

**Impianti a rischio di incidente rilevante.
Il problema “rigassificatori”**

IMMACOLATA NIOLA*

Abstract

Regasification plants are taking a growing interest by virtue of the increasingly important role that the Liquefied Natural Gas will have in the coming years in the international gas market. Because these plants are at risk of a major accident, they are subject to the requirements of the Seveso Directives. The author, after recalling the basic content of these directives, examines the different types of regasification plants and safety hazards related to them, concluding that the current construction technologies and stringent preventive measures imposed by the regulations should reassure the populations of the Territories concerned to their installation.

Keywords: risk of major accidents, Seveso Directives, regasification plants

1. *Premessa*

A più di trent'anni di distanza dall'emanazione della prima Direttiva Seveso, il tema degli incidenti rilevanti legati alla produzione e all'uso di sostanze chimiche pericolose è ancora estremamente attuale e per questo al centro dell'interesse del legislatore, come dimostra l'approvazione, nel luglio 2012, della Direttiva Seveso *ter* da parte del Parlamento Europeo. Come si sa, per incidente rilevante si intende un evento, quale un incendio, un'esplosione o un'emissione di sostanze tossiche, dagli sviluppi incontroll-

* Università degli Studi di Napoli “Federico II”, imniola@unina.it

lati, tali da determinare un pericolo grave, immediato o differito, sia per l'uomo che per l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento.

Sono molte le tipologie di installazioni cosiddette RIR (a Rischio di Incidente Rilevante, appunto): raffinerie di petrolio, centrali termoelettriche, acciaierie e impianti metallurgici, industrie galvanotecniche, depositi di oli minerali, aziende farmaceutiche, stabilimenti di GPL e, in generale, tutte quelle in cui si producono, si detengono o possono formarsi, in quantità superiori ad una certa soglia, sostanze pericolose. Tra esse sono compresi anche i rigassificatori e di questi tratteremo nel presente lavoro, dopo aver ricordato i contenuti fondamentali delle Direttive Seveso e aver evidenziato il ruolo centrale che il gas naturale liquefatto assumerà prevedibilmente nel prossimo futuro nel commercio internazionale del metano. L'interesse che ci ha spinto ad occuparci di tali impianti deriva, in particolare, dal contrasto tra la funzione sempre più importante, si potrebbe dire strategica, che, alla luce di questo ruolo centrale, essi rivestiranno all'interno del "sistema gas" europeo e italiano e la ferma opposizione espressa dalle popolazioni dei territori interessati alla loro realizzazione per il timore che possano costituire una minaccia per sé e per l'ambiente. Analizzeremo, dunque, gli aspetti tecnici connessi alla rigassificazione, i rischi per la sicurezza e le misure adottate per prevenirli o limitarne la portata.

2. Le Direttive Seveso

Com'è a tutti noto, quella che sarebbe stata poi definita "la prima Direttiva Seveso" fu varata in seguito al grave incidente che ebbe luogo il 10 luglio 1976 in un'industria della Brianza, la ICMESA, nella quale si fabbricavano profumi e insetticidi partendo dal triclorofenolo, sostanza ottenuta per reazione a caldo fra tetraclorobenzene e idrossido di sodio. Nella notte, per un difetto nell'impianto di raffreddamento, la miscela di reazione si surriscaldò, provocando un aumento di pressione e, conseguentemente, la fuoriuscita, attraverso il camino, di un grande volume di liquido all'esterno, complice il cattivo funzionamento di una valvola (Pollice, 2011): una nube tossica di diossina, sostanza fino ad allora sconosciuta

ai non chimici, investì centocinquantotto lavoratori dello stabilimento e trentasettemila abitanti della zona, inquinando gravemente il suolo. I danni maggiori si ebbero nel territorio di Seveso, che dovette essere evacuato e dove, pochi giorni dopo l'incidente, furono segnalate morti tra uccelli e animali da cortile e, nell'uomo, violente manifestazioni a livello cutaneo, con comparsa di macchie rosse e bubboni pustolosi, che facevano poi cadere la pelle a brandelli (cloracne); a ciò si aggiunsero la compromissione della funzionalità epatica, respiratoria e di vari organi e, successivamente, danni genetici [01]. Apparve, dunque, evidente la necessità di elaborare una normativa a livello europeo, volta a controllare l'attività di impianti industriali potenzialmente in grado di provocare gravi ed estese emergenze. Così, il 24 giugno 1982, a sei anni di distanza dall'incidente di Seveso, fu emanata la Direttiva 82/501/CEE, che prese il nome dalla località divenuta tristemente famosa per la nube tossica. Tale Direttiva, recepita in Italia con il DPR n. 175 del 17 maggio 1988, imponeva ai proprietari di stabilimenti, in cui fossero presenti o si potessero formare determinate sostanze pericolose in quantità superiori a soglie definite, precisi obblighi al fine di prevenire il verificarsi di incidenti rilevanti e/o di limitarne le conseguenze. Tra essi:

- la conoscenza di tutti i pericoli, per la salute pubblica e per l'ambiente, delle sostanze lavorate;
- la notifica alle autorità competenti dei quantitativi di sostanze pericolose prodotte o conservate;
- la descrizione del processo tecnologico;
- la conoscenza del comportamento chimico delle sostanze durante il processo industriale;
- la conoscenza delle reazioni chimiche che potevano svilupparsi in condizioni anomale;
- l'adozione di misure di sicurezza per il controllo del processo;
- l'informazione, l'addestramento e l'equipaggiamento dei lavoratori;
- la predisposizione di piani di emergenza.

Quattordici anni più tardi, fu emanata la Direttiva cosiddetta Seveso

II (96/82/CE), recepita nel nostro ordinamento con il D. Lgs.334/99, la quale introdusse delle innovazioni molto significative alla precedente e in particolare (Dubini-Molfese, 2003):

- l'estensione del campo di applicazione dai soli stabilimenti industriali a tutte le attività che comportassero l'impiego di sostanze pericolose in quantità superiori alle soglie indicate¹; potevano rientrare così nella normativa anche aziende agricole, ospedali ecc. Di conseguenza, non si parlava più di fabbricante, ma di gestore;
- la modifica delle categorie di sostanze pericolose;
- l'introduzione della consultazione della popolazione;
- la definizione dei possibili *effetti domino*, ossia degli effetti a catena che possono verificarsi, in caso di incidente, in aree a forte concentrazione di stabilimenti, con moltiplicazione dei danni;
- l'introduzione per decreto del controllo dell'urbanizzazione, con la definizione dei criteri minimi di sicurezza da adottare nella pianificazione territoriale, in modo da distanziare opportunamente le aziende RIR dalle zone residenziali;
- l'introduzione di un Sistema di Gestione della Sicurezza per le aziende a maggior rischio.

La "Seveso II" fu poi modificata dalla Direttiva 2003/105/CE (recepita con il D. Lgs. 238/05), che, lasciando inalterato l'impianto precedente, ne allargava, però, il campo di applicazione; inoltre, rafforzava l'obbligo di informazione dei lavoratori e della popolazione interessata e introduceva nuove categorie di "vulnerabilità" (edifici frequentati dal pubblico, aree ricreative, infrastrutture di trasporto ecc.).

Tali disposizioni, indubbiamente, si sono dimostrate negli anni successivi abbastanza efficaci, come risulta dal calo del 20% circa del numero di incidenti rilevanti, desumibile dalla banca dati europea MARS (*Major Accidents Reporting System*) [02]; tuttavia, l'andamento è apparso comunque

1. Rimanevano, però, escluse dal campo di applicazione della Direttiva gli impianti e i depositi militari, le industrie estrattive, le attività legate all'uso di radiazioni ionizzanti, le discariche di rifiuti e il trasporto di sostanze pericolose.

Tab. 1 - Distribuzione regionale degli stabilimenti soggetti al D. Lgs. 238/05 al 31/01/2012

Regione	Art. 6/7*	Art. 8**	Totale
Abruzzo	17	10	27
Basilicata	4	5	9
Calabria	12	7	19
Campania	52	17	69
Emilia Romagna	38	62	100
Friuli	16	16	32
Lazio	33	33	66
Liguria	10	24	34
Lombardia	135	151	286
Marche	10	7	17
Molise	3	5	8
Piemonte	49	49	98
Puglia	25	18	43
Sardegna	16	26	42
Sicilia	40	34	74
Toscana	31	29	60
Trentino Alto Adige	10	6	16
Umbria	13	6	19
Valle d'Aosta	4	1	5
Veneto	47	61	108
Totale	565	567	1.132

Fonte: elaborazione dati da [02]

* Stabilimenti in cui le sostanze pericolose sono presenti in quantità uguali o superiori a quelle della colonna 2 dell'Allegato 1, parti 1 e 2 D. Lgs. 334/99.

** Stabilimenti in cui le sostanze pericolose sono presenti in quantità uguali o superiori a quelle della colonna 3 dell'Allegato 1, parti 1 e 2 D. Lgs. 334/99.

altalenante e non in linea con le aspettative, al punto che lo stesso Parlamento e Consiglio europeo hanno rilevato “la necessità di introdurre delle modifiche volte a rafforzare ulteriormente il livello di protezione”, emanando, nel luglio dello scorso anno, la Direttiva 2012/18/UE. Ori-

ginata anche dall'esigenza di modificare l'allegato 1 (contenente l'elenco delle sostanze pericolose che rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva), per uniformarlo al nuovo Regolamento CE sulla classificazione, etichettatura ed imballaggio delle sostanze e delle miscele², sarà operativa dal primo giugno 2015. Tra le principali novità introdotte vanno segnalati l'obbligo di valutare, tra i possibili scenari incidentali, anche quelli derivanti da eventi naturali, come terremoti o inondazioni, un'informazione più chiara e comprensibile per la popolazione e norme più severe per le ispezioni degli impianti.

Sono attualmente circa 10.000 gli stabilimenti RIR in Europa, di cui oltre 1.100 in Italia, concentrati soprattutto in Lombardia (quasi il 29%), Veneto, Emilia Romagna e Piemonte, ma diffusi anche al Sud, in particolare in Sicilia e in Campania (tab. 1).

3. Il ruolo del Gas Naturale Liquefatto (GNL) nel commercio internazionale del gas

La domanda di gas naturale, a livello mondiale, è in forte, costante crescita: è passata, infatti, da 2.160 miliardi di metri cubi nel 1995 a 3.333 miliardi nel 2011 e, secondo le previsioni, continuerà ad aumentare negli anni a venire, ad un tasso medio annuo dell'1,7%, attestandosi sui 4.955 miliardi di metri cubi nel 2035. Tale andamento è motivato da un complesso di fattori, tra i quali le apprezzabili caratteristiche ambientali³, l'ampia disponibilità e la buona distribuzione geografica delle riserve, che garantiscono una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti rispetto al carbone e al petrolio, e la versatilità, che rende questa fonte energetica idonea all'impiego nel settore civile, industriale, termoelettrico (in particolare,

2. Regolamento (CE) 1272/2008, così come modificato dal Reg. (CE) 790/2009, noto come CLP (*Classification, Labelling and Packaging*).

3. Oltre che per l'assenza di particolato, la combustione del gas si caratterizza, a parità di energia fornita, per le minori emissioni di ossidi di zolfo e di azoto e, soprattutto, di anidride carbonica, rispetto al carbone e ai derivati petroliferi. Quest'ultima peculiarità, che ha evidentemente un effetto molto positivo sulla riduzione dell'effetto serra, è dovuta al fatto che il metano, principale componente del gas naturale, è il combustibile convenzionale caratterizzato dal più basso rapporto carbonio/idrogeno (Niola, 2002).

nelle più recenti centrali a ciclo combinato CCGT⁴), nonché nell'autotrazione e, in prospettiva, nella navigazione marittima.

A tale domanda è corrisposta una produzione globale anch'essa crescente nel periodo 1995-2011 (da 2.166 a 3.343 miliardi di metri cubi), produzione che dovrebbe continuare ad aumentare nei prossimi anni, rimanendo in linea con le ipotesi di crescita dei consumi al 2035, grazie soprattutto al contributo dell'Africa, della regione del Caspio e del Medio Oriente (Cassa Depositi e Prestiti, 2013). Un'ulteriore espansione dell'offerta potrebbe derivare, inoltre, dallo sfruttamento delle consistenti riserve di gas non convenzionale, come lo *shale gas*⁵ di Stati Uniti, Canada, Cina ed Australia, il gas da carbone (*coal bed methane*) e gli idrati di metano, per citare solo alcune tipologie.

L'Europa, viceversa, che ha già registrato un calo significativo nel periodo 1995-2011, vedrà ancora contrarre la sua offerta, tra il 2010 e il 2035⁶, da 304 a 215 miliardi di metri cubi e ciò, a fronte di un significativo incremento della domanda (da 569 a 669 miliardi di metri cubi), dovuto in gran parte alla progressiva sostituzione del carbone e della fonte nucleare. Aumenteranno, di conseguenza, le importazioni da Paesi terzi, che già coprivano tre anni fa oltre il 62% del fabbisogno interno e che, si stima, toccheranno i 454 bcm⁷ nel 2035, con un incremento di 189 bcm [04].

L'aumento della dipendenza dall'estero rende evidentemente necessario lo sviluppo di infrastrutture che consentano non solo di incrementare la capacità di importazione dai fornitori convenzionali (Russia, Algeria, Norvegia, Libia), ma anche di approvvigionarsi da “nuovi” *partner*, quali

4. La tecnologia CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) si basa sulla combinazione di due cicli, che impiegano rispettivamente una turbina a gas e una a vapore: la combustione del metano genera un gas a 610°C circa, il quale viene inviato ad una turbina a gas collegata al generatore elettrico; i gas di scarico caldi provenienti da questa turbina vengono, quindi, fatti confluire in un generatore di vapore, dove producono vapore ad alta pressione, che, a sua volta, fa ruotare una turbina a vapore collegata ad un secondo generatore elettrico. In questo modo il rendimento di conversione in energia elettrica può superare il 50% [03].

5. Lo *shale gas* è un gas intrappolato negli scisti argillosi, a profondità comprese tra 2.000 e 4.000 metri.

6. Soprattutto per la diminuzione della produzione del Mare del Nord.

7. *Billion cubic metres*.

Azerbaijan, Turkmenistan, Kazakistan, Nigeria, se non, addirittura USA e America latina, in modo da diversificare rotte e Paesi di provenienza ed aumentare così la sicurezza del sistema energetico europeo. Rientrano in questo contesto i progetti di potenziamento dei gasdotti esistenti, la realizzazione di nuovi gasdotti di collegamento con Paesi *extra-UE* (*South Stream*, Corridoio sud ecc.⁸) e la messa in esercizio di nuovi rigassificatori, installazioni nelle quali il gas naturale, reso liquido nei paesi di origine per essere trasportato via mare, mediante navi metaniere, viene riportato, una volta giunto ai porti di sbarco, allo stato gassoso per poter poi raggiungere attraverso i gasdotti le destinazioni previste sulla terraferma.

Attualmente il trasporto del gas avviene per il 75% nei metanodotti e solo per il 25% come Gas Naturale Liquefatto⁹. Questa situazione è, tuttavia, destinata a cambiare sensibilmente nella prevista fase di espansione del mercato, per una serie di vantaggi che il GNL può offrire. In primo luogo, esso consente di superare la rigidità del sistema dei gasdotti, che legano in maniera monopolistica i Paesi esportatori, importatori e di transito e che comportano, peraltro, una commercializzazione basata, in Europa, per l'80% su contratti di lunga durata (20-30 anni), con prezzo indicizzato all'andamento del mercato petrolifero. Tali contratti sono detti *Take or Pay*, in quanto contengono una clausola che, mentre assicura sempre un livello minimo di consegna da parte del produttore, obbliga l'acquirente a pagare comunque una quantità prestabilita di gas, anche nel caso non lo ritiri¹⁰ (Cassa Depositi e Prestiti, 2013). Questo tipo di contratto, nella

8. Il *South Stream*, complementare al *Nord Stream* (che porta il gas russo in Germania attraverso il Mar Baltico), collegherà i giacimenti russi con l'Europa attraverso il Mar Nero, bypassando l'Ucraina; il Corridoio sud farà confluire sul mercato europeo il gas naturale proveniente dall'Azerbaijan, aggirando il territorio russo.

9. Il GNL è un liquido inodore, costituito essenzialmente da metano (in concentrazione variabile tra l'80 ed il 99%) e da altri idrocarburi, quali etano, propano, butano e pentano. Il processo di liquefazione comporta l'allontanamento preliminare di alcune sostanze presenti nel gas naturale, come l'anidride carbonica e l'acqua, che potrebbero solidificare nel corso del raffreddamento, nonché di prodotti indesiderabili, quali idrogeno solforato, solfuro di carbonile e mercaptani.

10. La clausola serve, dunque, a garantire sia i Paesi consumatori, rispetto alla sicurezza degli approvvigionamenti, sia i produttori, rispetto al ritorno dei forti investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture necessarie all'estrazione e al trasporto del

pratica, favorisce i Paesi produttori, diversamente da quanto avviene per gli scambi sul mercato *spot*, in cui il prezzo di acquisto è determinato dalla legge della domanda e dell'offerta: è evidente che la disponibilità, nei prossimi anni, di consistenti flussi di GNL, derivanti, da un lato, dalla già citata scoperta di giacimenti non convenzionali negli USA e, dall'altro, dall'aumentata capacità di liquefazione di vari Paesi¹¹ [04] potrà incrementare i quantitativi offerti su questo mercato, contribuendo non poco al contenimento del prezzo. Ciò, ovviamente, a condizione che aumenti anche la capacità di rigassificazione.

A questo vanno aggiunti altri due vantaggi non trascurabili. Il primo è relativo al fatto che un ricorso più significativo al GNL rende meno grave il rischio di possibili riduzioni o interruzioni delle forniture via tubo, per problemi tecnici, condizioni climatiche particolarmente critiche nei Paesi produttori oppure "condizionamenti" esercitati dai Paesi attraversati dai gasdotti, che rendono questo sistema di trasporto piuttosto vulnerabile: ricordiamo tutti le forti preoccupazioni suscitate in Europa, nei primissimi giorni del 2006, dal brusco calo delle importazioni (tra il 25 e il 30%), causato dalla sia pur breve crisi politica tra Russia e Ucraina, Paese di transito del gas (in futuro, il ruolo di questa ex-repubblica sovietica risulterà molto meno determinante, grazie ai metanodotti *Nord Stream* e *South Stream*). L'altro vantaggio riguarda i costi di trasporto: se è vero, infatti, che gli oneri da sostenere per la liquefazione del gas e la sua successiva rigassificazione ai terminali di sbarco rendono l'importazione del GNL da Paesi relativamente vicini non competitiva rispetto al sistema dei gasdotti, è anche vero che l'aumento delle distanze tra le aree di produzione ed il mercato finale, quale si sta verificando già oggi e ancor più si verificherà in futuro, induce ad una diversa valutazione. Basta considerare che il trasferimento in forma liquida diventa più conveniente, rispetto ai gasdotti *onshore*, a partire da distanze di 4.000 km e, rispetto a quelli *offshore*, già al di sotto dei 2.000 km [05].

combustibile (Niola, 2002).

11. Tale capacità dovrebbe aumentare dai 400 bcm del 2010 fino a 1.000 nel 2030.

Il *trend* favorevole al mercato del GNL è, comunque, già in corso. Si pensi che, all'inizio degli anni Novanta, la situazione mondiale era la seguente:

- volumi scambiati: circa 70 miliardi di metri cubi all'anno, pari al 3% dei consumi
- n. 8 Paesi esportatori e n. 8 Paesi importatori
- n. 70 navi operative

Tab. 2 - Progetti per nuovi terminali di rigassificazione

Progetto	Società	Capacità (mld m³ / a)	Inizio Esercizio
Falconara Marittima (AN)	Api Nova Energia	4	n.d.
Gioia Tauro (RC)	Fingas – Sorgenia – Iren - Medgas	12	2017
Porto Empedocle (AG)	ENEL	8	n.d.
Toscana Offshore (LI)	E.ON – Iren – OLT – Golar	3,75	2013
Brindisi*	British Gas	8	n.d.
Zaule (TS)**	Gas Natural	8	2013
Monfalcone (TS)	E.ON	8	n.d.
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solvay	8	n.d.
Porto Recanati (AN)	Gas de France – Suez	5	n.d.

Fonte: Cassa Depositi e Prestiti, 2013

* Il progetto è stato abbandonato dalla *British Gas*.

** Il 18 aprile 2013, il Ministero dell'Ambiente ha sospeso per sei mesi l'efficacia della Valutazione di Impatto Ambientale rilasciata nel 2009, per incompatibilità del progetto con il traffico portuale di Trieste. La *Gas Natural* dovrà, pertanto, proporre per il rigassificatore una localizzazione alternativa.

mentre oggi il settore ha dimensioni cinque volte più grandi, con consumi superiori al 10% del totale, oltre 350 navi, impegnate anche in rotte transoceaniche, 18 Paesi esportatori e 25 importatori. Al 2012, la capacità di rigassificazione in Europa era di poco più di 178 miliardi di metri cubi l'anno, distribuita in 18 impianti (Cassa Depositi e Prestiti, 2013).

In Italia, il GNL ha rappresentato, nel 2010, il 12% del gas importato, una quota in aumento rispetto all'anno precedente, in virtù dei maggiori quantitativi provenienti dall'Algeria e soprattutto dal Qatar, diretti al terminale di rigassificazione di Rovigo (ENEA, 2012). Sono due, attualmente, gli impianti di rigassificazione in esercizio: quello di Panigaglia, in provincia di La Spezia, il più antico, essendo entrato in funzione nel 1970, e quello di Porto Viro, al largo di Rovigo, appunto, che ha iniziato la sua attività nel 2009, ma ne sono stati progettati diversi altri, alcuni dei quali sono stati già autorizzati o, quantomeno, hanno già superato la procedura VIA (tab. 2).

4. I rigassificatori: tipologie, rischi e misure di sicurezza

I rigassificatori, come detto precedentemente, sono impianti che permettono di riportare allo stato naturale gassoso il metano che nei Paesi produttori era stato convertito in forma liquida, mediante raffreddamento a circa $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, per consentirne il trasporto via mare, in navi dotate di cisterne criogeniche, a costi sostenibili. La liquefazione, infatti, riduce di oltre 600 volte il volume del gas, in modo che un carico di 130.000 metri cubi di GNL equivalga a circa 80 milioni di metri cubi in forma gassosa. Giunto al porto di destinazione, il gas liquido viene trasferito al rigassificatore, appunto, e, in particolare, a serbatoi di stoccaggio isolati termicamente, ad una pressione vicina a quella atmosferica.

Esistono tre tipologie principali di rigassificatori [06]:

- *onshore*
- *offshore*, noto anche come *Gravity Based Structure* (GBS)
- *offshore* FSRU, ossia *Floating Storage Regassification Unit*.

I terminali *onshore* sono stati i primi ad essere sviluppati e rappresentano, dunque, la tecnologia più diffusa. Vengono realizzati in prossimità o all'interno di grandi aree portuali e sono costituiti da serbatoi di stoccaggio metallici collegati, mediante *pipeline*, al pontile di attracco delle metaniere: da tali serbatoi il GNL viene pompato verso il vaporizzatore, uno scambiatore termico in cui circola un liquido a temperatura ambiente,

generalmente acqua di mare, che gli cede il proprio calore, in modo che il GNL si riporti allo stato gassoso, per essere poi immesso nei gasdotti ed essere così distribuito agli utenti finali. Sono, fra le tre tipologie, i più economici, anche se presentano lo svantaggio di occupare grandi superfici. E' di questo tipo il terminale di Panigaglia.

I terminali *offshore* GBS sono di concezione molto più recente: questa tipologia è stata progettata, infatti, per la prima volta al mondo per il rigassificatore di Rovigo. Sono costituiti da una struttura in cemento armato, che viene realizzata in cantiere e poi trainata al largo, dove viene adagiata sul fondale mediante un' idonea zavorra. La struttura contiene i serbatoi in acciaio, l'impianto di vaporizzazione del gas liquefatto, i locali per il personale, i servizi e tutto quanto serve al processo; ad essa attraccano le metaniere e da essa partono i gasdotti sottomarini che portano il gas tornato allo stato aeriforme fino alla rete di distribuzione sulla costa. Rispetto ai terminali *onshore*, offrono il vantaggio di allontanare dalla terraferma le operazioni di scarico e rigassificazione del GNL e risultano, dunque, preferibili nel caso di coste densamente popolate, anche se comportano costi e tempi di realizzazione maggiori.

Gli impianti *offshore* del tipo *Floating Storage Regassification Unit* (FSRU) differiscono dai precedenti in quanto utilizzano non una struttura su cui sono alloggiate le varie attrezzature, bensì una nave metaniera convertita in un terminale galleggiante, ancorata permanentemente al fondale, alla quale attraccano le navi cisterna che trasportano il GNL. Saranno di questo tipo il terminale che sarà realizzato a Livorno e quello in programma a Falconara Marittima, in provincia di Ancona.

A queste tipologie si è aggiunta, nel 2006, una nuova tecnologia: la *Offshore Regasification Gateway*; in questo caso è la stessa metaniera che ha trasportato il gas liquefatto a fungere, una volta giunta a destinazione, da impianto di rigassificazione. Oltre alla versatilità, si ritiene offra il vantaggio di una maggiore economicità, includendo nel costo della nave sia la funzione di trasporto che quella di rigassificazione [07].

Ad aprile 2012 erano 87 i rigassificatori attivi nel mondo e 19

quelli in costruzione [08]. Si tratta, come si è detto, di impianti a rischio di incidente rilevante e, come tali, sono sottoposti, in Europa, alle prescrizioni delle Direttive Seveso, volte a prevenire il verificarsi di eventi di grave entità o, quantomeno, a ridurre le conseguenze all'interno e all'esterno delle strutture. Va specificato che, in condizioni operative normali, il GNL non comporta rischi, trattandosi di un liquido non tossico, non corrosivo, chimicamente stabile, non infiammabile (se non in condizioni molto particolari, che non si verificano all'interno dei rigassificatori e delle metaniere), né esplosivo; i pericoli sono legati ad un ritorno incontrollato alla fase gassosa, essendo il metano in questo stato estremamente infiammabile, o alla formazione di una nube di vapore, che si genera quando il GNL viene a contatto con l'acqua. Tale nube risulta altamente infiammabile, se la concentrazione del gas liquido nell'aria è compresa tra il 5 ed il 15% in volume, ed esplosiva se, all'interno del campo di infiammabilità, viene a contatto con un innesco in un ambiente confinato [09]. Essa può formarsi in seguito ad uno sversamento in mare di gas naturale liquefatto, nel qual caso si propaga per tratti significativi, come è risultato da alcuni importanti studi svolti a livello internazionale, tra cui il rapporto Sandia¹² 2006: questo, riferendosi al caso ipotetico di un terminale FSRU localizzato 22 km al largo di Oxnard, in California, ha calcolato che la perdita, da due serbatoi, di duecentomila metri cubi di gas naturale liquefatto, con un vento della velocità di 2m/s, produrrebbe una nuvola di vapore infiammabile che potrebbe estendersi fino ad una distanza di 11 km [10].

Quanto alle circostanze che potrebbero determinare perdite di gas naturale o di GNL, esse possono ascrivere ad eventi naturali o a cause tecniche, senza escludere, comunque, l'ipotesi di sabotaggi o attacchi terroristici dal cielo o dal mare (bomba o missile lanciati da un aereo, un aereo stesso che vada a schiantarsi contro un terminale, una nave che speroni una metaniera ecc.). Riguardo ai fenomeni naturali, eventi quali

12. I *Sandia National Laboratories* sono i principali laboratori di ricerca del *Department of Energy* statunitense, situati uno nel Nuovo Messico, l'altro in California.

movimenti sismici, tsunami, onde anomale non dovrebbero determinare perdite di confinamento nei terminali *offshore* localizzati in acque molto profonde, mentre potrebbero avere effetti sugli impianti ormeggiati in acque basse, in prossimità della costa, e soprattutto sulle installazioni fisse; tuttavia, nessuno dei numerosi rigassificatori *onshore* presenti in Giappone ha subito danni in occasione del violento sisma del 2011 [11]. Diverso è il caso di venti forti, che potrebbero comportare la caduta di oggetti su una linea, con conseguente perdita di confinamento, o la rottura di un braccio di carico del serbatoio. Altro rischio è costituito dai fulmini, che potrebbero causare la perforazione delle linee ed agire da fonte di innesco per la combustione.

I possibili *top event* di natura tecnica sono legati, invece, al rilascio di GNL o di gas naturale, in seguito alla rottura o sganciamento dei bracci di carico con i quali il gas liquefatto viene prelevato dalle metaniere e riversato nei serbatoi di stoccaggio, oppure alla rottura di un serbatoio o del vaporizzatore a causa di una sovrappressione, o ancora possono essere causati da rilasci di gas naturale da valvole di sicurezza a pressione. Tali rilasci possono essere provocati da anomalie del processo, ma anche da fattori che prescindono da questo, come il deterioramento delle apparecchiature o errori nel montaggio.

I problemi cui si è fatto cenno, per quanto non vadano assolutamente sottovalutati, possono essere, però, adeguatamente controllati: i criteri di progettazione avanzati, definiti da *standard* europei (UNI EN 1473) ed internazionali (NFPA 59 A), e le moderne tecnologie costruttive sono, infatti, tali da rendere la frequenza di eventi incidentali estremamente bassa. La stessa complessità del processo previsto per la concessione dell'autorizzazione dovrebbe tranquillizzare circa l'attenzione con la quale vengono esaminate le caratteristiche dell'opera proposta e le sue eventuali ripercussioni sul territorio circostante (tra gli adempimenti prescritti vi è la presentazione al Comitato Tecnico Regionale di un Rapporto di Sicurezza, per dimostrare che sono stati individuati i pericoli di incidenti rilevanti, che sono state adottate le misure necessarie per prevenirli e limitarne le

conseguenze e che sono stati predisposti i piani di emergenza).

Dal punto di vista strutturale un ruolo importante per la sicurezza è svolto dai materiali utilizzati per le tubazioni, le apparecchiature e i serbatoi destinati a venire a contatto con il GNL: dovendo essere in grado di resistere alle basse temperature del gas liquefatto (come si è detto, circa -161°C), sono realizzati in acciaio inox. Questa lega costituisce il serbatoio interno, mentre quello esterno (qualora si utilizzino serbatoi a doppio contenimento) è progettato in modo da resistere ad eventuali impatti esterni e, dunque, può essere realizzato in acciaio al carbonio, come nel terminale di Panigaglia¹³, o in calcestruzzo, come nel progetto dell'impianto Ionio Gas.

Fondamentali sono gli attuali sistemi di allarme e controllo, i quali intervengono in caso di anomalie nel processo che comportino perdite di GNL o di gas naturale, presenza di fumo o incipiente incendio. Sono previsti, infatti, rivelatori di fumo e di calore, di incendio, di fuga di gas infiammabili, di rilascio di GNL e del freddo, i quali, al superamento di limiti di soglia prestabiliti, fanno entrare in funzione sistemi di blocco automatici, mettendo così in sicurezza gli impianti. Il blocco può riguardare singole apparecchiature (ad esempio, in caso di rottura di un braccio di carico, sarà arrestato automaticamente il flusso delle pompe che aspirano il GNL), un'area o tutte le aree del processo, arrivando a bloccare anche lo scarico della nave e, nei casi più gravi, l'intero terminale. Possono essere anche presenti dispositivi di estinzione incendi a livello delle valvole di sicurezza, per spegnere, in caso di fulmini, eventuali inneschi conseguenti a rilasci di gas [06].

La tecnologia consente, dunque, oggi *standard* di sicurezza impensabili quasi settant'anni fa, quando si verificò a Cleveland (Ohio) il più grave incidente nella storia dei rigassificatori, con un bilancio complessivo di centotrenta vittime, un'ottantina di case, due fabbriche ed oltre duecento auto distrutte: il 20 ottobre 1944, un serbatoio di stoccaggio¹⁴ contenente

13. Tra i due serbatoi è presente una intercapedine riempita di azoto e perlite.

14. Il serbatoio era stato costruito due anni prima per costituire una riserva addizionale di

oltre 25 milioni di ettolitri di GNL esplose in seguito ad una fuoriuscita di gas che, venendo a contatto l'aria, bruciò provocando un incendio disastroso; alla prima esplosione ne seguì un'altra, in un secondo serbatoio, venti minuti più tardi [12].

Fortunatamente non sono stati segnalati altri incidenti rilevanti a carico dei rigassificatori, ma, come si detto, essi continuano ad essere al centro di forti contestazioni da parte delle popolazioni e degli Enti locali nei territori interessati alla loro installazione: Trieste, Falconara Marittima, Gioia Tauro, Porto Empedocle sono solo alcuni esempi di quanto sia difficile in Italia implementare questi impianti, che avrebbero, tra l'altro, un impatto positivo non solo sull'approvvigionamento energetico, ma anche sull'occupazione. Fra tutti è emblematico il caso di Brindisi, dove la società proponente, *British gas*, dopo un'attesa di undici anni, trascorsi tra proteste dei cittadini, lungaggini burocratiche e problemi giudiziari, e dopo un esborso di duecentocinquanta milioni di euro, ha deciso lo scorso anno di abbandonare il progetto, pur avendo ottenuto, secondo prassi, la dichiarazione di compatibilità ambientale ed il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) dal Comitato Tecnico Regionale. Certo, fa riflettere il fatto che da noi si osteggino tanto questi impianti, quando un Paese problematico dal punto di vista sismico, quale il Giappone, ne ha ben ventotto, il numero maggiore al mondo.

5. Conclusioni

I rischi potenziali legati al sistema metaniera - rigassificatore e i seri danni che potrebbero derivare da ipotetici eventi incidentali non possono essere certamente disconosciuti: se non vi fosse alcun pericolo, non vi sarebbe ragione di includere i terminali di rigassificazione tra gli impianti a rischio di incidente rilevante. Bisogna, però, tener conto della probabilità di accadimento di eventi di grave entità, che, grazie alle rigorose norme previste dalle Direttive Seveso, è veramente molto bassa:

gas per l'industria bellica locale.

uno studio su un terminale *offshore* condotto presso l'Università di Padova [06] ha portato a concludere che la frequenza con la quale si potrebbe verificare su quell'impianto un evento grave è di 1 ogni 100 milioni di anni! Poiché non esiste alcuna attività umana a rischio zero e, dunque, nelle scelte che si operano si tiene generalmente conto del rapporto rischi/benefici, crediamo che, adottando tutte le misure di sicurezza che la tecnologia mette oggi a disposizione, non vi sia motivo di rinunciare ai vantaggi offerti dal GNL, per cedere alle pressioni di enti e comunità locali, talvolta contrari alla realizzazione dei rigassificatori per motivi puramente ideologici. Non vanno, viceversa, trascurate le opportunità offerte dal gas naturale liquefatto alla comunità nazionale. E' vero, infatti, che da qualche anno, a differenza di quanto accade nel resto d'Europa, i consumi di gas in Italia sono sensibilmente in calo: secondo la Staffetta quotidiana, il 2012, con 74,25 miliardi di metri cubi consumati, ha fatto registrare una flessione del 4,1% rispetto all'anno precedente e del 10,2% rispetto al 2010 [13]; né le stime relative ai primi mesi dell'anno in corso fanno intravedere per ora un'inversione di tendenza. Questa situazione, dovuta soprattutto alla contrazione della domanda nel settore termoelettrico e nell'industria, non deve, tuttavia, far ritenere superata per il nostro Paese, se non la necessità, quantomeno l'opportunità di disporre di quantitativi di gas superiori a quelli fornitici, con gli attuali contratti di importazione, dai *partner* tradizionali tramite metanodotti. Ciò per vari motivi: in primo luogo, con l'uscita dalla presente fase di recessione economica, i consumi dovrebbero aumentare, in particolare nella generazione elettrica, dove il metano continuerà a rappresentare la componente principale del *mix*, con una percentuale superiore al 50%, tanto più che due anni fa, dopo il disastro di Fukushima, il *referendum* popolare ha ribadito il "no" dei nostri connazionali al nucleare. Inoltre, un più consistente afflusso di gas consentirà di aumentare il margine di sicurezza del sistema nel caso di un picco di domanda o di una interruzione o riduzione delle forniture in situazioni di emergenza: questa possibilità è fondamentale se si pensa che, secondo le stime, la dipendenza dell'Italia dall'estero per la copertura

del proprio fabbisogno di metano aumenterà sempre più nei prossimi anni, fino a superare il 95% nel 2030 (Cassa Depositi e Prestiti, 2013). Va anche considerato che l'aumento della capacità di importazione assicurato dai terminali di rigassificazione garantirà la disponibilità di maggiori quantitativi di gas sul mercato *spot*, con una sensibile riduzione del prezzo (e sappiamo tutti quanto il nostro Paese sia penalizzato, rispetto ai *competitor* stranieri, da un più alto costo dell'energia e quanto quest'ultimo disincentivi anche i potenziali investitori esteri). Tenuto conto che, dal primo ottobre prossimo, il calcolo del prezzo in bolletta della materia prima gas si baserà al 100% sui prezzi del mercato *spot* [14], ci si può rendere conto della convenienza ad incrementare l'offerta su questo mercato.

Secondo la Strategia Energetica Nazionale [04], presentata dal governo Monti nel marzo scorso, un incremento della capacità di rigassificazione di 8-16 bcm dovrebbe contribuire allo sviluppo di quell'*hub* italiano del gas che ci consentirebbe di trasformare il nostro Paese da importatore netto a Paese di interscambio e di transito del gas proveniente da Sud e diretto verso l'Europa continentale.

E' evidente che questi obiettivi non devono confliggere in alcun modo con la sicurezza delle popolazioni, che resta una condizione prioritaria e irrinunciabile per la realizzazione dei rigassificatori; pertanto, non si dovrà transigere in alcun modo sul rigoroso rispetto delle norme, a cominciare dalla localizzazione degli impianti, che deve essere compatibile con gli insediamenti abitativi e con la presenza di altri stabilimenti rispetto ai quali potrebbero innescare un effetto *domino*, ma questo è già previsto dalle direttive Seveso.

Bibliografia

CASSA DEPOSITI E PRESTITI S.p.A, *Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo*, Studio di settore n. 03, Roma, 2013.

DUBINI R. – MOLFESE F., *Salute e sicurezza dei Lavoratori sui luoghi di lavoro*, Napoli, Gruppo Editoriale Esselibri – Simone, 2003.

ENEA, Unità Centrale Studi e Strategie (a cura di), *Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010. L'Analisi*, Roma, ENEA, 2012.

NIOLA I., “La liberalizzazione del mercato del gas nell’Unione Europea. Implicazioni tecniche e ambientali”, *Ambiente Risorse Salute*, 21(2002), pp.6-10.

POLLICE G., “Tutto cominciò a Seveso”, *Verde Ambiente*, 27(2011), p.25.

Sitografia

[01] www.circolodellasicurezza.com/in-arrivo-una-nuova-direttiva-seveso-dal-2015-controlli-piu-severi-e-standard-piu-elevati.html (Accesso del 14 Settembre 2012).

[02] <http://annuario.isprambiente.it/sites/default/files/pdf/2011/annuario/15%20Pericolosita'%20di%20origine%20antropica.pdf> (Accesso del 7 Gennaio 2013).

[03] www.edison.it/media/La_tecnologia_a_ciclo_combinato2.pdf (Accesso del 25 Marzo 2013).

[04] Allegato al Decreto del Ministro dello Sviluppo economico e del Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare del 8 marzo 2013, www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf (Accesso del 3 Aprile 2013).

[05] MASCHIO G. “Le problematiche dell'utilizzo del GNL in Italia. Rigassificatori: problematiche e prospettive”, Padova, 22 giugno 2007, www.3asi.it/articoli_file/Articoli/presentazione_LNG_Maschio.pdf (Accesso del 7 Gennaio 2013).

[06] MUNARI G., *Analisi del rischio nei terminali di rigassificazione offshore*, Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria chimica e dei processi industriali, Università degli Studi di Padova, Anno Accademico 2010-2011, http://tesi.cab.unipd.it/40153/1/Tesi_di_Laurea_Magistrale_di_Greta_Munari.pdf (Accesso del 25 Marzo 2013).

[07] [http://it.wikipedia.org/wiki/Rigassificatore_\(GNL\)](http://it.wikipedia.org/wiki/Rigassificatore_(GNL)) (Accesso del 15 Settembre 2012).

[08] www.rigassificatoretrieste.gasnatural.com/it/inizio/1297097140534/domande+e+risposte.html (Accesso del 20 Febbraio 2013).

[09] ZERLIA T. – PINELLI G., *GNL: domanda, costi e criticità. Indagine preliminare*, mea –Università “La Sapienza” Roma, 30 maggio 2007, www.ssc.it/pdf/2007/GNL-mea-roma-30_5_07_zerlia_pinelli.pdf (Accesso del 7 Gennaio 2013).

[10] LODOLIF., *Considerazioni sul problema dei Rigassificatori tra Aggregazione*

del Consenso e Conflitto Ambientale, Tesi di dottorato di ricerca in Diritto ed Economia dei Beni e delle Fonti di Energia, Università degli Studi del Piemonte orientale, Anno Accademico, 2009-2010, www.openstarts.units.it/dspace/bitstream/10077/4440/1/Tesi%20Dottorato%20F.Lodoli.pdf (Accesso del 20 Febbraio 2013).

[11] www.oltoffshore.it/wp-content/uploads/presskititanew_rev2013/pdf (Accesso del 7 Gennaio 2013).

[12] <http://ech.cwru.edu/ech-cgi/article.pl?id=EOGCEAF> (Accesso del 3 Aprile 2013).

[13] www.gioannigalgano.com/energia/staffetta-quotidiana-gas-nel-2012-calo-del-41-consumati-743-ml-d-mc-contro-i-777-del-2003-industria-e-termoelettrico-restano-deboli_270/ (Accesso del 16 Marzo 2013).

[14] www.qualenergia.it/articoli/20130527-gas-con-il-prezzo-basato-sul-mercato-spot-bollette-meno-care (Accesso del 15 Maggio 2013).

Résumé

Les installations de gazéification prennent un intérêt croissant en raison du rôle de plus en plus important que le gaz naturel liquéfié aura dans les prochaines années sur le marché international du gaz. En tant qu'installations à risque d'accident majeur, elles sont soumises aux prescriptions des Directives Seveso. L'auteur, après avoir rappelé les contenus fondamentaux de ces directives, examine les différents types d'usines à gaz et les dangers qui y sont associés, concluant que les technologies actuelles de construction et les mesures strictes de prévention imposées par la réglementation en vigueur devraient rassurer les populations des territoires concernés par leur installation.

Mots-clés: risque d'accident majeur, Directives Seveso, installations de gazéification

Resumen

Los terminales de gas tienen un creciente interés, en virtud de la función cada vez más importante que el gas natural licuado tendrá en los próximos años

en el mercado internacional del gas. En efecto los terminales arriesgados por un accidente grave, están sujetos a los requisitos de las directivas Seveso. El autor, tras recordar los contenidos básicos de estas directivas, examina los diferentes tipos de terminales de gas y los riesgos relacionados, para sus seguridad, concluyendo que las actuales tecnologías de construcción, y las estrictas medidas preventivas impuestas por el Reglamento, deberían tranquilizar a las poblaciones de los territorios correspondientes interesados por su instalación.

Palabras clave: instalaciones peligrosas, Directivas Seveso, terminales de gas.