

# **IL RIGASSIFICATORE OFF-SHORE DI PORTO LEVANTE (RO): COME VERIFICARNE LA CORRISPONDENZA TRA PROGETTO E OPERA REALIZZATA**

**Autori: Mario Sarno<sup>1</sup>, Ermanno Andriotto<sup>2</sup>, Fabio Callegari<sup>3</sup>, Fausto Zenier<sup>4</sup>**

<sup>1,3</sup> **Comando Provinciale VV.F. di Rovigo, Via Ippodromo, n. 4/6, 45100 Rovigo (RO),**

<sup>2</sup> **Comando Provinciale VV.F. di Vicenza, Via Farini, n. 16, 36100 Vicenza (VI),**

<sup>4</sup> **ARTES S.r.l, Via Cesare Battisti, n. 2/a, 30034 Mirano (VE).**

## **SOMMARIO DELL'ARTICOLO**

Al largo di Porto Levante, prospiciente alla costa polesana in provincia di Rovigo, sta per sorgere il primo e unico impianto off-shore di rigassificazione del GNL mai realizzato con questa tipologia. La Società che sta realizzando il suddetto impianto, “*Terminale GNL Adriatico S.r.l.*” costituita da QATAR PETROLEUM, EXXON-MOBIL ed EDISON, utilizza tecnologia fornita dalla Exxon-Mobil ed ha commissionato la realizzazione dell’opera (per la parte relativa al terminale marino) ad una società norvegese Aker Kvarner. La tecnologia utilizzata per la realizzazione dell’opera segue soprattutto standard di sicurezza internazionali (quali norme API, NFPA, DNV, ISO) e in questo senso ha reso obbligatorio, per il rilascio delle autorizzazioni, verificarne la corrispondenza agli standard di sicurezza italiani.

L’impianto è costituito da:

- un terminale marino di ricevimento, stoccaggio e rigassificazione di LNG (Liquified Natural Gas, gas naturale liquefatto), da realizzarsi nel Nord Adriatico al largo del Delta del Po in un’area con fondale sabbioso a circa 15 km dalla costa a Nord Est di Porto Levante (Provincia di Rovigo, Regione Veneto). La distanza minima dalla costa è pari circa 13 km; il Terminale sarà collocato in una profondità d’acqua di circa 29 m;
- una pipeline sottomarina (sea-line) che collega il terminale off-shore alla costa, con punto di approdo localizzato sul litorale di Porto Levante a Sud della bocca del Po di Levante;
- una pipeline sotterranea che collega il punto di approdo della sea-line (punto di spiaggiamento) alla Stazione di Misura di Cavarzere (VE);
- una Stazione di Misura a Cavarzere (VE).

La Società ha affidato la redazione del Rapporto di Sicurezza (R.d.S.) secondo quanto previsto dall’art. 8 del D.Lvo 334/99, allo studio di progettazione ARTES S.r.l., che ha redatto la relativa documentazione nell’anno 2005. Il Comitato Tecnico Regionale (C.T.R.) del Veneto, dopo averne esaminato il contenuto (diversi sono stati gli incontri intermedi con gli estensori del R.d.S.), ha approvato il Progetto Particolareggiato nell’anno 2007.

Tra l’altro, nel verbale di approvazione, veniva incaricato un apposito Gruppo di Lavoro (G.d.L.) di “*verificare in corso d’opera l’attuazione delle prescrizioni esecutive di dettaglio, relazionando al C.T.R. nell’eventualità circa le possibili variazioni rispetto al progetto approvato ed alle prescrizioni impartite.*”

Attualmente l’opera è in fase di realizzazione e se ne prevede l’ultimazione e relativa messa in servizio entro fine anno 2008.

Lo scopo del presente articolo è quindi proprio quello di evidenziare come queste problematiche sono state superate e quindi accettate dal Comitato Tecnico Regionale del Veneto.

## **1. INTRODUZIONE**

Il rapporto definitivo di sicurezza relativo al progetto particolareggiato presentato dalla Ditta Terminale GNL Adriatico S.r.l. ai sensi dell’art. 21 del D.Lvo 334/99 è stato esaminato ed accettato

dal Comitato Tecnico Regionale del Veneto. Tale accettazione è stata subordinata a delle prescrizioni da attuare prima del collaudo finale. Di seguito si riportano sinteticamente le principali prescrizioni.

Prevenzione del fuori servizio dell'azoto tramite protezione meccanica della tubazione.

Mitigazione dell'irraggiamento da torcia per gli operatori presenti con armadi contenenti dei DPI di emergenza a protezione dell'irraggiamento termico e con attivazione di segnali ottico/acustici nel terminale prima che la torcia di alta pressione si accenda.

Sorveglianza del terminale e comando a distanza con televisione a circuito chiuso, comunicazione bidirezionale sul terminale e collegamento radio con le valvole di blocco del metanodotto.

Mitigazione del fenomeno dell'RPT (Rapid Phase Transition) tramite uno studio specifico

Mitigazione di un eventuale incendio nella zona alloggi con l'adozione di scale del tipo protetto ed accessi alla sala controllo con filtri a prova di fumo

Prevenzione di fuoriuscita di GNL dalla torcia a bassa pressione con un allarme e un blocco dell'arrivo di liquido alla torcia.

Impianto antincendio con predisposizione di misure che evitano la dispersione del gasolio a servizio delle motopompe antincendio, misure che garantiscono maggiore affidabilità degli impianti a diluvio, a schiuma e a "clean agent".

Mitigazione di un'eventuale fuoriuscita di GNL tramite un miglioramento del sistema di contenimento del GNL eventualmente rilasciato in particolare nella zona del vaporizzatore WHR e del ricondensatore.

Prescrizioni per la stazione di misura di Cavarzere (VE) in merito ai sistemi di protezione attiva da implementar ("clean agent", rivelazione gas ed incendio), in merito al gruppo elettrogeno e alla sorveglianza della stessa stazione.

Inoltre la Ditta in sede di esecuzione dell'opera ha richiesto l'autorizzazione di apportare alcune modifiche rispetto al progetto approvato, (ad esempio al sistema di protezione della sala controllo, al tipo di protezione antincendio dei locali elettrici della stazione di controllo, ecc...) ed inoltre ha chiesto come gestire la fase transitoria del terminale dal momento dell'arrivo al momento della sua messa in servizio.

La corretta valutazione dell'applicazione delle prescrizioni date, delle modifiche apportate e della comparazione tra gli standard internazionali adottati rispetto a quelli adottati a livello nazionale è stata pertanto considerata elemento indispensabile per arrivare alla fase di collaudo finale dell'opera con esito positivo.

Con questo criterio si è cercato pertanto di arrivare alla messa in esercizio dell'impianto in tempi rapidi, quanto meno per la parte inerente ai controlli e verifiche di competenza della Commissione di Collaudo nominata ai sensi del D.M.I. 19.03.2001.

## **2. ASPETTI RILEVANTI**

Come detto nelle premesse, nella valutazione del Rapporto di Sicurezza, oltre alle difficoltà prevedibili come in una qualsiasi altra attività ricadente nella normativa degli incidenti rilevanti, si sono riscontrate delle difficoltà peculiari aggiuntive quali:

- ❑ *l'unicità dell'opera (e quindi la poca esperienza storica derivante dall'assenza di altri impianti simili)*

- ❑ *l'utilizzo di normativa non specificatamente applicabile all'opera stessa e molto spesso di fonte internazionale.*

Uno dei principali aspetti che hanno riguardato l'esame del progetto relativo alla realizzazione del Terminale GNL Adriatico è stato proprio quello normativo, riferendosi con questo termine all'ambito concernente gli standards e le norme di progettazione, realizzazione e certificazione finale che consentono di valutare l'adeguatezza dell'impianto sotto il profilo della sicurezza, e proprio questo aspetto ha reso "interessante" la suddetta analisi.

Si evidenzia che, paradossalmente, queste difficoltà sono state riscontrate anche dalla stessa committenza (Terminale GNL Adriatico S.r.l.) la quale abituata ad affrontare criteri autorizzativi diversi da quelli italiani, ha avuto un approccio che almeno nella prima parte non sempre si adattava alle esigenze del Gruppo di Lavoro.

## **2.1 Aspetti normativi e Standards Nazionali e Internazionali**

Una prima problematica è data dalla realizzazione dell'opera in sé stessa, che rappresentando al momento un "unicum" a livello mondiale, non è caratterizzata da una prassi consolidata per la progettazione e realizzazione né da un corpo normativo (legislativo e/o tecnico) che ne delinei i contorni consentendo una puntuale verifica della conformità alle norme e regole di buona tecnica.

## **2.2 Assimilazioni a cui è stato riferito il terminale**

In sostanza il Terminale rappresenta una struttura complessa, che nasce inizialmente come costruzione in cemento armato, quindi soggetta alla legge 1086 del 1971 ("Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio, normale e precompresso ed a struttura metallica") e quindi sottoposta a collaudo statico (da parte del Genio Civile Opere Marittime, dato che l'opera insiste su di un'area di concessione demaniale marittima).

Peraltro, una volta completato l'inserimento dei serbatoi all'interno dell'involucro in cemento armato, installate le cosiddette Topsides facilities (ossia gli impianti che consentono al Terminale di ricevere, stoccare e rigassificare il GNL), e resi operativi i quartieri abitativi (Living Quarters, acronimo LQ), la struttura verrà messa in navigazione per circa tre settimane viaggiando lungo tutto il Mediterraneo, dallo Stretto di Gibilterra fino alle coste italiane della provincia di Rovigo, al largo di Porto Levante. Durante quel periodo quindi il Terminale sarà assimilabile ad una nave mercantile, battente bandiera delle Isole Marshall.

Una volta giunto in acque italiane, infine, il Terminale sarà affondato e zavorrato sul fondo del Mar Adriatico, rappresentando a questo punto a tutti gli effetti una struttura off-shore, ossia destinata all'installazione e all'esercizio in mare aperto.

Pertanto il Terminale ha dovuto conformarsi ad una serie di standards relativi a questi settori, tra i quali si citano:

- ◆ SOLAS ("Safety of life at Sea"), la convenzione ratificata dall'IMO (International Maritime Organization) che di fatto rappresenta il più importante trattato internazionale relativo alla sicurezza dei vascelli mercantili; la prima edizione di tale trattato fu adottata nel 1914 a seguito del disastro del Titanic, e venne successivamente emendata nel 1929, 1948 e 1960. Nel 1974 è stata adottata una nuova convenzione, tuttora in forza e costantemente aggiornata, che accoglieva tutti gli emendamenti fin lì presentati dai paesi sottoscrittori del trattato, delineando inoltre nuove procedure per la ratifica degli stessi emendamenti.
- ◆ SIGTTO ("Society of International Gas Tanker and Terminal Operators"), che rappresenta un'organizzazione no-profit, costituita dai principali operatori del settore petrolifero e gasiero, formata per promuovere standards ad elevato contenuto tecnico per migliorare l'operatività di

navi gasiere e terminali. Alcune linee guida promulgate dalla SIGTTO sono di seguito elencate:

- LNG Handling Principals on Ships and in Terminals
  - Recommendation and Guidelines for linked Ship/Shore Emergency Shut-Down of liquefied Gas Cargo Transfer
  - Guidelines for the alleviation of excessive pressure on ESD
  - Cargo Fire Fighting on Liquefied Gas Carrier
  - I.P. n°5: Ship/Shore Interface Communications
- ◆ OCIMF (“Oil Company Maritime Forum”), altra organizzazione volontaria costituita da “oil companies” interessate alla stesura e alla promulgazione di standard di sicurezza relativi a terminali e navi petrolifere, come ad esempio il seguente:
- Recommendations For Manifolds for LNG Carriers (norma utilizzata per decidere la disposizione dei collettori di scarico sulla piattaforma GBS)

## 2.3 La normativa italiana

Per quanto riguarda le norme italiane, è stato possibile riferirsi, seppure parzialmente, alle norme UNI seguenti:

- ◆ UNI EN 1160 Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto – Caratteristiche generali del gas naturale liquefatto
- ◆ UNI EN 1473 Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL). Progettazione delle installazioni di terra (on-shore)
- ◆ UNI EN 1474 Installazioni ed equipaggiamenti per gas naturale liquefatto (GNL) – Progettazione e prove dei bracci di carico/scarico.

Tali norme sono state utilizzate per alcuni ambiti della progettazione, poiché essendo pensate per installazioni on-shore, l’analogia con l’installazione in esame per forza di cose non poteva essere totale.

L’unico punto di stretto contatto tra la normativa italiana ed il Terminale è stato quello relativa alla progettazione ed installazione della condotta di terra e della condotta sottomarina (pipe-line e sea-line), per le quali ci si è potuti avvalere del D.M. 24 novembre 1984 e ss.mm.ii. Anche in quest’ambito tuttavia ci si è dovuti avvalere di norme e codici internazionali (in particolare, delle DNV – Det Norske Veritas) in merito alla posa della condotta sul fondo del mare, per il controllo dei limiti ammessi relativamente alla curvatura durante la posa (si veda [1] per il calcolo analitico degli stati tensionali di posa e si veda [2] per la determinazione dei limiti di accettabilità)

## 2.4 La protezione antincendio

Per quanto concerne la protezione antincendio, sia relativamente a **quella attiva** (*impianti di protezione antincendio*) che **quella passiva** (*elementi strutturali*), le norme italiane che si sono consultate sono sostanzialmente le UNI9489 e UNI9490 relativamente agli impianti a sprinklers e alle alimentazioni idriche degli impianti di protezione antincendio, ora rimpiazzate dalla Norma UNI EN 12845 (“Installazioni fisse antincendio – Sistemi automatici a sprinkler – Progettazione, installazione, manutenzione”, del febbraio 2005), oltre che la UNI 10779 relativa alle reti idranti.

Tuttavia anche queste norme hanno palesato dei limiti di applicabilità dovuti all’ambiente particolare di installazione, per cui maggiore consistenza hanno assunto le norme americane (in particolare API ed NFPA). Le norme seguite per la realizzazione degli impianti e sistemi di protezione antincendio sono quelle riportate nella Tabella 1.

Tabella 1. Norme di riferimento per impianti di protezione antincendio

| <b>Norma applicata</b>                                                                      | <b>Ambito di applicazione</b>                                         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| NFPA 59A Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). | Realizzazione (parzialmente, in quanto pensata per impianti on-shore) |
| NFPA 20, “Standard per l’installazione di pompe fisse antincendio”                          | Pompe antincendio                                                     |
| NFPA 14, “Standard per l’installazione di impianti di tubazioni e manichette flessibili”.   | Impianto a idranti e naspi per quartieri abitativi (LQ)               |
| NFPA 750, “Standard relativi a impianti antincendio ad acqua nebulizzata (water mist)”      | Impianti “water mist”                                                 |
| NFPA 2001, “Standard degli impianti antincendio di estinzione clean agent”.                 | Impianti “clean agent”                                                |
| NFPA 13, “Standard per l’installazione degli impianti a sprinkler”                          | Impianto a sprinklers per quartieri abitativi (LQ)                    |
| NFPA 15 “Standard per sistemi fissi a ugelli irroratori per la protezione dal fuoco”        | Impianto di raffreddamento a ugelli irroratori (diluvio)              |
| NFPA 11 “Standard per schiuma a Bassa, Media ed Alta espansione”                            | Impianti a schiuma ad alta espansione e bassa espansione              |
| NFPA 17A, “Standard per gli impianti antincendio di estinzione con agente chimico a umido”. | Impianti di estinzione ad agente chimico (cucine)                     |
| EN 3-5, NFPA 10, “Standard relativi a estintori portatili”                                  | Estintori portatili                                                   |

Per quanto concerne la protezione passiva al fuoco (PPF), occorre specificare che i materiali o i sistemi di PPF utilizzati nell’ambito del Terminale sono classificati basandosi sulla tipologia potenziale di esposizione al fuoco e sulla durata per la quale questi sistemi devono svolgere la loro funzione protettiva.

I sistemi di PPF nell’ambito dei quartieri abitativi (LQ) sono stati classificati utilizzando le classificazioni SOLAS (dalla pubblicazione citata in precedenza) “A” e “B”.

Queste classificazioni sono basate su prove di esposizione al fuoco standardizzate, rappresentative dei combustibili ordinari. La lettera indica la durata dell’esposizione al fuoco relativa alla curva standard tempo-temperatura: la PPF deve mantenere la sua stabilità e integrità lungo tutto questo periodo. La lettera “A” indica un’esposizione al fuoco di 60 minuti, mentre la lettera “B” indica un’esposizione al fuoco di 30 minuti.

Il numero dopo la lettera indica la durata minima per la quale la PPF deve soddisfare i requisiti di isolamento del test standard. Per esempio, un elemento classificato “A-30” è stato sottoposto al test standard di esposizione al fuoco per 60 minuti e ha limitato l’aumento di temperatura sul lato non esposto al fuoco per 30 minuti. I protocolli tipici usati per testare i materiali e sistemi di PPF per ottenere queste certificazioni includono le norme EN 1363, ASTM E-119, e l’IMO Fire Code (SOLAS).

La PPF nell’ambito delle aree di processo del Terminale è classificata basandosi sull’esposizione al fuoco di incendi da idrocarburi. Due tipologie diverse di esposizione al fuoco sono state utilizzate per determinare il grado di PPF richiesta per le aree di processo. La prima tipologia simula l’esposizione al fuoco di una pozza di idrocarburi in fiamme (pool-fire) ed è rappresentata dalla classificazione “H”. La seconda simula l’esposizione ad un jet-fire che colpisca la superficie della PPF ed è rappresentata

dalla classificazione “J”. I protocolli tipici per testare le PPF per ottenere la classificazione “H” includono le norme UL 1709 “Standard for Safety Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel” (United Laboratories Inc., USA), ASTM-F-2133 ed EN 1463 parte 2. Il protocollo di test utilizzato per ottenere la classificazione “J” è quello previsto dall’HSE (UK), standard OTI-95-634 (Off-shore Technology Information).

La classificazione “H” indica che la PPF ha subito un’esposizione al fuoco di idrocarburi (pool-fire) per 120 minuti. La PPF deve mantenere la sua stabilità e integrità lungo questo periodo. Il numero dopo la lettera indica la durata minima per la quale la PPF deve soddisfare i requisiti di isolamento del protocollo di test. Per esempio, un elemento classificato “H-60” è stato sottoposto al test di esposizione al fuoco di idrocarburi per 120 minuti e ha limitato l’aumento di temperatura sul lato non esposto al fuoco per 60 minuti

La PPF si classifica anche utilizzando il sistema “REI”, dove “R” indica la stabilità o resistenza, “E” indica l’integrità o tenuta all’esposizione, e “I” indica le capacità di isolamento della PPF. La Tabella 2 fornisce una comparazione tra i requisiti SOLAS cui ci si è riferiti per la progettazione del Terminale e la tipica classificazione “REI”.

Tabella 2. Comparazione tra i requisiti SOLAS e la tipica classificazione “REI”

|          | SOLAS e requisiti di progetto ALNG |    |    |    |     |    |               |     |     |
|----------|------------------------------------|----|----|----|-----|----|---------------|-----|-----|
|          | Classificazione “A”                |    |    |    | “B” |    | Classific.“H” |     |     |
| Classif. | 60                                 | 30 | 15 | 0  | 15  | 0  | 120           | 60  | 0   |
| R        | 60                                 | 60 | 60 | 60 | 30  | 30 | 120           | 120 | 120 |
| I        | 60                                 | 30 | 15 | 0  | 15  | 0  | 120           | 60  | 0   |
| E        | 60                                 | 60 | 60 | 60 | 30  | 30 | 120           | 120 | 120 |

Altro confronto comparativo che è stato valutato riguarda le prestazioni dei filtri di protezione antincendio del tipo a sovrappressione. La normativa italiana (si veda [3]), prevede per i filtri a sovrappressione una pressione minima di 0,30 mbar per ottenere una efficace protezione.

Nella progettazione dei filtri a protezione della sala controllo, i progettisti hanno fatto riferimento alla norma NFPA 92A Edizione 2000, la quale associa il livello di sovrappressione ad alcuni parametri geometrici (altezza del soffitto, presenza di impianti automatici di spegnimento, tipologia di porte), secondo le Tabelle 3 e 4:

Table 2.2.1 Suggested Minimum Design Pressure Differences Across Smoke Barriers<sup>1</sup>

| Building Type <sup>2</sup> | Ceiling Height | Design Pressure Difference <sup>3</sup> (in. w.g.) |
|----------------------------|----------------|----------------------------------------------------|
| AS                         | Any            | 0.05                                               |
| NS                         | 9 ft           | 0.10                                               |
| NS                         | 15 ft          | 0.14                                               |
| NS                         | 21 ft          | 0.18                                               |

For SI units, 1 ft = 0.305 m; 0.1 in. w.g. = 25 Pa.

Table 2.2.2 Maximum Pressure Differences Across Doors<sup>1,2,3,4</sup>

| Door Closer Force <sup>5</sup> (lbf) | Door Width (in. w.g.) <sup>6</sup> |      |      |      |      |
|--------------------------------------|------------------------------------|------|------|------|------|
|                                      | 32                                 | 36   | 40   | 44   | 48   |
| 6                                    | 0.45                               | 0.40 | 0.37 | 0.34 | 0.31 |
| 8                                    | 0.41                               | 0.37 | 0.34 | 0.31 | 0.28 |
| 10                                   | 0.37                               | 0.34 | 0.30 | 0.28 | 0.26 |
| 12                                   | 0.34                               | 0.30 | 0.27 | 0.25 | 0.23 |
| 14                                   | 0.30                               | 0.27 | 0.24 | 0.22 | 0.21 |

For SI units, 1 lbf = 4.4 N; 1 in. = 25.4 mm; 0.1 in. w.g. = 25 Pa.

Tabelle 3 e 4. Differenze di pressioni oltre barriere di fumo o porte (altezza porta pari a 7 ft)

Come si nota dalle tabelle per un filtro avente una porta con altezza di 2,10 mt e larghezza 1,2 mt, nel quale si prevede che la molla di ritorno abbia una forza di 6 lbf (*Door Closer Force*) per la chiusura della porta stessa la sovrappressione richiesta è di 77,5 Pa. In ogni caso si può evidenziare che lo standard prestazionale della norma NFPA è superiore a quello previsto dalla normativa italiana (si veda [3]) e quindi accettabile.

### **3. CRITERI E ORGANIZZAZIONE DEL LAVORO**

Date queste particolarità, indicate nel capitolo precedente, è nata la necessità per il G.d.L. di dotarsi di un sistema organizzativo che consentisse in modo organico di arrivare al collaudo finale con maggiore cognizione di causa possibile, partendo dal progetto approvato in sede di C.T.R.

Inoltre, come previsto dalle modifiche introdotte dall'art. 21 comma 5-bis del D.Lvo 238/2005, il G.d.L., in accordo con la stessa Ditta ha effettuato e sta organizzando una serie di visite direttamente sui cantieri di realizzazione dell'opera, in modo tale da semplificare e facilitare (per quanto possibile) la fase fino di collaudo dell'opera.

Pertanto il G.d.L., in accordo con il Direttore Tecnico della Società, si è dato un metodo di lavoro che così si può sintetizzare :

- incontri periodici (indicativamente con frequenza mensile) per valutare lo stato dei lavori;
- analisi delle problematiche che man mano si presentavano con indicazione delle possibili soluzioni;
- visite di campo (quando possibile e compatibilmente con la presenza del Cantiere in Spagna e con la fornitura di materiali da varie parti del mondo) al fine di prendere atto degli standard qualitativi adottati nell'esecuzione dell'opera;
- recepimento di modifiche (valutandone la rilevanza) apportate in corso d'opera (informando il C.T.R.) laddove necessario.

#### **3.1 Incontri periodici G.d.L. – Progettisti Terminal**

In considerazione che in questi ultimi mesi le attività di completamento dei lavori dell'opera si stanno svolgendo con celerità, con più imprese che stanno operando (realizzazione del GBS, delle Top-Sides, della Pipe-Line e della Sea-Line, della Stazione di Misura ecc...), con diverse problematiche che sorgono in corso d'opera (vedasi paragrafo 3.2) ed in ogni caso per seguire lo stato di avanzamento dei lavori, si sono concordati tra il G.d.L. e i tecnici progettisti una serie di incontri periodici (con frequenza mensile) al fine di prendere atto di quanto eseguito, avendo in questo modo l'occasione per valutare e discutere eventuali problematiche insorte nel frattempo.

Agli incontri partecipavano di volta in volta componenti del G.d.L., rappresentanti delle imprese esecutrici dell'opera, il legale rappresentante della Società o un suo delegato, e il tecnico estensore del R.d.S.

#### **3.2 Analisi delle problematiche emerse in corso d'opera**

Come era facile prevedere diversi sono stati gli aspetti dubbi che sono insorti in questa fase, che si possono sintetizzare in tre categorie distinte:

- *Problematiche inerenti le procedure da tenere per il completamento dell'opera*
- *Problematiche inerenti le certificazioni e i collaudi da produrre alle autorità di controllo*
- *Problematiche inerenti modifiche da apportare all'impianto a seguito delle prescrizioni*

##### **3.2.1 Problematiche inerenti le procedure da tenere per il completamento dell'opera**

Una delle questioni evidenziate dalla Società è stata quella di come gestire il periodo transitorio che va dall'arrivo della piattaforma nelle acque internazionali fino alla messa in esercizio. Questo dipende dal fatto che in questa fase sulla piattaforma vi sono impianti in funzione (che costituiscono esse stesse attività di soggezione al controllo VV.F., ad esempio Gruppi elettrogeni, depositi di gasolio, turbine a

gas, quartieri abitativi), e non solo, ma a un certo punto sarà necessario collegare la piattaforma alla rete nazionale del metano e far affluire agli impianti (Top-Sides) il gas per effettuare i collaudi funzionali. Al di là della direzione del flusso del gas, è comunque chiaro che in quest'ultima fase il terminal assumerà delle caratteristiche di pericolosità abbastanza simili alla situazione finale.

A questo proposito si è deciso di procedere nel modo seguente: la Società fornirà un elenco dettagliato degli impianti, depositi, e/o aree che verranno attivate. Per queste parti di impianto la Società si impegna a fornire le certificazioni e i collaudi necessari ad attestare che i suddetti impianti o apparecchiature sono realizzate nel rispetto della normativa vigente e comunque nel rispetto del progetto approvato in sede di C.T.R. Verrà fornito inoltre un elenco dei sistemi di protezione antincendio (impianti fissi di spegnimento e di rilevazione, mezzi mobili e D.P.I.) che saranno messi in servizio in questa fase, fornendo per la parte fissa le certificazioni e i collaudi che ne attestino l'efficienza e l'idoneità. La suddetta documentazione verrà esaminata dal G.d.L. e qualora considerata esauriente verrà trasmessa al C.T.R. per le valutazioni finali.

### **3.2.2 Problematiche inerenti le certificazioni e i collaudi da produrre alle autorità di controllo**

In effetti la questione inerente la documentazione da presentare in sede di collaudo finale (da espletarsi ai sensi del D.M.I. 19 Marzo 2001) non è cosa di poco conto in considerazione della complessità dell'opera. La Ditta attualmente sta procedendo a raccogliere tale documentazione e ha appunto richiesto al G.d.L. come uniformarsi agli standard italiani anche per rendere più spediti gli iter autorizzativi. Si riportano alcune delle problematiche insorte in questo ambito e le soluzioni proposte.

#### Impianti elettrici

Innanzitutto è necessario tenere presente che l'impianto elettrico a servizio dell'intero stabilimento è una piccola rete autonoma costituita dalla generazione elettrica (nelle turbine a gas), dalla trasformazione (nella relativa stazione di trasformazione) e dall'utilizzazione (nelle varie apparecchiature di processo e nelle zone alloggi). Risulta evidente la complessità della rete che tra l'altro è realizzata con il concorso di più ditte installatrici. Infatti, l'intero sistema elettrico è stato suddiviso in sotto-sistemi (in base alla struttura del terminale e in base alle ditte installatrici) per i quali verranno fornite singolarmente le certificazioni di conformità ai sensi della ex Legge 46/90.

Un primo problema è stato quello di come coordinare tra loro questi sottosistemi e quindi certificare l'intero impianto nel suo complesso (comprendente le connessioni tra i vari sotto-sistemi). In questo senso la Ditta proprietaria del Terminale ha deciso di certificarlo interamente basandosi chiaramente sulle singole certificazioni dei vari sotto-sistemi.

Un secondo problema è stato quello di garantire una rintracciabilità-corrispondenza dei componenti utilizzati (si tratta di diverse decine di migliaia) con i rispettivi documenti certificativi (esempio la marcatura CE e relativi attestati di conformità). Questo problema è stato risolto partendo dallo schema elettrico dell'impianto, nel quale ad ogni componente è stato associato il numero di pagina del fascicolo contenente le omologazioni e certificazioni di tutti i componenti installati.

#### Impianti gas

Per gli impianti del gas (tubazioni, apparecchi, strumenti) la fase di collaudo deve tenere conto delle disposizioni stabilite dal D.M.I. 24 novembre 1984, anche se per gli impianti installati sul terminale si è fatto riferimento a norme internazionali quali le DNV e le ISO. Pur tuttavia, sono state chieste delle certificazioni aggiuntive o che quanto meno non rientravano negli standard usati per gli impianti a terra. Ad esempio si è andati a valutare lo stress deformativo che aveva subito la sea-line durante la sua posa in opera (visto il dislivello tra la quota della nave di appoggio e il fondo marino) e in questo senso si è chiesto di verificare e certificare che la condotta non ha superato le soglie di accettabilità previste dalla [2].

Altro esempio è il collaudo della condotta che doveva essere eseguito ad una pressione di oltre 100 bar tramite il riempimento con acqua (per eliminare gli effetti di comprimibilità dei gas). Un collaudo di questo tipo doveva escludere i tronconi contenenti gli apparecchi di misura e controllo per non danneggiarli, per cui si è scelta la strada del doppio collaudo idraulico (parziale) e a gas inerte (completo a tutta la condotta).

Allo stato di emanazione del presente articolo, ancora rimangono da valutare le procedure di collaudo e i documenti certificativi che dovranno essere acquisiti, essendo questo al momento un aspetto non ancora valutato in modo esauriente.

### Impianti antincendio

Per gli impianti antincendio e in particolare per gli impianti di spegnimento incendi, considerato che alcuni collaudi non sono ripetibili e vengono eseguiti nel cantiere di realizzazione, e considerato che fanno riferimento a normative internazionali, (in generale fanno riferimento alla NFPA 59A Statunitensi e alle UNI-EN 1473) il G.d.L. ha deciso di assistere (per quanto possibile) all'esecuzione di tali collaudi anche allo scopo di rendersi conto dell'efficacia prestazionale oltre ad analizzare le metodologie di prova con la finalità di poter individuare e stabilire il tipo di certificazione e i contenuti che la Ditta dovrà presentare in sede di collaudo finale.

### **3.2.3 Problematiche inerenti modifiche da apportare all'impianto a seguito di prescrizioni**

Nel capitolo 1 si sono riportate le principali prescrizioni che sono state formulate dal C.T.R. in sede di approvazione del R.d.S. In buona parte sono state implementate dalla Ditta senza riscontrare particolari problemi tecnici. Al contrario per alcune la Ditta ha rilevato difficoltà tecniche che le impedivano l'applicazione, e in un caso ha presentato una valutazione aggiuntiva che dimostrava la non pertinenza della prescrizione data. Le prescrizioni che hanno trovato difficoltà applicative sono state:

- la realizzazione di filtri di protezione antincendio per l'accesso alla sala controllo;
- l'installazione di due manichette per lo sversamento di schiuma in mare tra piattaforma e nave gasiera;
- il collegamento di alcuni bacini di contenimento per proteggere la piattaforma da eventuali getti di GNL liquido in caso di rilascio in quota.

Per la **realizzazione dei filtri a prova di fumo** i tecnici della società hanno messo in risalto delle difficoltà tecnico temporali per l'applicazione, soprattutto in considerazione dell'avanzato stato dei lavori dei quartieri abitativi. In effetti l'inserimento di nuove pareti, controsoffitti e condotte di ventilazione avrebbe comportato la necessità di predisporre un nuovo progetto di modifica, di andare a manomettere strutture già realizzate e quindi già certificate, problematiche che hanno spinto i progettisti ad individuare soluzioni alternative di minore impatto e di equivalente livello di sicurezza. La soluzione proposta è stata quella di sostituire parzialmente i filtri con barriere a lama d'aria, in accordo con quanto previsto dalla norma NFPA 92B rispetto alla quale sono state dimensionate. La norma indicata mette in relazione l'altezza dell'apertura, la temperatura dei fumi, la temperatura dell'ambiente e determina quindi la velocità minima dell'aria che deve attraversare l'apertura per respingere i fumi.

Questa soluzione è stata valutata positivamente dal G.d.L., purché comunque la sala controllo fosse mantenuta in regime di sovrappressione a non meno di 77,5 Pa.

L'installazione di **due manichette aggiuntive per lo sversamento di schiuma** nella zona di mare compresa tra piattaforma e nave era legata ad un studio più approfondito del fenomeno di vaporizzazione rapido del GNL eventualmente sversato in mare.

La società ha presentato uno studio effettuato negli Stati Uniti in cui si evidenzia che il fenomeno di rapida evaporizzazione (RPT) è legato a tre fattori:

- composizione del GNL (frazione metano inferiore al 40 – 50 % nella miscela);
- la differenza di temperatura tra GNL e acqua deve essere maggiore di 300 °C;
- il volume di fuoriuscita coinvolto deve essere di oltre 27 mc.

Dal R.d.S. si evince che nessuno di questi parametri è raggiunto nel caso in esame, per cui il fenomeno dell'RPT è stato escluso. Conseguentemente si è accettata la richiesta della Società di evitare l'installazione dei due monitori in argomento.

Il problema del **collegamento di due bacini di contenimento** per la raccolta di eventuali spanti, in considerazione della presenza di apparecchi posti in elevazione è stata risolta (visto l'impossibilità tecnica di collegarli) tramite l'installazione di deflettori in acciaio al nichel che convogliano eventuali schizzi di GNL all'interno del bacino sottostante.

### 3.3 Visite di campo sui cantieri

Sono state effettuate alcune visite in campo sui vari cantieri durante la costruzione sia con lo scopo di verificarne gli standard qualitativi applicati, sia per valutare le tecniche adottate, il tutto per avere maggiori informazioni utili da utilizzare nel collaudo finale e per consentire quindi ai componenti del G.d.L. di esprimere un parere migliore e più razionale. Queste visite di fatto hanno consentito di individuare meglio l'entità, i contenuti e il numero dei collaudi e delle certificazioni che la Ditta dovrà produrre in fase di collaudo finale. Alla fine di queste visite (almeno per quelle più significative) veniva stilata una relazione sottoscritta dai partecipanti, che, pur non avendo un particolare valore giuridico, è stata ritenuta utile come indicazioni e determinazioni che erano state stabilite in quel momento, e che consentivano alla Ditta di iniziare a predisporre la documentazione certificativa finale.

Si riportano alcune foto scattate durante i suddetti sopralluoghi (da Figura 1 a Figura 11), e una copia delle relative relazioni di visita (Figura 12).

#### Cantiere di costruzione del GBS in Spagna



Figura 1. Struttura del GBS con all'interno un serbatoio per il GNL. Si noti la dimensione della struttura.



Figura 2. Visione di parte delle armature utilizzate nel GBS.

Cantiere mobile (su nave) di interrimento della sea-line



Figura 3. Predisposizione del Pluogh (aratro di scavo della trincea per la sea-line)



Figura 4. Sala di comando del Plough (monitoraggio in particolare della profondità e della direzione dello scavo)

Cantiere sull'isola artificiale per la trivellazione orizzontale controllata nel passaggio della foce del Po di Maistra e della laguna circostante



Figura 5. Aste della trivella.



Figura 6. Sala controllo della Trivellazione Orizzontale Controllata (monitoraggio in particolare degli sforzi, della direzione e della profondità raggiunta dalla trivella).

*Cantiere presso la stazione di misura di Cavarzere (VE)*



Figura 7. Posizionamento di valvole per il sezionamento



Figura 8. Posizionamento delle tubazioni (si notino il giunto dielettrico e la tubazione di trasporto del cavo in fibra ottica)

Cantiere della condotta a terra nella fase di collaudo idraulico relativamente ad un tratto di tubazione compreso tra due valvole di sezionamento (in particolare tra la valvola denominata BVS2 e la valvola denominata BVS3)



Figura 9. Motopompa per la prova idraulica



Figura 10. Strumentazione per la prova idraulica

Collaudo della prima valvola a terra denominata BVSI



Figura 11. Collaudo idraulico della valvola prima del suo interrimento

## Stralcio di una relazione di visita

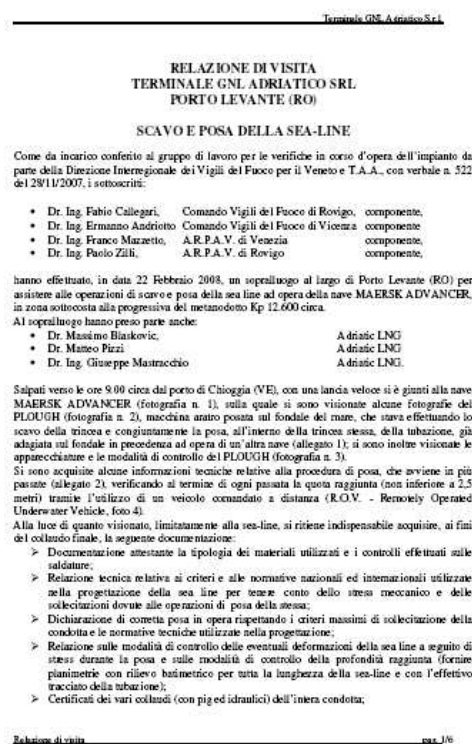


Figura 12. Esempio di relazione di visita (relativa allo scavo e posa della sea-line)

### 3.4 Recepimento di modifiche

Nel corso della realizzazione della condotta, la Ditta installatrice per tramite della Ditta proprietaria dell'opera ha richiesto al G.d.L. l'espressione di un parere in merito ad una diversa modalità di ricoprimento della condotta sottomarina rispetto a quanto previsto nel progetto iniziale. In particolare, la Ditta ha richiesto che la condotta, una volta posata in trincea ad una profondità di 2,5 metri dal fondo marino, non fosse oggetto di ricoprimento artificiale, addizionale a quello naturale. A supporto di tale richiesta è stato presentato uno studio relativo al traffico navale (suddiviso in classi di imbarcazioni mercantili e quelle dedite alla pesca) nell'area dove insiste la condotta sottomarina per la determinazione delle relative frequenze di accadimento di possibili urti alla condotta stessa che possono avvenire a causa di ancore gettate e trascinate sul fondale marino od a causa di oggetti caduti da imbarcazioni commerciali od a causa di imbarcazioni che affondano od a causa di draghe idrauliche e traini da attività di pesca. E' stata poi simulato il potenziale rinterro naturale dello scavo adottando un modello numerico (si veda [4]) applicato singolarmente a ciascuno dei 10 anni della serie temporale di dati sulle onde e sulle correnti. Per gli urti ritenuti credibili (come indicato nella [2]), è stata quindi calcolata l'energia di impatto dovuta a tali urti e sono state ottenute le deformazioni conseguenti verificando che le stesse fossero entro i valori ammissibili di progetto nel caso di condotta ricoperta naturalmente o artificialmente. Si è ricavato che per la condotta posata in trincea senza riempimento artificiale, seppure in caso di urto non si verifica alcun danno significativo del tubo, situazione che differisce dalla posa interrata e ricoperta in quanto adottando questa soluzione non si verificherebbe nessuna interazione. In ogni caso tale soluzione non è stata accettata dal C.T.R. essendo questa una prescrizione data direttamente dal V.I.A. rilasciato dal Ministero dell'Ambiente.

### 4. RISULTATI OTTENUTI

Premesso che allo stato attuale l'opera è ancora in fase di realizzazione e che pertanto la fase di collaudo vero e proprio ancora deve iniziare, già si intravedono i benefici che derivano dal fatto di

aversi dato un metodo di lavoro e un sistema di condivisione tecnica tra il gruppo di tecnici che fanno parte del G.d.L. e il gruppo di tecnici della Ditta che seguono l'esecuzione dell'opera. Questo consente di avvicinarsi al collaudo finale eliminando parte delle perplessità, dubbi, interpretazioni tecniche di parte, che sicuramente sarebbero di ostacolo al collaudo generale dell'opera. Non è secondario in questo senso avere creato un ambito di reciproca conoscenza e fiducia tra i tecnici progettisti e controllori, che nel rispetto dei reciproci ruoli, comunque hanno potuto valutare meglio le reciproche posizioni nonché proposte e se si vuole difficoltà.

Durante questo lavoro si è avuto modo di comprendere quali diversità di approccio vi sia in ambito del controllo e gestione della sicurezza degli impianti complessi da parte del sistema Italiano e Americano, e questo ha creato all'inizio quale difficoltà aggiuntiva che man mano è stata superata.

Sicuramente tra i risultati ottenuti, vi è anche quello di avere creato un precedente, per eventuali successivi esami di futuri analoghi impianti, visto che negli ultimi anni il problema dell'approvvigionamento energetico e quindi della necessità di costruire ulteriori rigassificatori è un dato di fatto.

#### **RIFERIMENTI**

- [1] norma ISO 13623 "Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems".
- [2] norma DNV Offshore Standard OS-F101, 2000, "Submarine pipeline Rules".
- [3] D.M.I. 30.11.1983 come corretto nel 1984 "Termini, definizioni generali e simboli grafici di prevenzione incendi", punto 1.7 dell'Allegato.
- [4] "Sedimentation of dredged channels and trenches", Van Rijn, L. C., Handbook of Coastal and Ocean Engineering, 1991.