

ASPETTI DI SICUREZZA DEI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE GNL

Uguccioni, G. ¹, Pezzo, T. ², Valente, E. ² e Carpaneto, R. ²
1 D'Appolonia SpA, via Martiri di Cefalonia 2, 20097 S. Donato Milanese
2 D'Appolonia SpA, via S. Nazaro 19, 16145 Genova

SOMMARIO

La situazione del mercato energetico, il contesto internazionale e la dipendenza energetica dell'Italia hanno portato recentemente ad un forte aumento del numero delle proposte per la realizzazione di Terminali di rigassificazione per la importazione di Gas Naturale in forma liquefatta (GNL), anche per una sostanziale diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Ad oggi, in Italia, sono stati proposti oltre una decina di terminali, alcuni sono in fase di valutazione da parte delle autorità competenti, due sono in fase realizzativa. Una situazione analoga, se pure partendo da una condizione di maggiore utilizzo di GNL, esiste in Francia, Spagna, Usa, Canada oltre ai maggiori Paesi industrializzati dell'estremo Oriente. A riprova dell'interesse internazionale verso il GNL sta il fatto che a fronte di circa 140 navi gassiere esistenti, almeno altre 60 sono state commissionate per la realizzazione [1]. Questa crescita relativamente improvvisa in Italia, dove ad oggi esiste un solo Terminale operante dal 1971 (Panigaglia), ha fatto sì che numerose realtà si siano trovate a dover valutare una tipologia di impianto che se pur semplice dal punto di vista del processo, risulta essere nuova per quanto riguarda le tecnologie costruttive e la sostanza trattata, e per la quale si è dovuto sviluppare un approccio alla gestione delle tematiche di sicurezza non sempre simile alle tematiche trattate per gli impianti "a rischio" più familiari. La presenza di stoccaggi rilevanti di una sostanza non usuale (gas naturale liquido criogenico) ha poi causato atteggiamenti di preoccupazione nell'opinione pubblica spesso non giustificati dai possibili scenari incidentali attesi per questi impianti. Questo articolo, a partire dalla esperienza maturata dagli Autori nella redazione di Rapporti di Sicurezza per questo tipo di impianti e nella gestione degli iter autorizzativi associati, si propone di discuterne le principali problematiche di sicurezza con riferimento anche ad alcuni "luoghi comuni" negativi, talvolta riportati sulla stampa o sui mezzi di comunicazione e che sarebbero legati ai Terminali GNL di rigassificazione.

1.0 ASPETTI TECNICI DEI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE

Il GNL è Gas Naturale (una miscela composta dal 85 – 90% di metano e per il rimanente da azoto e frazioni del gas naturale più pesanti, in particolare propano e butano) liquefatto in impianti di liquefazione posti nei Paesi produttori per mezzo di raffreddamento a circa -160 °C. Il gas così liquefatto viene trasportato in navi gassiere appositamente realizzate, di capacità tra i 60.000 e 140.000 metri cubi suddivisi in più serbatoi indipendenti, a pressione pressoché atmosferica. Queste navi trasportano il gas liquefatto dai Paesi produttori ai Paesi consumatori, dove i Terminali di rigassificazione svolgono le operazioni di ricezione della nave, scarico del prodotto (per mezzo delle pompe della nave stessa) e immagazzinamento del prodotto in serbatoi coibentati di dimensione variabile, solitamente da 50000 sino a 150.000 metri cubi o più (per le realizzazioni più recenti). In questi serbatoi il GNL è mantenuto a pressione pressoché atmosferica e alla sua temperatura di ebollizione (- 160 °C circa). La frazione di prodotto che vaporizza per effetto dello scambio termico attraverso la coibentazione è compressa e inviata ad un recipiente dove viene miscelata a prodotto ancora liquefatto e di nuovo recuperata nei serbatoi. Dai serbatoi di stoccaggio il GNL è inviato, attraverso due stadi di pompaggio (uno stadio assicurato da pompe sommerse poste all'interno dei serbatoi di stoccaggio che portano la pressione del GNL a circa 10 bar, un secondo stadio composto da pompe, solitamente del tipo a barilotto con motore sommerso, che porta la pressione a valori di circa 80 bar, necessari per l'invio del gas metano alla rete di distribuzione), ai vaporizzatori. Questi ultimi sono scambiatori di calore nei quali il GNL passa lato tubi alla pressione di invio alla rete e vaporizza

per scambio termico con un fluido riscaldante che può essere acqua di mare, acqua riscaldata mediante recupero di calore (ad esempio da una centrale termica adiacente al terminale) o mediante bruciatori o un fluido intermedio (ad esempio propano).

La figura seguente (tratta da [2]) mostra lo schema di processo di un tipico Terminale di rigassificazione.

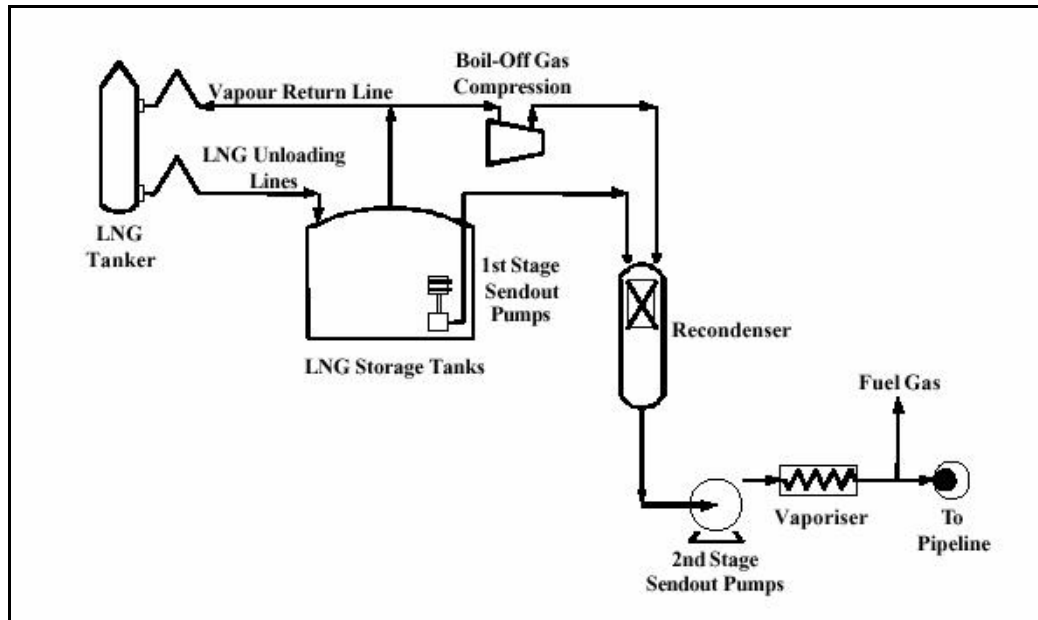


Figura 1 - Terminale di rigassificazione GNL - Schema di Processo Semplificato (da [2])

Dal punto di vista del processo, il Terminale di rigassificazione è quindi un sistema nel quale il gas liquefatto viene ricevuto via nave, stoccato, pompato in scambiatori di calore, gassificato e inviato in condotta per il successivo utilizzo.

Le tematiche di sicurezza di questi impianti sono legate non alla presenza di reazioni, anomale di sostanze incompatibili, di controlli di processo critici, di alte pressioni, di prodotti dalle caratteristiche di sicurezza o tossicologiche peculiari ma alla presenza di una grande quantità (sino a 160.000 metri cubi in un singolo serbatoio per la taglia di impianto di solito proposta in Italia) di un prodotto infiammabile a temperature estremamente basse e che quando riportato allo stato gassoso aumenta di volume di circa 600 volte rispetto allo stato liquefatto. Le caratteristiche di pericolosità del GNL, riportato allo stato gassoso, sono quelle del metano ovvero infiammabilità se in concentrazione tra il 5% e il 15% circa in aria, temperatura di autoaccensione 537°C. Il confronto tra le caratteristiche di pericolosità del gas naturale liquefatto e di altri comuni combustibili è riportato ad esempio in [3].

La sicurezza di un terminale di rigassificazione è quindi legata al contenimento del prodotto liquefatto, garantito dalle caratteristiche progettuali della nave, del serbatoio e infine delle apparecchiature di processo di trasformazione dalla fase liquida alla fase gassosa. Si evidenzia che proprio per questa tipologia di impianto è stata elaborata una norma europea ad hoc che stabilisce i criteri di progetto, di protezione e di studio anche per quanto riguarda il rischio, recepita in Italia dalla norma UNI EN 1473 [4].

Da un punto di vista tecnico, le soluzioni provate e considerate standard sono:

- Ñ Adozione di doppio scafo e serbatoio indipendente per le navi gasiere;

- Ñ Adozione di tecnologie di serbatoio provate [4]. In particolare, per quanto riguarda i terminali solitamente proposti in Italia, la tecnologia del ‘contenimento totale’, che consiste in un serbatoio in acciaio speciale racchiuso in un serbatoio esterno in calcestruzzo, in grado di contenere sia il gas che il liquido eventualmente derivante da un rilascio accidentale, oltre che di proteggere il serbatoio in acciaio da eventi esterni.
- Ñ Utilizzo di materiali speciali (acciai criogenici) per tutte le tubazioni e apparecchiature a contatto con il prodotto liquefatto.

La figura seguente, tratta dallo standard UNI EN 1473 [4] mostra le caratteristiche principali di un serbatoio a contenimento totale, per il quale gli standard ([4], [11]) escludono la possibilità di rilascio accidentale.

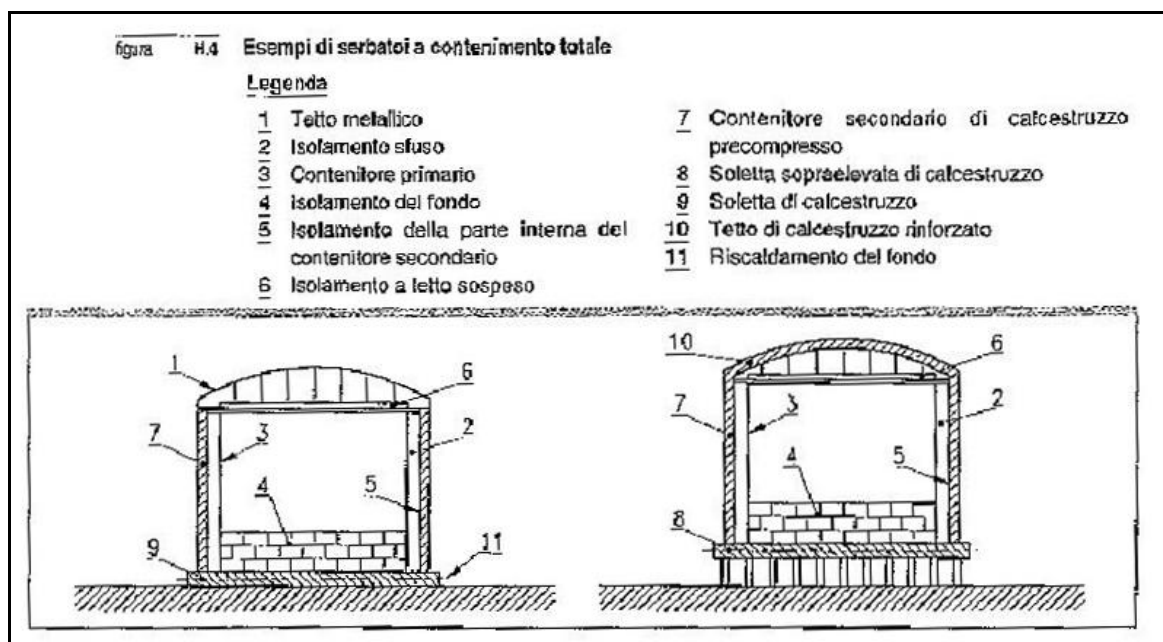


Figura 2 – Serbatoio a contenimento totale (da [4])

Standard internazionali ([4], [11]) definiscono in dettaglio i principi di sicurezza e le soluzioni tecniche considerate ‘best practice’ per la progettazione.

Oltre a quanto già indicato, talvolta sono adottate soluzioni particolari quali ad esempio tubazioni di collegamento interrate in doppio tubo o tubazioni poste in tunnel inertizzati qualora particolari condizioni (tipicamente la distanza del Terminale dal Pontile di approdo della nave) richiedano la adozione di tubazioni di trasporto del prodotto criogenico per lunghezze significative (alcuni chilometri) in aree non industriali.

2.0 PERICOLI ASSOCIATI ALLO STOCCAGGIO E ALLE APPARECCHIAURE DI PROCESSO DEI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE

I pericoli associati ai Terminali GNL sono legati in particolare alla possibilità che il GNL venga rilasciato nell’ambiente per eventi di perdita di contenimento da tubazioni o apparecchiature. I Terminali infatti come ricordato non compiono operazioni di processo (reazioni etc) se non la rigassificazione di gas liquefatto per scambio termico; il pericolo di processo specifico legato allo stoccaggio di GNL è il “roll-over”, ovvero il rimescolamento del liquido contenuto nel serbatoio per fenomeni di stratificazione, che può portare alla evaporazione rapida di notevoli quantità di gas nel

serbatoio di stoccaggio con conseguente sovrappressione. Questo pericolo, manifestatosi nel terminale di Panigaglia nel 1971 (tale fenomeno di roll-over nel serbatoio di stoccaggio causò il rilascio di una notevole quantità di gas dalle valvole di sicurezza, all'epoca non dimensionate per questo specifico caso, senza però causare danni al serbatoio, all'impianto o al personale) e che comporta lo sviluppo di una grande quantità di gas è oggi controllato da specifici sistemi di controllo nei serbatoi ed è un evento di cui si tiene conto in fase di progetto attraverso il dimensionamento opportuno delle valvole di sicurezza dei serbatoi [4]. I metodi convenzionali di analisi dei pericoli dei processi (come ad esempio l'HAZOP) consentono di individuare in dettaglio eventuali altre potenziali fonti di pericolo legate al malfunzionamento di apparecchiature e/o ai controlli di processo e alle specifiche configurazioni di impianto e di individuare le misure di prevenzione e protezione più opportune.

Per quanto riguarda i pericoli legati al rilascio di sostanza l GNL (sostanzialmente metano) è associato al pericolo di infiammabilità propri del metano, infiammabile in concentrazione tra il 5% e il 15% circa in aria. Lo stato fisico del GNL (liquefatto a pressione atmosferica e a circa -160 °C) implica poi pericoli peculiari dello stato liquefatto, in particolare la formazione di pozze, la formazione di una nube di gas più pesante dell'aria (il metano rimane a densità superiore a quella dell'aria sino ad una temperatura di circa -100 °C) e la possibilità di evaporazione rapida a contatto con l'acqua e generazione di una onda d'urto (Transizione Rapida di Fase, RPT, [5]).

Gli scenari incidentali potenzialmente associati alla operazione di un Terminale GNL e che devono essere considerati nell'ambito della valutazione della sicurezza sono quindi:

- Ñ formazione di un getto incendiato ("Jet Fire"); il GNL rilasciato, a meno di condizioni particolari (rilascio a bassa velocità, rilascio contro un ostacolo) vaporizza nella quasi totalità formando un getto bifase; questo è quindi lo scenario più probabile a seguito di innesco presente nelle vicinanze del punto di rilascio;
- Ñ formazione di una nube di gas la cui parte in concentrazione entro i limiti di infiammabilità può dare luogo a combustione rapida ("Flash Fire"). Il metano è un gas scarsamente reattivo e la possibilità di generazione di una onda d'urto è limitata ai soli casi di nube confinata o di presenza di elevati gradi di congestione di impianto. I Terminali GNL sono impianti che si sviluppano sostanzialmente all'aperto, caratterizzati da una bassa densità di apparecchiature e di tubazioni e pertanto il Flash Fire lo scenario più probabile per innesco della nube di gas. In presenza di confinamento e per quantità di gas sufficientemente elevate la nube innescata può generare esplosione della nube di gas.
- Ñ possibile incendio di pozza ("Pool Fire"): è uno scenario che si ritiene scarsamente probabile per la rapida vaporizzazione del GNL rilasciato, ma è possibile per rilasci pressoché istantanei di grandi quantità o per rilasci ostacolati;
- Ñ Cambiamento di fase rapido (RPT) per contatto di GNL con acqua: Possibile in caso di rilascio di elevate quantità nell'acqua. Il fenomeno del'RPT, analizzato mediante campagne sperimentali [5], è ritenuto non in grado di dare sovrappressioni significative se non nelle immediate vicinanze del punto di rilascio e non si ritiene in grado di causare danno strutturale [6, 7]. La successiva Figura 3 (tratta da [5]) mostra la espansione del gas (RPT) in un esperimento con rilascio di 9 metri cubi di GNL in acqua; in questo esperimento furono misurate sovrappressioni equivalenti a 4.15 kg di TNT [5].



Figura 3 (tratta da [5]) – Fenomeno di RPT da rilascio di 9 m³ di GNL in acqua (Lorient, Francia, Ottobre 1984)

Gli scenari sopra riportati possono manifestarsi in caso di rilascio di prodotto all'esterno per perdita di contenimento dovuto a difetti o a inadeguatezza di materiale o a eventi esterni, e costituiscono gli scenari incidentali che ragionevolmente dal punto di vista tecnico e per le caratteristiche chimico fisiche del GNL devono essere esaminati.

Altri pericoli a volte citati in associazione a Terminali GNL, si ritiene non siano da considerare. Il BLEVE, fenomeno genericamente associato ai gas liquefatti in pressione, non è possibile nel caso del GNL che è stoccato a pressione atmosferica. Un altro scenario a volte citato è poi la esplosione della intera massa di prodotto liquefatto contenuto nei serbatoi di stoccaggio a terra o sulla nave. Anche questo evento non è fisicamente possibile: il GNL infatti satura i serbatoi di stoccaggio, non è miscelato con aria, non si trova quindi nel campo di infiammabilità. Si evidenzia inoltre che in caso di rilascio del gas la liberazione della energia associata alla massa di gas si rende disponibile gradualmente, per evaporazione del prodotto rilasciato.

3.0 PERICOLI LEGATI ALLE OPERAZIONI MARINE CONNESSE AI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE

Il terminale di rigassificazione riceve il GNL da navi gasiere; la operazione di attracco e scarico della nave è considerato una delle principali fonti di pericolo, per la quantità di prodotto contenuto in essa (le moderne navi gasiere contengono sino a 150.000 m³ di gas liquefatto) e per la preoccupazione legata in particolare alla possibilità di urti.

La sicurezza delle operazioni marine è stata in effetti oggetto recentemente di numerosi studi, ai quali si rimanda per dettagli [6, 7, 8]. In sintesi, dagli studi citati si può sostanzialmente concludere che:

- Ñ le caratteristiche strutturali delle navi gasiere (doppio scafo e doppio contenimento del GNL) rendono improbabile il rilascio di prodotto per arenamento o urto della nave contro il Pontile;
- Ñ l'impatto di una nave terza contro la gasiera è in grado di causare rilascio in caso di urto ad elevata energia: analisi strutturali citate in [7] (vedi Figura 4) mostrano che la perforazione del

serbatoio non avviene anche in caso di urto di una nave delle dimensioni della gasiera, perpendicolare, a velocità di circa 7 nodi;

- Ñ la conseguenza più probabile di un urto di energia sufficiente a causare perforazione dei serbatoi è valutata in [7] in un foro di 750 mm di diametro.

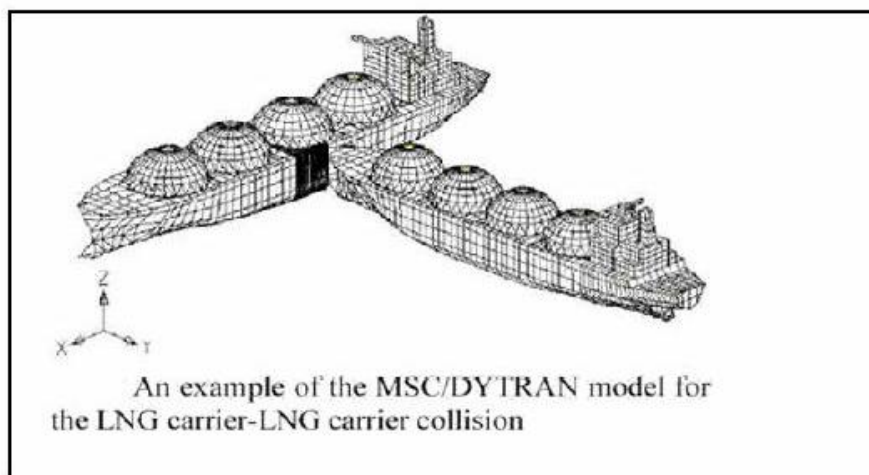


Figura 4 (Paik, 2001 citato in [7]) – Esempio di analisi strutturale di impatto nave-gasiera

Lo scenario associato ad un rilascio da urto è, come nel caso di rilasci dalle installazioni di terra, la fuoriuscita di GNL con conseguente formazione di pozza, possibile Pool Fire o evaporazione e formazione di nube in condizioni di infiammabilità. Anche in questo caso eventi quali la esplosione della nave o la rottura contemporanea dei serbatoi della nave sono da considerare ipotesi non credibili dal punto di vista tecnico.

Lo sviluppo degli scenari incidentali conseguenti a impatto e perforazione del serbatoio è schematicamente rappresentato in [1] come riportato in Figura 5.

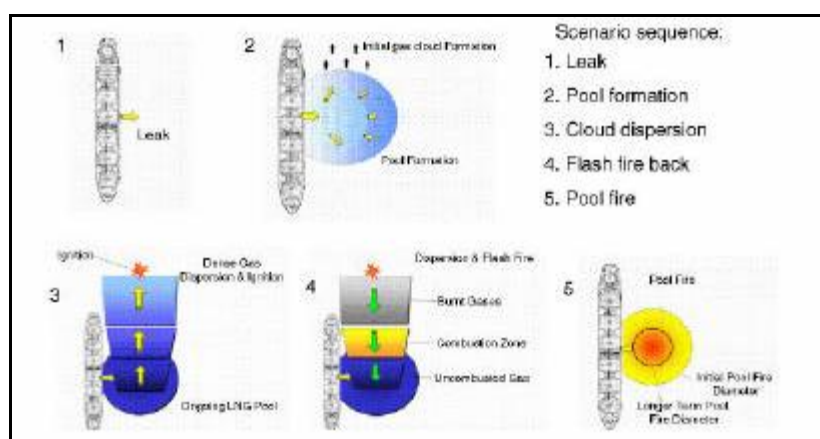


Figura 5 (tratta da [1]) – Scenari incidentali conseguenti a rilascio da nave

La effettiva sussistenza del pericolo di rilascio da nave, per il quale andrebbero poi applicati i criteri proposti negli articoli citati, deve essere valutata caso per caso considerando la stazza delle navi presenti e la effettiva possibilità di urto con velocità sufficienti a causare danno. Anche nel caso di effettiva sussistenza della possibilità di urto, uno scenario di esplosione dell'intero contenuto di un serbatoio o dell'intera nave non è fisicamente realizzabile, per i motivi esposti sopra.

4 ESPERIENZA STORICA

Casi di rilascio di GNL in operazioni di trasporto, ricevimento rigassificazione sono riportati in numerose trattazioni disponibili nel “public domain” (ad es. [3]). La esperienza storica non riporta casi di rilascio di GNL significativi dopo il 1979 (incidente di Cove Point, USA, dovuto alla esplosione di GNL rilasciato e penetrato entro una cabina elettrica), ad eccezione di incidenti in impianti di liquefazione, tra i quali il recente incidente di Skikda (Algeria, 2004), nel quale un rilascio di GNL da perdita di contenimento in una sezione di processo è stato aspirato dalle prese di aria di una caldaia e qui esploso in ambiente confinato, con relativo effetto domino.

Per quanto riguarda il traffico navale, è comunemente citato il dato secondo cui in oltre 80000 trasporti non si sono mai verificati eventi con rilascio di GNL dai serbatoi della nave, anche in caso di arenamento o urto [3, 7].

La esperienza storica porta a concludere che:

- Ñ incidenti con rilascio di GNL sono avvenuti, in particolare nei primi tempi della tecnologia di stoccaggio e trattamento GNL (vedi il noto incidente di Cleveland, 1944) per utilizzo di materiali non adeguati al servizio criogenico; incidenti più recenti (ad esempio il caso di roll-over avvenuto a Panigaglia) hanno portato a individuare criteri di progettazione che rendono non più possibile tali eventi;
- Ñ nessun evento incidentale, a parte l'incidente del 1944 citato, ha portato a danni alla popolazione;
- Ñ gli ultimi circa 30 anni circa di esperienza di esercizio di terminali di rigassificazione non hanno portato a rilasci significativi di GNL, né si è registrato nessun evento con danni al personale o alla popolazione;
- Ñ i rari incidenti nel traffico navale non hanno portato a rilascio di prodotto dai serbatoi delle navi;
- Ñ gli incidenti accaduti in impianti di liquefazione GNL nei Paesi produttori, che hanno portato a danni al personale di impianto, sono legati a tipologie di impianto essenzialmente diverse dagli impianti installati nei terminali di ricevimento. L'incidente di Skikda, la cui causa iniziale è una perdita di contenimento, è stato poi innescato ed amplificato dall'ingresso di GNL in un ambiente confinato con presenza di innesco (boiler).

Nella ricerca di casi storici nel “public domain” va applicata una particolare cura nel verificare se incidenti attribuiti ad installazioni GNL sono in effetti legati a questo tipo di installazione. Ad esempio vengono citati da alcuni siti Internet di pubblico accesso, il caso della condotta Kalakama in Nigeria, 2005, definita ‘LNG Pipeline’ e che avrebbe comportato il rilascio di GNL con esplosione, danneggiamento di una area significativa e morte di numerose persone. Una ricerca più accurata all'origine delle fonti mostra che in realtà si tratta di una condotta di trasporto di gas naturale verso un impianto di liquefazione nella quale una segnalazione di rilascio di gas pare essere stata trascurata per tempi estremamente lunghi fino a portare alla rottura della linea e rilascio di gas naturale allo stato gassoso. Il fatto che la condotta sia di proprietà della Società “Nigerian LNG” (NLNG) ha poi portato ad attribuire erroneamente l'incidente ad una ‘pipeline LNG’.

Anche l'incidente avvenuto nel 1994 a Seoul, Corea, con 12 morti, attribuito a fuga di GNL è in realtà un incidente legato a gas naturale in fase vapore, probabilmente classificato come GNL perché il gas proveniva, come la totalità del gas utilizzato in Corea, da GNL rigassificato.

5. APPLICAZIONE ALLE ANALISI DI SICUREZZA

A differenza di quanto accade per altre tipologie di impianti soggetti alla direttiva Seveso, per i quali esistono procedure e criteri di fatto accettati per la redazione di analisi di sicurezza, per i Terminali GNL criteri ed assunzioni non hanno ancor raggiunto una sufficiente uniformità di analisi e valutazione.

La valutazione dei pericoli, condotta sulla base delle caratteristiche del prodotto e del processo e la esperienza storica portano ragionevolmente ad individuare nella perdita di contenimento da tubazioni o apparecchiature e conseguente possibile Jet Fire, Pool Fire, UVCE gli eventi di riferimento per la valutazione della sicurezza dei Terminali GNL.

La valutazione degli effetti degli scenari incidentali parte dalla definizione di casi di rilascio di riferimento. In generale, le dimensioni di rottura da associare ai rilasci dipendono dalla configurazione impiantistica e dalle cause di rilascio che possono essere identificate caso per caso. Considerando la adozione di materiali specifici per uso criogenico, il fatto che il metano non presenta caratteristiche di corrosività, le misure di collaudo e ispezione messe in atto si può ritenere che le dimensioni tipiche di rilascio applicate nelle analisi di sicurezza di altri impianti industriali, quali ad esempio quelle definite dallo standard API 581 [12] siano adeguate anche per la rappresentazione dei casi di rilascio rappresentativi per i Terminali. Tipicamente ciò comporta la valutazione di casi di rottura variabili da rilasci significativi ma di piccola entità (dimensione di rilascio ¼”) a rilasci di notevoli dimensioni (dimensione di rilascio 4”) che sono solitamente associati a portate di rilascio molto elevate, anche pari alla portata massima operativa nella linea. La rottura completa di una tubazione (rottura a ghigliottina) non è, salvo casi particolari dove si riconosca la possibilità di impatti o di effetti domino esterni, un caso da considerare ragionevolmente credibile.

La NFPA [11] definisce un caso di ‘design spill’, definito come un rilascio della linea con portata massima per una durata di dieci minuti. Questo evento è tuttavia legato alla valutazione degli effetti da prodotto rilasciato in bacini di contenimento ed è esplicitamente escluso per ‘full or double containment containers with concrete secondary containers’ (anche la norma UNI EN 1473, [4], esclude esplicitamente la possibilità di rilascio da questi serbatoi). Per bacini di raccolta al servizio di apparecchiature di processo, la stessa NFPA [11] suggerisce un caso di riferimento dato dalla portata attraverso ogni singola fonte di rilascio, per una durata di 10 minuti o inferiore “based on demonstrable surveillance and shutdown provisions acceptable to the authority having jurisdiction”.

La pratica seguita nella elaborazione dei Rapporti di Sicurezza che prevede la adozione di più casi di rilascio credibili, definiti come sopra, per le diverse sezioni intercettabili di impianto, caratterizzate da condizioni di processo differenti, e la adozione di tempi di intercettazione che tengono conto dei sistemi di protezione previsti (ad esempio seguendo i criteri dati dal D.M. 15/05/96 del Ministero dell’Ambiente [13] è pertanto in linea con le raccomandazioni degli standard internazionali.

Per quanto riguarda eventi legati alle operazioni marittime, in particolare rilasci da nave gasiera per urti, valgono le considerazioni esposte in precedenza. In particolare, la possibilità di rilascio da nave non può essere postulata come caso a priori, ma deve essere legata alla possibilità di un urto, dal momento che un rilascio per cause diverse, date le caratteristiche costruttive delle navi, e come confermato anche dalla esperienza storica, non è da ritenere un evento credibile o in termini probabilistici estremamente raro. In caso la ipotesi di urto di energia sufficiente sia da ritenere credibile, lo scenario incidentale associato può essere identificato come da [7], ovvero una sezione di rilascio massima di diametro 750 mm.

Il fenomeno della RPT è comunemente considerato un fenomeno che, seppure fisicamente possibile in caso di rilascio di grandi quantità di GNL sull’acqua, non è associato a campi di sovrappressione tali da causare danno, in particolare non è ritenuto possibile il danneggiamento della nave dal campo di pressione generato da un RPT.

Il fenomeno del BLEVE di apparecchiature contenenti GNL non è un fenomeno possibile per le condizioni di stoccaggio del prodotto.

Rientra invece nella categoria delle ipotesi “di fantasia” la possibilità di “esplosione” della nave o di un serbatoio; il GNL infatti può essere innescato solo dopo vaporizzazione e miscelazione con aria. L’energia totale associata alla massa di GNL nei serbatoi, che in alcuni casi è stata erroneamente considerata come misura della entità di una ipotetica esplosione, si libererà non istantaneamente ma in un tempo di molti minuti se non in ore, a seguito del processo di vaporizzazione e combustione

La entità delle conseguenze degli scenari incidentali derivanti da un rilascio dipenderà dalle condizioni di processo nella sezione interessata. Tutti i terminali sono sostanzialmente suddivisibili in quattro sezioni, ed a queste è opportuno fare riferimento per una valutazione completa degli effetti di incidente:

- Ñ una sezione a bassa pressione data dal sistema di tubazioni che collega la nave ai serbatoi, nella quale il GNL è allo stato liquefatto e a pressione solitamente non superiore ai 15 bar;
- Ñ una sezione immediatamente a valle dei serbatoi, che contiene GNL a pressione intorno ai 10 bar, tra le pompe di mandata (sommerse) e le pompe di rilancio ad alta pressione;
- Ñ una sezione a valle delle pompe di mandata ai vaporizzatori, nella quale il GNL è alla pressione di invio al gasdotto (circa 80 bar);
- Ñ una sezione a valle dei vaporizzatori, nella quale il Gas è allo stato di vapore e alla pressione di mandata al gasdotto (circa 80 bar).

La simulazione degli scenari incidentali è possibile con modelli analitici, basati anche sui risultati delle campagne sperimentali su dispersione e incendio di GNL condotte in particolare negli USA [1, 7]. In [1,] è riportata una valutazione comparativa di diversi modelli di calcolo delle conseguenze solitamente utilizzati, e in [8] è riportata una review dei diversi modelli analitici disponibili per la valutazione delle conseguenze. Una recente review della modellistica specifica per rilasci in mare è contenuta in [6].

La adozione dei modelli analitici più recenti utilizzati anche per altri impianti industriali risulta pertanto solitamente adeguata. In caso di dispersione di nube in ambiente o orografia particolarmente complessi, la adozione di modelli tridimensionali (CFD) è una strada che seppure scarsamente praticata può portare in prospettiva ad una migliore e probabilmente meno conservativa valutazione delle effettive distanze di danno.

La possibilità di generazione di una UVCE da nube di Gas naturale in fase vapore è legata alle condizioni del sito ed alla quantità di gas. Un criterio utilizzato per gas esplosivi di altra natura pone a 1500 kg [9, 10] la soglia di massa di gas in condizioni di infiammabilità sotto la quale non si ritiene possibile il fenomeno di UVCE. Tale criterio è probabilmente applicabile anche al gas generato da rilascio di GNL, data la bassa reattività del gas naturale; questa valutazione andrebbe tuttavia approfondita e ulteriormente validata.

CONCLUSIONI

Terminali di ricevimento e rigassificazione GNL sono tipologie di impianto note e presenti in numero significativo nel mondo, tanto da consentire una notevole base di esperienza storica. Contrariamente ad altre tipologie di impianto è disponibile una norma europea recepita in Italia dalla UNI EN 1473 che stabilisce i principali criteri di progetto, dimensionamento ed analisi per tali impianti.

Dati e metodologie per la analisi della sicurezza sono noti e studiati, anche grazie alle campagne sperimentali condotte negli anni passati per comprendere meglio i fenomeni legati al rilascio e dispersione di gas liquefatti. A fronte di ciò appare comunque opportuno uno sforzo di razionalizzazione degli approcci e delle assunzioni, per garantire uniformità negli approcci seguiti nei diversi Rapporti di Sicurezza e nelle relative valutazioni. A titolo di esempio, i criteri per la valutazione della credibilità di UVCE, gli scenari di rilascio massimi da considerare effettivamente credibili, le assunzioni di base per la valutazione dei potenziali scenari di rilascio da nave sono aspetti che in questa ottica andrebbero approfonditi.

Tematiche non specifiche per Terminali GNL, ma comuni agli impianti industriali che ricadono nell'ambito di applicazione della Direttiva Seveso e che meriterebbero un approfondimento sono legate alla definizione di 'evento credibile', anche in riferimento ai criteri dati dal D.M. 9 maggio 2001 (relativo ai requisiti minimi di sicurezza per impianti industriali) e ad una migliore definizione dei criteri per la valutazione dell'effetto domino, che una applicazione letterale della legge (vedi ad esempi oil D.M. 9 maggio 2001 citato) porterebbe a considerare possibile già a partire da livelli di irraggiamento di 12.5 kW/m², indipendentemente dalla durata del fenomeno.

Infine, si deve notare che riferimenti acritici a informazioni e dati disponibili nel "public domain" fanno ritenere possibili eventi incidentali impossibili, quali la esplosione di una nave gasiera con liberazione di energie confrontabili con quella di una o più bombe atomiche, così come fanno erroneamente attribuire a GNL eventi incidentali accaduti in sistemi che in realtà non trattano GNL.

Questa relazione vuole contribuire a mettere a disposizione alcuni elementi per consentire un dibattito tecnico su questi temi.

RIFERIMENTI

1. Pitblado, R., Baik, J. and Raghunathan, V., LNG Decision Making approaches compared, Journal of Hazardous Materials, 130, 2006, pp. 148-154.
2. Tarlowy, J., Sheffield, J., Durr, C., Coyle, D., LNG Import Terminals – Recent Developments. www.cheresources.com, Online Chemical Engineering Informations
3. LNG Safety and Security; University of Texas, Center for Energy Economics, pp. 12-17, Ottobre 2003
4. UNI EN 1473 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) – Progettazione delle installazioni di terra" – Maggio 2000
5. Niedelka, D., Sauter V., Goanvic, J., Ohba, R., Last developments in Rapid Phase Transition knowledge and modeling techniques, Offshore Technology conference, OTC 15228, Maggio 2003
6. SAND 2004-6258, Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large LNG spill over water, Sandia National Laboratories, Dicembre 2004
7. Pitblado, R., Baie J., Hughes, G.J., Ferro, S., Shaw, J., Consequences of LNG Marine Incidents, CCPS Conference, Giugno 2004
8. ABS Consulting, Consequence Assessment Methods for Incidents involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers, Rapporto per FERC (Federal Energy Regulatory Commission), Maggio 2004.
9. Decreto Ministeriale, 15 Maggio 1996, Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi a Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.).
10. Decreto del Ministero dell'Interno (D.M.), 20 Ottobre 1998, Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Liquidi Facilmente Infiammabili e/o Tossici.
11. National Fire Protection Association, NFPA 59A, Standard for the production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). 2006 Edition
12. American Petroleum Institute, API 581, "Risk-Based Inspection Base Resource Document", Maggio 2000
13. D.M. 15/05/96, Ministero dell'Ambiente "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di GPL"