricambio di 30 cambi d'aria all'ora e dove con volume di cambio d'aria si intende il volume di tutto lo spazio interno tra i due tubi, considerando tutta la lunghezza della condotta. Il

L'isolamento sotto vuoto nello spazio tra il tubo interno e quello che fa da involucro è inoltre finalizzato a ridurre in modo efficiente la convezione e la conduzione termica. Inoltre, gli strati di isolamento permettono di riflettere la radiazione termica proveniente dall'esterno.

*Figura 29. Sistema di piping per il GNL: design con isolamento a vuoto dei tubi*




Con questa tecnica, inoltre, il numero di giunti per l'espansione può essere ridotto qualora siano presenti dei soffietti nel tubo interno, inclusi nel contenimento del tubo di rivestimento. Il grado di vuoto è controllato costantemente mediante apposita apparecchiatura ed è previsto uno specifico allarme nel caso in cui lo stesso scenda al di sotto di un certo livello.

Una terza soluzione adottata a livello internazionale si basa sull'impiego di Invar, una lega che contiene il 64% di Ferro e il 36% di Nichel, in sostituzione dell'acciaio inossidabile austenitico SS304L (Figura 30).

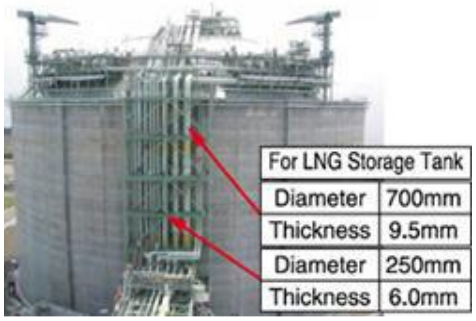
Il coefficiente di espansione lineare per questomateriale è pari al 10% rispetto a quello dell'acciaio inox austenitico, il che significa che la costruzione del sistema di piping non pone problemi e criticità in termini di potenziali variazioni dimensionali dovute alla temperatura. Detta proprietà rende questa lega particolarmente adatta per l'impiego in sistema di piping per GNL, in quanto le tubazioni possono essere costruite perfettamente rettilinee senza la necessità di far uso di *loop* di dilatazione. La lega Invar ha una tensione di snervamento simile a quella dell'acciaio inox austenitico, ma presenta un carico di rottura inferiore.

Uno dei principali vantaggi di questa tecnologia consiste nella riduzione dei giunti necessari.

Per l'isolamento si procede con gli stessi materiali adottati per il SS304L, ovvero schiuma poliuretanica o isolamento a vuoto.

sistema di ventilazione, invero, consente di mantenere la pressione nel volume intermedio al di sotto della pressione atmosferica in modo tale da impedire al gas di fuoriuscire dal sistema.

*Figura 30. Sistema di piping per il GNL: design con impiego di tecnologia Invar*




## 4.6. Tubi criogenici flessibili, bracci di carico e giunti girevoli

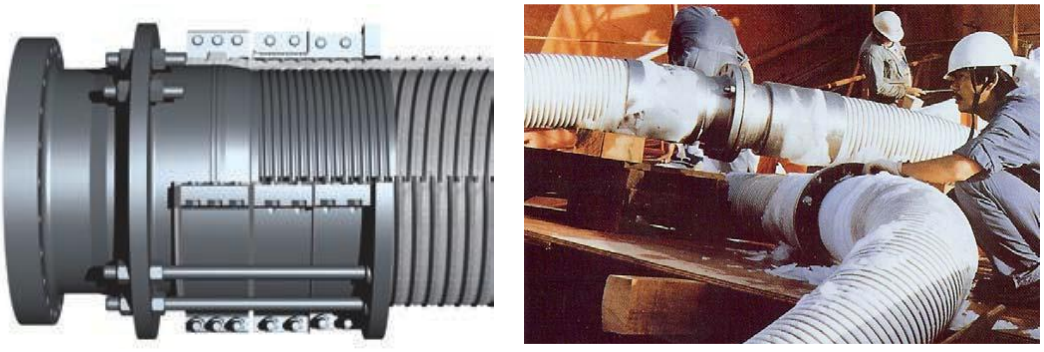
Nelle diverse tipologie di configurazioni di *bunkering*, oltre ai sistemi di *piping* di tipo fisso, sono necessari molteplici ulteriori componenti al fine di assicurare il trasferimento di GNL. Tra questi rientrano i tubi criogenici flessibili, i bracci di carico e i giunti girevoli.

### *4.6.1. Tubi criogenici flessibili*

I tubi criogenici flessibili (Figura 31), disponibili in diverse tipologie, vengono prevalentemente impiegati nell'ambito del *bunkering* STS e nel trasferimento di GNL da autocisterne a stazioni satellite. La natura flessibile dei tubi viene considerata un vantaggio anche in termini di sicurezza in quanto, qualora la nave venga rifornita da struttura fissa è possibile mantenere una certa distanza di sicurezza dall'unità di approvvigionamento.

Nel passato questi tubi sono stati realizzati con soluzioni che non ne prevedevano l'utilizzo a contatto con l'acqua, in quanto si riteneva che la stessa fosse una configurazione di più facile realizzazione; tuttavia, a oggi esistono anche tubi flessibili galleggianti e sommersi (Figura 32).

*Figura 31. Tubi criogenici flessibili*



Nell'ambito della progettazione di questo tipo di tubi, è necessario considerare che al loro interno non deve scorrere solamente il GNL. Come già indicato, infatti, prima che inizi l'effettivo trasferimento di GNL, le procedure per il *bunkering* di GNL prevedono che l'intero

sistema di trasferimento (e quindi anche i tubi criogenici eventualmente impiegati a tal scopo) sia sottoposto a depurazione con azoto per evitare la possibile formazione di miscele esplosive di aria e gas. Questi tubi, pertanto, sono sottoposti a variazioni termiche significative e vengono percorsi anche da sostanze chimiche di diverso tipo. La loro progettazione, quindi, deve esser tale da garantire la formazione della minima quantità possibile di boil-off gas (BOG), e questo parametro viene considerato nella fase di scelta dei materiali. I tubi, dunque, devono essere sottoposti a procedure di "*inerting*" e "*purging*" per eliminare le tracce di aria e devono essere raffreddati prima dell'immissione di GNL al loro interno. È possibile collegare più tubi in parallelo nel caso in cui si intenda aumentare la portata del gas naturale trasferita o nel caso in cui sia previsto un sistema di ritorno del vapore.

Questo tipo di tubi deve presentare una notevole resistenza rispetto ai carichi assiali e, generalmente, essi vengono testati a 20 bar, sono sottoposti a prova di scoppio a 100 bar e possono consentire un trasferimento di GNL pari a 1.250 $m^3$/h.

Anche in questo caso, sul mercato risulta disponibile un ampio *range* di soluzioni tecnologiche adeguate allo scopo, prodotte da diverse imprese del settore.

Una prima tecnologia piuttosto consolidata è quella proposta dalla Gutterling (Figura 33) che segue una logica analoga ai tubi realizzati dalla Cryoflex[7] e della Dantec. Questa tecnologia fa uso di un tubo multistrato costituito da acciaio inossidabile 316 (ovvero una lega austenitica con 16-18% Cr, 11-14% Ni, 2-3% Mo[8]) per il filo interno e il filo esterno, di un rivestimento di poliammide, di una carcassa di tessuti poliammide e di film in poliestere. Il tutto viene successivamente ricoperto da poliammide.

[7] La Linea Cryoline LNG in particolare è progettata specificatamente per il trasferimento di GNL tramite operazioni "offshore", ovvero fuori bordo nave, con tubi galleggianti (Mauriès et al., 2013).

[8] Come già indicato, il molibdeno è utile per migliorare la resistenza alla corrosione da parte dei cloruri.

*Figura 32. Trasferimento di GNL tramite tubi flessibili galleggianti*

Fonte: Mauriès et al., 2013 (“Qualification of an innovative offshore LNG tandem offloading system using cryogenic floating hoses”).

Grazie al poliammide è possibile ottenere buone proprietà in termini di peso specifico, di resistenza agli urti e all'usura, nonchédielevato recupero elastico. I collegamenti agli estremi dei tubi vengono realizzati attraverso l'impiego di semplici flange. Gli estremi possono essere connessi direttamente con i sistemi ERC e QCQD (Quick Connection/Quick Disconnection System)[9].

*Figura 33. Tubi flessibili criogenici: tecnologia Gutterling*

Fonte: Gutterling, 2016 (http://www.gutteling.com)

Una tecnologia alternativa per la realizzazione di questo tipo di tubi è quella adottata dalla società Trelleborg, la quale ha progettato tubi criogenici con un design "*hose in hose*" (tubo nel tubo)[10]. Questa configurazione è caratterizzata da un tubo interno formato da strati molteplici di film e tessuti polimerici intrappolati all'interno di due fili avvolti in acciaio inossidabile. Il

[9] Per ulteriori approfondimenti si vedano le sezioni successive del presente documento.

[10] I parametri utilizzati dalla Trelleborg per la progettazione dei tubi in esame sono un diametro interno massimo di 500 mm, una pressione ammissibile di lavoro di 15 barg (ovvero bar Gauge, che corrisponde a 15 bar sopra la pressione atmosferica), un intervallo operativo di temperatura compreso tra – 196°C e 40°C e un raggio di curvatura pari a 3 metri.

film è utile come barriera per il fluido, mentre i tessuti forniscono al tubo la giusta resistenza. Il tubo esterno è basato sulla tecnologia dei tubi di gomma incollati, ovvero costituiti da gomma, anelli in acciaio, strati di rinforzo in cavi di acciaio e giunzioni terminali. Tale tubo esterno consente di raggiungere una buona resistenza alla corrosione, un elevato isolamento termico e una adeguata resistenza alla fatica. Il design sviluppato, inoltre, si caratterizza per la presenza di un sistema integrato all'interno dei tubi di gomma in grado discaricare le sollecitazioni presenti sulle flange (Figura 34).

*Figura 34. Tubi criogenici flessibili: tecnologia "hose in hose" della società Trelleborg"*

Fonte: Trelleborg, 2016 (http://www.trelleborg.com/en) e Mauriès et al., 2013 ("Qualification of an innovative offshore LNG tandem offloading system using cryogenic floating hoses").

Al fine di considerare le dimensioni e i profili rilevanti per la valutazione della salute e della sicurezza del sistema di *bunkering* adottato, occorre esaminare anche l'adattamento e la movimentazione di questo tipo di tubi durante le operazioni di rifornimento.

La movimentazione e la gestione dei tubi in oggetto, in particolare, avvengono solitamente attraverso l'impiego di gru, che risultano ubicate:

- lungo la banchina, il molo o eventualmente l'isola artificiale, nella configurazione "terminal to ship" o "shore to ship" (TPS);
- sul ponte della nave da *bunkering*, nella configurazione "ship to ship" (STS).

Questo tipo di operazione (movimentazione dei tubi) è rischiosa in quanto, se non correttamente espletata può causare la formazione di scintille e la conseguente ignizione del carico (GNL). L'impiego della a gru è tuttavia necessario al fine di posizionare la parte terminale del tubo per l'approvvigionamento sulla nave ricevente e per mantenerlo nella posizione durante l'espletamento dell'operazione di *bunkering* (Figura 35).

*Figura 35. Movimentazione di tubi flessibili per bunkering di GNL mediante gru su ponte nave*

La tipologia di gru impiegate è funzione della configurazione di *bunkering* prescelta e del diverso numero di tubi impiegati simultaneamente per lo svolgimento delle relative operazioni. Nel caso in cui si debba installare un tubo alla volta, si ricorre all'impiego delle gru a bandiera oppure delle gru ad asta, mentre qualora sia necessario impiegare simultaneamente un numero maggiore di tubi, solitamente vengono impiegate gru a portale o gru telescopiche.

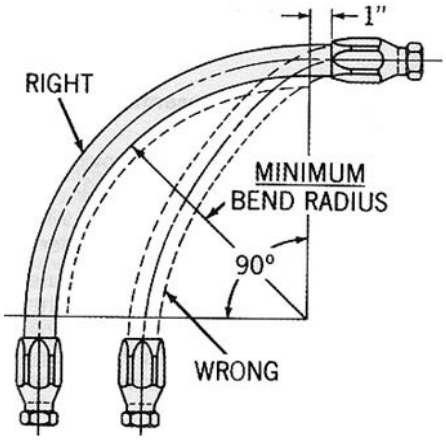
L'impiego di un solo tubo si rivela idoneo nel caso in cui le quantità di GNL da trasferire risultino limitate (come avviene nelle configurazioni autobotte-nave o in alcune soluzioni STS).

Nella gestione dei tubi flessibili, al fine di assicurare un adeguato livello di *safety & security* e garantire una maggior vita utile degli impianti, riducendo il ricorso a costose operazioni di manutenzione straordinaria è necessario considerare alcuni parametri tecnici ed operativi fondamentali quali:

- il raggio di curvatura minimo;
- la pressione di esercizio.

Il raggio di curvatura viene misurato a partire dal centro della sezione del tubo fino al centro della circonferenza (Figura 36) e costituisce un parametro rilevante in quanto rappresenta il valore massimo con cui il tubo può essere piegato senza variarne l'eccentricità e senza che lo stesso subisca danni non reversibili.

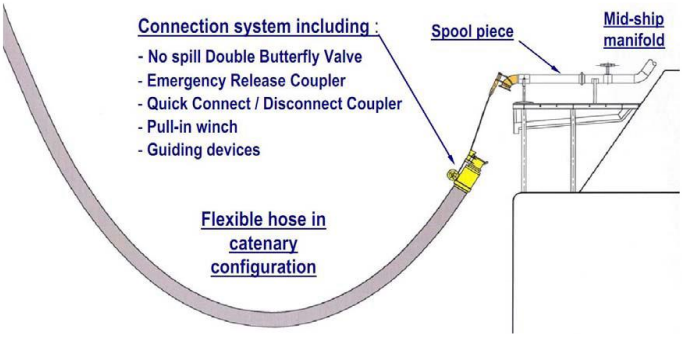
*Figura 36. Raggio minimo di curvatura dei tubi flessibili impiegati nel bunkering di GNL*




Il minimo raggio di curvatura, pertanto, costituisce il valore al di sotto del quale non è possibile piegare il tubo: tanto minore è questa soglia, tanto maggiore risulta la flessibilità del tubo. Solitamente è consigliato l'impiego di un valore di raggio di curvatura superiore al minimo al fine di evitare continue sostituzioni dei tubi impiegati.

Per quanto riguarda la pressione di esercizio, inoltre, durante le operazioni di rifornimento è sempre consigliato mantenere valori significativamente al di sotto della soglia per cui i tubi sono stati progettati.

*Figura 37. Sistema per la gestione in sicurezza dei tubi flessibili per il bunkering di GNL*




Nel complesso è possibile affermare che l'impiego di gru dedicate costituisca la migliore tecnologia possibile per la movimentazione dei tubi e il mantenimento degli stessi nella giusta posizione durante le procedure di *bunkering*: la gru, infatti, garantisce un posizionamento dei tubi in sicurezza e il persistere di un raggio di curvatura superiore al minimo richiesto. Ciò evita sollecitazioni critiche nei punti estremi in cui avviene il collegamento con le unità di approvvigionamento e di quella ricevente.

Pertanto, la definizione delle procedure da seguire nell'ambito delle operazioni di bunkeraggio in ambito portuale deve essere tale da escludere in ogni caso l'impiego di argani e deve essere vietato lasciare i tubi sospesi liberamente in tutta la loro lunghezza. A tal fine, nella pratica comune, si è soliti adottare soluzioni analoghe a quella riportata nella Figura 37: la sola parte centrale del tubo viene lasciata libera, mentre le estremità sono vincolate e fissate.

### *4.6.2. Bracci di carico*

In alternativa al sistema di tubi flessibili (ed eventuali gru per la movimentazione degli stessi) le procedure di *bunkering* di GNL a livello portuale possono prevedere l'impiego di bracci di carico. Nella progettazione di questi ultimi è necessario tener conto del fatto che essi devono essere sufficientemente flessibili per seguire i movimenti della nave durante l'espletamento delle procedure di rifornimento.

I bracci di carico e scarico risultano adeguati nel caso di trasferimento del GNL nei terminali di importazione ed esportazione, ma possono essere impiegati anche in caso di bunkeraggio con configurazione "*ship to ship*" o "*truck to ship*". In questi casi vengono impiegati bracci di dimensioni più contenute (rispetto ai terminali di importazione/esportazione).Nella configurazione truck to ship (autobotte a nave), il ricorso a bracci di carico è preferibile quanto è necessario provvedere a collegamento/scollegamento di tipo manuale.

I bracci di carico devono essere dotati di dispositivi di sicurezza e di sistemi ESD (cfr. successive sezioni del documento), per poter facilitare lo scollegamento dalla nave ricevente in caso di eventi accidentali o perdite di GNL.

Nella progettazione dei bracci di carico vanno inoltre previste unità di controllo e di monitoraggio che consentano un collegamento semplice e rapido tra l'unità di approvvigionamento e la nave da rifornire.

Ilbraccio di carico per il bunkeraggio di GNL è caratterizzato da diversi componenti:

- la linea per il trasferimento di GNL,
- l'eventuale linea di ritorno del vapore,
- i giunti girevoli,
- i contrappesi, le flange per l'isolamento elettrico,
- la linea di epurazione con azoto,
- la linea di drenaggio,
- i sistemi di allarme e di rilascio per le emergenze,
- il sistema di disconnessione rapida (manuale oppure automatico).

Anche nel caso dei bracci di carico sono disponibili sul mercato diversi tipi di soluzioni tecniche, in funzione della configurazione di *bunkering* in cui vanno inseriti. In particolare è

possibile distinguere tra bracci di carico per il collegamento sulla costa o da autobotte (Figura 38) o bracci di carico marini (vedi Figura 39).

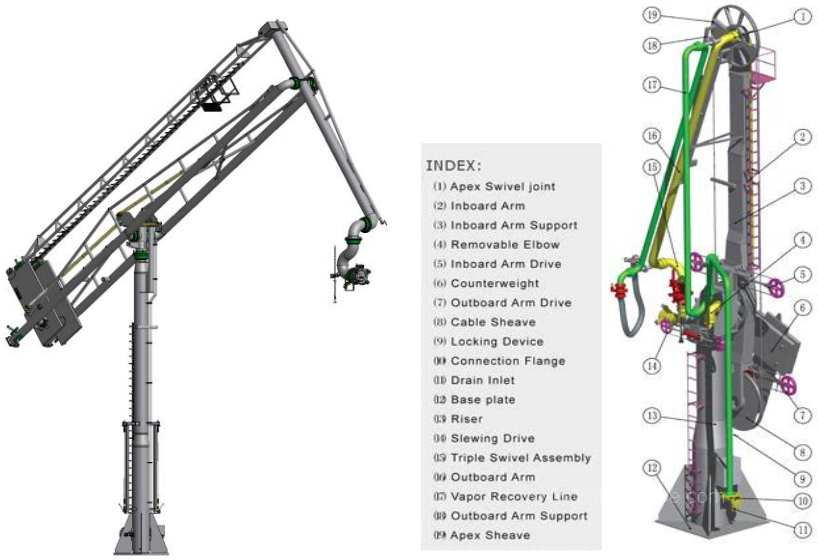
I bracci di carico per il trasferimento autobotte a nave, come già indicato,presentano chiaramente dimensioni inferiori rispetto a quelli marini e sono impiegati solitamente per ridurre le forze e i momenti che agiscono sul sistema di *piping* oppure sull'autobotte stessa quando la nave si muove a causa di venti e correnti. Questo tipo di bracci viene installato a terra e può essere realizzato con tecnologie e forme di vario tipo. Dal punto di vista dei materiali impiegati è comune il ricorso all'acciaio al carbonio, all'acciaio al carbonio a bassa temperatura e agli acciai inossidabili.

I bracci di carico "marini", invece, sono impiegati nel *bunkering*secondo configurazione "shipto ship" (Figura 39). Rispetto alla soluzione a tubi flessibili, i bracci di carico hanno il vantaggio di presentare una vita utile dell'attrezzatura tendenzialmente più elevata. Essi, inoltre, garantiscono una più rapida sconnessione in caso di emergenza, senza alcun rilascio di GNL nell'ambiente.

*Figura 38. Braccio di carico per il bunkering di GNL: soluzione da autobotte a nave*

Per quanto riguarda i materiali da costruzione impiegati per i bracci di carico marini, i più diffusi sono gli acciai inossidabili, quali il 304L e il 316L, gli acciai al carbonio e gli acciai al carbonio a bassa temperatura. Anche in questo caso è necessario installare dispositivi di emergenza per lo scollegamento e valvole ESD per l'isolamento.

*Figura 39. Bracci di carico marini per il rifornimento di GNL: layout e componenti*




### *4.6.3. Giunti girevoli*

I bracci di carico usati nell'ambito del *bunkering* di GNL sono attrezzati anche con giunti girevoli (Figura 40), finalizzati a garantire la massima flessibilità al sistema durante il rifornimento. Questi sono impiegati nel sistema di *piping* quando l'unità di approvvigionamento e quella ricevente sono collegate, e consentono di evitare sollecitazioni di tipo torsionale e assiale causate dai movimenti dei bracci in presenza di vento.

*Figura 40. Giunto girevole impiegato in bracci di carico*

Attraverso l'impiego di questi giunti è possibile evitare perdite nel sistema di *piping* e ridurre le manutenzioni da eseguire. Inoltre, i giunti girevoli possono consentire il conseguimento di connessioni molto flessibili anche quando sono adoperate connessioni rigide.

I materiali impiegati, come nel caso dei bracci, sono essenzialmente gli acciai al carbonio, gli acciai per basse temperature, gli acciaio rivestiti in politetrafluoroetilene (PTFE), gomma, titanio o plastiche.

Ai fini della sicurezza e dell'adeguatezza dei componenti rispetto alla normativa di riferimento, occorre verificare che i cuscinetti siano inseriti all'interno dei giunti al fine di evitare il contatto di questi ultimi con gli elementi a bassa temperatura.

### 4.7. Sistemi, valvole e componenti per la sicurezza

Oltre ai molteplici componenti ed elementi sopra richiamati, un sistema complessivo di *bunkering* di GNL vede la presenza di numerose valvole e altri sistemi specificatamente dedicati all'espletamento in sicurezza delle operazioni di rifornimento.

Tenuto conto della rilevanza che le suddette componenti presentano per la sicurezza complessiva del sistema, non stupisce l'esistenza a livello internazionale di una molteplicità di codici e normative predisposte da diversi organismi tecnici volti alla definizione di standard di progettazione e tecnici di detti componenti. Tra gli altri si richiamano i seguenti:

- **UNI EN 12567** (2002) "Valvole industriali - Valvole di isolamento per GNL - Prescrizioni per le possibilità di impiego e metodi di prova appropriati", entrata in vigore l'1 febbraio 2002. Detta norma, che rappresenta la versione ufficiale in lingua italiana della norma europea EN 12567 (edizione luglio 2000) è volta a definire i requisiti prestazionali generali delle valvole di intercettazione (quali le valvole a saracinesca, le valvole a globo, le valvole a maschio, le valvole a sfera e le valvole a farfalla) che sono impiegate per la produzione, l'immagazzinamento e il trasporto di GNL mediante gasdotto, ferrovia, trasporto su strada o trasporto marittimo[11].
- API (American Petroleum Institute) 6D/1994 - Specification for pipeline valves, and closures, connectors and Swivels.
- ASME (The American Society of Mechanical Engineers) B16.10 - Face-to-face and end-to-end dimensions valves.
- ASME (The American Society of Mechanical Engineers) B16.34 - Valves-flanged and welding end.

Altri riferimenti utili sono costituiti dai seguenti:

- ANSI B 16.34 - Steel butt-welding end valves
- NSIB 16.10 - Face to face and end to end dimensions of ferrous valves
- MSS-SP 25 - Standard marking systems for valves, fittings, flanges and
- unions
- MSS-SP 45 - By-pass and drain connection standards
- MSS-SP 72 - Ball valves with flanged or butt welding ends for general service

[11] Non rientrano, invece, nello scopo e campo di applicazione della norma, le valvole di riempimento per GNL destinate ai sistemi di rifornimento per autoveicoli.

- MSS-SP 70 - Cast iron gate valves flanged and threaded ends
- MSS-SP 71 - Cast iron swing check valves, flanged and threaded ends
- MSS-SP 85 - Cast iron globe and angle valves flanged and threaded ends
- MSS-SP 80 - Bronze gate, globe, angle and check valves
- MSS- SP 84 - Steel valves- socket welding and threaded ends

*Figura 41. Normativa BS EN 1473 del 2007: Materiali impiegati a diretto contatto con il GNL*

| Materials | General use |
|---|---|
| Stainless steel | Tanks, unloading arms, nuts and bolts, pumps |
| Nickel alloys, ferronickel alloys | Tanks, nuts and bolts |
| Aluminium alloys | Tanks, heat exchangers |
| Copper and copper alloys | Seals, wearing surfaces |
| Asbestos, elastomer | Seals, gaskets |
| Concrete (prestressed) | Tanks |
| Epoxyd (resine) | Pump casings |
| Epoxy (silerite) | Electrical insulation |
| Fibreglass | Pump casings |
| Graphite | Seals, stuffing boxes |
| Fluorothylene propylene (FEP) | Electrical insulation |
| Polytetrafluoroethylene (PTFE) | Seals, stuffing boxes, bearing surfaces |
| Polytetrafluoromonochloroethylene (Kel F) | Bearing surfaces |
| Stellite | Bearing surfaces |

Fonte: British Standard, 2007 (BS EN 1473:2007).

Il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza con riferimento ai diversi componenti impiegati nell'ambito del sistema di *bunkering* è inoltre assicurato dalla rispondenza di tutti i materiali nel sistema stesso rispetto alla norma UNI EN 1160 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto -Caratteristiche generali del gas naturale liquefatto" e alla BS EN 1473 (2007) "BS EN 1473:2007 "Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations "

*Figura 42. Normativa BS EN 1473 del 2007: Materiali impiegati non a diretto contatto con il GNL*

| Materials | General use |
|---|---|
| Low alloyed stainless steel | Ball bearings |
| Concrete (prestressed reinforced) | Tanks |
| Colloid concrete | Retention dykes |
| Wood (balsa, plywood, cork) | Thermal insulation |
| Elastomer | Mastic, glue |
| Glass wool | Thermal insulation |
| Rock wool | Thermal insulation |
| Exfoliated mica | Thermal insulation |
| Polyvinylchloride | Thermal insulation |
| Polystyrene | Thermal insulation |
| Polyurethane | Thermal insulation |
| Polyisocyanurate | Thermal insulation |
| Sand | Retention dykes |
| Calcium silicate | Thermal insulation |
| Silica (glass) | |
| Foamed glass | Thermal insulation, retention dykes |
| Perlite | Thermal insulation |

Fonte: British Standard, 2007 (BS EN 1473:2007).

Tanto premesso si procede ad analizzate le funzioni e le specificità tecniche relative alle valvole impiegate nei sistemi di *piping*, nei sistemi ESD e nei sistemi ERS.

È appena il caso di evidenziare come rientrino nell'ambito dei sistemi per la *safety & security* dell'area preposta al *bunkering* di GNL anche il sistema di illuminazione dell'area e i dispositivi per il rilievo dei gas.

### *4.7.1. Valvole impiegate nel sistema di piping*

L'impiego di valvole all'interno del sistema di trasferimento del GNL è dovuto alla necessità di aprire o chiudere il sistema durante il regolare svolgimento delle *operations* o in caso di emergenza, o per l'isolamento di un settore dell'infrastruttura complessiva.

È possibile impiegare valvole di tipo automatico per dare inizio o fine a una sequenza di operazioni. Sono inoltre presenti anche valvole ad azione manuale, specie per poter effettuare in sicurezza le operazioni di manutenzione su una porzione del sistema di *piping*.

Nella scelta delle valvole da impiegare, è necessario tenere conto del fatto che le stesse possono essere sottoposte a forti salti di pressione, a erosione, al passaggio di liquido ad alta velocità, a perdite e a "infragilimento". In tal senso risulta fondamentale la scelta dei materiali da impiegare nella loro progettazione e il design adottato.

Per quanto attiene ai materiali impiegati, è frequente il ricorso ad acciai inossidabili fucinati, come per esempio il SS304 (con una composizione pari a 18% Cr e 10% Ni), oppure colati, quali il CF3M e il CF8M. Le valvole in acciaio austenitico garantiscono buoni livelli di resistenza al freddo e alla corrosione, nonché un ridotto scambio termico. L'acciaio inossidabile CF3M è caratterizzato da 0,03% C, 17-21% Cr, 9-13% Ni e 2-3% Mo, mentre l'acciaio CF8M è sempre inox con 0,08% C, 18-21% Cr, 9-12% Ni e stessa percentuale molibdeno del CF3M.L'acciaio CF8M, invece, grazie alla sua elevata percentuale di nichel, evita la trasformazione di strutture martensitiche a partire da quelle austenitiche, la quale potrebbe verificarsi in presenza di sollecitazioni e rischierebbe di comportare una distorsione dei componenti, quando sottoposti a temperature estremamente basse.

Tali tipi di valvole sono costituite con vari tipi di connessione, quali ad esempio flangiate, filettate, con testa a saldare o con tasca a saldare.

Le sedi delle valvole sono invece realizzate in PTFE o in PCTFE (Kel F) oppure impiegando opportuni metalli, con caratteristiche tecniche tali da renderli a prova di ignizione. Nella scelta del materiale occorre ovviamente considerare la pressione di esercizio. Il PTFE è un polimero adatto in quanto contraddistinto da un basso coefficiente di attrito, una buona resistenza alla temperatura e agli agenti chimici, nonché da bassa permeabilità. Anche per il Kel F, si registra un basso coefficiente di attrito, un'alta resistenza chimica e una bassa permeabilità all'acqua.

Le valvole e i relativi attuatori devono essere coerenti rispetto agli standard dettati dalle normative europee e quindi devono essere designati col marchio CE ai fini della sicurezza.

Tra le principali tipologie di valvole criogeniche, rientrano:

- le valvole a globo (Figura 43),
- le valvole a sfera (Figura 44)
- le valvole a farfalla (Figura 45).

Il materiale con cui vengono realizzate le sedi per le suddette valvole discende dal tipo di materiale impiegato per la realizzazione delle valvole stesse.

*Figura 43. Esempio di valvola a globo*

*Figura 44. Esempio di valvola a sfera*

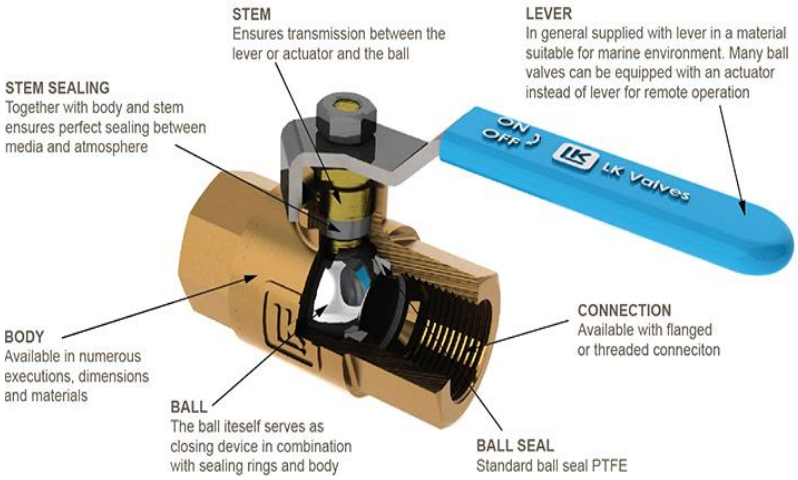
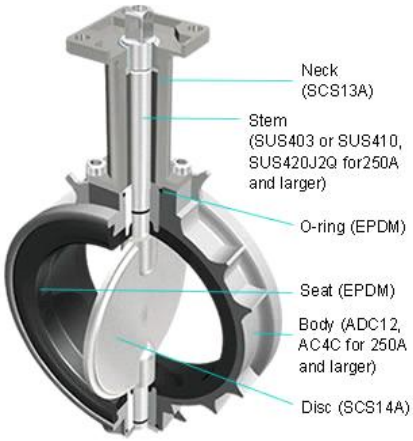


*Figura 45. Esempio di valvola a farfalla*




### *4.7.2. Emergency shutdown System (ESD)*

Per la sicurezza delle operazioni di bunkering è fondamentale che la struttura siadotata di un sistema di interruzione di emergenza, definito *emergency shutdown system* (EDS) (Danish Maritime Authority, 2012; DNV 2015a; 2015b).

L'obiettivo di questo sistema è quello di evitare pericolosi incrementi di pressione all'interno dei tubi di trasferimento mediante la chiusura di apposite valvole (definite valvole ESD). L'attivazione del sistema può avvenire in modo automatico oppure manualmente, grazie a un input proveniente da un connettore, che può essere di tipo elettrico, pneumatico o a fibra ottica.

Le valvole ESD devono essere installate a ogni connessione dei collettori, e possono essere azionate a distanza. Dette valvole devono avere tempi di risposta brevi. Per questo scopo si impiega solitamente tecnologia di tipo "*fail close*": esse si chiudono nel caso in cui vi sia perdita di potenza di azionamento.

Il sistema di sicurezza, in particolare, interviene chiudendo le valvole ESD presenti nei tubi per il rifornimento di GNL qualora si verifichino imprevisti o incidenti, consentendo di ridurre i rischi connessi ad eventuali emergenze. Se la valvola ESD viene attivata sulla nave ricevente deve scattare immediatamente anche quella relativa alla struttura che rifornisce di GNL, e viceversa.

Il sistema può azionarsi automaticamente tramite i rilevatori di gas nella zona di *bunkering*, oppure può essere azionato manualmente. Il sistema di rilevamento dei gas è un sistema di allarme e monitoraggio che collega la nave ricevente con l'unità di bunkeraggio. Questo tipo di sistemi di rilevamento deve essere collocato in qualsiasi area in cui può verificarsi un rilascio di gas, specie qualora la ventilazione sia limitata (per esempio sulla parete interna del sistema di *piping*).

I dispositivi per il rilevamento dei gas sono basati su tecnologia a infrarossi, laser o catalitici. Nel momento in cui viene rilevata una perdita di gas, essi forniscono un input al sistema ESD. I sensori normalmente impiegati non richiedono notevole spazio aggiuntivo e i costi di installazione sono relativamente contenuti.

Altri casi di attivazione dei sistemi ESD sono:

- l'eccessivo moto relativo tra nave e/o al sistema di approvvigionamento;
- l'interruzione di corrente;
- il sussistere di valori anomali di pressione nel sistema di trasferimento o nei serbatoi.

Il sistema deve essere progettato in base ai requisiti a bordo della nave ricevente, e la loro complessità è funzione dei volumi di GNL movimentati. I costi associati a tali sistemi sono piuttosto bassi grazie alla semplicità con cui avviene il collegamento alle unità. Il sistema ESD è inoltre poco ingombrante e richiede un isolamento elettronico di tipo tradizionale.

### *4.7.3. Emergency release system (ERS)*

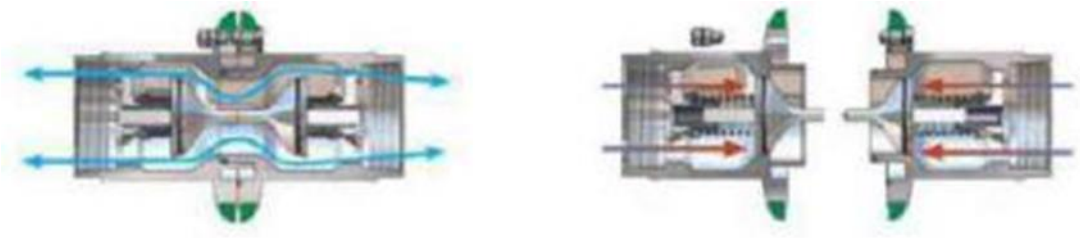
Il sistema di rilascio di emergenza è un sistema di sicurezza raccomandato dagli standard internazionali al fine di prevenire le conseguenze che possono originare da un movimento eccessivo della nave rifornita rispetto all'unità di approvvigionamento, movimento che può derivare da moti ondosi o forte vento durante le operazioni di *bunkering* di GNL (Danish Maritime Authority, 2012; DNV 2015a; 2015b).

Attraverso questo sistema di sicurezza è possibile aumentare il livello di protezione del personale, delle attrezzature per il rifornimento e delle altre strutture ubicate in prossimità del luogo preposto allo svolgimento delle operazioni, riducendo il rischio di danni da contatto diretto con GNL.

Questo tipo di sistema si attiva automaticamente disconnettendo i tubi o le braccia che consentono il trasferimento del combustibile. Il sistema, infatti, prevede l'utilizzo di giunti "*break-away*" (ERC – Emergency Release Coupling). Questo particolare tipo di giunto viene anche definito, "l'anello debole della catena" (Swedish Maritime Technology Forum, 2011), in quanto rappresenta l'elemento strutturale che consente la disconnessione del tubo che collega le unità coinvolte nelle operazioni. Esso è connesso meccanicamente a due valvole per poter interrompere il flusso di combustibile. Queste ultime, generalmente sono valvole a sfera (DNV, 2015b). Per questo scopo possono essere installate sia valvole con foro di dimensioni inferiori rispetto a quelle del tubo ("*reduced bore*"), per ridurre considerevolmente il peso e il volume del GNL intrappolato, sia valvole con foro di diametro pari a quello del tubo ("full bore").

Il sistema ERS assume particolare rilevanza per la sicurezza nello svolgimento delle operazioni di *bunkering* quando per il rifornimento è previsto l'impiego di tubi flessibili. La Figura 46riporta un esempio di giunto per fluidi criogenici, azionato da un sistema di molle di tipo "*break-away coupling*"[12].

*Figura 46. Sistema di sicurezza di tipo "safe break away coupling"*



Fonte: DNV, 2015 ("D 2.3.2 LNG Loading and unloading: Regulatory Framework. Standardized Installations, Scenarios and Procedures").

Funzioni analoghe in termini di sicurezza sono giocati dai giunti *dry disconnected* (DDC) anche detti (*drip free couplings*). Essi vengono usati per connettere tubi e bracci di trasferimento tra le unità di approvvigionamento e unità da rifornire. Devono essere conformi ai requisiti internazionali e presentare caratteristiche tecniche tali da ridurre al minimo le perdite durante le operazioni di aggancio o sgancio dei tubi. Essi devono essere dotati di valvole a chiusura automatica da entrambi i lati.

### 4.8. Sistemi di gestione del vapore

Nell'ambito delle operazioni di *bunkering* in ambito marittimo portuale, è indispensabile considerare l'eventualità che sussistano differenze tra le condizioni a cui si trovano il GNL già presente all'interno dei serbatoi della nave da rifornire e il GNL nei serbatoi dell'unità di approvvigionamento (Stavros, 2016). In particolar modo, durante le fasi operative, è possibile che la temperatura nelle due unità sia differente e quindi la pressione di vapore saturo risulterà differente. Qualora vengano connessi gli spazi dove si trova il vapore, il serbatoio a temperatura superiore tenderà a diminuire la propria pressione in seguito alla condensazione del liquido, a causa della diminuzione di temperatura. Analogamente, se ilGNL viene pompato all'interno di

[12] Questo tipo di giunti presenta tre bulloni esterni e nel caso si verifichi una sollecitazione di tipo assiale su un tratto di tubo, tutti e tre i bulloni vengono impiegati per assorbire le spinte agenti. Quando la sollecitazione non è assiale, la tensione si concentra principalmente su uno dei tre bulloni e il sistema di sconnessione di sicurezza reagisce immediatamente, interrompendo repentinamente il flusso di GNL nel sistema di piping. Detta interruzione è resa possibile dal fatto che questo tipo di collegamento è costituito da due parti, ciascuna delle quali presenta una valvola alloggiata su un O-ring. Queste parti, quindi, si separano istantaneamente in caso di situazione di emergenza, determinando così la chiusura delle valvole e la messa in sicurezza del sistema.

un serbatoio più caldo, si verifica la formazione di una grande quantità di vapore, a seguito del riscaldamento del liquido immesso.

In ogni caso, non solo per questi motivi, ma per il solo trasferimento del GNL, si possono verificare differenze di pressione durante le *operations* di *bunkering*, che devono essere compensate per evitare i rischi di incidenti. Secondo la letteratura prevalente (Stavros, 2016) si possono verificare tre diverse casistiche:

- GNL a temperatura simile nei due serbatoi. In questo caso non sorgono particolari problemi in merito all'evaporazione del liquido. Tuttavia, a causa del trasferimento, il GNL sostituirà una certa quantità di vapore all'interno del serbatoio ricevente, che dovrà essere opportunamente condensato o rimosso per evitare un repentino incremento della pressione. Simultaneamente, all'interno delserbatoio dell'unità di approvvigionamento, la quantità di GNL che viene prelevata deve essere sostituita da un'adeguata quantità di vapore, al fine di evitare cali di pressione. In questo caso, per superare le criticità operative è possibile impiegare un sistema di ritorno del vapore, che consiste in un tubo criogenico flessibile, in grado di consentire la circolazione del vapore in senso opposto rispetto a quello di circolazione del GNL. Questa soluzione, tuttavia, può essere adottata esclusivamente nel caso in cui i due serbatoi si trovino alla stessa pressione o sia presente un sistema per la regolazione della pressione. Altre soluzioni possibili sono: a) l'utilizzo di ugelli per spruzzare dall'alto il GNL nel serbatoio ricevente; b) l'adozione di un sistema di liquefazione del vapore nel serbatoio ricevente; c) l'estrazione del vapore e il suo consumo per altre applicazioni. Contemporaneamente, il serbatoio del fornitore dovrà essere equipaggiato con un vaporizzatore per far fronte alla depressione che si viene a creare al suo interno.
- GNL del fornitore a temperatura inferiore a quella del ricevente. In questa seconda situazione i due serbatoi si trovano a pressioni diverse. In queste condizioni, l'uso di un sistema di ritorno del vapore è sconsigliato, a meno che non sia equipaggiato con appositi strumenti per la regolazione della pressione. Si preferisce generalmente spruzzare il GNL dall'apposito sistema situato nella parte alta del serbatoio, provocando la condensazione del vapore e quindi una diminuzione della pressione nel serbatoio ricevente. La linea di rifornimento nella parte bassa del serbatoio può essere utilizzata per evitare un'eccessiva formazione di vapore. Può essere ancora necessario liquefare o consumare una parte di vapore come il vaporizzatore nel serbatoio del fornitore;
- GNL del fornitore a temperatura superiore a quella del ricevente. L'introduzione di liquido a temperatura superiore a quello già presente nel serbatoio della nave può provocarne l'evaporazione con un conseguente incremento della pressione. Se il serbatoio ricevente non è equipaggiato con appositi sistemi per la gestione dell'aumento

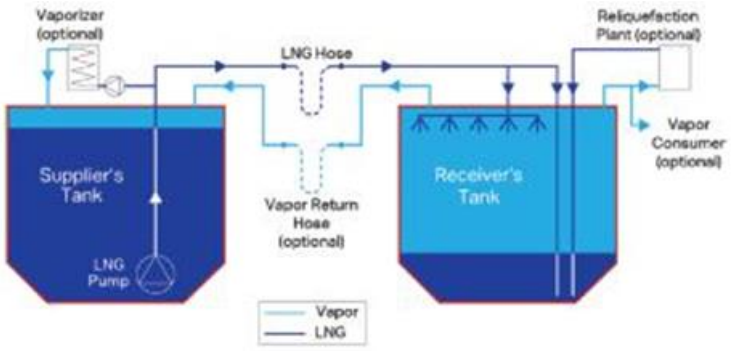
di pressione o per la gestione del vapore generato, non sarà possibile effettuare il rifornimento. Per questo motivo, nei contratti di fornitura deve essere specificata la temperatura massima del GNL fornito.

Da queste considerazioni, emerge la possibilità di riempire il serbatoio sia dall'alto che dal basso come metodo per regolare la pressione al suo interno. Durante il riempimento dal basso, infatti, la pressione tende ad aumentare gradualmente; questa può invece essere abbassata spruzzando GNL dall'alto sul vapore.

Un'ulteriore funzione del vaporizzatore nel serbatoio da cui si preleva il liquido, è quella di aumentare la pressione al suo interno fino ad ottenere un valore superiore a quello presente nelle tubature (rigide o flessibili) impiegate per il trasferimento. In questo modo è possibile assicurare la portata di GNL richiesta.

Di seguito si riporta lo schema logico sottostante al sistema di gestione del vapore pocanzi descritto.

*Figura 47. Sistema di gestione del vapore: schema logico*



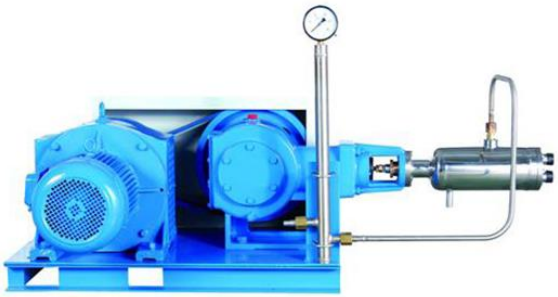

Fonte: STAVROS, 2016 ("LNG Bunkering: Technical and Operational Advisory")

## 4.9. Impianto per l'azoto

Come accennato descrivendo i principali step connessi alle operazioni di *bunkering* di GNL, nell'ambito delle procedure di rifornimento viene spesso impiegato l'azoto liquido per eseguire le operazioni di inertizzazione dei tubi ed evitare così la formazione di miscele esplosive durante il *bunkering*. A tal fine il sistema di rifornimento deve quindi essere dotato di un impianto per l'azoto.

In alcuni casi l'azoto liquido viene utilizzato anche per mantenere l'attrezzatura a temperature criogeniche, sfruttando la sua bassa temperatura di liquefazione (pari a -195,82°C).

*Figura 48. Impianto per la produzione di azoto liquido*



## 4.10. Serbatoi a terra e sistemi di stoccaggio di GNL

Nell'ambito di un sistema di rifornimento di GNL devono tendenzialmente essere previsti anche impianti di stoccaggio primario o più semplici sistemi satellite. Gli impianti primari di stoccaggio risultano genericamente suddivisi in varie sezioni: stoccaggio, *unloading*, recupero vapori *boil-off*, *bunkering* e *truck loading* (MISE, 2015).

Per lo stoccaggio del GNL vengono utilizzati dei particolari serbatoi costruiti appositamente per sopportare le condizioni a cui il GNL deve essere immagazzinato. Sotto questo profilo, si è soliti distinguere i serbatoi "a terra" (*onshore*), ubicati presso i porti o in apposite stazioni di rifornimento fisse (Figura 49), dai serbatoi "a bordo", quali quelli di cui sono dotate le navi metaniere o le navi a propulsione GNL. In questa sede ci si limiterà a considerare i serbatoi a terra in quanto quelli a bordo nave saranno trattati nel report 2.

I principali codici e normative di riferimento per i serbatoi a terra sono costituiti da:

- **UNI EN 14620-1** (2006): "Progettazione e fabbricazione di serbatoi di acciaio verticali, cilindrici, a fondo piatto, costruiti in sito, per lo stoccaggio di gas liquefatti refrigerati operanti a temperature tra 0 °C e -165 °C - Parte 1: Generalità", entrata in vigore il 5 dicembre 2006. Detta norma è la versione ufficiale in lingua inglese della norma europea EN 14620-1 (settembre 2006). Questa definisce i requisiti generali dei serbatoi di acciaio verticali, cilindrici, a fondo piatto costruiti in sito, fuori terra per lo stoccaggio di gas liquefatti refrigerati operanti a temperature comprese tra 0 °C e -165 °C[13].
- "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di alimentazione GNL con serbatoio criogenico fisso a servizio di impianti di utilizzazione diversi dall'autotrazione" del Corpo dei Vigili del Fuoco.

[13] I serbatoi esterni possono essere costruiti in acciaio, in calcestruzzo con una combinazione dei due. La norma in esame non tratta i serbatoi interni realizzati esclusivamente in calcestruzzo precompresso.

*Figura 49. Sistemi di stoccaggio di GNL in ambito portuale: esempio grafico*

La scelta del tipo di serbatoio a terra da impiegare discende da una molteplicità di elementi quali per esempio (Stavros, 2016)

- la pressione di progetto;
- il volume;
- la presenza di eventuali sistemi addizionali per l'inertizzazione e barriere secondarie;
- i limiti di caricamento e riempimento (legati alla pressione);
- il costo.

Per i serbatoi a terra si è soliti impiegare principalmente due soluzioni (DNV, 2015b):

- serbatoi a fondo piano ("*flatbottom*");
- serbatoi cilindrici ("*bullet tanks*", anche detti "a proiettile").

### *4.10.1. Serbatoi a fondo piatto*

I serbatoi a fondo piano vengono impiegati di solito quando i volumi da stoccare sono piuttosto elevati (superiori a 10.000 $m^3$) e lo stoccaggio avviene a pressione atmosferica. Per grandi serbatoi la scelta della pressione atmosferica è piuttosto comune, poiché consente di ridurre i costi, sia per il mantenimento della pressione stessa, sia per il fatto che i requisiti di resistenza dei materiali sono meno stringenti (STAVROS, 2016).

Tipicamente questo tipo di serbatoio è equipaggiato con sistemi di gestione del vapore, e da un punto di vista empirico si considera accettabile un valore di vaporizzazione giornaliero pari a circa lo 0,05% (DNV, 2015b). Questo tipo di serbatoio a terra presenta le problematiche connesse al fenomeno del *rollover*, ovvero il fenomeno che si verifica quando si formano strati di liquido a temperatura, e quindi densità diversa all'interno di un serbatoio. Il liquido sottostante che viene scaldato diminuisce la sua densità, causando il brusco mescolamento dei vari strati e la conseguente evaporazione di una quantità di GNL che potrebbe risultare eccessiva per il rilascio tramite le valvole di sicurezza. Si può incorrere quindi nella formazione di crepe nei serbatoi o altri danni a causa della pressione sviluppata.

Generalmente il fenomeno del roll over viene evitato impiegando sistemi di movimentazione del liquido, oppure utilizzando sistemi di riempimento a varie altezze del serbatoio. Per le installazioni di bordo il rollover è assai meno probabile, dato il naturale rimescolamento del carico durante il movimento della nave.

Nei serbatoi a pressione atmosferica quali tipicamente i flat bottom, diviene invece fondamentale la gestione del vapore. A questo fine è possibile impiegare quattro diverse soluzioni (Munko, 2007; DNV, 2015b), ovvero:

- Combustione del vapore in appositi sistemi e il rilascio dei fumi in atmosfera: questa possibilità viene presa in considerazione in quanto il gas naturale è un combustibile estremamente "pulito", mentre l'immissione diretta in atmosfera del gas naturale può generare un maggior inquinamento da gas serra rispetto all'anidride carbonica.
- Utilizzo del gas per la propulsione o per la generazione di energia elettrica: il che può avvenire tramite apposite turbine a seguito della sua combustione.
- Re-liquefazione del vapore generato.
- Consentire un aumento di pressione all'interno del serbatoio: questo non è possibile, se non in forma limitata, nei serbatoi a contenimento piano qui considerati (tipicamente limitati al più a 0.7bar di pressione relativa): nel caso, invece, di serbatoi in pressione permette di evitare il ricorso a sistemi di smaltimento vapore per periodi prolungati.

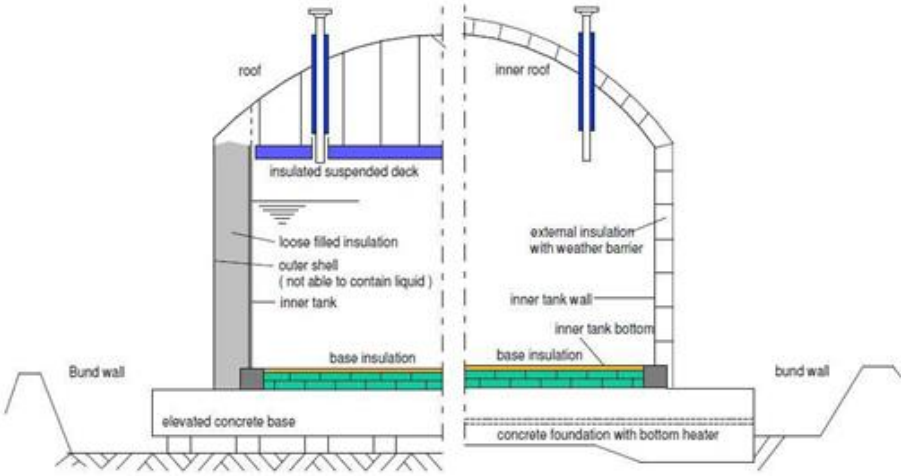
Nell'ambito dei serbatoi *flat bottom*, esistono tre principali modalità di contenimento, come di seguito riportato.

Singolo contenimento: la struttura di stoccaggio è dotata di un serbatoio interno per contenere il GNL e di un guscio esterno con il solo scopo di sostenere e proteggere il materiale isolante (Figura 51).

Doppio contenimento: la struttura di stoccaggio è dotata di un serbatoio interno per contenere il GNL e di un sistema di contenimento esterno sia per il sostegno e la protezione del materiale isolante, sia per arginare la fuoriuscita di liquido nel caso di rottura del serbatoio interno, ma non il vapore (Figura 51).

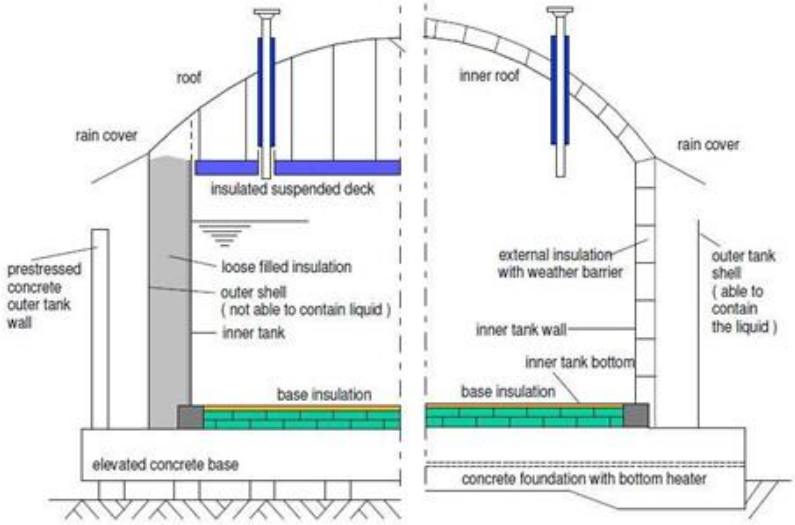
Contenimento totale: la struttura di stoccaggio è dotata di un serbatoio interno per contenere il GNL e di un sistema di contenimento esterno per sostenere e proteggere il materiale isolante ma allo stesso tempo arginare le fuoriuscite di liquido e vapore in caso di rottura del serbatoio interno (Figura 52).

*Figura 50. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a singolo contenimento*



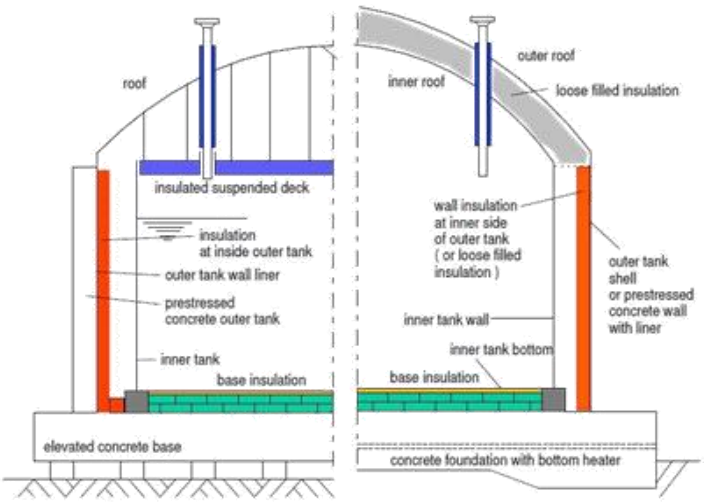

Fonte: Munko, 2007 ("Economic Design of Small Scale LNG Tankers and Terminals").

*Figura 51. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a doppio contenimento*




Fonte: Munko, 2007 ("Economic Design of Small Scale LNG Tankers and Terminals").

*Figura 52. Serbatoio a terra per il bunkering di GNL a contenimento totale*




Fonte: Munko, 2007 ("Economic Design of Small Scale LNG Tankers and Terminals").

Per quanto attiene ai sistemi di contenimento sono previste specifiche in termini dimensionali in modo da bilanciare la necessità di controllo delle dispersioni in fase liquida con l'opportunità di non limitare la vaporizzazione del prodotto rilasciato. Dette specifiche differiscono in ragione del fatto che i sistemi di contenimento attengano a serbatoi satellite[14] o a impianti di distribuzione.

Nel caso di grandi terminal per GNL, possono essere necessarie quantità di liquido da immagazzinare molto elevate. Per tali situazioni è possibile l'impiego di più serbatoi *flat bottom*, eventualmente anche con soluzioni modulari che consentono di spalmare nel tempo gli investimenti infrastrutturali richiesti.

### *4.10.2. Serbatoi cilindrici ("bullet tanks")*

La seconda tipologia di serbatoi a terra diffusa a livello internazionale è quella dei *bullet* tanks, impiegati nel caso in cui si desideri utilizzare serbatoi in pressione.

Questo tipo di serbatoi, tipicamente, è progettato per sostenere pressioni fino a 7 bar ed è dotato di valvole di sfogo della pressione. Generalmente, la capacità di questi serbatoi è compresa tra 500 e 6.000 $m^3$(il volume tipico è pari a 1.000 $m^3$), per cui quando la capacità

[14] Nel caso di serbatoi satellite (installazioni di terra a capacità di stoccaggio fra 5 e 50 t), deve essere previsto un sistema di contenimento di volume pari a 2 $m^3$ e una superficie minima non inferiore a 2 $m^2$al fine di contenere le eventuali limitate perdite di GNL. Il tal caso il sistema rappresenta un'area di contenimento a forma di vaso interrato o delimitato da muretti o dalla topografia del terreno. L'altezza dei muretti eventualmente impiegati per la realizzazione del sistema di contenimento deve essere tale da non impedire l'intervento dei vigili del fuoco. Le eventuali aperture per il passaggio di tubazioni devono essere a tenuta 6.3.

complessiva di stoccaggio richiesta è elevata e si intende immagazzinare elevate quantità di GNL si rende necessario impiegare più serbatoi cilindrici.

I principali materiali impiegati per questo tipo serbatoio sono l'acciaio con percentuale di Nickel del 9% o l'acciaio inossidabile (di tipo AISI 304) (Munko, 2007). L'isolamento viene ottenuto attraverso la soluzione a vuoto, oppure impiegando materiali come perlite, lana di vetro, poliuretano (DNV, 2015b).

### *4.10.3. Fattori che influenzano la capacità dei serbatoi: cenni*

Nell'espletamento della procedura di rifornimento è fondamentale tener conto dei fattori che influenzano la capacità di riempimento dei serbatoi, al fine di assicurare lo svolgimento delle attività in piena sicurezza. Come noto, essi includono:

- Temperatura di caricamento: o meglio, la temperatura del GNL che viene trasferito. Man mano che questa aumenta, la tensione di vapore aumenta mentre la densità del liquido diminuisce. Questi fattori possono causare l'aumento del volume di stoccaggio necessario;
- Temperatura di riferimento: è la temperatura alla quale il gas naturale rimane allo stato liquido alla pressione alla quale sono impostate le valvole di sfogo;
- Limite di riempimento: indica il volume massimo di liquido nel serbatoio, espresso come una percentuale del volume totale del serbatoio stesso. Generalmente per serbatoi per il trasporto tale limite è pari al 98% alla temperatura di riferimento;
- Limite di carico: indica il massimo volume di liquido che può essere caricato, espresso come percentuale del volume totale del serbatoio. Non coincide con il limite di riempimento, inoltre dipende dalla densità del GNL alla temperatura di caricamento e alla temperatura di riferimento. E può essere calcolato secondo l'equazione [1]:

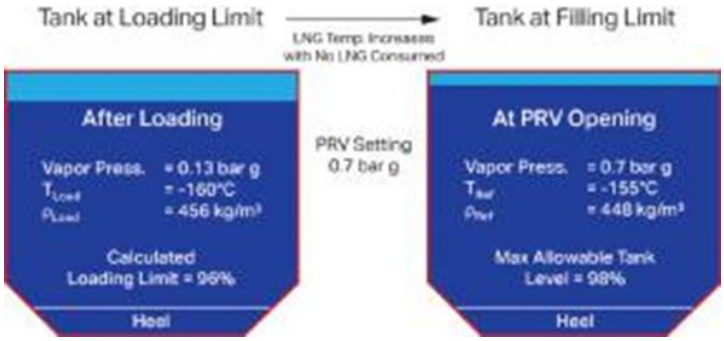
$$LL = FL * (\frac{\rho_R}{\rho_L})$$

dove: LL è il limite di carico, FL è il limite di riempimento, $\rho_R$ è la densità alla temperatura di riferimento è $\rho_L$ è la densità alla temperatura di caricamento. Valori tipici vanno dall'85% fino al 95% a seconda del tipo di serbatoio, del valore della pressione impostata nelle valvole di sfogo, ecc.

Durante l'espletamento delle operazioni di rifornimento è quindi fondamentale valutare gli effetti di questi fattori. Generalmente all'interno dei serbatoi, per quanto essi possano essere isolati, si ha la formazione di una certa quantità di vapore, che risulterà essere in equilibrio con il liquido. Tuttavia, man mano che continua a penetrare calore attraverso l'isolamento, la densità del liquido tende a diminuire a seguito dell'aumento di temperatura. Di conseguenza, lo spazio a disposizione del vapore, già poco se il serbatoio è quasi pieno, diminuisce

ulteriormente, causando un aumento di tensione di vapore. Se l'incremento non viene controllato, si raggiungerà il valore limite a cui sono impostate le valvole di sfogo. In quel momento la temperatura del GNL sarà pari a quella di riferimento. Di conseguenza, dato che la densità alla temperatura di riferimento è inferiore a quella misurata alla temperatura di caricamento, il limite di carico sarà inferiore al limite di riempimento. Aumentando la pressione impostata alle valvole di sfogo, l'intervallo di tempo che intercorre fino all'apertura delle valvole stesse è maggiore, tuttavia la densità alla temperatura di riferimento sarà ulteriormente bassa, riducendo pertanto il limite di caricamento. È necessario quindi trovare un compromesso tra capacità di caricamento e tempo fino all'apertura delle valvole (cfr. Figura 53 e Figura 54).

*Figura 53. Limite di caricamento per un tipico serbatoio a pressione atmosferica*

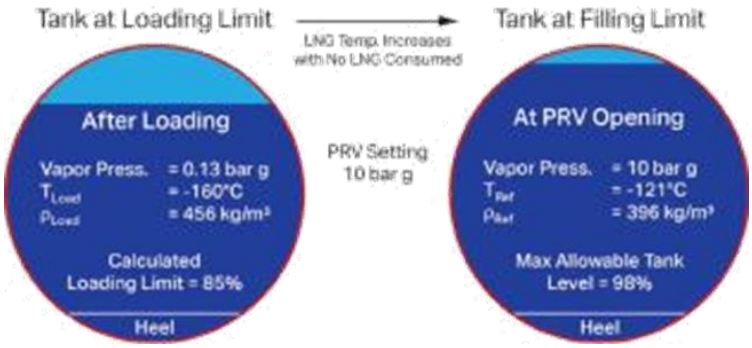



Fonte: STAVROS, 2016 ("LNG Bunkering: Technical and Operational Advisory")

È necessario tener conto, infine, di altri due fattori:

- l'heel, ovvero il volume di GNL che normalmente rimane nei serbatoi prima della procedura di *bunkering*. Questa piccola porzione di liquido è necessaria per mantenere freddo il serbatoio a monte del caricamento di nuovo combustibile. La quantità che deve rimanere all'interno deve essere calcolata in ragione della dimensione e della forma dei serbatoi, del flusso di calore dall'esterno, del moto della nave e di numerosi altri parametri. Tuttavia, in prima approssimazione per le fasi iniziali di progettazione è possibile assumere un valore pari a circa il 5% del volume.
- la capacità utilizzabile, pari alla differenza tra il limite di carico e l'*heel*.

*Figura 54. Limite di caricamento per un tipico serbatoio pressurizzato*




Fonte: STAVROS, 2016 ("LNG Bunkering: Technical and Operational Advisory")