

## ALLEGATO al capitolo 2 “APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO GNL”

### Allegato A. Studi di settore sul bunkering ed il trasporto marittimo

#### A.1 Studio MARAD/DNV sul bunkering

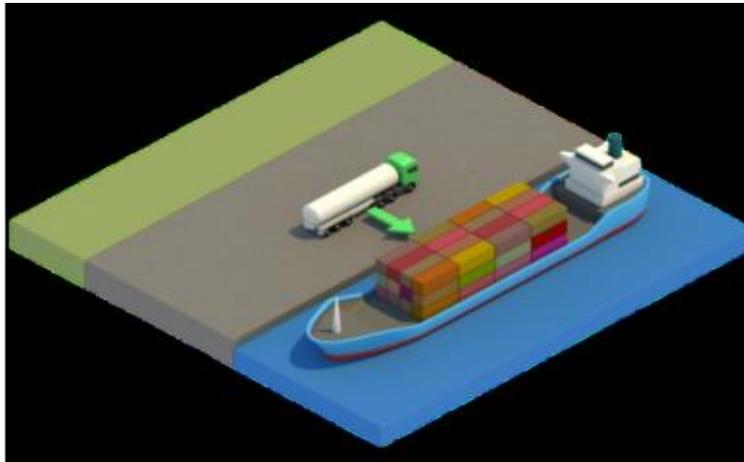
L'US Department of Transportation Maritime Administration (Marad) ha di recente pubblicato uno studio approfondito in collaborazione con DNV GL<sup>1</sup> che esamina, tra l'altro, le opzioni di bunkeraggio relative al prodotto GNL e le infrastrutture necessarie.

Lo studio esamina in base a fattori quali, ad esempio, il numero e il tipo di navi da servire, la disponibilità locale di GNL e le dimensioni del porto, i pro e i contro delle quattro opzioni di bunkeraggio attraverso il trasferimento da:

- a) autobotte a nave (Truck- To – Ship)
- b) impianto a terra a nave (Shore – Pipeline -To- Ship)
- c) da nave a nave (Ship – To – Ship)
- d) da cisterne mobili o ISO Container criogenici

**a) Truck-to-Ship (TTS)** : è il trasferimento di GNL dal serbatoio di un'autobotte a una nave ormeggiata al molo o al pontile. In genere, questa operazione è intrapresa collegando un tubo flessibile criogenico progettato per il servizio GNL . Un'autobotte di tale tipo può trasportare 40-50 mc e trasferire un carico completo in circa un'ora. Questa modalità di trasferimento offre una grande flessibilità geografica ed è particolarmente interessante in fase di start-up per i bassi investimenti, di contro possono essere trasferite solo piccole quantità di prodotto. Questo tipo di operazione è possibile per mezzi navali con piccoli serbatoi come ad esempio rimorchiatori, pescherecci ecc. ma difficilmente praticabile per navi di maggiori dimensioni come traghetti che hanno serbatoi da 400 mc. Una prima esperienza si è avuta nel porto di Civitavecchia per un carico parziale di un rimorchiatore a maggio 2014.

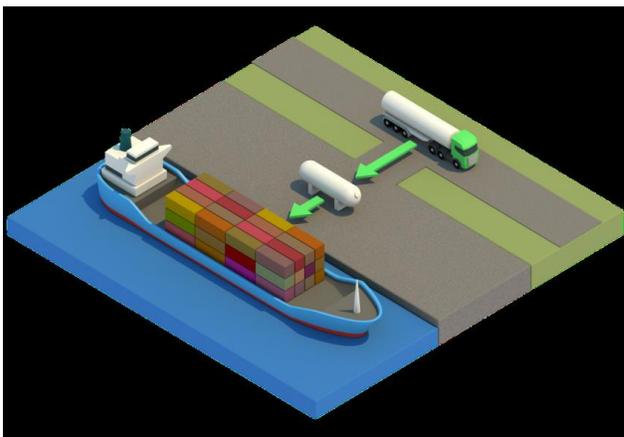
Figura A.1: Truck – To – Ship (TTS)



<sup>1</sup> Liquefied Natural Gas (LGN) Bunkerink Study – Maritime Administration – Report No: PP087423-4, Rev. 3 – 3 Settembre 2014 - (<http://www.marad.dot.gov/documents/DNVLNGBunkeringStudy3Sep14.pdf>).

**b) Shore / Pipeline-to-Ship (PTS):** il GNL viene trasferito da un serbatoio di stoccaggio fisso a terra attraverso una linea criogenica con bracci di carico (nel caso di un serbatoio di stoccaggio di un terminale di rigassificazione), con una estremità flessibile o il tubo di una nave ormeggiata ad una banchina o molo nelle vicinanze. La vicinanza è consigliata dai costi di installazione e gestione di una pipeline criogenica. Il serbatoio a terra può essere di stoccaggio intermedio, presso un Terminale GNL o un deposito costiero. Può essere un piccolo serbatoio in pressione a sua volta alimentato via autobotte, via treno, via bettolina (shuttle vessel) o tramite un mini-impianto di liquefazione. In alternativa può essere usato un serbatoio di grande dimensione a pressione ambiente (in particolare nel caso di presenza di un impianto di rigassificazione nelle vicinanze). La soluzione PTS garantisce velocità di flusso più elevate, adeguate a rifornire navi di grandi dimensioni, rispetto alla soluzione TTS.

Figura A.2: Shore/Pipeline – To – Ship (PTS)



Da citare in tale opzione la soluzione tecnica che prevede la costruzione di banchine per l'ormeggio contenenti serbatoi per lo stoccaggio del GNL funzionali a rifornire navi passeggeri (figura A.3). Tale soluzione infatti consente di ovviare alle restrizioni operative di tali tipologia di navi (e ai connessi problemi di sicurezza e altri rischi legati alle attività svolte) e alla loro necessità di effettuare le operazioni di "bunkeraggio" contemporaneamente a quelle "commerciali" (imbarco / sbarco dei passeggeri e auto) a causa alle restrizioni sugli orari. Ovviamente tale soluzione deve essere valutata in funzione delle specificità e peculiarità del porto in cui è necessario realizzare l'infrastruttura.

Figura A.3: Banchine per ormeggio con serbatoi per stoccaggio GNL



**c) Ship-to-Ship (STS):** è il trasferimento di GNL da una nave o chiatta, con GNL come carico, ad un'altra nave per l'utilizzo come combustibile. STS offre una vasta gamma di applicazioni e le operazioni di bunkeraggio possono essere effettuate al porto o, in alternativa, in mare.

Figura A.4: Ship – To – Ship (STS)



Tra i principali vantaggi di questo tipo di trasferimento vi è la possibilità di operare in mare anche senza dover entrare in porto se le condizioni metereologiche e del moto ondoso lo consentono, oltre alla possibilità di movimentare ingenti volumi di prodotto in tempi veloci.

e) **Cisterne mobili o ISO-container criogenici:** Possono essere utilizzate come deposito di carburante movimentabile e la quantità di prodotto trasferita è flessibile in quanto dipende dal numero di cisterne. Tra le cisterne mobili, si segnala la possibilità di utilizzare gli ISO container, che sono cisterne criogeniche mobili di dimensioni standard, pari a quelle di un container ISO (1 twenty-foot equivalent unit (TEU)) o un container doppio (2 twenty-foot equivalent unit TEU)<sup>2</sup>. Sono utilizzate come deposito di carburante portatile e la quantità di prodotto trasferita è flessibile in quanto dipende dal numero di cisterne. Possono essere caricate su una nave con le gru dedicate ai containers o possono essere caricate su autotreno in modalità Ro Ro (Roll-on/Roll-off). Sono intermodali come tutti i container ISO, possono quindi viaggiare tramite autotreno, treno o nave.

Il serbatoio è in pressione e può avere capacità approssimativa 20 e 45 mc.

Figura A.5: Cisterne mobile o ISO-Container

---

<sup>2</sup> Cfr. il [Regolamento \(CE\) n. 1192/2003 della Commissione, del 3 luglio 2003, che modifica il regolamento \(CE\) n. 91/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle statistiche dei trasporti ferroviari](#)



Si confrontano le diverse tipologie di bunkeraggio per le seguenti utilizzazioni: traghetto, OSV (Offshore Support Vessel, nave di supporto alle attività offshore, tipicamente piattaforme petrolifere) e nave porta-container. Nello studio si considera solo l'opzione PTS con piccolo serbatoio in pressione, trascurando l'opzione dei grandi serbatoi (denominata in altri studi tank-to-ship)

Tipologia	Capacità (mc)	Flusso (mc/h)	Tipo di cliente	Capacità cliente (mc)	Numero carichi
TTS	40	50	traghetto	200	5
		50	OSV	300	8
		ND	porta-container	2400	-
PTS	500	50	traghetto	200	1
		200	OSV	300	1
		600	porta-container	2400	5
STS	300-2400	67	traghetto	200	1
		200	OSV	300	1
		600	porta-container	2400	1
LNG ISO container	40	40	traghetto	200	5
		40	OSV	300	8
		N/A	porta-container	2400	-

Dallo studio è emerso, tra l'altro, che:

- non esiste alcuna opzione di bunkeraggio in grado di soddisfare le esigenze di tutti gli stakeholders portuali
- Il bunkeraggio via TTS sarà utilizzato per le navi con serbatoi più piccoli (ad esempio, rimorchiatori) e per il rifornimento in cui non è attualmente stabilita l'infrastruttura deputata (ad esempio, traghetti).
- Il bunkeraggio via PTS sarà sviluppato principalmente per le esigenze di rifornimento di grandi dimensioni attraverso partnership con operatori di navi.

## A.2 Il CEF 2014 (Connecting Europe Facility)

Con Decisioni della Commissione europea C(2014) 1919 e C(2014) 1921, pubblicate in data 11/09/2014, sono stati approvati il “Multi-Annual Work Programme” e l’ “Annual Work Programme TEN -T 2014”, per la concessione di sovvenzioni nel settore delle infrastrutture di trasporto transeuropee (TEN-T) nell’ambito del meccanismo per collegare l’Europa denominato “Connecting Europe Facility” (CEF).

A tale call, l’Italia, con il coordinamento del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ha partecipato con alcuni progetti pilota suddivisi in:

- a) Pilota Tirreno – Ligure
- b) Pilota Sud
- c) Pilota Adriatica- Ionico

e con un progetto trasversale inerente gli aspetti regolatori, di politica dei trasporti e di formazione della professionalità nel trattamento del GNL.

I progetti sono intesi prioritariamente a creare stazioni di bunkeraggio ed infrastrutture costiere per lo stoccaggio e distribuzione del GNL.

Di rilievo è il progetto denominato “GAIN4CORE” riguardante il porto di Livorno dove è localizzato il terminale di rigassificazione di GNL della società OLT OFFSHORE LNG Toscana.

Più in dettaglio, nell’ambito del piano di logistica dello “SMALL SCALE LNG”, la Società OLT OFFSHORE LNG Toscana, ha elaborato il proprio studio di fattibilità di modifica del proprio terminale, al fine di poter scaricare GNL su Mini LNG Carriers.

Tale studio di fattibilità si potrebbe inserire in un più ampio progetto riguardante la realizzazione di altre infrastrutture quali:

1. infrastruttura costiera di stoccaggio e distribuzione di GNL nel porto di Livorno
2. Pipeline criogeniche di collegamento
4. Strutture di collegamento via ferrovia e via stradale

### La logistica

#### 1. LE INFRASTRUTTURE PRIMARIE



I terminali di rigassificazione onshore e offshore ricevono le LNG carriers che trasportano l’LNG dai paesi produttori (navi da 65.000 a 266.000 m<sup>3</sup>)



#### 2. IL TRASPORTO

##### 2.1 Trasporto terrestre:



(Cisterne da 50 a 80 m<sup>3</sup>)



Iso-container (50 m<sup>3</sup>)

##### 2.2 Trasporto navale:



Bunkerine (da 400 a 1.000 m<sup>3</sup>)



Mini LNG carriers (da 1.000 a 15.000 m<sup>3</sup>)

#### 3. GLI UTILIZZI

##### 3.1 Stazioni di rifornimento per veicoli terrestri:



(Serbatoi delle stazioni di rifornimento ca 100 m<sup>3</sup>; serbatoi veicoli terrestri tra 1 e 2 m<sup>3</sup>)

##### 3.2 Serbatoi per uso industriale o civile:



Produzione di energia elettrica a livello industriale con eventuale utilizzo delle frigoriferie; mini-impianti di rigassificazione; ecc. (serbatoi da 100 a 30.000 m<sup>3</sup>)

##### 3.3 Depositi costieri:



(I depositi costieri variano in funzione delle reali necessità; serbatoi navali da 80 a 600 m<sup>3</sup>)

Attraverso appositi impianti di caricamento gli impianti di rigassificazione onshore e offshore possono scaricare LNG su mini LNG carriers, su autobotti o su Iso-containers

- Lo studio ha evidenziato i seguenti risultati:

- Possibilità del Terminale di scaricare su Mini LNG Carriers
- Definizione delle caratteristiche delle Mini LNG Carriers
- Definizione delle modifiche tecniche impiantistiche al Terminale per offrire il servizio di caricaione su bettoline
- Disponibilità del servizio di rigassificazione in parallelo al servizio di reloading
- Definizione dei tempi e costi di tali modifiche

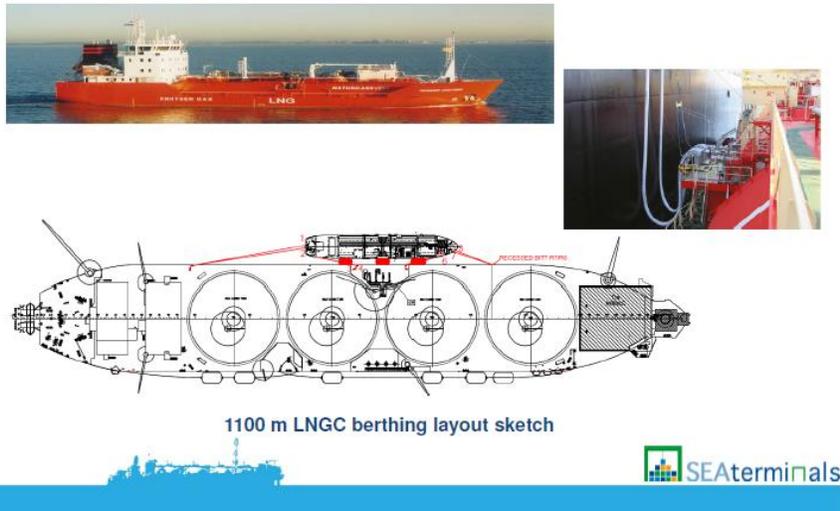
- Caratteristiche principali delle Mini LNG Carriers:

- capacità di carico compresa tra i 1.000 m<sup>3</sup> e i 7.500 m<sup>3</sup>
- lunghezza compresa tra i 60 mt. ed i 110 mt.
- numero minimo cime di ormeggio richiesto 8/12
- portata oraria di caricamento compresa tra i 250 m<sup>3</sup> e i 900 m<sup>3</sup>
- “manifold” in conformità alle raccomandazioni OCIMF
- cargo tank independent type: pressione max 3 bar
- sistema ESD in conformità alle raccomandazioni SIGTTO

- Stima di costi e tempi

- Il costo totale stimato è di circa € 2,5 milioni e comprende l'ingegneria, l'approntamento del terminale e l'acquisto del materiale necessario.
- La tempistica necessaria per poter fornire tale servizio è di circa un anno.

- Mini LNG Carriers –mooring lay-out



#### - Autorizzazioni

Per procedere alla modifica del Terminale e all'attuazione del servizio di reloading si ritengono al momento necessarie le seguenti autorizzazioni:

1. Verifica degli aspetti ambientali – VIA e AIA – Ministero dell'Ambiente
2. Verifica degli aspetti di sicurezza – Rapporto di Sicurezza da parte del CTR – Comitato Tecnico Regionale
3. Verifica degli aspetti marittimi e di sicurezza della navigazione - Ordinanza di Sicurezza della Navigazione e Regolamento delle Attività del Terminale - Capitaneria di Porto di Livorno
4. Verifica degli aspetti fiscali e doganali – Agenzia delle Dogane
5. Modifica del Decreto Ministeriale di costruzione ed esercizio del Terminale - Ministero dello Sviluppo Economico

Il procedimento autorizzativo potrebbe essere semplificato tramite l'istituzione della Conferenza dei Servizi unica presso il Ministero dello Sviluppo Economico

## Allegato B. Utilizzo dei terminali di rigassificazione anche per Small Scale LNG

### B.1 Introduzione

Un terminale di rigassificazione è un impianto industriale, realizzato a terra (onshore) o in mare (offshore), che permette di portare il gas naturale liquefatto (GNL) dallo stato liquido a quello gassoso per poi essere immesso nella rete di trasporto. Il GNL, ricevuto da navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc), è trasferito dalle cisterne delle navi ai serbatoi del terminale (capacità complessiva maggiore di 70.000 mc), dove è immagazzinato alla temperatura di circa -162 °C e a pressione leggermente superiore a quella atmosferica. I serbatoi hanno lo scopo di stoccare temporaneamente il GNL permettendo di realizzare il processo di rigassificazione a ciclo continuo, anche se la scarica di GNL dalle navi metaniere avviene periodicamente.

L'utilizzo dei serbatoi dei terminali di rigassificazione, o in senso lato dei terminali di rigassificazione, per effettuare, insieme al servizio base, anche le attività di stoccaggio e di rifornimento del GNL dipende fortemente dalla tipologia di servizio che si vuole fornire e dalle caratteristiche dei terminali.

In particolare, in seguito, si farà riferimento ai seguenti servizi aggiuntivi rispetto al servizio base, inerente la vera e propria rigassificazione:

- **Servizio di caricamento di GNL su navi bunker (secondo la classificazione GIE)<sup>3</sup>**, ovvero l'operazione di caricamento di navi con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale di rigassificazione. Le navi caricate (in seguito indicate anche come LNG carriers), hanno una capacità compresa tra 500 e 30.000 mc e possono essere utilizzate per fornire GNL ad altre navi (ovvero usate come bettoline) o a serbatoi costieri di stoccaggio (usate dunque come navi shuttle).
- **Servizio di reloading di navi metaniere**, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali..
- **Servizio di caricamento su autobotti** (solo per terminali onshore), ovvero l'operazione di caricamento di autocisterne (con capacità tra i 20 e 50 mc) o ISO-container (con capacità tra 20 e 40 mc), utilizzati per il trasporto su strada, con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale. Le autocisterne e gli ISO-container a loro volta possono essere utilizzati per alimentare impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o CNG (capacità di stoccaggio sino a circa 100 mc), impianti di stoccaggio locali (serbatoi a pressione atmosferica di volume tipicamente pari a 30.000 mc oppure serbatoi in pressione che nella maggior parte delle applicazioni assumono la tipologia dei serbatoi "bullet" con un volume tipico di circa 1.000 mc) o per altri tipi di utilizzi che richiedano la fornitura del prodotto allo stato liquido (bunkeraggi, usi industriali e civile, treni).
- **Servizi aggiuntivi** (solo per terminali onshore), ovvero servizi che permettono la fornitura di GNL attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi del terminale e a esso direttamente collegate, quali il servizio caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale, o il servizio di caricamento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione di rifornimento collegata direttamente al terminale.

Per le caratteristiche e peculiarità di ciascun terminale, che influenzano la possibilità di svolgere, unitamente all'attività tradizionale di rigassificazione, anche i servizi di stoccaggio e di rifornimento, si rimanda alle osservazioni, ed eventuali tabelle, fornite dai rappresentanti dei diversi terminali italiani.

---

<sup>3</sup> Gas Infrastructure Europe (GIE) è un'associazione che aggrega gli operatori del trasporto e dello stoccaggio, nonché i terminali di rigassificazione. Attualmente GIE ha 68 membri in 25 paesi europei.

In seguito, gli aspetti principali da considerare, per l'adattamento dei terminali allo svolgimento delle addizionali attività di stoccaggio e di rifornimento del GNL, sono stati suddivisi in due macro gruppi:

- Aspetti tecnici ed economici
- Aspetti commerciali

## B.2. Aspetti tecnici ed economici

### 2.1 Generalità

L'adattamento di un terminale di rigassificazione, per fornire anche lo stoccaggio e il rifornimento di GNL per mezzi navali o terrestri, è possibile prevedendo determinate modifiche tecniche-impiantistiche, con annessi costi per la realizzazione e gestione delle stesse.

Di seguito, in base alla tipologia di servizi addizionali da offrire, saranno presentati i principali interventi per l'adattamento dei terminali.

Si sottolinea peraltro che le modifiche impiantistiche dipendono fortemente dalle caratteristiche e dalla conformazione di ogni terminale. Per gli interventi specifici necessari a ciascun impianto di rigassificazione e la stima approssimativa dei relativi costi, si rimanda alle successive osservazioni fornite dai rappresentanti dei diversi terminali italiani.

### 2.2 Servizio di caricamento di GNL su navi bunker

Per servizio di caricamento di GNL su navi bunker si intende l'operazione di caricamento di navi con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale di rigassificazione. Le navi caricate (LNG carriers) possono essere usate come bettoline, che alimentano di GNL altre navi, o come navi shuttle (chiamate anche come feeder ship), per l'alimentazione di serbatoi di stoccaggio costieri.

I principali interventi necessari per fornire questo servizio sono:

- L'adattamento del pontile e le altre modifiche necessarie per consentire l'approdo delle LNG carriers;
- Le modifiche impiantistiche per il trasferimento del GNL dai serbatoi alla nave (ivi compresa la realizzazione di nuovi impianti ad hoc per la misura di GNL dedicati ai servizi addizionali);
- Le modifiche impiantistiche per il recupero dei Gas di Boil-Off (BOG) nelle diverse condizioni di funzionamento (a impianto fermo e a impianto in marcia).

In questo paragrafo è presentata una panoramica per ognuno di questi interventi.

#### L'adattamento del pontile e le altre modifiche per l'approdo

Il pontile, i bracci di scarico del GNL e le altre infrastrutture utilizzate per l'approdo presso il terminale (come parabordi, briccole e ganci a scocco) sono adatti a ricevere determinate navi metaniere per l'importazione del GNL o comunque navi che rientrano in un certo campo di variazione dimensionale (capacità tra 40.000 e 270.000 mc). Poiché le navi bunker da caricare hanno caratteristiche diverse e dimensioni inferiori rispetto alle navi metaniere usualmente ricevute è necessario effettuare degli interventi impiantistici per consentire la ricezione anche di queste LNG carriers.

Un primo possibile intervento è la realizzazione di un **pontile dedicato**, con bracci di carico ad hoc per il GNL e infrastrutture di approdo adatte alla ricezione di LNG carriers. Questa soluzione oltre a risolvere il problema dell'approdo e della compatibilità navi-bracci è, come spiegato successivamente, vantaggiosa per superare le problematiche commerciali dovute all'utilizzo di uno stesso pontile per la scarica delle metaniere e per i servizi di fornitura di GNL. La realizzazione di un nuovo pontile tuttavia non è sempre perseguibile. Da un punto di vista tecnico e della sicurezza, sono, infatti, da valutare sia l'integrazione della nuova infrastruttura nel complesso impiantistico esistente, sia gli spazi a disposizione in impianto e in mare, ad esempio per le operazioni di manovra e di approdo delle navi,

anche per rispettare le distanze di sicurezza previste. Da un punto di vista economico, sono inoltre prevedibili costi elevati per i nuovi bracci, per la realizzazione di lavori civili in mare e per eventuali attività di dragaggio del fondale. Infine la realizzazione di una nuova opera ad alto impatto ambientale e paesaggistico comporta un articolato iter autorizzativo (che comprende ad esempio, l'attivazione del procedimento di VIA, la presentazione del "Nulla Osta di Fattibilità" ai sensi della Direttiva Seveso, etc,...).

La soluzione alternativa è l'**adattamento o modifica del pontile, dei bracci e delle opere di approdo esistenti** per rendere possibile anche l'attracco di navi diverse dalle tradizionali metaniere. L'impatto di queste modifiche non è di facile valutazione, in quanto potrebbero variare fortemente in base alle caratteristiche e dimensioni delle navi da caricare. A seconda dei casi potrebbero essere necessari piccoli adattamenti, come l'utilizzo di tubi flessibili, per il collegamento dei bracci di carico esistenti con il collettore di alimentazione (manifold) delle navi, o parabordi mobili, oppure potrebbero essere necessarie opere di maggiore impatto, come la sostituzione dei bracci di carico, l'aggiunta di briccole di ormeggio o di altre opere di approdo aggiuntive in mare.

#### Le modifiche impiantistiche per il trasferimento del GNL dai serbatoi alla nave

I terminali di rigassificazione tradizionali sono progettati per consentire il flusso del GNL dalla nave metaniera ai serbatoi di stoccaggio, mentre il flusso dei vapori di GNL va dai serbatoi alla nave. Il servizio di caricamento di GNL su navi bunker richiede la **possibilità di invertire il flusso** di GNL e dei vapori.

Gli interventi impiantistici principali per consentire il trasferimento di GNL dai serbatoi alla nave sono:

- L'adattamento delle condotte esistenti per consentire il reverse flow del GNL, ovvero realizzazione di nuove condotte di dimensioni idonee e/o la modifica delle condotte esistenti per evitare eventuali colli di bottiglia, valvole di non ritorno e filtri lungo il percorso serbatoi-bracci di carico;
- L'eventuale aggiunta di opportune pompe criogeniche di rilancio, lungo la condotta di caricamento per raggiungere la pressione e la portata necessaria a caricare in tempi utili le navi, anche in contemporanea con la rigassificazione.

Si fa notare, a tal proposito, che l'utilizzo simultaneo delle pompe sommerse dei serbatoi, sia per la rigassificazione che per le attività di caricamento, può influenzare il profilo di riconsegna (send-out) e conseguentemente la flessibilità offerta all'utente nell'ambito del servizio di rigassificazione. E' quindi necessario prevedere opportune soluzioni tecniche, o commerciali, per evitare che in nessun modo e a nessun regime di caricamento delle LNG carriers possa essere modificato il regime di riconsegna per la rigassificazione, riducendone di fatto la flessibilità offerta.

- L'adattamento della linea di ritorno vapori dalla nave ai serbatoi (condotte di dimensioni idonee, interventi per evitare eventuali colli di bottiglia, valvole di non ritorno e filtri lungo il percorso) e l'aggiunta di eventuali soffianti;
- L'eventuale adattamento del sistema di misura o realizzazione di un sistema di misura ad-hoc per valutare i quantitativi di GNL in ingresso e in uscita dai serbatoi per questo servizio.

Adattamento del sistema di controllo e regolazione elettro-strumentale dei parametri impiantistici e del sistema di sicurezza (Emergency Shut Down)

#### Le modifiche impiantistiche per il recupero dei Boil-Off Gas (BOG) nelle diverse condizioni di funzionamento (a impianto fermo e a impianto in marcia)

Sia durante la scarica di una nave metaniera, per rifornire i serbatoi del terminale, sia durante le attività di caricamento delle LNG carriers, è prevedibile la formazione di **elevati quantitativi di vapori di GNL**, chiamati anche Gas di Boil-Off (BOG), da recuperare per evitarne l'emissione in atmosfera.

Nel caso del funzionamento tradizionale del terminale, i Gas di Boil-Off sono recuperati nella colonna di assorbimento e inviati in rete insieme al GNL rigassificato nei vaporizzatori.

Nel caso di concomitanza dell'attività di rigassificazione con le attività relative al servizio di caricamento di GNL su navi bunker (cioè a impianto in marcia), il recupero dei vapori può avvenire in maniera tradizionale, senza la necessità di particolari interventi impiantistici.

Il problema del recupero di BOG si presenta nel caso di fornitura del servizio di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo, ovvero quando il terminale non effettua l'attività di rigassificazione e quindi senza poter utilizzare il sistema di gestione del BOG. Si ricorda che normalmente **i terminali non hanno la possibilità di recuperare i BOG a impianto fermo, quindi, per consentire tale recupero, è necessario prevedere delle modifiche tecniche-impiantistiche.** Le possibili soluzioni che consentono il recupero dei gas di BOG, a impianto fermo, sono:

- Compressione dei BOG fino alla pressione del metanodotto e successiva immissione in rete
- Utilizzo dei BOG come combustibile per la produzione di energia elettrica o termica;
- Liquefazione dei BOG e successiva reintroduzione nel ciclo produttivo del GNL.

L'implementazione di queste soluzioni e i relativi costi, sono fortemente dipendenti dalle caratteristiche del terminale e dai quantitativi di BOG prodotti, anche essi diversi da terminale a terminale, che si formano nei differenti assetti impiantistici.

La prima soluzione di recupero BOG prevede l'implementazione nel complesso impiantistico del terminale di uno o più compressori opportunamente dimensionati per comprimere, fino alla pressione della rete di trasporto, tutta la quantità di BOG formatasi a impianto fermo. I costi di questa soluzione sono legati al quantitativo di BOG da comprimere, ma sono prevedibili elevati costi di esercizio per l'alimentazione elettrica dei compressori. In aggiunta al sistema di compressione, è da prevedere, inoltre, un sistema di correzione dei parametri di qualità dei Gas di Boil-Off per garantirne l'intercambiabilità con il gas della rete di trasporto. Infatti, i BOG sono composti dai componenti più volatili del GNL (per lo più metano e azoto) e il loro Indice di Wobbe potrebbe non rientrare nelle specifiche previste dal Codice di Rete. Le soluzioni per aumentare il Potere Calorifico Superiore (e dunque l'Indice di Wobbe) dei BOG prevedono generalmente la loro miscelazione con un combustibile più pesante e a maggiore PCS, come propano o GNL rigassificato. Nel primo caso è necessario avere un serbatoio di propano dedicato e inserire nel complesso impiantistico un sistema di iniezione di propano nei vapori di BOG compressi. Il GNL per la correzione può, invece, essere prelevato dai serbatoi ed essere rigassificato con scambiatori ad aria dedicati.

L'utilizzo dei vapori di BOG come combustibile per produzione elettrica e/o termica è normalmente utilizzata dai terminali offshore e necessita l'installazione all'interno del Terminale di un impianto dedicato, con il connesso iter autorizzativo.

L'ultima soluzione prevede invece la liquefazione dei BOG e il loro rinvio ai serbatoi del terminale. In questo caso, è necessario implementare un impianto di liquefazione dimensionato opportunamente per recuperare il BOG. I costi iniziali di questa soluzione potrebbero essere elevati, ma rispetto alle soluzioni precedenti consente di ridurre al minimo le perdite per la produzione di BOG.

Infine il recupero dei BOG ha un'inevitabile ricaduta anche dal punto di vista commerciale: infatti, parte del GNL che un utente chiede di stoccare per le attività di caricamento, sarà perso sotto forma di BOG che a seconda dei casi può essere inviato in rete (funzionamento a impianto in marcia o compressione BOG a impianto fermo) o utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica (a impianto fermo). Nasce dunque la necessità di stabilire regole commerciali per tener conto di questi quantitativi recuperati e non direttamente utilizzabili dall'utente per il caricamento di GNL su navi bunker.

### **2.3 Servizio di reloading di navi metaniere**

Per il servizio di reloading di navi metaniere si intende l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su nave metaniera per la riesportazione del prodotto. Tale servizio consente di cogliere eventuali opportunità commerciali

Le problematiche tecniche da considerare sono identiche al caso precedente (Servizio di caricamento di GNL su navi bunker), ad eccezione dell'adattamento del pontile e delle altre strutture per l'ormeggio che non devono essere modificate. Le metaniere destinate al reloading sono infatti le medesime navi che svolgono le operazioni di importazione del GNL, per l'approdo delle quali il Terminale è già predisposto.

## 2.4 Servizio di caricamento autocisterne

Per servizio di caricamento autocisterne si intende l'operazione di caricamento di autocisterne o serbatoi criogenici per GNL, dimensionati in modo tale da essere maneggiati e gestiti come container standard (ad esempio: ISO container da 2 twenty-foot equivalent unit (TEU)), utilizzati per il trasporto su strada del GNL.

I principali interventi necessari per fornire questo servizio sono:

- Le modifiche impiantistiche per la caricamento di autocisterne o ISO-container, da effettuare anche in contemporanea con la rigassificazione (ivi compresa la realizzazione di nuovi impianti ad hoc per la misura di GNL dedicati ai servizi addizionali);
- Le modifiche impiantistiche per il recupero dei Boil-Off Gas (BOG) nelle diverse condizioni di funzionamento (a impianto fermo e a impianto in marcia).
- Le opere per la ricezione di autocisterne o di ISO-container via strada (solo per terminali onshore) o via mare.

Si ricorda, anche in questo caso, che le modifiche impiantistiche descritte sono da considerarsi solo indicative; quelle effettivamente adottabili, nonché i costi annessi, dipendono dalle specificità di ogni terminale.

### Le modifiche impiantistiche per la caricamento di autocisterne o ISO-container

Le principali modifiche impiantistiche necessarie per l'attività di caricamento autocisterne sono:

- Realizzazione di linee di caricamento dai serbatoi del terminale alle autobotti o ISO-container;
- Inserimento nel complesso impiantistico di eventuali pompe criogeniche per fornire la pressione necessaria in tutte le condizioni di attività dell'impianto;
- Indicare tutti gli interventi necessari per fornire il servizio di caricamento e di cooling down (raffreddamento dell'autocisterna con GNL);
- Realizzazione della linea di ritorno vapori dall'autocisterna ai serbatoi;
- L'eventuale adattamento del sistema di misura o realizzazione di un impianto di misura ad-hoc per valutare i quantitativi di GNL in ingresso e in uscita dai serbatoi per questo servizio.
- Adattamento del sistema di controllo e regolazione elettro-strumentale dei parametri impiantistici e del sistema di sicurezza (Emergency Shut Down)

### Le modifiche impiantistiche per il recupero dei Boil-Off Gas (BOG) nelle diverse condizioni di funzionamento (a impianto fermo e a impianto in marcia)

I BOG in questo caso si formano principalmente durante la discarica della nave metaniera per rifornire i serbatoi di stoccaggio del terminale.

Analogamente al servizio di caricamento di GNL su navi bunker, il problema del recupero dei BOG si presenta a impianto fermo, ovvero quando il terminale non effettua l'attività di rigassificazione e quindi non può utilizzare la colonna di assorbimento.

Per le modalità di recupero, le modifiche necessarie e le relative problematiche si rimanda a quanto indicato precedentemente per il servizio di caricamento di GNL su navi bunker.

### Le opere per la ricezione di autocisterne o di ISO-container via strada o via mare

La ricezione delle autocisterne via strada è naturalmente possibile solo per terminali onshore. Questa soluzione non prevede particolari interventi, se non la verifica delle caratteristiche del percorso delle autobotti fino alla zona di caricamento e la preparazione di un'eventuale area attrezzata per la sosta delle autobotti in attesa della caricamento.

La ricezione di autocisterne o di ISO-container via mare è più complessa e presumibilmente costosa, ma potrebbe essere applicata anche per i terminali offshore, nel caso che le condizioni climatiche e del moto ondoso lo permettessero.

Questa soluzione prevede di ricevere al terminale una chiatta sulla quale saranno sistemate un certo numero di autocisterne o ISO-container da rifornire con GNL (anche contemporaneamente utilizzando opportune tubature criogeniche che collegano i vari serbatoi). La stessa chiatta potrà poi essere usata per trasportare i ISO-container presso una banchina, posta in un'area opportuna, dedicata allo sbarco/imbarco delle autocisterne o ISO-container sulla chiatta e alla sosta di autobotti o camion con rimorchi sui quali posizionare i ISO-container. Le verifiche e gli interventi impiantistici da prevedere in questo caso sono numerosi (ad esempio: realizzare la zona di attracco, valutare le modalità di approdo e di caricamento della chiatta, valutare le caratteristiche della chiatta, ecc.) e di difficile valutazione senza un accurato studio di fattibilità.

## **2.5 Infrastrutture complementari/integrative**

I seguenti servizi aggiuntivi permettono il rifornimento di GNL attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi del terminale onshore e a esso collegate. Il vantaggio principale di queste soluzioni è di aumentare la possibilità di forme di stoccaggio e/o rifornimento ulteriori rispetto alle capacità degli impianti di rigassificazione.

### *Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di navi bunker e/o di autocisterne*

Questa soluzione prevede la realizzazione, nei pressi del terminale onshore, di un serbatoio (serbatoi a pressione atmosferica di volume tipicamente pari a 30.000 mc [ma che possono avere anche dimensioni superiori] oppure serbatoi in pressione che nella maggior parte delle applicazioni assumono la tipologia dei serbatoi "bullet" con un volume tipico di circa 1.000 mc) per lo stoccaggio del GNL destinato esclusivamente alle attività di caricamento. La fornitura di GNL al serbatoio è garantita dal collegamento con i serbatoi del terminale tramite, ad esempio, una condotta criogenica.

L'utilizzo di un serbatoio dedicato ad integrazione dei serbatoi degli impianti di rigassificazione può comportare il superamento di alcuni dei limiti precedentemente descritti, in particolare legati alla gestione del BOG e relativamente alla miglior fruibilità del prodotto per il successivo trasporto verso i punti di consumo.

A titolo esemplificativo, si potrebbe pensare di realizzare il serbatoio nei pressi della banchina del terminale e associarlo a un pontile dedicato alle attività di caricamento, realizzando un impianto di stoccaggio di piccole dimensioni alimentato dai serbatoi del terminale ma indipendente dal punto di vista operativo.

### *Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma*

Un terminale onshore potrebbe offrire, direttamente o attraverso serbatoi aggiuntivi di cui sopra, oltre al servizio di caricamento autobotti il servizio di rifornimento diretto per mezzi pesanti alimentati a GNL.

Le problematiche e le modifiche impiantistiche relative a questa soluzione sono analoghe a quelle precedentemente descritte per il servizio di caricamento di autocisterne o ISO-container. Si tratterebbe in questo caso di realizzare, in aggiunta, delle linee di caricamento dedicate per i mezzi pesanti, aggiungendo eventuali apparecchiature necessarie a garantire la portata e la pressione richiesta, nel rispetto degli standard di sicurezza previsti per questi mezzi.

## **2.6 Principali modifiche tecniche per i vari terminali**

### *a. Adriatic LNG*

**Attività di -caricamento di GNL su navi bunker:** alla luce della regolamentazione vigente e sulla base della configurazione attuale dell'impianto, Adriatic LNG non offre servizi di caricamento di GNL

su navi bunker. Una valutazione sulle eventuali modifiche tecniche-operative per offrire tali servizi è in corso.

**Attività di caricamento autocisterne:** non applicabile per un terminale Off-shore.

**Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne nei pressi della banchina:** non applicabile per un terminale Off-shore.

**Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma adiacente al terminale:** non applicabile per un terminale Off-shore.

b.GNL Italia

E' attualmente in corso una gara europea per l'assegnazione di uno studio di fattibilità volto a comprendere gli impatti tecnico-economici derivanti da un possibile adeguamento dell'impianto per lo sviluppo dei servizi di tipo Small Scale LNG quali: il reloading di feeder ship e bettoline e la caricazione di autocisterne/ISO container.

**Attività di caricamento di GNL su navi bunker**

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Pontile adeguato per la ricezione delle mini LNG carriers	In corso di verifica	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Installazioni adeguate per il trasferimento del GNL dai serbatoi di stoccaggio alle mini LNG carriers	no	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto in marcia	In corso di verifica	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di – caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo	no	

**Attività di caricamento autocisterne**

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Installazioni adeguate per le attività di caricamento autocisterne	no	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante la caricamento delle autocisterne ad	In corso di verifica	

impianto in marcia		
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante la caricamento delle autocisterne ad impianto fermo	no	

**Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne nei pressi della banchina**

Realizzabile? [si/no]	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Possibili caratteristiche (Es. volume, pressione di esercizio, ecc.):	
Possibile modalità di rifornimento del serbatoio (es. tramite condotte, tramite feeder ship, ecc.):	

**Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma adiacente al terminale**

Realizzabile? [si/no]	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Possibile modalità di rifornimento della stazione dal Terminale:	
Distanza del terminale dalla rete autostradale e posizione rispetto ai corridoi di traffico (reti europee, corridoi TEN-T, SEETAC):	<ul style="list-style-type: none"> <li>• circa 10 km (via strada) dal Porto di La Spezia (Core Port della rete TEN-T);</li> <li>• circa 17 km (via strada) dalla barriera autostradale di La Spezia per l'autostrada A15 La Spezia-Parma (strada europea E33) e l'autostrada A12 Genova-Livorno (strada europea E80);</li> </ul>

c. OLT Offshore LNG Toscana

Il posizionamento del Terminale FSRU Toscana consente di studiare sinergie economicamente sostenibili per l'utilizzo "alternativo" di GNL sia nell'area portuale di Livorno che negli altri porti del Tirreno quali Genova, Civitavecchia, La Spezia e Cagliari attraverso lo sviluppo di infrastrutture per le attività di bunkeraggio di mezzi marittimi o per il rifornimento di mezzi terrestri.

L'ipotesi di base prevede l'utilizzo di nave/i bunker (shuttle/mini LNG carrier) in grado di rifornirsi direttamente dal Terminale FRSU e da questo trasportare il GNL direttamente nei porti di destinazione per effettuare il trasferimento del GNL in appositi centri di stoccaggio e/o effettuare direttamente il rifornimento dei mezzi navali (prevalentemente traghetti di grosse dimensioni).

Successivamente il GNL, in funzione delle infrastrutture realizzate nei porti, potrà essere trasferito direttamente ai mezzi utilizzatrici (navali o terrestri) o in autobotti/ISO container per il successivo trasferimento via terra (trasporto su gomma o rotaia).

#### Attività di caricamento di GNL su navi bunker

	Già previsto /e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Pontile adeguato per la ricezione delle mini LNG carriers	NO	Potrebbe essere necessario prevedere alcune modifiche, comunque non sostanziali, al sistema di ormeggio (e.g. fenders)
Installazioni adeguate per il trasferimento del GNL dai serbatoi di stoccaggio alle mini LNG carriers	NO	Saranno necessari lavori che interesseranno l'automazione (ESD e l'installazione dei Misuratori Fiscali) acquisto e collegamento dei tubi flessibili criogenici inclusi i relativi sistemi di sicurezza e accessori
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto in marcia	NO	Potrebbe essere necessario verificare eventuali modifiche attraverso ulteriori studi dedicati
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo	NO	Potrebbe essere necessario verificare eventuali modifiche attraverso ulteriori studi dedicati

Inoltre per completezza, si riportano di seguito alcune delle principali caratteristiche che le mini LNG carriers dovranno avere per effettuare le operazioni di ormeggio e scarica presso il terminale FSRU Toscana:

- capacità di carico compresa tra i 1000 m<sup>3</sup> e i 7500 m<sup>3</sup>
- Lunghezza compresa tra i 60 m e i 110 m
- Cima di ormeggio: numero minimo richiesto 8/12
- Portata oraria di carica compresa tra i 250m<sup>3</sup> e i 900 m<sup>3</sup>
- "manifold" in conformità alla raccomandazione OCIMF.
- "Cargo Tank independent type": pressione max 3 bar
- Le mini LNG carrier dovranno avere, prima dell'avvio delle operazioni di scarica, con una pressione non superiore ad 1 bar e con adeguati dispositivi di carico al fine di gestire il BOG durante la scarica.
- Sistema ESD in conformità alla raccomandazione SIGTTO.

#### d. Progetto Rosignano (Edison)

Il progetto in autorizzazione non prevedeva integrazione con servizi di SSLNG. Le ipotesi di lavoro per tali operazioni potranno essere definite con uno studio di aggiornamento del progetto.

**Attività di caricamento di GNL su navi bunker**

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Pontile adeguato per la ricezione delle mini LNG carriers	Da verificare	Da definire in seguito all'eventuale aggiornamento del progetto in corso d'autorizzazione
Installazioni adeguate per il trasferimento del GNL dai serbatoi di stoccaggio alle mini LNG carriers	no	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto in marcia	Da verificare	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo	no	

**Attività di caricamento autocisterne**

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Installazioni adeguate per le attività di caricamento autocisterne	no	Da definire in seguito all'eventuale aggiornamento del progetto in corso d'autorizzazione
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante la caricamento delle autocisterne ad impianto in marcia	Da verificare	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante la caricamento delle autocisterne ad impianto fermo	no	

**Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne nei pressi della banchina**

Realizzabile?	Da definire in seguito all'eventuale aggiornamento del progetto autorizzato
Possibili caratteristiche (Es. volume, pressione di esercizio, ecc.):	
Possibile modalità di rifornimento del serbatoio (es. tramite condotte, tramite feeder ship, ecc.):	

### Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma adiacente al terminale

Realizzabile? [si/no]	
Possibile modalità di rifornimento della stazione dal Terminale:	Da definire in seguito ad un accurato studio di fattibilità
Distanza del terminale dalla rete autostradale e posizione rispetto ai corridoi di traffico (reti europee, corridoi TEN-T, SEETAC):	circa 37 km (via strada) dal Porto di Livorno (Core Port della rete TEN-T); circa 7 km dall'autostrada A12 Genova-Rosignano (strada europea E80);

#### e. PORTO EMPEDOCLE- ENEL

L'impianto è stato progettato come terminale di rigassificazione base load in grado di fornire un send-out nominale costante pari ad 8 bcm/a; è stato poi oggetto di ulteriori ottimizzazioni in modo da poter garantire i seguenti servizi in aggiunta alle operazioni di send-out:

- Reloading su navi metaniere da 40.000 a 70.000 mc tale servizio avverrà direttamente dal pontile principale, progettato per poter accogliere navi da 40.000 a 216.000 mc, L'operazione potrà inoltre essere effettuata in parallelo all'operazione di send-out senza impatti sulla portata nominale di 8BCM/a.
- Immissione di gas di boil-off in rete durante le fasi di zero send-out (impianto fermo), mediante installazione di un compressore di minimum send-out in grado di immettere in rete gas ad alta pressione garantendo così un servizio aggiuntivo (es. per peak-shaving).

Inoltre è in avanzata fase di studio una ulteriore ottimizzazione legata alla possibilità di rifornimento di bettoline/barges da 5.000 a 20.000 mc per successivo bunkeraggio navi da realizzarsi mediante pontile dedicato o tramite adeguamento dell'esistente.

**Attività di caricamento di GNL su navi bunker:** il terminale può offrire tale servizio per navi di capacità superiore o uguale a 40.000mc. Per navi di taglia inferiore sarà necessario apportare le dovute modifiche al pontile in fase di analisi in uno studio di pre-fattibilità.

**Caricamento di autocisterne e/o ISO-Container:** il terminale non è stato concepito per tale attività, sono in atto valutazioni tecniche per offrire tale servizio.

**Reloading navi metaniere:** é stato completato lo studio di ottimizzazione, il terminale è in grado di operare come un hub.

#### Attività di caricamento di GNL su navi bunker

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Pontile adeguato per la ricezione delle mini LNG carriers (<20.000 mc)	in fase di verifica	Il pontile previsto ha la capacità di accettare navi da 40.000mc in su. Per navi di capacità inferiore sono da valutare modifiche al pontile ed ai bracci di scarico
Installazioni adeguate per il trasferimento del GNL dai serbatoi di stoccaggio alle mini LNG carriers	in fase di verifica	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto in marcia	Si	
Installazioni adeguate per il recupero	Si	

dei Gas di Boil-Off durante le attività di Attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo		
--	--	--

#### Attività di caricamento autocisterne

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Installazioni adeguate per le attività di loading autocisterne	No	Da definire in seguito ad un accurato studio di fattibilità
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante il loading delle autocisterne ad impianto in marcia	No (perché non previsto il loading su autocisterne)	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante il loading delle autocisterne ad impianto fermo	No (perché non previsto il loading su autocisterne)	

#### Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne nei pressi della banchina

Realizzabile? [si/no]	Da definire in seguito ad un accurato studio di fattibilità  Attualmente è prevista una predisposizione per uno scambiatore a fluido intermedio per creazione piattaforma logistica del freddo
Possibili caratteristiche (Es. volume, pressione di esercizio, ecc.):	
Possibile modalità di rifornimento del serbatoio (es. tramite condotte, tramite feeder ship, ecc.):	

#### Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma adiacente al terminale

Realizzabile? [si/no]	Da definire in seguito ad un accurato studio di fattibilità
Possibile modalità di rifornimento della stazione dal Terminale:	
Distanza del terminale dalla rete autostradale e posizione rispetto ai corridoi di traffico (reti europee, corridoi TEN-T, SEETAC):	

- circa 150 km dalla rete autostradale siciliana
- circa 10 Km da rete ferroviaria siciliana
- posizione baricentrica nel flusso navi nel mediterraneo.

f. Progetto Gioia Tauro – LNG Medgas Terminal

Sono state individuate diverse ipotesi di lavoro, che permettano il rifornimento di GNL

- alle navi ormeggiate alla banchina interna al porto;
- alle navi in transito in prossimità di Gioia Tauro;
- ai rimorchiatori in servizio al porto;
- ai nuovi punti di stoccaggio di GNL da realizzare nei porti nel Sud Tirreno.

Il rifornimento di GNL potrà avvenire attraverso:

- a) bettoline
- b) rifornimento diretto alla stazione di carico da realizzarsi all'interno del porto
- c) autobotti

Da una analisi preliminare il rifornimento attraverso bettoline sembra essere l'ipotesi più flessibile per il rifornimento alle navi.

Il carico di GNL delle bettoline potrà avvenire nei seguenti modi:

- 1) da una apposita stazione di carico GNL dedicata alle mini LNG carriers all'interno del porto, presso la banchina lato mare, attualmente sottoutilizzata, che potrà essere alimentata da una apposita pipeline criogenica derivata dalla piattaforma del pontile GNL (si noti che le portate coinvolte sono trascurabili rispetto alle portate operative delle condotte di sbarco principali, e, quindi, si tenderà a separare l'uso delle pipeline di sbarco da quelle di alimentazione delle bettoline);
- 2) dal pontile GNL adeguando i sistemi di carico;
- 3) da un servizio di autobotti che potranno rifornirsi di GNL presso una apposita banchina di carico dedicata adiacente l'area serbatoi dell'impianto.

Il rifornimento di GNL tramite bettoline potrà riguardare:

- 1) le navi in sosta alla banchina lato terra (area container), sospendendo le operazioni di carico merci;
- 2) le navi in sosta alla banchina lato mare, al fine di evitare sovrapposizioni fisiche con le attività di movimentazione container e/o automobili;
- 3) le navi alla fonda fuori dal porto o le navi in transito in prossimità del porto;
- 4) i rimorchiatori in servizio al porto.

In alternativa all'uso delle bettoline, le navi e i rimorchiatori, potranno essere riforniti anche:

- a) direttamente dalla citata stazione di carico GNL interna al porto (banchina lato mare), spostandosi all'interno del canale portuale;
- b) tramite autobotti GNL che potranno rifornire direttamente le navi ormeggiate.

Le autobotti potranno rifornirsi di GNL presso una apposita banchina di carico dedicata presso l'area serbatoi dell'impianto, oppure presso la citata stazione di carico GNL interna al porto.

#### Attività di caricamento di GNL su navi bunker

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Pontile adeguato per la ricezione delle mini LNG carriers	no	E'possibile adeguare i sistemi di carico per rifornire le mini LNG carriers.  La soluzione potrà essere definita a seguito di uno studio di fattibilità.  La soluzione potrebbe non essere la più vantaggiosa, considerando che esiste la possibilità di rifornire le mini LNG carriers/bettoline all'interno del porto, attraverso autobotti o un punto di carico dedicato
Installazioni adeguate per il trasferimento del GNL dai serbatoi di stoccaggio alle mini LNG carriers	no	Previsto collegamento della stazione di carico GNL del porto alle tubazioni principali del terminal GNL. Da definire punto di prelievo adeguato con studio di fattibilità.
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto in marcia	si	La gestione del Boil-Off gas relativa alle operazioni di carico bettoline sarà integrata nel terminal GNL, in particolare impiegando la pipeline dedicata ai vapori di ritorno che collega il pontile GNL con l'area serbatoi.
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante le attività di caricamento di GNL su navi bunker ad impianto fermo	si	Anche in condizioni di impianto fermo il terminale mantiene un send-out minimo verso la rete nazionale Gas che permette di gestire il gas di Boil OFF prodotto dalle diverse operazioni standard.

#### Attività di caricamento autocisterne

	Già previsto/e? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Installazioni adeguate per le attività di caricamento autocisterne	no (facilmente realizzabile)	Previsto aggiornamento del progetto autorizzato con realizzazione di banchine di carico autocisterne interne all'area di impianto.  La modifica è considerata di facile realizzazione (grazie agli ampi spazi e all'ottima connessione viaria) e permetterà di connettersi agevolmente ai sistemi di gestione del Boil Off gas e stoccaggio azoto del terminale GNL.
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante il caricamento delle autocisterne ad impianto in marcia	no	
Installazioni adeguate per il recupero dei Gas di Boil-Off durante la caricamento delle autocisterne ad impianto fermo	no	

**Serbatoio aggiuntivo dedicato al caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne nei pressi della banchina**

Realizzabile?	<p>Si</p> <p>Si specifica che non è necessario realizzare un serbatoio nell'area della banchina portuale, e che potrà essere usato il parco serbatoi del terminale di rigassificazione.</p> <p>Il terminal di Gioia Tauro è autorizzato per avere fino a 4 serbatoi da 160.000mc: uno di questi serbatoi (eventualmente anche realizzato con capacità inferiore) potrà essere dedicato al rifornimento di GNL per le navi e/o alle navi cisterne.</p>
Possibili caratteristiche (Es. volume, pressione di esercizio, ecc.):	massimo 160.000 mc; pressione ambiente
Possibile modalità di rifornimento del serbatoio (es. tramite condotte, tramite feeder ship, ecc.):	Rifornito con le stesse modalità dei serbatoi dedicate alle attività di rigassificazione
Stima approssimativa dei costi:	da definire in funzione della dimensione del serbatoio

**Stazione di rifornimento per il trasporto su gomma adiacente al terminale**

Realizzabile? [si/no]	<p>La realizzazione non pone problemi tecnici o di aree, vista la notevole dimensione delle aree a disposizione.</p> <p>La stazione sarà ricompresa nell'area del terminale e non avrà quindi problemi di rifornimento.</p>
Possibile modalità di rifornimento della stazione dal Terminale:	
Stima approssimativa dei costi:	n.d.

Distanza del terminale dalla rete autostradale e posizione rispetto ai corridoi di traffico (reti europee, corridoi TEN-T, SEETAC):	<ul style="list-style-type: none"> <li>integrato con il Porto di Gioia Tauro (parte del <b>Corridoio TEN-T "Scandinavian - Mediterranean"</b>);</li> <li>circa 7 km (via bretella autostradale di nuova costruzione) dalla autostrada A3 (<b>strada europea E45</b>)</li> </ul>
---	---

## B.3. Aspetti commerciali

### 3.1 Introduzione

La messa a disposizione, da parte dei terminali di rigassificazione, di servizi di stoccaggio e fornitura del GNL (caricamento di navi bunker o caricamento di autocisterne o ISO-container) comporta la necessità di identificare soluzioni derivanti dalla coesistenza con il business della rigassificazione.

Inoltre l'attività di rigassificazione in Italia è regolata ai sensi Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164 e s.m.i., sulla base di specifici provvedimenti definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico. Pertanto risulta essenziale verificare con la stessa Autorità le modalità di separazione contabile e gestionale tra le due attività al fine di garantire la piena rispondenza al dettato normativo relativo all'attività di rigassificazione.

I principali punti al riguardo, i cui impatti e soluzioni possono variare in relazione ai singoli terminali oggi operativi, sono:

- La gestione della capacità di stoccaggio del terminale
- Eventuali necessità di modifica relative alla programmazione degli approdi
- La valutazione dei regolamenti portuali e la disponibilità dei servizi portuali
- La modalità di separazione dei costi relativi alle attività di rigassificazione rispetto a quelle di SSLNG

### 3.2 Gestione della capacità di stoccaggio

I servizi di caricamento di GNL su navi bunker e di caricamento autocisterne prevedono l'utilizzo di una certa capacità di stoccaggio. In assenza di serbatoi di stoccaggio dedicati, parte della capacità di stoccaggio dei serbatoi dei terminali utilizzati per la rigassificazione dovrà dunque essere destinata a questi nuovi servizi.

In aggiunta le caratteristiche del servizio di stoccaggio richieste dai servizi di rigassificazione e dai servizi di caricamento possono essere differenti.

**Nella tradizionale attività di rigassificazione (con impianto in marcia)** i serbatoi consentono di rigassificare in continuo il GNL, scaricato periodicamente dalle metaniere. La specifica modalità di stoccaggio è regolata per ogni terminale dal proprio Codice di Rigassificazione; tuttavia, in linea di massima, **la permanenza del GNL a stoccaggio è tendenzialmente dell'ordine di un mese**, ovvero il GNL scaricato da una nave metaniera in un determinato mese è per la maggior parte rigassificato e immesso in rete entro lo stesso mese.

**I servizi di rifornimento del GNL potrebbero, invece, richiedere tempi di stoccaggio più lunghi**, dipendenti dal quantitativo stoccato nei serbatoi dalla nave metaniera e dal quantitativo caricato di volta in volta sui mezzi di caricamento (navi o autocisterne).

L'effettivo impatto dei servizi di caricamento sulla capacità di stoccaggio dipende: dalla capacità di stoccaggio richiesta per i nuovi servizi, dalla capacità conferita per la rigassificazione e dalle dimensioni dei serbatoi del terminale.

Nel caso di elevate capacità di stoccaggio disponibili, o basse richieste di stoccaggio per i nuovi servizi di caricamento, è possibile pensare di destinare una parte dello stoccaggio per i servizi di caricamento senza intaccare lo stoccaggio utile per la rigassificazione.

Differentemente, se la capacità di stoccaggio del terminale è in gran parte dedicata all'attività di rigassificazione è necessario definire specifiche regole commerciali per la programmazione e per la gestione dello stoccaggio, allo scopo di fare coesistere i due tipi di servizi.

### 3.3 Programmazione degli approdi

Il servizio di caricamento di GNL su navi bunker necessita di un pontile per l'approdo delle LNG carriers da caricare. In assenza di un pontile dedicato, come spiegato precedentemente, è possibile

adattare il pontile utilizzato dalle navi metaniere. Tuttavia, in quest'ultimo caso, l'uso condiviso del pontile tra navi metaniere e le LNG carriers rende necessario rendere più flessibili le modalità di programmazione degli approdi.

In particolare, è fondamentale stabilire la modalità di interazione tra i servizi di rigassificazione e di rifornimento nella programmazione degli approdi al terminale e le modalità di gestione delle riprogrammazioni e dei ritardi delle navi.

### **3.4 Valutazione dei regolamenti portuali e disponibilità servizi portuali**

Un ulteriore aspetto, relativo all'attività di scaricamento di GNL su navi bunker, o all'attività di caricamento di ISO-container con utilizzo di una chiatta, è la valutazione dei regolamenti portuali, l'analisi delle procedure internazionali applicabili e la disponibilità dei servizi portuali.

Attualmente le disposizioni della Capitaneria di Porto e i regolamenti portuali determinano per ciascun terminale i criteri di sicurezza e il numero di rimorchiatori necessari per l'ormeggio e la movimentazione delle navi metaniere.

L'approdo presso un terminale di LNG carriers, di caratteristiche diverse e dimensioni inferiori rispetto alle navi metaniere, comporta la necessità di verificare l'applicabilità delle procedure attualmente adottate per una loro possibile semplificazione.

In particolare sono da determinare caso per caso:

- Il numero dei rimorchiatori, potenzialmente ridotti al ridursi delle dimensioni delle navi;
- Il periodo nel quale è consentito l'ormeggio, prevedendo la possibile ricezione delle LNG carriers 24 ore su 24;
- Le condizioni atmosferiche ammissibili per eseguire le operazioni di approdo e caricamento in sicurezza (ad esempio la massima velocità del vento, le caratteristiche del moto ondoso, ecc.).

### **3.5 Modalità per la separazione delle attività**

L'introduzione dei nuovi servizi di stoccaggio e fornitura del GNL rende necessaria la corretta segregazione rispetto alle attività di rigassificazione, in particolare con riferimento al trattamento dei serbatoi di stoccaggio (qualora non dedicati a SSLNG) e agli eventuali criteri di ribaltamento degli ulteriori costi per l'attività.

### **3.6 Impianti di stoccaggio primari**

Gli impianti di stoccaggio primari sono stati suddivisi nelle varie sezioni che, in tutto o in parte, lo compongono: stoccaggio, unloading, recupero vapori boil-off, bunkering e truck loading.

I costi prodotti non tengono conto delle singole specificità dei siti ma sono stati elaborati su condizioni generiche e di tipo "greenfield" e quindi sono da considerarsi delle stime di larga massima

#### **3.7.1 Impianto con capacità di stoccaggio da 5.000mc**

##### ***Sezione di stoccaggio***

Si riporta di seguito il costo di un impianto con capacità di stoccaggio di 5.000mc, ottenuta attraverso l'installazione di cinque serbatoi in pressione da 1.000mc.

Sezione di stoccaggio: 12mln €

##### ***Sezione di unloading***

Si intende la parte del terminale dal punto di scarica fino alla sezione di stoccaggio.

Si riporta di seguito il costo per un impianto di scarica e relative tubazioni di lunghezza di 50m dal punto di scarica alla sezione di stoccaggio.

Sezione di unloading: 8mln €

### **Sezione di recupero vapori boil-off**

Si intende l'intero sistema per il recupero dei vapori di boil-off con liquefazione e reimmissione in serbatoio stoccaggio.

Si riporta di seguito il costo per un sistema a servizio di impianto di stoccaggio della capacità suddetta (5.000mc) con portata max di 0,5t/h.

Sezione di recupero boil-off: 5mln €

### **Sezione di bunkering**

Si intende la parte del terminale per le eventuali operazioni di bunkeraggio, quindi dalla tubazione di mandata del serbatoio al punto di caricamento della nave utilizzatrice.

Per tutte le capacità di stoccaggio, si è ipotizzato di utilizzare le opere dell'impianto unloading (pontile e opere attracco/ormeggio) per l'ormeggio delle navi utilizzatrici, mentre la parte strettamente impiantistica (tubazioni e attrezzature di caricamento) è intesa come specificamente dedicata.

Si riporta di seguito il costo per un impianto di bunkering per il rifornimento di navi con capacità max di stoccaggio a bordo di medie dimensioni (500-2.000mc).

Sezione di bunkering: 2mln €

### **Sezione di truck loading**

Si intende la parte di impianto per il caricamento delle autocisterne dalla tubazione di mandata del serbatoio fino alla connessione con l'autocisterna.

Per tutte le capacità di stoccaggio, la sezione di truck loading è intesa essere vicina allo stoccaggio (distanza massima 100 m).

Si è ipotizzato anche il caso di assenza di linea e pompa di movimentazione da sezione di stoccaggio, quindi con baia di carico in prossimità del serbatoio.

Si riporta di seguito il costo per singolo punto di carico.

Con linea e pompa da stoccaggio*	Senza*
1mln €	1mln €

\* Ulteriori punti di carico comportano un costo aggiuntivo di circa 0,5 milione di € per singola unità di carico.

### **Oneri professionali**

Si intendono gli oneri di progettazione e di supporto al percorso autorizzativo.

Il costo è indicato come percentuale sull'investimento complessivo.

Oneri professionali: 15%

### 3.7.2 Impianto con capacità di stoccaggio da 30.000mc

#### **Sezione di stoccaggio**

Si riporta di seguito il costo di un impianto con capacità di stoccaggio di 30.000mc, con unico serbatoio a pressione atmosferica del tipo "full containment".

Sezione di stoccaggio: 40mln €

#### **Sezione di unloading**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di scarica e relative tubazioni di lunghezza di 200m dal punto di scarica alla sezione di stoccaggio.

Sezione di unloading: 30mln €

#### **Sezione di recupero vapori boil-off**

Si riporta di seguito il costo per un sistema a servizio di un impianto di stoccaggio della capacità in questione (30.000mc) con portata max di 4t/h

Sezione di recupero boil-off: 15mln €

#### **Sezione di bunkering**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di bunkering per il rifornimento di navi con capacità max di stoccaggio a bordo di medie dimensioni (500-2.000mc)

Sezione di bunkering: 2mln €

#### **Sezione di truck loading**

Si riporta di seguito il costo per singolo punto di carico.

Con linea e pompa da stoccaggio*	Senza*
3mln €	1,5-2mln €

\* Ulteriori punti di carico comportano un costo aggiuntivo di circa 1 milione di € per singola unità di carico.

#### **Oneri professionali**

Il costo è indicato come percentuale sull'investimento complessivo.

Oneri professionali: 10%

### 3.7.3 Impianto con capacità di stoccaggio da 80.000mc

#### **Sezione di stoccaggio**

Si riporta di seguito il costo di un impianto con capacità di stoccaggio di 80.000mc, con unico serbatoio a pressione atmosferica del tipo "full containment".

Sezione di stoccaggio: 75-100mln €

### **Sezione di unloading**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di scarica e relative tubazioni di lunghezza di 300m dal punto di scarica alla sezione di stoccaggio

Sezione di unloading: 40mln €

### **Sezione di recupero vapori boil-off**

Si riporta di seguito il costo relativo ad un sistema a servizio di un impianto di stoccaggio della capacità in questione (80.000mc) con portata max di 12t/h

Sezione di recupero boil-off: 35mln €

### **Sezione di bunkering**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di bunkering per il rifornimento di navi con capacità max di stoccaggio a bordo di medie dimensioni (500-2.000mc)

Sezione di bunkering: 2mln €

### **Sezione di truck loading**

Si riporta il costo per singolo punto di carico.

Con linea e pompa da stoccaggio*	Senza*
3mln €	1,5-2mln €

\* Ulteriori punti di carico comportano un costo aggiuntivo di circa 1 milione di € per singola unità di carico.

### **Oneri professionali**

Il costo è indicato come percentuale sull'investimento complessivo.

Oneri professionali: 8-10%

## **3.7.4 Impianto con capacità di stoccaggio da 160.000mc**

### **Sezione di stoccaggio**

Si riporta di seguito il costo di un impianto con capacità di stoccaggio di 160.000mc, con unico serbatoio a pressione atmosferica del tipo "full containment".

Sezione di stoccaggio: 110-150mln €

### **Sezione di unloading**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di scarica e relative tubazioni di lunghezza di 1000m dal punto di scarica alla sezione di stoccaggio

Sezione di unloading: 90mln €

### **Sezione di recupero vapori boil-off**

Si riporta di seguito il costo relativo ad un sistema a servizio di un impianto di stoccaggio della capacità in questione (160.000mc) con portata max di 25t/h

Sezione di recupero boil-off: 60mln €

### **Sezione di bunkering**

Si riporta di seguito il costo per un impianto di bunkering per il rifornimento di navi con capacità max di stoccaggio a bordo di medie dimensioni (500-2.000mc)

Sezione di bunkering: 2mln €

### **Sezione di truck loading**

Si riporta il costo per singolo punto di carico.

Con linea e pompa da stoccaggio*	Senza*
3mln €	1,5-2mln €

\* Ulteriori punti di carico comportano un costo aggiuntivo di circa 1 milione di € per singola unità di carico.

### **Oneri professionali**

Il costo è indicato come percentuale sull'investimento complessivo.

Oneri professionali: 6-8%

## **B.4 Conclusioni sull'utilizzo dei terminali di rigassificazione per i servizi Small Scale LNG**

L'analisi condotta presso i terminali di rigassificazione fa emergere che, ad oggi, nessun impianto italiano è in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG), ma si evidenzia che tutti gli operatori stanno valutando la fattibilità di modifiche tecniche-operative in modo da offrire tali nuovi servizi, in coerenza con l'attività di rigassificazione.

Le fasi relative alla progettazione, realizzazione ed esercizio dei servizi SSLNG ricadono nell'ambito della normativa/legislazione di riferimento degli impianti di rigassificazione. In tale contesto normativo, l'iter autorizzativo per gli interventi di adeguamento dell'impianto è già definito ma può sicuramente beneficiare di una semplificazione/riduzione dei tempi soprattutto in un'ottica time-to-market. A titolo esemplificativo, l'istituzione di un coordinamento centrale, che fosse esteso alle modifiche da apportare agli impianti per fornire i servizi di tipo small scale, mediante l'attivazione di una conferenza dei servizi presso il MISE (come già peraltro indicato, per ciò che concerne la costruzione ed esercizio di terminali di rigassificazione, dall'articolo 46 del D.L. 1-10-2007 n. 159 successivamente modificato dal comma 31 articolo 27 della Legge 23 luglio 2009 n. 99), consentirebbe di snellire tale processo.

La normativa in materia ambientale (VIA ed AIA) e di prevenzione degli incidenti rilevanti definisce già le modalità di gestione delle modifiche impiantistiche con o senza aggravio del rischio e/o dell'impatto ambientale, ivi comprese quelle necessarie per i nuovi servizi SSLNG.

La normativa tecnica di riferimento già esistente per gli impianti di rigassificazione copre, seppur con riferimenti dimensionali differenti da quelli tipici degli SSLNG, le diverse fasi dei nuovi servizi ad eccezione del trasferimento terrestre del GNL (ovvero caricamento del GNL su autocisterne/ ISO-container) per il quale si potrebbe optare, in via provvisoria, alla predisposizione di un decreto ad-hoc in modo da accorciare le tempistiche e evitare sovradimensionamenti impiantistici (realizzati in via prudenziale) con conseguenti rilevanti costi aggiuntivi che potrebbero inficiare l'economicità dei servizi, soprattutto nella fase di avvio.

Infine, come già evidenziato nel corso del capitolo, sempre in un'ottica di favorire lo sviluppo dei nuovi servizi SSLNG sia all'interno dei siti di rigassificazione, sia all'esterno, le disposizioni delle Capitanerie di Porto e i regolamenti portuali dovranno essere modificati ai fini di un loro opportuno adeguamento ed eventuale semplificazione.

## B.5 Conclusioni sugli impianti di stoccaggio primari

E' stata realizzata una stima dei costi per la realizzazione delle infrastrutture in oggetto, limitata alle sole opere tecnologiche e agli oneri professionali.

Nella tabella seguente si riportano le elaborazioni relative agli impianti di stoccaggio.

		Sezioni di impianto [mln €]						
		Stoccaggio	Unloading	Recupero boil-off	Bunkering	Truck loading (con linea e pompe)	Truck loading (senza)	Oneri professionali
Capacità di stoccaggio [mc]	5.000	12	8	5	2	1	1	15%
	30.000	40	30	15	2	3	1,5-2	10%
	80.000	75-100	40	35	2	3	1,5-2	8-10%
	160.000	110-150	90	60	2	3	1,5-2	6-8%

## Allegato C. Peak Shaving

### C.1 Impianto di Peak Shaving

Un impianto di Peak Shaving “tradizionale” è generalmente localizzato in punti strategici della rete di trasporto al fine di sopperire a eventuali mancanze di gas nella rete (es. riduzioni di pressione per cause di emergenza).

L'impianto di PS è tipicamente costituito da:

- Un'unità di liquefazione in grado di liquefare Gas Naturale prelevato della rete di trasporto (in assenza di tale unità l'impianto è rifornito attraverso camion).
- Un sistema di stoccaggio del GNL, costituito da uno o più serbatoi, che possono essere in pressione per ridurre la produzione di Gas di Boil-Off (BOG).
- Un'unità di rigassificazione che è in grado di immettere in rete, con un tempo di reazione di poche ore, l'intero quantitativo di GNL presente nei serbatoi in alcuni giorni.

L'unità di liquefazione, in aggiunta, è utilizzata per reintegrare i quantitativi di vapori di GNL, detti anche Gas di Boil-Off (BOG), che si formano giornalmente nei serbatoi di stoccaggio, evitando la graduale riduzione del quantitativo di GNL stoccato. In altre parole, un impianto di Peak Shaving, rispetto a un terminale di rigassificazione utilizzato per il PS, ha la possibilità di reintegrare continuamente i BOG nel serbatoio, garantendo dunque un quantitativo stabile di GNL stoccato da poter utilizzare rapidamente in caso di emergenza.

Infine, nell'ottica di concepire una rete di stoccaggio e fornitura per il GNL, un impianto di PS, se realizzato in posizione favorevole rispetto a zone con elevata domanda, potrebbe potenzialmente sostituire potenziamenti di rete e/o capacità di stoccaggio rispetto a necessità di consumo locali.

Tale soluzione presuppone la realizzazione di un unico impianto flessibile, non molto differente da altri impianti di stoccaggio locali per la fornitura di GNL a mezzi terrestri e/o navali e presumibilmente con maggiori costi di impianto in relazione alla necessità di rigassificazione e immissione in rete del gas.

### C.2 Terminale di rigassificazione utilizzato per attività di Peak Shaving

I terminali di rigassificazione parzialmente utilizzati, o che hanno una capacità di stoccaggio in eccesso rispetto ai quantitativi di GNL conferiti, possono mettere a disposizione la propria capacità di stoccaggio, o parte di essa, per fornire il servizio di Peak Shaving.

Da un punto di vista prettamente tecnico, non sono previste modifiche impiantistiche al terminale di rigassificazione per fornire tale servizio. Infatti è necessario scaricare un certo quantitativo di GNL, da una o più navi metaniere, e stoccarlo nei serbatoi del terminale (gli stessi usati per il servizio di rigassificazione). Successivamente, in caso di emergenza, il GNL stoccato per il PS potrà essere rigassificato e immesso nella rete di trasporto nazionale.

Vale la pena far notare che in caso di terminale fermo, ovvero con la sezione di rigassificazione dell'impianto non in funzione, sono necessari tempi tecnici per il raffreddamento delle apparecchiature di impianto (pompe criogeniche, vaporizzatori, ecc.) prima di poter procedere alla rigassificazione. Dunque, anche in caso di un'improvvisa richiesta di gas per ragioni di emergenza, sono necessarie almeno 24/48 ore (a seconda delle caratteristiche del terminale) per passare dalla condizione di impianto fermo alla rigassificazione del GNL alla massima portata e conseguente immissione in rete.

Inoltre, ad impianto fermo è necessario porre particolare attenzione al trattamento del BOG, per approfondimenti in merito si rinvia a quanto già specificato nell'ambito del capitolo 4.

In seguito sono unicamente riportate le osservazioni fornite dai rappresentanti dei diversi terminali italiani in merito alla predisposizione del proprio terminale a fornire il servizio di PS, indicando in

particolare le modalità di recupero dei BOG previste, o prevedibili, per il proprio terminale durante il servizio di Peak Shaving a impianto fermo.

#### Adriatic LNG

Adriatic LNG è in grado di fornire il servizio di Peak Shaving ed, essendo un terminale parzialmente utilizzato, valgono le considerazioni di cui sopra. Inoltre, in linea con quanto previsto dalla Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il sistema idrico n. 502/2013/R/Gas, è in grado di offrire un servizio di stoccaggio temporaneo del GNL ai propri clienti. Le problematiche relative al recupero dei gas di Boil-off si riferiscono esclusivamente a impianto fermo, che non è il caso del terminale Adriatic LNG.

#### GNL Italia

GNL Italia è in grado di fornire il servizio di Peak Shaving.

A impianto fermo, modalità di recupero dei Gas di Boil-Off (BOG) durante il servizio di Peak Shaving:

Modalità di recupero BOG	Già prevista? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Invio in atmosfera	no	-
Invio nella rete di trasporto/distribuzione	si	
Produzione di energia elettrica, termica, cogenerazione, ecc.	no	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Liquefazione	no	

#### Gioia Tauro – LNG Medgas Terminal

Si premette che l'impianto di rigassificazione di Gioia Tauro è stato autorizzato per una capacità massima di 12 bcm annui e 4 serbatoi di stoccaggio di 160.000 mc ciascuno.

Uno dei vantaggi del progetto è di poter prevedere uno sviluppo modulare che consenta di seguire lo sviluppo del mercato.

La fase 1 prevede il raggiungimento di una capacità di 8 bcm annui continuativi. Per raggiungere tale obiettivo sono sufficienti 2 serbatoi. Il servizio di punta potrà comunque raggiungere la capacità di 12 bcm annui, in modo non continuativo.

Le fasi successive prevedono la costruzione del terzo serbatoio ed eventualmente anche del quarto. A seconda dell'evoluzione del mercato, i serbatoi aggiuntivi potranno consentire di raggiungere la piena capacità autorizzata di 12 bcm annui continuativi e/o di stoccare il GNL per usi alternativi.

La costruzione dei serbatoi aggiuntivi potrà essere realizzata senza interferire con il normale funzionamento dell'impianto e nel caso degli usi alternativi per trasporti stradali e marittimi, essendo possibile la realizzazione di serbatoi dedicati, non ci sarebbero neanche interferenze con le normali operazioni di rigassificazione.

Il terminale di Gioia Tauro è naturalmente predisposto per esperire attività di stoccaggio di modulazione, stagionale o di breve periodo.

La portata giornaliera di punta del terminale è sufficiente a gestire la sovrapposizione tra la normale attività di rigassificazione e l'eventuale contemporanea erogazione di servizi di modulazione.

Infatti la portata massima giornaliera è di 33 milioni di Smc/g (pari a 12 bcm/a/ 365) già dalla fase 1 mentre la portata continuativa (limitata dal numero dei serbatoi) è ridotta a 22 milioni di Smc/g (8 bcm/a/365). In altre parole in fase 1 la portata giornaliera e quindi anche tutti gli impianti connessi sono sovradimensionati: questa scelta è dovuta alla ricerca di una maggiore flessibilità operativa e alla necessità di poter implementare rapidamente la fase 2 senza modifiche impiantistiche.

LNG Medgas Terminal ha valutato l'opzione di dotare il terminale di sistemi dedicati a gestire situazioni di zero send out prolungate, vale a dire configurazioni operative con possibilità di ricevere navi metaniere, serbatoi parzialmente carichi, ma assenza di invio di gas rigassificato alla rete. L'aspetto oneroso di questa opzione è dovuto al rilevante sviluppo di Boil Off gas durante lo scarico di una nave metaniera, situazione ben più gravosa di un "impianto fermo". Per questo motivo l'attuale orientamento della società è di mantenersi aderenti al progetto originario ed evitare situazioni di zero send out, mantenendo in ogni caso una condizione di send-out minimo, che permetta di gestire i Boil Off gas con i sistemi standard.

Si fa notare che mantenendo una configurazione di send-out minimo, l'impianto può riprendere la piena produzione nominale con notevole rapidità, in quanto tutti i sistemi sono mantenuti in temperatura, salvo i vaporizzatori.

Modalità di recupero BOG	Già prevista? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Invio in atmosfera	no	-
Invio nella rete di trasporto/distribuzione	si	-
Produzione di energia elettrica, termica, cogenerazione, ecc.	no	Da definire in seguito a studio di fattibilità
Liquefazione	in opzione	Installazione di impianto di liquefazione, reperimento area 50x50mt, aumento della potenza elettrica disponibile

#### OLT Offshore LNG Toscana

Il Terminale FSRU è dotato di 4 serbatoi di stoccaggio di GNL di tipo Moss con capacità nominale complessiva di 137,500 mc, una capacità di rigassificazione annua massima autorizzata pari a 3,75 mld di mc ed una capacità di send out massima giornaliera pari a circa 15 mln di mc. L'elevata capacità di send out (rapportata alla capacità annua di rigassificazione) si traduce in un'ampia flessibilità di nomina da parte degli utenti. Il Terminale è autorizzato per ricevere navi metaniere con una capacità di trasporto compresa tra i 65.000 mc e i 155.000 mc.

Il Terminale è dotato di un sistema di gestione e recupero del BOG: normalmente il gas generatosi viene utilizzato come combustibile per la produzione di energia elettrica a copertura dei fabbisogni del terminale stesso e/o compresso e riportato in forma liquida nel "ricondensatore" oppure in aggiunta a quanto sopra e limitatamente alla fase di scarica, convogliato verso i serbatoi della nave metaniera.

A impianto fermo, modalità di recupero dei Gas di Boil-Off (BOG) durante il servizio di Peak Shaving:

Modalità di recupero BOG	Già prevista? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Invio in atmosfera	no	-
Invio nella rete di trasporto/distribuzione	no	-
Produzione di energia elettrica, termica, cogenerazione, ecc.	si	-
Liquefazione	no	-

Porto Empedocle - Enel

1. Il terminale di Porto Empedocle è autorizzato all'esercizio con una capacità di send-out nominale pari ad 8 BCM anno (22 M Smc/g) e con possibilità di modulazione giornaliera sino a 24 MSmc/g (1MSmc/h). Tutta la capacità non allocata, nei limiti tecnici riportati, è potenzialmente disponibile per servizi di peak-shaving. Inoltre, per quanto detto in tema di modulazione giornaliera, anche nel caso di allocazione al mercato dell'intera capacità baseload di rigassificazione, il terminale è tecnicamente predisposto per fornire in maniera continuativa, senza cioè ripercussioni sugli impegni legati al send-out nominale, il 10% ca. di capacità ulteriore (2 Mmc/g) per servizi di peak-shaving mantenendo lo stesso coefficiente di disponibilità e di affidabilità del servizio di base (> 95% e > 99% rispettivamente). Il terminale è anche tecnicamente in grado di fornire, per limitati periodi legati alla logistica ed al ciclo di arrivo navi, un ulteriore 20% di capacità di send-out, sino a 6 Mmc/g (250.000 Smc/h); in tale ipotesi di lavoro però la disponibilità del servizio scende a circa l'80% con affidabilità del 70%.
2. Il terminale di Porto Empedocle, è inoltre in grado di fornire servizi di peak shaving anche a impianto fermo (zero send-out), ovvero nelle condizioni di normale mantenimento in temperatura degli equipment. Ciò può avvenire tramite un totale recupero ed immissione in rete dei gas di Boiloff, ottenuto con l'inserimento di un compressore dedicato; è possibile immettere gas in rete sino a 200.000 Smc/g. La gestione di questo servizio di peak-shaving limita l'emissione di gas in atmosfera a sole condizioni di emergenza.
3. Il terminale di Porto Empedocle è inoltre ottimizzato per ulteriore flessibilità, garantendo oltre le normali operazioni di send-out anche quelle di back-loading su navi metaniere di piccola/media dimensione; tali operazioni potranno essere effettuate in parallelo senza impatti sulla capacità di send-out giornaliera. In tali condizioni il terminale opera come un hub del GNL.

Modalità di recupero BOG	Già prevista? [si/no]	Principali modifiche necessarie:
Invio in atmosfera	No	-
Invio nella rete di trasporto/distribuzione	Si	A progetto, installazione compressore MSO
Produzione di energia elettrica, termica, cogenerazione, ecc.	No	Non previsti al momento, possibile implementazione futura
Liquefazione	No	Non previsti al momento, possibile implementazione futura

Per quanto riguarda Rosignano (ma anche per gli altri terminali non realizzati) non riteniamo abbia senso definire una modalità di utilizzo peak shaving a priori (che riteniamo abbia senso solo per terminali esistenti e sottoutilizzati: un terminale in progetto per definizione non dovrebbe essere sottoutilizzato...)

### **C.3 Considerazioni relative alla coesistenza dei servizi di peak shaving con altri servizi**

Le implicazioni derivanti dalla coesistenza del servizio di rigassificazione, degli eventuali servizi di SSLNG e di PS (unicamente fruibili in condizioni di emergenza) sono numerose e possono inoltre variare a seconda delle specificità di ogni terminale di rigassificazione.

In particolare, come peraltro già trattato nell'ambito del precedente capitolo 4, all'aumentare della percentuale di utilizzazione di un terminale di rigassificazione di uno dei servizi, la coesistenza delle altre attività/servizi diventa più complessa e richiede pertanto la definizione di precise regole commerciali e tecniche.

Per quanto riguarda la gestione dello stoccaggio, si evidenzia in modo specifico che il servizio di Peak Shaving richiede una quota fissa di GNL nei serbatoi per tempi lunghi, corrispondenti potenzialmente con quelli non caratterizzati da emergenza.

Dunque, se la capacità dei serbatoi è occupata, in tutto o in parte, da un quantitativo di GNL stoccato da destinare al PS, la capacità residua del serbatoio per ricevere una nave metaniera di un utente, che richiede il servizio di rigassificazione o di SSLNG, sarebbe in ogni caso limitata.

Una soluzione a tale questione potrebbe, a titolo meramente esemplificativo, essere la possibilità di "anticipare" all'utente della rigassificazione un certo quantitativo di GNL stoccato (a titolo di PS), con conseguenza sulla necessità di definire opportuni meccanismi di tutela e gestione della proprietà del gas e le relative responsabilità.

In particolare si potrebbe considerare una procedura (eventualmente da applicarsi solo nel caso in cui il tender lanciato per il servizio di PS "tradizionale" vada deserto) in cui il volume di stoccaggio di GNL destinato al peak shaving, verrebbe acquistato da un soggetto terzo, con oneri a carico del sistema del gas naturale, in analogia a quanto previsto per lo stoccaggio strategico in forma gassosa. In caso di parziale e concomitante utilizzo del terminale come rigassificatore per l'importazione di gas da parte di operatori commerciali, si applica il codice di rigassificazione modificato ai sensi della delibera 471/2013/R/gas.

## Allegato D. Esame contrattualistica esistente negli altri Paesi

### D.1 Spagna

Le attività di loading sono svolte in regime di accesso regolato. Il Ministero dell'industria, energia e turismo spagnolo pubblica dei "TPA Standard Contract Models" che vengono utilizzati per la contrattualizzazione dei diversi servizi. Le tariffe di accesso ai vari servizi sono definite sia nel termine fisso che in quello variabile dal già citato Ministero.

Per quanto riguarda i servizi qui oggetto di analisi, l'Orden IET/2446/2013 del 27 dicembre 2013 ha fissato le seguenti tariffe:

- Carico di cisterne
  - termine fisso: 2,8806 cent/kWh/giorno/mese
  - termine variabile: 0,0171 cent/kWh
- Vessel loading per volumi superiori a 9.000 mc di GNL
  - termine fisso: 176.841 €/operazione
  - termine variabile : 0,1563 cent/kWh
- Vessel loading per volumi inferiori o uguali a 9.000 mc di GNL
  - termine fisso: 87.978 €/operazione
  - termine variabile: 0,0521 cent/kWh

Per i servizi di travaso di GNL da nave a nave si applica una tariffa pari all'80% dei precedenti valori.

**Tabella D.1:** Servizi offerti dagli impianti di rigassificazione di ENAGAS in Spagna

Impianto	LNG truck loading	LNG carrier loading: Large vessel	LNG carrier loading: Medium-sized vessel	LNG carrier loading: Small vessel
Barcellona	15 GWh/day (50 trucks/day)	n.d.	n.d.	n.d.
Huelva	15 GWh/day (50 trucks/day)		2.500 mc/h	1.900 mc/h
Cartagena	15 GWh/day (50 trucks/day)		1.650 mc/h	830 mc/h
El Musel	10 GWh/day (30 trucks/day)	6.000 mc/h	n.d.	n.d.
BBG	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

**Elemento di attenzione :** la fissazione annuale dei termini fissi e variabili dei servizi può rendere difficile la pianificazione dei flussi di approvvigionamento di GNL.

## D.2 Belgio

Presso il terminale di Zeebrugge, Fluxys mette a disposizione servizi di loading sia di navi che di trucks. Le condizioni contrattuali sono standard e sono soggette all'approvazione del regolatore nazionale CREG. In particolare, il framework contrattuale attualmente in vigore è stato approvato dalla CREG il 15 novembre del 2012 sulla base delle proposte di Fluxys e dei risultati di una consultazione pubblica tenuta dallo stesso operatore.

Per quanto riguarda le tariffe, queste sono determinate sulla base di una formula di indicizzazione mensile all'indice dei prezzi al consumo che è stata approvata dalla CREG il 29 novembre 2012 con validità dal 1 gennaio 2013 al 31 marzo 2027.

Le tariffe base entrate in vigore il 1 gennaio 2013 sono le seguenti

- Ship Loading Services
  - approvazione del servizio : 7.364,00 €/domanda
  - servizio aggiuntivo di ormeggio: 75.000,00 €/ormeggio (questo servizio ha una priorità ridotta rispetto agli altri servizi di accesso al terminale GNL)
  - termine variabile: 0,18 €/MWh
  - servizi opzionali di gassing up e cool down: 544,00 €/ora
  
- Truckloading services
  - approvazione del servizio: 3.264,00 €/domanda
  - servizio di loading: 489,20 €/carico
  - servizio di cool down: 2.176,00 €/operazione

**Elemento di attenzione :** la fissazione delle tariffe per un lungo periodo di tempo senza prevedere correttivi sulla base dei volumi effettivamente transitati può disincentivare nuovi investimenti.

## D.3 Francia

La società Elengy mette a disposizione presso i suoi terminali di rigassificazione (Montoir-de-Bretagne e Fos Tonkin – dal 5 giugno scorso) un servizio di truck loading. Le tariffe sono indicizzate come segue:

- tariffa mensile di approvazione del servizio – data dal numero mensile di servizi nel mese per la tariffa unitaria di approvazione del servizio (1.000 € al 1 gennaio 2013)
- tariffa mensile di servizio – data dal rapporto tra la tariffa unitaria del servizio (600 € al 1 gennaio 2013) ed il maggiore tra il numero dei trucks loading prenotati nel mese, quello dei trucks loading previsti nel programma operativo del mese e quello dei trucks loading effettivamente realizzati in un mese
- tariffa mensile del servizio di cooling down – data dal rapporto tra la tariffa unitaria del servizio (1.200 € al 1 gennaio 2013) ed il maggiore tra il numero dei trucks cooling down prenotati nel mese, quello dei trucks cooling down previsti nel programma operativo del mese e quello dei trucks cooling down effettivamente realizzati in un mese

Le condizioni contrattuali ed i prezzi per questi servizi sono disciplinati dal regolatore nazionale CRE.

## D.4 Olanda

Per quanto riguarda il terminale di Gate non sono disponibili informazioni pubbliche circa le tariffe e le condizioni contrattuali alle quali sono forniti i servizi qui oggetto di analisi.

## D.5 Conclusioni

Tenuto conto della necessità di favorire in modo organico lo sviluppo del nuovo segmento di business e dell'attuale quadro normativo, appare peraltro opportuno chiarire le modalità di offerta dei nuovi servizi di Small Scale LNG, in un quadro di competizione tra diverse scelte logistiche e di strutturazione della filiera senza vincoli di unbundling proprietario così come già avviene per i carburanti tradizionali.

## Allegato E. Liquefazione

### E.1 Processo di liquefazione

Nel processo di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a  $-161^{\circ}\text{C}$ , riducendo il volume di un fattore 600.

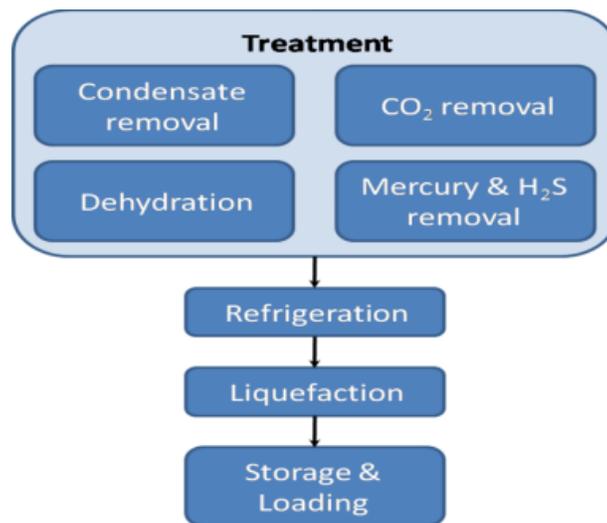
Le principali tappe di un impianto di liquefazione sono pre-trattamento, liquefazione, stoccaggio e carico autocisterne.

#### **Pre-trattamento**

L'obiettivo del pre-trattamento è quello di eliminare, dal gas naturale estratto dal pozzo o di origine bio, inquinanti, impurità o idrocarburi più pesanti del metano che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature necessarie allo stoccaggio. Questo permette inoltre di produrre un combustibile conforme alle specifiche del mercato. Questa sezione dell'impianto comprende le unità di rimozione dei condensati, di addolcimento (eliminazione di  $\text{CO}_2$  e gas acidi  $\text{H}_2\text{S}$ ), di disidratazione e di rimozione del mercurio

#### **Liquefazione**

Durante la fase di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a  $-161^{\circ}\text{C}$  attraverso un processo di refrigerazione simile a quello utilizzato dai classici congelatori o dai condizionatori delle nostre auto; esso comprende le fasi di compressione, condensazione ed espansione di uno o un numero di refrigeranti e il loro scambio termico con il gas naturale.



### E.2 Tecnologie

Ci sono un certo numero di tecnologie presenti sul mercato che consentono la liquefazione del gas naturale a seconda delle dimensioni dell'impianto che si vuole realizzare.

Così, le categorie tipiche possono essere classificate come di seguito:

micro: capacità inferiore a 0.03 mtpa

di piccola scala: maggiore di 0.03 ed inferiore a 0.1 mtpa

di media scala: maggiore di 0.1mtpa e inferiore a 2mtpa per treno

di grande scala: maggiore di 2mtpa ed inferiore a 8mtpa per treno



Impianti di grande scala  
> 2 mtpa fino a 8 mtpa per treno

Impianti di media scala  
> 0,1 mtpa ; < 2 mtpa per treno



Impianti di piccola scala  
< 0,1 mtpa per treno



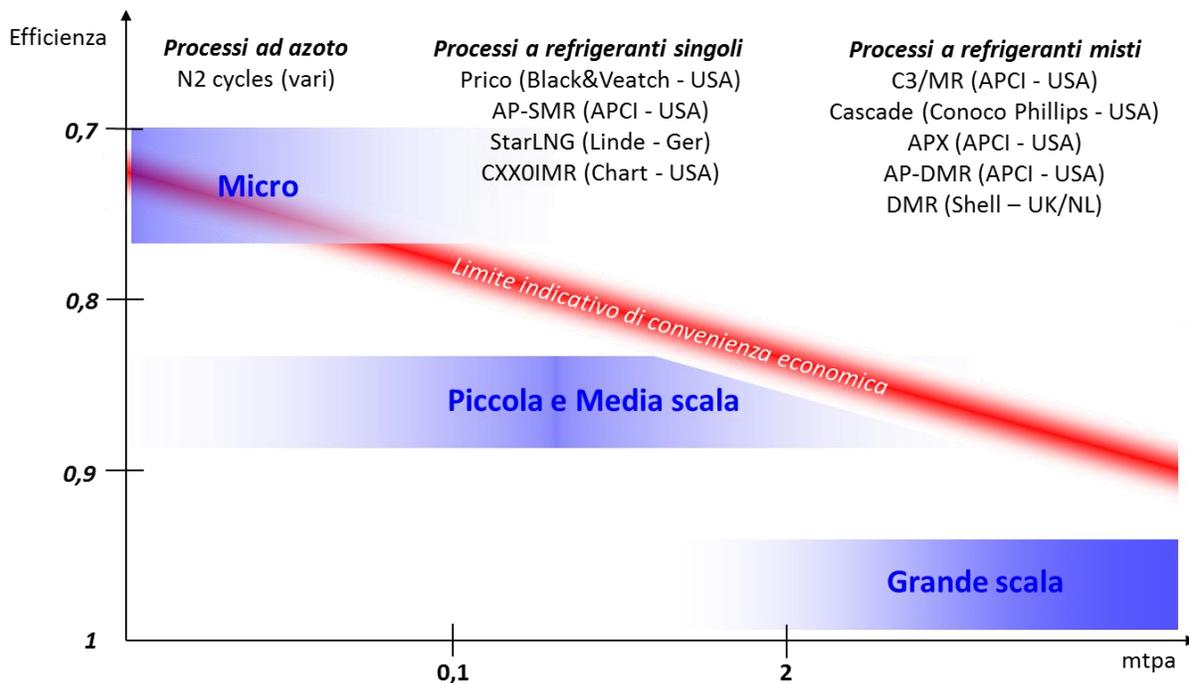
Impianti micro  
< ~0,03 mtpa

Nota: Gli impianti di liquefazione sono organizzati con unità di lavorazione in parallelo chiamati "treni", ognuna delle quali tratta una porzione di gas per liquefarlo.

I principali processi di liquefazione sono i seguenti:

- 1) Metodo di C3-MR: Il metodo C3-MR è attualmente il metodo principale. Propano e refrigeranti misti (azoto, metano, etano e propano) sono usati come refrigerante (APCI), e un miglioramento su questo metodo chiama il metodo AP-X è utilizzato anche per i grandi impianti di GNL.
- 2) Metodo AP-X: Come i treni di liquefazione diventano più grandi, questi si avvicinano al limite dimensionale dello scambiatore di calore che può essere prodotto e trasportato. Questo processo può aumentare la capacità di produzione di GNL aggiungendo GNL sub-refrigeratori con azoto liquido refrigerante utilizzato secondo il metodo C3-MR, senza aumentare la dimensione dello scambiatore di calore principale (APCI).
- 3) Metodo di Cascade: Questo metodo sequenziale utilizza propano, etilene e metano come liquido di raffreddamento (Phillips).
- 4) Metodo DMR: Questo metodo utilizza due tipi di refrigeranti misti (un mix di etano e propano e azoto-metano, etano e propano mix) (Shell).
- 5) Metodo SMR: Questo metodo è chiamato processo PRICO e utilizza un solo tipo di refrigerante misto (Black & Veatch).
- 6) Metodo Bryton nitrogen cycle: questo metodo utilizza il solo azoto come refrigerante e rappresenta una soluzione soprattutto per gli impianti di liquefazione di piccole dimensioni.

Nella figura seguente si riportano i tipi di tecnologia a seconda della dimensione degli impianti.



Generalmente, all'aumentare della capacità massima di produzione l'efficienza cresce ed i costi di produzione decrescono.

Svolta, quindi, una analisi generale sui processi e sulle tecnologie di liquefazione in uso in tutta la filiera del GNL, si forniscono, nei prossimi paragrafi, alcuni approfondimenti sui micro impianti di liquefazione, quali possibile fonte di approvvigionamento delle stazioni stradali per il rifornimento di automezzi.

### E.3 Micro impianti di liquefazione

#### 1. Caratteristiche principali

Per micro liquefazione si intende una capacità di produzione inferiore a 30ktpa (80 tpd).

Sistemi di liquefazione molto piccoli e compatti sono ora disponibili sul mercato.

Per quanto riguarda la costruzione, si impiegano componenti standard, pre-assemblati in forma modulare, smontabili e trasferibili ed eventualmente facili da espandere.

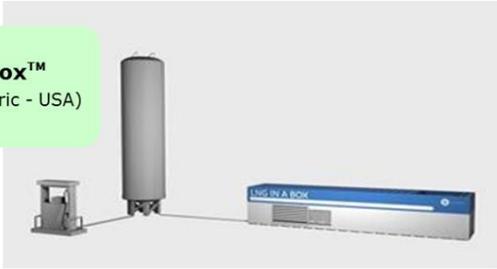
In certi casi, l'impianto è perfino containerizzabile.

Anche le modalità installative sono state notevolmente semplificate, fino al caso di avviamento "plug and play".

**LNGo™**  
(Dresser-Rand - USA)



**LNG In a Box™**  
(General Electric - USA)



**CRYOBOX**  
(Galileo - Argentina)



**MiniLNG™**  
(Wartsila- Finlandia)



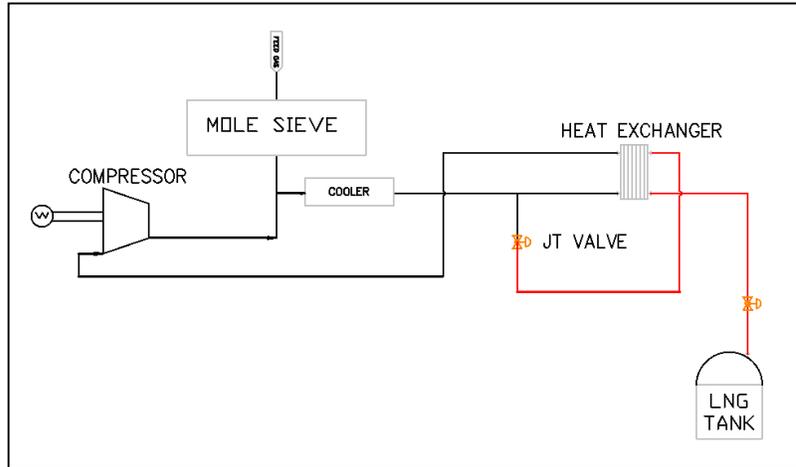
Denominazione	Produttore	Capacità di produzione	
		t/giorno	t/anno
LNG in a Box	General Electric (USA)	16 ÷ 80	6.000 ÷ 30.000
LNGo	Dresser-Rand (USA)	10	3.650
CRYOBOX	Galileo (Arg)	12 ÷ 16	4.400 ÷ 5.800
Mini LNG	Hamworthy (Nor)	5 ÷ 50	1.800 ÷ 18.000

**2. Tecnologie**

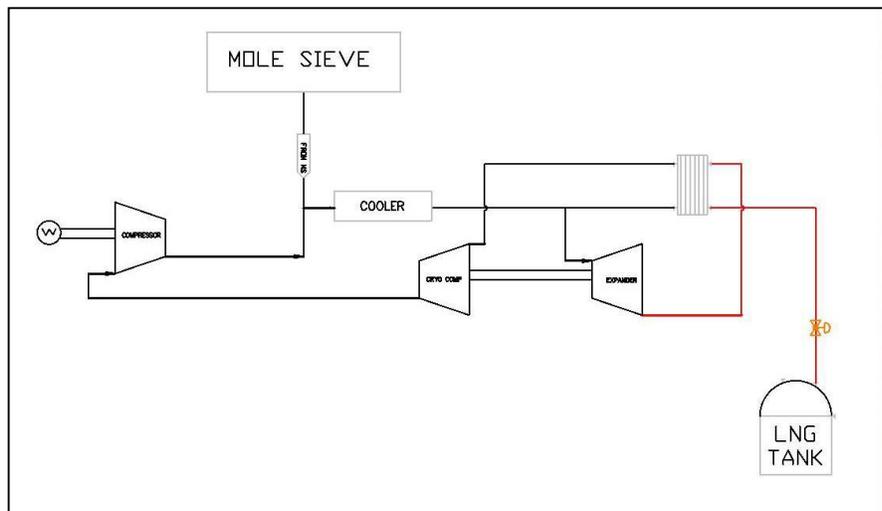
Per impianti su piccola scala si utilizzano schemi semplici con differenti cicli di funzionamento:

- Ciclo Linde
- Ciclo Claude
- Ciclo a refrigeranti misti (MFRC)
- Ciclo Bryton inverso

### Ciclo Linde



### Ciclo Claude



### Ciclo Brayton inverso

In questo metodo, l'azoto è il solo mezzo refrigerante, che, utilizzato in un processo di compressione ed espansione, assicura la temperatura criogenica richiesta.

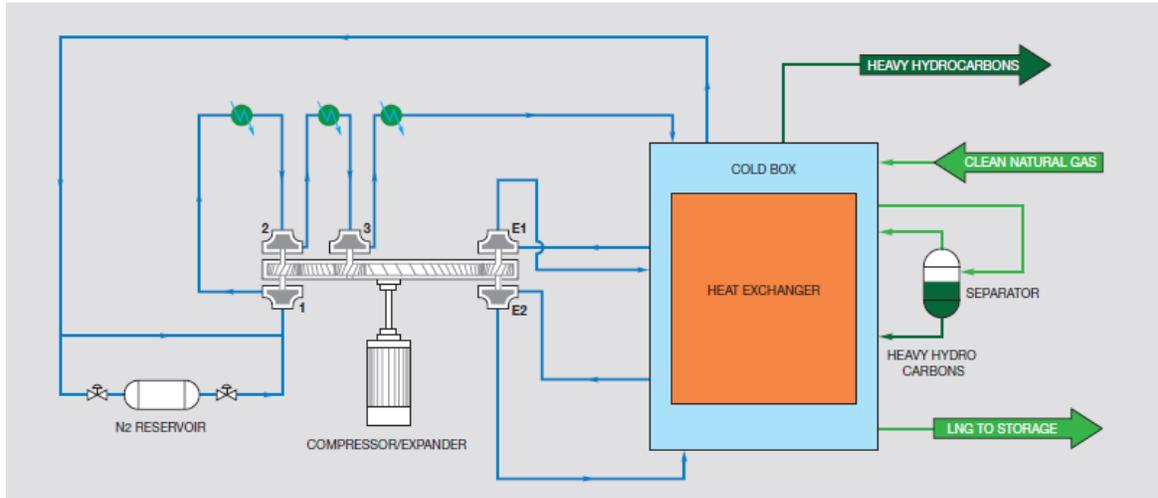
Questi tipi di liquefattori sono facili da operare, affidabili e completamente automatizzati.

Nel caso del rifornimento di automezzi, possono esercire tranquillamente anche in modalità completamente fai-da-te.

Il sistema necessita solo di una fonte di energia elettrica, considerato che anche il refrigerante è prodotto in sito

Rappresenta una soluzione per le piccole fino alle medie capacità di produzione.

Per quanti riguarda i costi, presenta dei consumi elettrici limitati e le migliori tecnologie assicurano anche “perdite zero” di combustibile durante il processo.



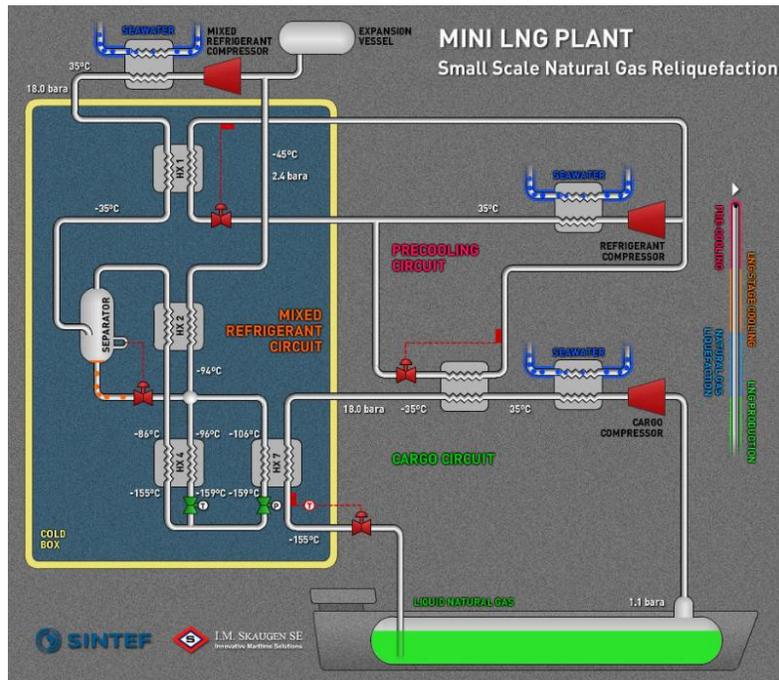
### Mixed refrigerant (MR)

Il liquefattore utilizza un mix di mezzi refrigeranti con un singolo compressore ed uno scambiatore di calore.

Viene inoltre aggiunta una unità di pre-cooling per migliorare l'efficienza e assicurare stabilità al sistema.

Questa tecnologia presenta bassi costi operativi ed, utilizzando componenti tradizionali, offre anche dei vantaggi in termini di costi di investimento.

Il sistema può essere completamente automatizzato per la gestione ed anche l'operatività, potendo, nel caso di utilizzo nell'autotrazione, rifornire i mezzi anche in modalità completamente fai-da-te.



### 3. Confronto tra le tecnologie [1]

I cicli sono paragonati sulla base della loro efficienza energetica.

La scelta di questi cicli si basa sulla loro semplicità realizzativa.

In Tabella E.1 sono riassunte le condizioni operative di ciascun ciclo e i risultati principali della valutazione energetica.

È possibile vedere che il ciclo Claude ha l'efficienza più elevata tra i cicli analizzati (nella valutazione è stato considerato di recuperare il lavoro della turbina).

Il ciclo Linde invece ha l'efficienza più bassa, non molto peggiore di quella del ciclo Brayton inverso, anche se vale la pena evidenziare che il ciclo Brayton presenta minori problemi di sicurezza per la ridotta quantità di idrocarburi e, dal momento che l'azoto non subisce cambiamenti di fase nel ciclo, la progettazione dei componenti coinvolti risulta più semplice da realizzare.

L'efficienza energetica dei cicli considerati potrebbe essere ulteriormente incrementata per mezzo di un preraffreddamento esterno, schemi a doppia pressione o turbine multistadio, rinunciando però in parte alla semplicità del processo.

Il ciclo a refrigeranti misti (MRC) è più complicato e richiede diversi scambiatori di calore e organi di espansione, ma permettere di ottenere prestazioni più elevate.

Per esempio il ciclo MRC sviluppato dal SINTEF per impianti di piccola-media taglia dichiara un'efficienza che varia nel range 0,6 - 0,9 kWh/kgLNG, invece un altro ciclo MRC presentato da Gong et al. riporta un'efficienza di 0,9 - 1,0 kWh/kgLNG.

Confrontando le prestazioni energetiche degli impianti considerati con le prestazioni di impianti su grande scala, dove in genere sono utilizzati cicli in cascata o a refrigeranti misti, che hanno efficienze di 0,375 kWh/kg, è possibile notare che la semplicità del ciclo condiziona notevolmente la prestazione raggiungibile.

La gran parte del costo di investimento per un impianto di liquefazione è dovuta al costo dei componenti (sistema di purificazione, scambiatori di calore...); tra gli altri, gli scambiatori di calore rivestono un ruolo molto importante negli impianti su grande scala.

È facile comprendere che il ciclo Linde ha un costo iniziale più basso di tutti gli altri processi.

Mantenere il costo capitale basso è di importanza fondamentale con la riduzione della taglia dell'impianto, invece quando la produzione cresce il costo energetico aumenta, così che diventa interessante complicare il processo allo scopo di incrementarne l'efficienza energetica.

I costi della materia prima (gas naturale) sono stati trascurati in quest'analisi; essi rappresentano la parte principale del costo di produzione dell'LNG e il loro valore decide la fattibilità economica di impianti di liquefazione di piccola scala, insieme con l'investimento iniziale e l'efficienza energetica del processo.

L'analisi economica è strettamente connessa con il mercato cui l'LNG è rivolto, poiché stabilisce il prezzo di vendita finale.

**TABELLA E.1 - Risultati dell'analisi energetica comparativa dei diversi cicli di liquefazione**

Ciclo	$P_{max}$	$P_{min}$	Lavoro specifico	
	MPa	MPa	kJ/kg <sub>LNG</sub>	kWh/kg <sub>LNG</sub>
Linde	20.00	0.10	7'570.12	2.10
Claude	5.00	0.10	3'870.78	1.08
Brayton inverso	0.50	0.05	7'115.36	1.98

#### **E.4 Conclusioni**

L'efficienza di tali prodotti rimane generalmente bassa e i costi specifici sono piuttosto elevati. Risultano inoltre particolarmente problematici ed inefficienti quando il gas da liquefare è pesante. Per tali motivazioni, la loro diffusione è ancora molto limitata.

#### **Bibliografia**

- [1] – A. Arteconi, F. Polonara, Liquefazione del gas naturale su piccola scala, La Termotecnica, Dicembre 2013, pagine 47-49
- [2] M. Santolini, S.tra.te.g.i.e. srl, Soluzioni tecnologiche per la microliquefazione, Workshop “GNL a chilometri zero”.
- [3] Wartsila, Liquefaction Plants LNG/LBG, Brochure
- [4] Chyoda Corp. Liquefaction Technology, website