



IVI Petrolifera S.p.A. Oristano, Italia

Terminale di Ri-gassificazione GNL Oristano – Santa Giusta

Esperienza di RINA Consulting nel Settore

Allegato A.1.3 al Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018

| | |
|----------------|----------------------|
| Rev. | 0 |
| Descrizione | Prima Emissione |
| Preparato da | M. Derchi / U.Parodi |
| Controllato da | M. Gattuso |
| Approvato da | C. Uguccioni |
| Data | Agosto 2018 |

Terminale di Ri-gassificazione GNL Oristano – Santa Giusta

Esperienza di RINA Consulting nel Settore



| Rev. | Descrizione | Preparato da | Controllato da | Approvato da | Data |
|-------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|-------------|
| 0 | Prima Emissione | U. Parodi / M. Derchi | M. Gattuso | G. Uguccioni | Agosto 2018 |

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

| | Pag. |
|------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| ABBREVIAZIONI E ACRONIMI | 2 |
| 1 SERVIZI DI PROJECT MANAGEMENT CONSULTING PER PROGETTI GNL | 3 |
| 2 SELEZIONE DEL SITO/STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE PER PROGETTI GNL | 6 |
| 3 PROGETTAZIONE PIPELINES | 20 |

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

| | |
|----------------------|-------------------------------------------|
| GNL | Gas Naturale Liquefatto |
| LFL | Lower Flammable Limit |
| BOG | Boil-Off Gas |
| DCS | Distributed Control System |
| D.L.vo (D.L.) | Decreto Legislativo |
| D.M. | Decreto Ministeriale |
| ERC | Emergency Release Couple |
| ESD | Emergency Shut Down |
| GN | Gas Naturale |
| GNL | Gas Naturale Liquefatto |
| HVAC | Heating, Ventilating and Air Conditioning |
| HAZOP | Hazard and Operability Study |
| NFPA | National Fire Protection Association |
| NOF | Nulla Osta di Fattibilità |
| PERC | Powered Emergency Release Coupling |
| PFD | Process Flow Diagram |
| P&ID | Piping and Instrumentation Diagram |
| PSV | Pressure Safety Valve |
| RdS | Rapporto di Sicurezza |
| RPdS | Rapporto Preliminare di Sicurezza |
| SDV | Shut Down Valve |
| Sm3 | Standard metri cubi |
| TSV | Thermal Safety Valve |

1 SERVIZI DI PROJECT MANAGEMENT CONSULTING PER PROGETTI GNL

TERMINALE GNL OFFSHORE OLT (GNL Offshore OLT Toscana S.p.A. - Saipem S.p.A.)

Il Terminale ha le seguenti dimensioni: lunghezza 289 metri, larghezza 48 metri, altezza 26,5 metri. Il Terminale sarà posizionato offshore con 6 ancore a 22 km di distanza dalla costa toscana tra Livorno e Pisa senza alcun impatto visivo e sarà collegato a terra tramite un collegamento di 36.5 chilometri, di cui 7 km di terraferma, lungo il cantiere fino all'arrivo al punto di connessione alla rete Snam gas.

A regime, l'unità avrà una capacità di rigassificazione pari a 3,75 miliardi di metri cubi all'anno, circa il 4% del fabbisogno nazionale.

Lo scafo 1444 LNG, "Golar Frost", costruito da Hyundai Heavy Industries (HHI), è stato convertito in un Terminale LNG galleggiante di tipo FSRU ed è permanentemente ormeggiato al largo delle coste di Livorno.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta nel progetto per svolgere diverse attività, le principali sono:

- ✓ studi geotecnici e geofisici e ambientali per gli ancoraggi e il percorso seguito dal gasdotto. Questo progetto è il primo in tutto il mondo che utilizza uno stoccaggio e un'unità di rigassificazione galleggiante;
- ✓ studi sismici per l'impianto. Principalmente sono stati sviluppati e studiati i rischi sismici valutando il rischio di rottura della faglia lungo il corridoio del gasdotto. I dati di progettazione sismica sono stati calcolati utilizzando un'analisi dei rischi probabilistica. Una revisione dettagliata dei dati geologici e geofisici disponibile è stata fatta per identificare potenziali faglie lungo il corridoio del gasdotto. I risultati dello studio sono serviti per sviluppare ulteriori indagini geofisiche all'interno del sito;
- ✓ classificazione dell'unità FSRU;
- ✓ qualificazione del sistema Single Point Mooring;
- ✓ progettazione per conto di OLT;
- ✓ assistenza durante il processo di autorizzazione, per la preparazione della documentazione necessaria da sottoporre alle autorità;
- ✓ studi di manovra per l'approdo al terminale.



TERMINALE ADRIATIC LNG (Terminal Alpi Adriatico S.r.l. - Edison Gas)

Scopo del progetto è la costruzione e l'installazione del primo Terminale di rigassificazione offshore al mondo con struttura GBS (Basic Gravity Structure).

Questo progetto, primo nel suo genere, è costruito con cemento armato – GBS (Basic Gravity Structure) contenente due serbatoi dedicati allo stoccaggio di GNL scaricato dalle navi gasiere in arrivo al terminale. Tale struttura è installata in mare e dotata sulla parte superiore di tutti gli impianti necessari per effettuare la rigassificazione LNG il quale viene poi inviato attraverso una condotta dedicata in impianto on-shore.

Gli studi di ingegneria e l'ingegneria di dettaglio della struttura in cemento armato sono stati sviluppati a Houston (Texas), mentre gli studi di ingegneria dei serbatoi sono stati sviluppati tra Oslo (Norvegia) e Darlington (Inghilterra).

La fase di realizzazione del cemento armato è stata sviluppata nel cantiere Algeciras (Spagna) mentre i sistemi di integrazione sono stati acquistati in diversi paesi del mondo.

La realizzazione dei serbatoi è stata fatta in un cantiere in Hyundai (Corea) e successivamente sono stati trasportati via mare in Spagna e integrati nella struttura GBS.

Una volta completato il lavoro di integrazione, la struttura è stata rimorchiata via mare con cinque rimorchiatori dal sito Algeciras (Spagna) fino alla destinazione finale (Porto-Levante – Italia), dove era prevista una stazione sulla superficie del mare successivamente connesse alla condotta sottomarina attraverso la quale è possibile inviare il gas nella rete nazionale italiana.

Il terminale LNG nell'Adriatico è costituito da una struttura GBS lunga 180 m, larga 88 m e alta 47 metri, è composta da 95000 m³ di calcestruzzo armato.

La struttura conterrà due serbatoi interni in acciaio criogenico in grado di immagazzinare 250000 m³.

Dal 2002 D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta nel progetto per svolgere diverse attività. In particolare ha sviluppato:

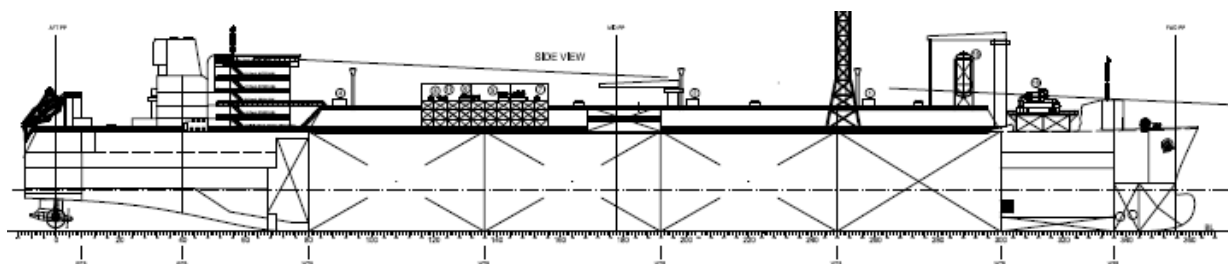
- ✓ identificazione e caratterizzazione del sito dove si sviluppa il progetto, indagine geofisiche e geotecniche, valutazione ambientali e disegni delle fondazioni. L'indagine geotecnica include 50 pozzi e il fondale PCPT, campionamenti e prove di laboratorio;
- ✓ Assistenza ambientale per la costruzione del terminale e per la posa della tubazione. Studi di impatto ambientale, al fine di valutare i potenziali impatti sull'ambiente durante la costruzione del terminale LNG;
- ✓ attività di supporto durante le procedure EIA, assistenza durante la procedura IPPC, consulenza ambientale durante le attività;
- ✓ analisi di traffico marino, compreso il calcolo del rischio di impatto tra navi in transito e navi di approvvigionamento e/o ormeggiate, valutando le energie di impatto, i potenziali rischi associati a perdita di contenimento e possibili effetti domino;
- ✓ terza parte indipendente per la revisione del progetto esecutivo delle strutture in cemento armato e metalliche del terminale finalizzate a rilasciare un certificato di conformità alla normativa italiana applicabile per la progettazione, fabbricazione e test di opere civili (legge 1086) e a supporto delle opere civili marittime per la loro verifica e test per i rilasci di concessione marittimi;
- ✓ servizi di consulenza a supporto del Team al fine di ottenere le autorizzazioni necessarie per l'installazione;
- ✓ ispezioni, attività di audit e sorveglianza finalizzate a verificare che l'impianto durante la costruzione e l'installazione sia fatto in conformità con il progetto e la normativa italiana per garantire un adeguato livello di affidabilità e qualità del progetto;
- ✓ prove di collaudo sulle apparecchiature critiche (esempio HP delle pompe);
- ✓ supporto e definizione requisiti di sicurezza, sviluppo del piano di sicurezza della zona del porto e corsi di formazione per il personale;

Le attività di supervisione e verifica dei diversi sistemi installati nel terminale sono stati eseguiti in diversi posti come per esempio Korea (serbatoi), Svezia (living quarter), Indonesia (strumentazione elettrica per gli edifici).

CHARLIE FSRU PMC (PGAS)

Il progetto Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (“PGN”) fornisce gas dal Sud Sumatera fino alla zona Ovest di Java attraverso Sumatera Sud. La condotta fornisce gas a vari clienti come centrali elettriche, industrie e altri consumatori.

Al fine di migliorare l'affidabilità e la fornitura stessa ai consumatori nella zona Ovest di Java è stata costruita un Unità di GNL galleggiante comprendente stoccaggio e rigassificazione.



Oltre alle attività di FEED Design, descritte più avanti, D’APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata incaricata anche come PMC per le successive fasi del progetto.

2 SELEZIONE DEL SITO/STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE PER PROGETTI GNL

TERMINALE GNL NEL PORTO DI MONFALCONE (Smart Gas S.p.A.)

La società SMART GAS S.p.A. (società di scopo che raccoglie grandi consumatori regionali del Friuli Venezia Giulia) intende realizzare all'interno dell'area industriale del porto di Monfalcone un Terminale per la ricezione, rigassificazione e distribuzione di Gas Naturale Liquefatto (GNL) di piccola taglia con lo scopo di aumentare la capacità di importazione del GNL in Italia, contribuendo alla diversificazione delle fonti energetiche e consentendo inoltre ai grandi consumatori regionali di stipulare contratti per la fornitura di gas a costi competitivi.

Tale progetto prevede l'implementazione di una filiera per il trasporto del Gas Naturale Liquido (GNL) a mezzo di navi metaniere sino al terminale di ricezione per lo stoccaggio, la rigassificazione del prodotto e la successiva immissione nella rete di trasporto nazionale. Il progetto prevede inoltre la possibilità di distribuire direttamente il GNL mediante l'utilizzo di navi (mini LNG tankers), autobotti e ferrocisterne.

Il Terminale avrà una capacità di rigassificazione di 800 milioni di Sm³/anno di gas naturale; inoltre, il progetto prevede la possibilità di stoccare e distribuire GNL liquido per ulteriori 1.33 MSm³/anno.

La capacità di stoccaggio di GNL è pari a 170000 m³; l'approvvigionamento dei quantitativi richiesti sarà garantito attraverso l'arrivo di navi metaniere di capacità massima di 125000 m³. Il progetto prevede la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a:

- ✓ consentire l'attracco delle navi metaniere e il trasferimento del prodotto liquido (GNL) dalle stesse ai serbatoi di stoccaggio attraverso tubazioni criogeniche;
- ✓ permettere lo stoccaggio, la rigassificazione e la misura del GNL prima della sua immissione in rete;
- ✓ distribuire il GNL attraverso operazioni di bunkering su imbarcazione ("terminal to ship"), camion ("terminal to truck") e rotaia ("terminal to rail").

La piattaforma di ricezione navi gasiere sarà progettata per lo scarico di gasiere fino alla capacità massima di 125.000 m³. Il terminale a terra prevede lo stoccaggio di GNL mediante l'utilizzo di due serbatoi a doppio contenimento totale, da 85.000 m³ l'uno.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta nel progetto per svolgere diverse attività, le principali sono:

- ✓ Attività preliminari alla Progettazione quali:
 - assistere il Cliente nella individuazione del punto di immissione nella rete nazionale gasdotti,
 - definire la taglia della nave di progetto (sia ai fini "marittimi" che di compatibilità dell'accosto),
 - effettuare il coordinamento con le integrazioni progettuali che saranno sviluppate nell'ambito della procedura di VIA (in corso) relative al progetto di dragaggio,
 - valutare e acquisire rapporti/relazioni/dati esistenti in merito a topografia, sottoservizi, caratterizzazioni geologiche/geotecniche e ambientali (qualità di suoli/sedimenti, rumore, ecc.) e altre informazioni utili per lo sviluppo del progetto,
 - redigere specifiche tecniche per la esecuzione di eventuali indagini ritenute necessarie,
 - discutere e condividere i limiti di batteria del progetto;
- ✓ Attività di Ingegneria:
 - studio metomarinario,
 - relazioni specialistiche quali la relazione geologica, idrogeologica e idraulica, la relazione sismica, la relazione geotecnica, lo studio preliminare di manovra e quello di ormeggio,
 - progettazione impiantistica, delle opere civili, delle opere a mare e delle aree di impianto;
- ✓ Assistenza all'Iter Autorizzativo.
 - Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità secondo D.Lvo 334/99 e s.m.i.,
 - Valutazione di Impatto Ambientale (VIA),
 - Assistenza in fase di procedura NOF,
 - Assistenza in fase di procedura VIA.

FEED DESIGN DI FSRU CHARLIE (PGAS)

Per il progetto Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (“PGN”), descritto in precedenza, D’APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta all’interno del progetto durante la fase FEED per svolgere diverse attività tra cui:

- ✓ Progettazione struttura navi e sistemi;
- ✓ Progettazione impianto di rigassificazione.

Il progetto proposto da D’APPOLONIA (ora RINA Consulting) prevede la fornitura di 170,000 FSRU con un impianto di rigassificazione installato con una capacità di 500 MMSCFD.

Il sistema utilizzerà un fluido intermedio e acqua di mare come fluido di riscaldamento.

La FSRU sarà ormeggiata ad una piattaforma di attracco che si trova a 20 km dalle coste Indonesiane. La nave è stata progettata per una futura riconversione a GNL.

Le attività sviluppate da D’APPOLONIA (ora RINA Consulting) per il progetto includono:

- ✓ Design basis;
- ✓ Concept selection;
- ✓ Filosofie di progettazione;
- ✓ Descrizione del processo e filosofia operativa;
- ✓ Instrumented flow diagrams;
- ✓ Valutazione del rischio;
- ✓ Disegni della nave;
- ✓ Disegni del Topside;
- ✓ Lista apparecchiatura e descrizione dei macchinari;
- ✓ Etc.

BASIC DESIGN TERMINALE GNL REVITHOUSSA (DESFA - Hellenic Gas Transmission System Operator S.A.)

L'espansione del terminale criogenico GNL Revithoussa aumenterà la velocità massima sostenibile del gas a 1400 Nm³/h (con un picco pari a 1650 Nm³/h).

Il terminal esistente è costituito da un molo, due serbatoi di stoccaggio più uno in costruzione, apparecchiature per la rigassificazione e apparecchiature per l'invio. Il terminale è situato in un'isola a ovest di Atene e al momento gestisce tra 0.51 e 0.68 miliardi di metri cubi di gas all'anno, fornito da Sonatrach Algeria.

Il progetto di espansione analizzerà le potenziali interfacce non solo con l'esistente terminale GNL, ma anche con il terzo serbatoio in costruzione.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) effettuerà:

- ✓ Basic Engineering Design;
- ✓ Studi di valutazione di impatto ambientale e sociale;
- ✓ Studi di sicurezza.



BASIC DESIGN ACCOSTO E DEPOSITO COSTIERO GNL A ORISTANO (Edison S.p.A.)

Il progetto prevede la realizzazione di un deposito costiero di piccola taglia (capacità di 10,000 m³) nell'area portuale di Oristano. Il GNL sarà approvvigionato da gasiere di piccola taglia (capacità tra 7,500 e 27,500 m³) e sarà distribuito attraverso bettoline (capacità da 2,000 m³) e camion. I volumi di GNL saranno di 520,000 m³/anno.

Il nuovo Terminale sarà ubicato nel porto di Oristano, in un'area al momento non interessata da attività portuali e industriali. Ormeaggio e accosto saranno garantiti attraverso l'installazione di una nuova infrastruttura marittima.

Lo stoccaggio sarà costituito da 7 serbatoi orizzontali di tipo "full containment" di tipo C da circa 1,500 m³ ciascuno. Il BOG sarà gestito attraverso generazione di energia elettrica e un sistema di motori Stirling (parziale reliquefazione del Boil-Off Gas).

Le principali attività effettuate da RINA Consulting includono:

- ✓ FEED design del Terminale (opera a mare attrezzata con bracci di carico e ritorno vapori, stoccaggio, gestione BOG, altri equipment, baie di carico, palazzine e viabilità). La progettazione ha incluso PFDs e P&IDs, equipment list, heat and material balance, layout, progettazione dell'opera marittima), ingegneria civile, mechanical e piping, parte elettrica e I&C;
- ✓ Scheda di progetto e stima costi ($\pm 20\%$);
- ✓ Studi specialistici (meteo, manovra, ormeaggio);
- ✓ Studio di Impatto Ambientale;
- ✓ Rapporto Preliminare di Sicurezza;
- ✓ HAZOP.

RINA Consulting ha inoltre supportato Edison durante il processo autorizzativo.

BASIC DESIGN DEPOSITO COSTIERO GNL A PORTO TORRES (Consorzio Industriale Provinciale di Sassari)

Il progetto prevede la realizzazione di un deposito costiero di piccola taglia (capacità di 10,000 m³) nell'area portuale di Porto Torres. Il GNL sarà approvvigionato da gasiere di piccola taglia (capacità massima di 20,000 m³) e sarà distribuito attraverso camion (in forma liquida) e via condotta o CNG (in forma gassosa).

Lo stoccaggio sarà costituito da 7 serbatoi orizzontali di tipo "full containment" di tipo C da circa 1,000 m³ ciascuno.

Le principali attività effettuate da RINA Consulting includono il basic design del Terminale (bracci di carico e ritorno vapori, stoccaggio, gestione BOG, altri equipment, baie di carico, stazione di rifornimento LNG e CNG, sistema di vaporizzazione e stazione di misura gas, palazzine e viabilità), con particolare riferimento a:

- ✓ PFDs;
- ✓ equipment list;
- ✓ layout;
- ✓ mechanical e piping;
- ✓ ingegneria elettrica e I&C.

SVILUPPO DI UN TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE DI GNL PER ALIMENTARE GAS A IMPIANTO DI PRODUZIONE ENERGIA (EET – *Énergie Electrique de Tahadart*, joint-venture of *Endesa, Siemens and One*)

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) ha sviluppato uno studio di fattibilità e progettazione preliminare di base per lo sviluppo di un terminale di rigassificazione di GNL per alimentare GAS a impianto di produzione energia.

Le attività sono state divise in due parti:

- ✓ concept selection e studio di fattibilità, per individuare, tra le varie opzioni possibili, la soluzione migliore in base alle caratteristiche locali e agli obiettivi del progetto (Fase 1);
- ✓ progettazione a di base per la soluzione prescelta. L'attività ha incluso la progettazione di infrastrutture civili, l'impianto di rigassificazione e FSRU.



I Servizi offerti inclusi nelle attività sono riportati di seguito:

- ✓ concept selection;
- ✓ studio meteomarinario;
- ✓ raccolta e analisi delle informazioni geotecniche;
- ✓ rilievo batimetrico;
- ✓ progettazione preliminare del molo, pontile e della piattaforma off-shore;
- ✓ progettazione di base degli impianti di processo e FSRU;
- ✓ simulazioni movimentazioni navi;
- ✓ simulazioni logistiche;
- ✓ stima CAPEX / OPEX, pianificazione del progetto (calcolo tariffa di rigassificazione, modello finanziario, progetto del bilancio).

STUDIO DI FATTIBILITÀ PER DISTRIBUZIONE GNL DAL TERMINALE DI PANIGAGLIA (Snam)

Il Terminale GNL di Panigaglia (di capacità di rigassificazione di 3.6 GSm³/anno) sta valutando l'opportunità di distribuire GNL in forma liquida attraverso bettoline e camion (via strada o tramite chiatta). La JV D'APPOLONIA S.p.A. (ora RINA Consulting) – Tractebel Engineering S.r.l. si è aggiudicata lo sviluppo di uno studio di fattibilità tecnica e economica per verificare la possibilità di garantire la distribuzione del GNL.

RINA Consulting (JV Leader) ha sviluppato:

- ✓ l'analisi della vita residua del pontile di accosto delle navi gasiere; le attività hanno incluso una campagna di indagine delle tubazioni di trasferimento e della struttura in cemento armato e la definizione dei principali interventi per l'estensione della vita utile;
- ✓ studio di fattibilità tecnica e economica per verificare la possibilità di garantire la distribuzione del GNL attraverso bettoline. Lo scopo del lavoro ha incluso la valutazione di differenti soluzioni, il design preliminare dei principali interventi per consentire l'ormeggio delle bettoline, la stima di tempi e costi e lo sviluppo del pacchetto di gara per la successiva ingegneria;
- ✓ studio di fattibilità tecnica e economica per verificare la possibilità di garantire la distribuzione del GNL attraverso camion su chiatta. Lo scopo del lavoro ha incluso la scelta del sito ove realizzare l'accosto, l'analisi di differenti soluzioni, il design preliminare della struttura, la stima di tempi e costi e lo sviluppo del pacchetto di gara per la successiva ingegneria;
- ✓ l'analisi dei vincoli territoriali e ambientali associati all'iniziativa;
- ✓ la definizione del percorso autorizzativo in materia di sicurezza e ambiente;
- ✓ studio di pre-fattibilità tecnica e economica per installare un deposito costiero di piccola taglia (capacità di 5,000 m³ mediante serbatoi full containment da 1,000 m³) in aree portuali. I depositi sarebbero alimentati da bettoline da 6,500 m³ di capacità per successiva distribuzione a mezzo camion. Le attività hanno incluso la scelta dei siti all'interno dei porti (in funzione dei vincoli territoriali e ambientali presenti), la progettazione preliminare degli interventi, l'analisi di rischio preliminare e la stima di tempi e costi.

STUDIO DI FATTIBILITÀ FSRU SUDA (Strategic Urban Development Alliance LLC)

Togo, Benin and Ghana, stati membri del ECOWAS, negli ultimi anni hanno accelerato lo sviluppo del loro settore energetico. Questo sviluppo accelererà nei prossimi 10 anni e formerà le basi del piano di sviluppo in questi tre stati.

Il settore energetico ha beneficiato del completamento di una condotta sottomarina che ha la portata massima di 450 milioni di $\text{sm}^3/\text{giorno}$, proveniente dalla vicina Nigeria. Il gas naturale risulta significativamente la fonte di energia con il minor costo, in confronto alle fonti di energia utilizzate in questo momento provenienti da carburanti liquidi provenienti dal petrolio.



Attualmente la fornitura attuale di gas sottomarino non è sufficiente a garantire la crescita di domanda prevista per il periodo 2011-2020, periodo nel quale entreranno in funzione nuovi impianti di produzione dell'energia.

Capacità di trasporto inadeguate limiteranno la potenziale crescita dei tre paesi. È quindi essenziale identificare nuove possibili fonti di approvvigionamento gas per il medio lungo periodo.

Solo per il Ghana, la crescita degli impianti di produzione gas risulterà, dal 2015 in avanti, un consumo medio annuale di 485 milioni di $\text{sm}^3/\text{giorno}$. Questa domanda è dovuta unicamente agli impianti situati nei siti costieri di Takoradi (285 milioni di $\text{sm}^3/\text{giorno}$) e Tema (200 285 milioni di $\text{sm}^3/\text{giorno}$). La domanda prevista eccede la capacità massima di trasporto della WAGP.

Conseguentemente uno degli obiettivi del WAPP è l'identificazione di nuove potenziali fonti di approvvigionamento del gas in grado di far fronte alla domanda del settore della produzione di energia, ad un costo competitivo.

Lo scopo del progetto è installare una Floating Storage Regasification Unit (FSRU) al largo delle coste del Ghana che possa soddisfare alle necessità degli impianti di produzione energia di Takoradi e Tema, e a lungo termine quella degli altri stati membri dell'ECOWAS. È inoltre importante notare che la FSRU sarà connessa alla condotta sottomarina WAGP, aumentando la capacità di trasporto e la flessibilità dell'intero sistema.

In particolare il progetto:

- ✓ aumenterà le capacità di prelievo gas del WAGP;
- ✓ provvedere ad una conveniente e flessibile soluzione per approvvigionare gas gli impianti di produzione gas, favorisce la sicurezza e la ridondanza della fornitura di gas naturale al WAGP e la possibilità di connessioni dirette di prelievo;
- ✓ aiutare ad eliminare la sovra dipendenza da combustibili liquidi alternativi per la produzione dell'energia;
- ✓ aiutare a eliminare gli impatti negativi sull'ambiente gli impianti di produzione energia che usano combustibili liquidi;
- ✓ permettere un utilizzo di LNG rapida, sicuro e conveniente rispetto alle convenzionali infrastrutture terrestri.

Sono state sviluppate le seguenti task.

- ✓ Studio di fattibilità tecnico economica (TEFS);
- ✓ Concept selection (sono state considerate diverse opzioni, inclusi terminale onshore, FSRU and FSU);

- ✓ Studio Meteo-marine;
- ✓ Comparazione di località alternative;
- ✓ Flow assurance study;
- ✓ Simulazione logistica;
- ✓ Progettazione preliminare per il lavoro civili;
- ✓ Stima CAPEX e OPEX;
- ✓ Modello finanziario.

TERMINALE GNL OFFSHORE FALCONARA (api Nòva Energia)

Il Progetto consiste in un Terminale GNL al largo offshore alla raffineria di Falconara, con una capacità di 5 milioni di metri cubi per anno. Il progetto userà una piattaforma SPM già esistente, 16 km al largo della costa, connessa alla costa per mezzo di una condotta sottomarina.



D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta nel progetto per sviluppare i seguenti servizi:

- ✓ Concept selection;
- ✓ Studio Meteorologico;
- ✓ Simulazioni di movimentazione della nave;
- ✓ Tenuta in mare e studio di ormeggio;
- ✓ Simulazione logistica;
- ✓ Analisi di rischio;
- ✓ Supporto durante la fase autorizzativa;
- ✓ Consulenza durante la gestione del progetto in fase di FEED;
- ✓ Sviluppo modello di previsioni meteo a breve scadenza.

GNL DEL PLATA – PROGETTO FSRU (Foster Wheeler Iberia S.A.U.)

Il progetto ha lo scopo di installare un terminale FSRU nell'area offshore al Rio del Plata.

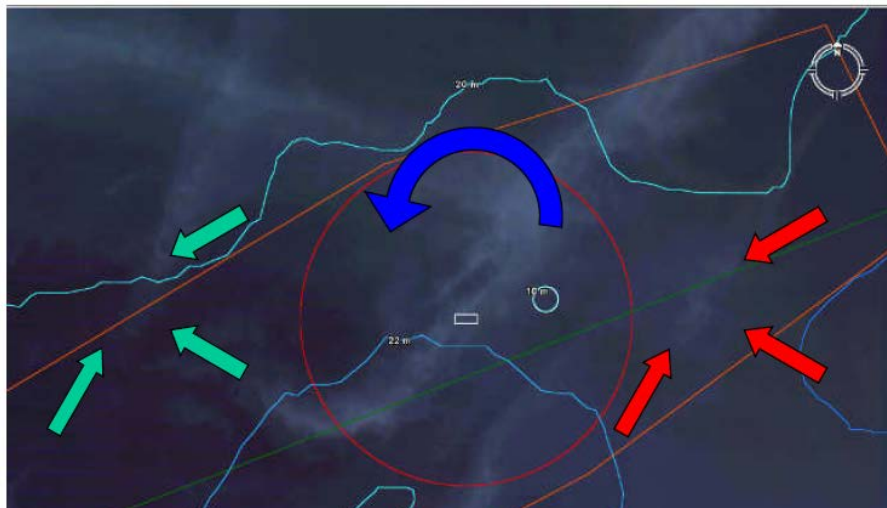


Per questo progetto è stato richiesto a D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) di:

- ✓ fornire esperienza tecnica nello scarico di GNL da nave a nave in mare aperto;
- ✓ verificare e validare uno studio meteomarinario esistente;
- ✓ sviluppare analisi sulla tenuta in mare e studio di ormeggio e valutazione preliminare della disponibilità di gas per le operazioni di trasferimento da nave a nave.

TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE NEL GOLFO DI TRIESTE (Terminal Alpi Adriatico S.r.l.)

Lo scopo del progetto è realizzare un Terminale GNL offshore nel golfo di Trieste.



Per questo progetto è stato richiesto a D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) di supportare il cliente nella fase autorizzativa, facendo in particolare riferimento a:

- ✓ sicurezza (Studi di modellazione e incontri con l'autorità portuale);
- ✓ sviluppo di studi meteomarini;
- ✓ studi di manovra, per garantire un approdo sicuro delle navi gasiere al Terminale;
- ✓ studi per verificare la disponibilità e l'operabilità del terminale GNL.

STUDIO DI FATTIBILITÀ PER TRE RIGASSIFICATORI (ANTAM)



ANTAM è una compagnia Indonesiana che detiene diverse miniere nell'area Indonesiana. Queste miniere necessitano di energia elettrica, che non può essere presa dalle aree circostanti (le miniere sono posizionate su isole).

Una possibile soluzione è costruire 3 FSRU di piccola taglia per ricevere e rigassificare GNL che possa essere utilizzato per alimentare turbine a gas installate in sito e generare energia elettrica.

Lo studio effettuato da D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) ha avuto lo scopo di definire:

- ✓ le posizioni migliori per installare il molo e le infrastrutture per la produzione di energia;
- ✓ la soluzione migliore tra FSRU e stoccaggio a terra, considerando sia i costi che le tempistiche di realizzazione;
- ✓ influenza del costo del gas, costo dei prestiti e dei cambi della domanda di gas;
- ✓ la migliore tecnologia per effettuare la rigassificazione (ORV, IFV, ecc.);
- ✓ la catena logistica.

PROGETTO GNL GORGON (GE Oil & Gas)

Progetto di dettaglio multidisciplinare per 5 moduli di produzione energia da 100 MW GT:

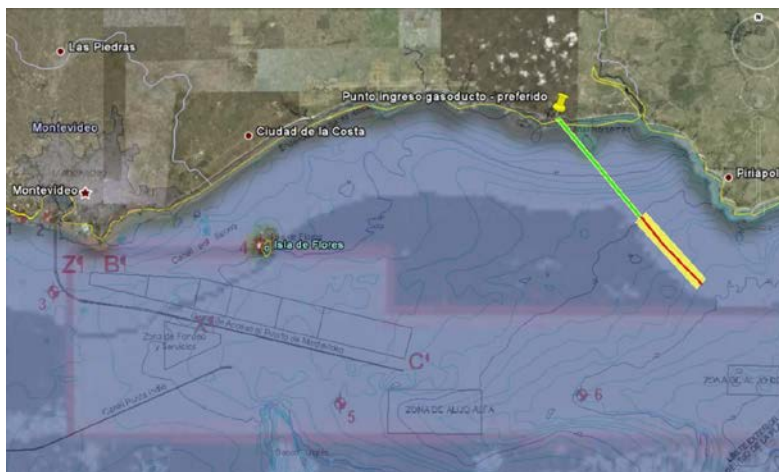
- ✓ Progettazione di dettaglio per strutture in acciaio;
- ✓ Studio vibrazioni;
- ✓ Studio aree pericolose;
- ✓ Progettazione di dettaglio delle tubazioni;
- ✓ Progettazione elettrica di dettaglio;
- ✓ Modellazione 3D;
- ✓ Assistenza durante la realizzazione delle strutture metalliche;
- ✓ Studio delle fasi costruttive.



3 PROGETTAZIONE PIPELINES

GNL DEL PLATA –FEED DI UNA PIPELINE (Gas Sayago S.A.)

Il progetto prevede l'installazione di una pipeline di 20" lunga 16 km divisa in una parte offshore in acque poco profonde e una parte onshore fino alla connessione con la rete nazionale (Gasdotto "Cruz del Sur").



Nell'ambito di questo progetto, D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) in JV ha sviluppato il progetto in fase FEED per:

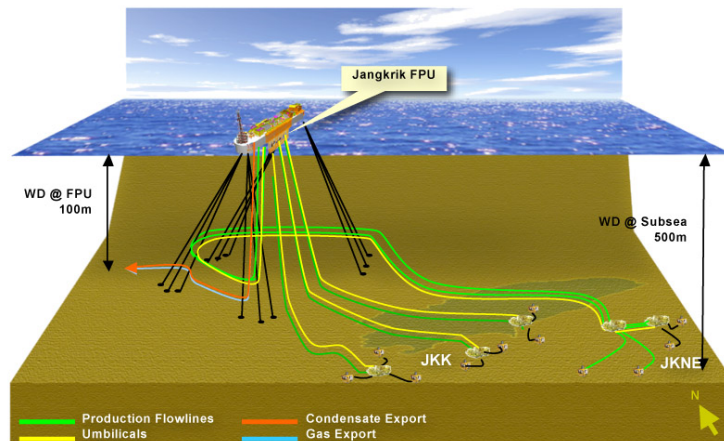
- ✓ gas riser;
- ✓ pipeline offshore di 3 km;
- ✓ approdo HDD;
- ✓ pipeline onshore di 13 km;
- ✓ stazione di controllo e misurazione;
- ✓ "tie-ins".

STUDIO PRE-FEED JANGKRIK INDONESIA (ENI Muara Bakau)

Il giacimento Jangkrik è un giacimento di gas scoperto nel Marzo 2009. Il campo si trova approssimativamente a 70 km della costa, nell' Area Muara Bakau, Stretto di Makassar (offshore Borneo Indonesia), a una profondità che oscilla tra 250 e 500 m.

Eni, attraverso una sua base in Indonesia, gestisce il PSC Muara Bakau PSC con una quota del 55%, in joint venture con GDF Suez, che detiene la restante quota del 45%.

Le attività di progettazione in corso mirano a definire le caratteristiche ottimali del sistema necessarie per sfruttare la riserva di gas scoperta nel marzo 2009. Il giacimento si trova a circa 70 Km dalla costa del Borneo (Indonesia) a una profondità di circa 500m.



Lo scopo del lavoro riguarda lo sviluppo del progetto preliminare di ingegneria della fase Pre-FEED e l'emissione della documentazione necessaria per la corretta esecuzione della gara indetta da ENI Indonesia per aggiudicarsi il lavoro di progettazione e costruzione delle opere.

Il lavoro comporta diverse lavori interessanti, legati soprattutto alla installazione di apparecchiature a profondità elevate, con fondali geomorfologicamente tumultuosi molto ripidi tra la costa e gli impianti off-shore. Gli studi sono effettuati utilizzando un software altamente specializzato.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting), come parte di una JV, è stata coinvolta nel progetto per la fase di pre-FEED del gasdotto.

SANKOFA& YE NYAME BASIC DESIGN OF SPCS AND URF SYSTEM (ENI S.p.A.)

Il Blocco OCTP (Offshore Cape Three Points) è situato Offshore nella acqua al largo del Ghana a una profondità di 600-900 metri e a circa 60 km di distanza della costa. Il Blocco OCTP è regolato da un Petroleum Agreement firmato il 15 Marzo 2006 tra la Repubblica di Ghana (Ministero di Energia) e il gruppo Contractor, composto da:

- ✓ Eni Ghana E&P Limited P.I. = 47.22%; W.I. (expl. phase) = 55.56%
- ✓ Vitol Upstream Ghana Limited P.I. = 37.78%; W.I. (expl. phase) = 44.44%
- ✓ GNPC P.I. = 15%; W.I. (expl. phase) = 0%

Il primo periodo di esplorazione è durato 7 anni e un secondo periodo di esplorazione è scaduto il 14 Marzo 2013. La commercializzazione delle scoperte di gas è stata dichiarata e approvata mentre, nel momento della scrittura del report (primo semestre 2013), è stata richiesta una estensione della fase di valutazione per la parte olio, in particolare per la perforazione del pozzo Sankofa Est 3A.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) ha fatto parte del gruppo di ingegneria che ha sviluppato il "design basic" delle condotte sottomarine.

FEED VEGA B PROJECT E FEED REVAMPING VEGA (Edison S.p.A.)

Il Campo di olio "Vega" è situato nel Mar Mediterraneo, a circa 25 km di distanza dalla costa meridionale della Sicilia da Pozzallo e Marina di Ragusa, ad una profondità di circa 130 m. Il Campo di olio "Vega A" è attivo dal 1987; Il campo Vega B, localizzato nella direzione nord-ovest da "Vega A", non è stato ancora sviluppato.

Il Campo di olio "Vega" sta attualmente producendo da una Piattaforma esistente chiamata "Vega A", dove l'olio prodotto è trattato nella Piattaforma e diluito per impedire la solidificazione e facilitare il trasporto verso la FSO "Leonis", attraccata a una boa (SPM) situata circa 2,5 km della Piattaforma.

Il Campo "Vega B" è stato scoperto nel 1981, con i primi pozzi esplorativi (Vega 1 e Vega 1 deep, in 1992) nel 1982 sono stati scoperti i pozzi Vega 2 e Vega 3 che hanno determinato le caratteristiche e la potenzialità del campo satellite.

Entrambi campi sono all'interno della concezione C.C6.EO operata da Edison Spa (Edison operatore al 60%, Eni 40%) attraverso un distretto operativo basato a Siracusa.

Al momento, "Vega A" produce intorno a 2,900 barili / giorno (Febbraio 2012) di olio con una densità di 15.4° API attraverso di 18 pozzi.

Edison Spa. ha effettuato studi di selezione e fattibilità in modo da valutare la configurazione più vantaggiosa per sviluppare il Campo "Vega B".

La configurazione prevista prevede una nuova piattaforma di perforazione ad una profondità di circa di 130 m; la produzione dalla Piattaforma "Vega B" sarà inviata a "Vega A" attraverso la nuova condotta sottomarina isolata di 4".

La produzione ottenuta (Vega B olio + diluente) sarà ricevuta sulla piattaforma Vega A, dove sarà miscelata con la produzione Vega A e il mix verrà trattato per mezzo delle strutture esistenti.

La miscela trattata viene poi inviata al FSO attraverso una nuova condotta sottomarina dedicata per l'esportazione che sostituirà la condotta sottomarina esistente.

Sulla piattaforma Vega A sono previste alcune modifiche al fine di adeguare le strutture esistenti ai nuovi profili di produzione.

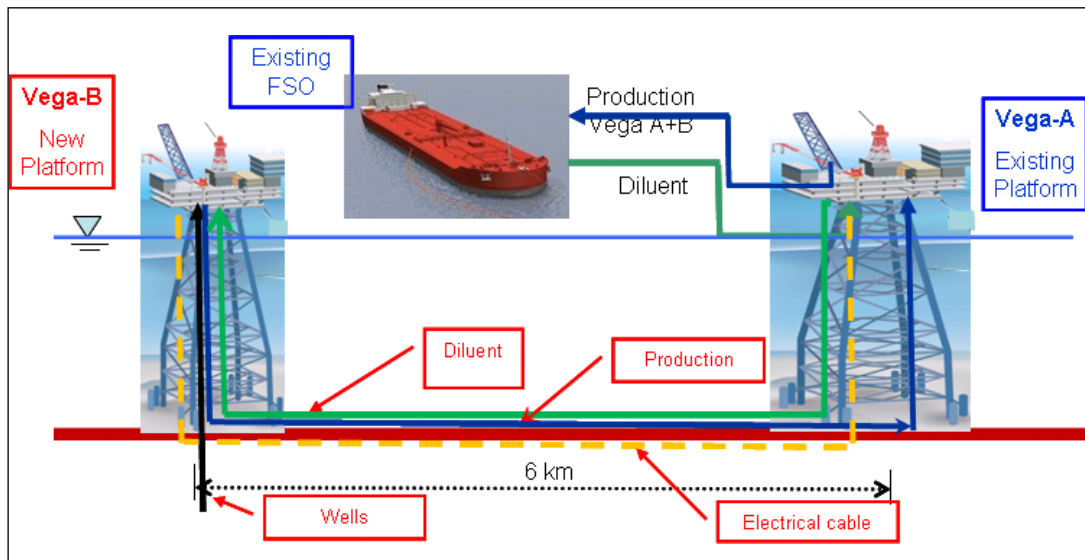
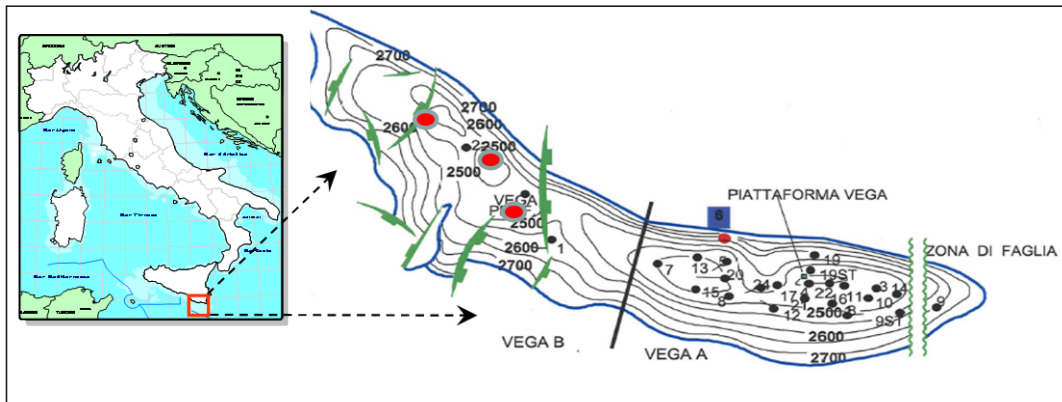
D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta in questo progetto durante la fase FEED, svolgendo le seguenti attività:

- ✓ Validazione dello Studio Geotecnico esistente sulla localizzazione di "Vega B":
 - Analisi dei dati geotecnici disponibili relative al Campo "Vega" e valutazione della validità della sua estrapolazione al campo "Vega B" dove la nuova Piattaforma è prevista,
 - Revisione delle specifiche di Progetto,
 - Aggiornamento e revisione delle principali specifiche di progetto prima della fase di FEED.

L'attività è finalizzata a verificare la certificazione necessaria in conformità con le sezioni dell'impianto o lavori che hanno un impatto diretto nel processo. La verifica e approvazione include i documenti prodotti per il FEED Contractor inerenti alle seguenti discipline:

- Procedure di installazione e procedure logistiche offshore,
 - Strutture e Fondazioni,
 - Relazione dei calcoli relativi alle condotte sottomarine,
 - HSE e Sicurezza;
- ✓ D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) ha emesso un rapporto riguardante la configurazione generale del sistema di trasferimento di fluido e la valutazione tecnica dei componenti che collegano la Piattaforma "Vega A" alla FSO "Leonis". La prima parte del rapporto è dedicata alla descrizione dei componenti che Edison intende riutilizzare (risers, PLEM, J-tubes). Nella seconda parte, il riutilizzo è analizzato considerando le condizioni reali degli elementi e una lista di interventi operativi è riportata;
 - ✓ una analisi strutturale e di fattibilità di installazione/fabbricazione per la Torre Riser Vega A:
 - lo sviluppo del Campo "Vega" consiste nella installazione di una nuova Piattaforma chiamata "Vega B" collegata alla "Vega A" mediante tre (3) pipelines (risers) e due cavi elettrici, è prevista anche una struttura di supporto.

Progetto preliminare e procedure generali per costruzione e studio di installazione offshore.



HFO OFFLOADING PIPELINE DESIGN (Athena SA)

Athena SA è stata responsabile della costruzione e delle installazioni di scarico di fuel oil pesante (HFO) per le centrali elettriche situate nelle isole di Rhodes e Linoperamata.



Come parte del progetto, D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) ha fornito la progettazione geotecnica, meccanica e civile dei PLEMS, condotte sottomarine di scarico HFO e opere civili per la connessione con i servizi di terra.

Il progetto ha richiesto l'applicazione della tecnologia heated pipe-in-pipe. Sono state fornite specifiche, disegni costruttivi e smaltimento materiali.

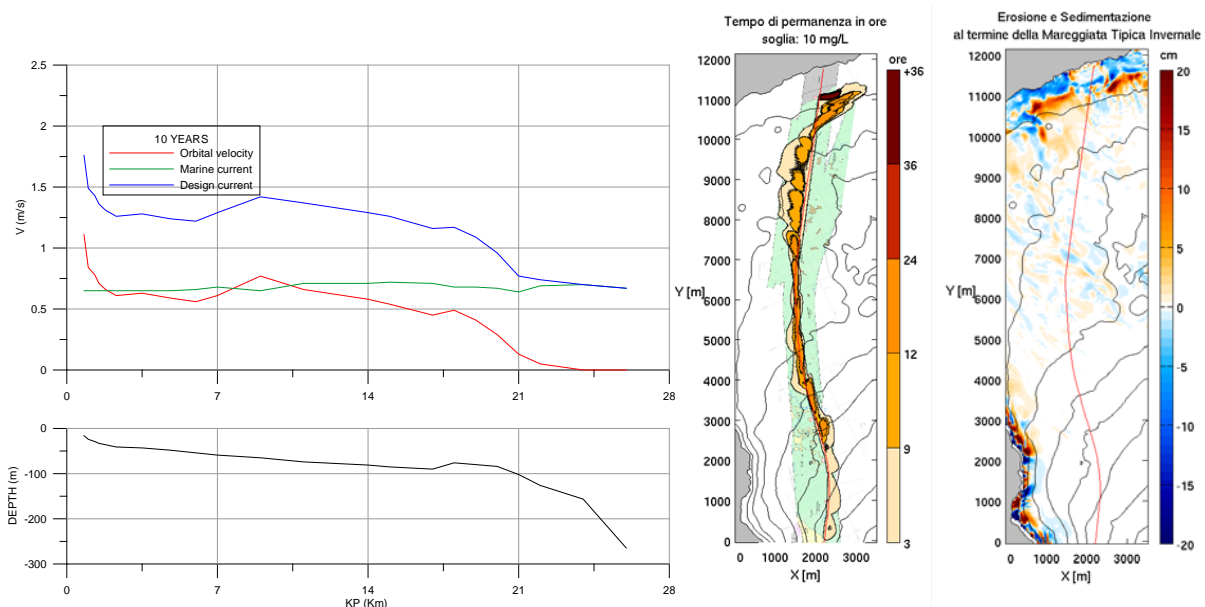
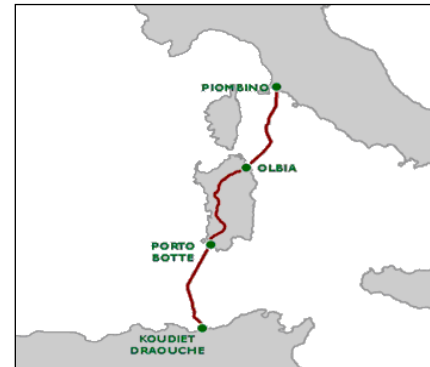
GALSI PIPELINE (JPK Ltd – GALSI)

Il gasdotto sottomarino Galsi collegherà Koudiet Draouche (Algeria) e Piombino (Toscana, Italia) passando sull'isola della Sardegna (Italia). La prima sezione della pipeline avrà una lunghezza di 285 km. La sezione sarda avrà approssimativamente una lunghezza di 300 km, collegando Porto Botte (sud) e Olbia (nord). La sezioni offshore, tra Sardegna e Piombino nella Toscana, è lunga circa 280 km.

Durante il Progetto, particolare attenzione è stata posta nella selezione dei percorsi più adatti e nella zona di avvicinamento alla costa, così come la area di approccio alla costa, in modo da evitare l'impatto ambientale sulla costa e sulla *Posidonia Oceanica*, la quale è presente nelle zone costiere tra la Sardegna e la Toscana.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta in questo progetto tramite diverse attività, principalmente:

- ✓ raccolta ed estrapolazione dei dati delle onde, del livello del mare e correnti nelle aree offshore;
- ✓ valutazione dei parametri meteoceanici tipici ed estremi lungo i diversi percorsi delle condotte sottomarine;
- ✓ valutazione delle onde e correnti estreme nelle diverse zone costiere (Algeria, Sardegna, Toscana);
- ✓ analisi delle dinamiche costiere nei diversi approcci alla costa;
- ✓ caratterizzazione meteoceanica ed ambientale delle aree finali di approccio alla costa;
- ✓ schematizzazione dettagliata (ogni 5 m) delle aree per l'applicazione dei modelli;
- ✓ simulazioni dell'attuale regime con un modello idrodinamico;
- ✓ simulazioni delle propagazioni delle onde con un modello numerico spettrale;
- ✓ simulazione della dinamica costiera con un modello morfodinamico in 3D;
- ✓ simulazione della concentrazione di sedimenti sospesi lungo il percorso e le aree circostanti a causa delle diverse tecniche di scavo;
- ✓ valutazione del tempo tipico per superare diverse concentrazioni di soglia;
- ✓ valutazione delle aree di deposito dei sedimenti e dello spessore dello strato;
- ✓ valutazione dell'impatto sulla *Posidonia Oceanica* lungo i percorsi della condotta sottomarina;
- ✓ preparazione di un programma di monitoraggio per ottimizzare le attività di scavo.



Inoltre D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata coinvolta nella valutazione dei georischi della condotta di gas per le fasi Pre-FEED e FEED. La pipeline GALSI (passando attraverso il Mare Mediterraneo) trasporterà gas naturale da Algeria a Sardegna, e poi attraverso la terraferma in territorio italiano.

La profondità massima per la sezione sottomarina della linea raggiungerà i 2900 m.

D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata responsabile della:

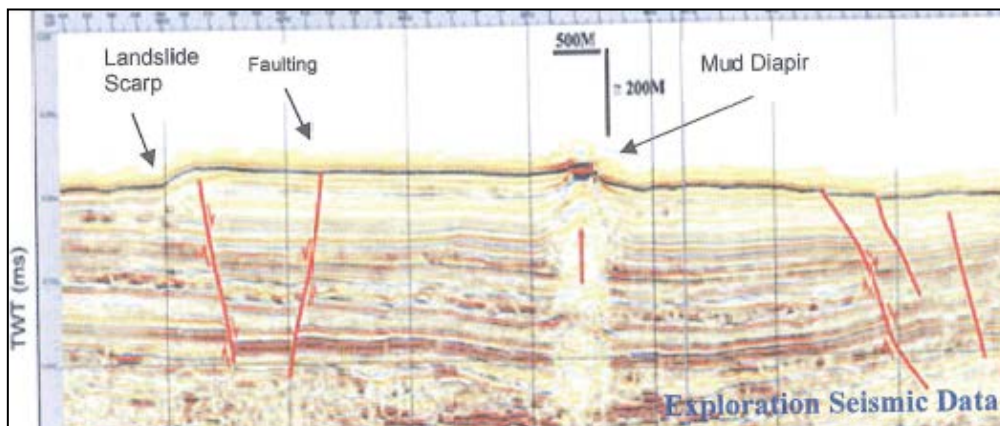
- ✓ valutazione dei georischi onshore nella fase Pre-FEED;
- ✓ valutazione dei georischi offshore per oltre 530 km di percorso sottomarino per le fasi Pre-FEED e FEED.

I risultati dello studio Pre-FEED hanno permesso l'instradamento iniziale dello studio e hanno mirato successive investigazioni geotecniche/geofisiche.

La valutazione dei georischi della fase FEED è stata focalizzata nella quantificazione delle frequenze dei potenziali eventi di georischio e le ulteriori conseguenze sulla pipeline.

PIPELINE OFFSHORE ABRUZZO (Sorgenja)

Studio di pre-fattibilità per il gasdotto offshore (High load LNG) alla Centrale on-shore in Abruzzo facente parte della rete nazionale di gas.



Il lavoro ha incluso:

- ✓ valutazioni geologiche, geotecniche e sismiche per le zone off-shore e on-shore.
- ✓ Studio idraulico preliminare;
- ✓ selezione preliminare del percorso;
- ✓ ingegneria per la parte “shore approach”.

Gli studi forniti da D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) includono anche una valutazione preliminare di impatto ambientale e uno studio basato sulla valutazione del minor impatto territoriale ed ambientale dovuto alla scelta dei diversi percorsi, in base anche ai vincoli territoriali.

IMPIANTO DI PRODUZIONE ENERGIA E INTERCONNESSIONI – SALERNO (Ansaldo Energia)

Nell'ambito della costruzione di una Centrale elettrica a ciclo combinato di 800 MW vicino a Salerno (Italia), è stata realizzata una condotta per la fornitura di gas lunga 37 km.



A causa dei vincoli topografici, il gasdotto dovrebbe attraversare un terreno molto difficile. D'APPOLONIA (ora RINA Consulting) è stata chiamata per fornire:

- ✓ verifica del percorso;
- ✓ lavori civili;
- ✓ stabilizzazione del pendio;
- ✓ meccanica/idraulica/processo;
- ✓ strumentazione e armonizzazione con il nuovo disegno.



RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via San Nazaro, 19 - 16145 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.

Project reference: EGE Biogas Liquefaction

| 1 Name and address | | |
|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Name of client body or company | CAMBI GROUP AS | |
| Street | Skysstasjon 11A | |
| Postcode & town | 1383 Asker, NORWAY | |
| Contact person | Åge Rasmussen | |
| Telephone number | +47 66 77 98 00 | |
| Industry/sector | Construction of waste-to-energy plants | |
| 2 General information | | |
| Start date | January 2012 | |
| End date | November 2013 | |
| Description of project | End client is EGE (Waste-to-Energy Department of the Municipality of Oslo) who wants to recycle food waste from Oslo into renewable energy (Bio-LNG). CAMBI was to build a complete biogas production plant with biogas liquefaction plant. CAMBI subcontracted Wärtsilä Oil & Gas Systems AS to fulfil the biogas liquefaction system (including the necessary sub-systems). EGE sells the Bio-LNG for fuel of public buses in Oslo. | |
| 3 Description of project/service | | |
| 3.1 | Scope | <ul style="list-style-type: none"> · Biogas Compression Skid (using reciprocating compressor, from 6 bar to 30 bar). · Biogas upgrading unit (using mole sieve adsorption process, to remove 2.5% mole CO₂ to 50 ppm CO₂ in the biogas). · Liquefaction unit (using Wärtsilä Mixed Refrigerant technology, with capacity of 441 kg/hour Bio-LNG production) · Bio-LNG storage with steel bullet tank (gross volume 180 m³) · Truck loading facility (cryogenic pump with capacity of 600 liter/minute, with operational panel for truck driver and necessary filling hoses) · Control and measuring system for the whole plant, with remote access to the Human Machine Interface (SCADA). |
| 3.2 | Nature and functionality | Wärtsilä Oil & Gas Systems AS (WOGS) designed/engineered, procured, and constructed Biogas Polishing Plant (upgrading unit), Biogas Liquefaction Plant, LBG Storage, and Truck Loading Facility. The plants were prefabricated and were delivered to the site. The client (CAMBI) performed the installation. WOGS finally commissioned the whole scope of the project. |
| 4 Skills used | | |
| 4.1 | Quality and ability to control project costs | Total invoice sent to CAMBI including variation order deviates less than 5% from original contract value. |
| 4.2 | Quality and ability to remain within the project schedule | Mechanical completion of the plant was finished as per schedule. |
| 4.3 | Quality of workmanship | Equipment delivered meet the specification |
| 4.4 | Professionalism and management qualities | Wärtsilä Oil & Gas Project team handled risks during the project well, in the sense that the client had minimum exposure to those risks. Reference also to Business Process model and ISO 9001:2008 certification for Quality Management System. |
| 4.5 | Quality of the completion process | Reference to Business Process model and ISO 9001:2008 certification |
| 4.6 | Communication, explanation of risks and documentation | Wärtsilä Oil & Gas Project team were quick and responsive, very good document handling, made the project execution very smooth. Reference to Business Process Model specially Change Control management. |
| 4.7 | Safety requirements | Reference to Business process Model. Mandatory internal audits and design reviews. As required, HAZID, HAZOP and SIL workshops were performed. Wärtsilä Oil & Gas is certified ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, and OHSAS 18001:2007. |

Project reference Sköldvik Pipeline Gas Liquefaction

| | | |
|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 Name and address | | |
| Name of client body or company | GASUM Oy | |
| Street | Miestentie 1 | |
| Postcode & town | FIN- 02151 Espoo (FINLAND) | |
| Contact person | Jani Hautaluoma | |
| Telephone number | +35 8404860307 | |
| Industry/sector | Energy Trade, Transmission Services, Energy Services and LNG. | |
| 2 General information | | |
| Start date | September 2008 | |
| End date | July 2010 | |
| Description of project | <p>Gasum Oy wished to replace an existing LNG plant owned by AGA at Sköldvik with a new plant. The production capacity needed to be raised from 1 t/hour to 2,3 t/hour while reducing LIN consumption by approx. 30%.</p> <p>The plant is used as a back-up facility during pipeline shut down. Therefore the tank capacity is 2100 m³ (3x700 m³), approximately equal to 895 tons of LNG.</p> | |
| 3 Description of project/service | | |
| 3.1 | Scope | <p>Gas upgrading unit (using mole sieve adsorption process, to remove CO₂ to 50 ppm and H₂O to 1 ppm).</p> <ul style="list-style-type: none"> · Liquefaction unit (using liquid N₂ as refrigerant with capacity of 2,3 tons/hour LNG production) · LNG storage with steel bullet tank (3 × 700 m³). Storage capacity approximately equal to 895 tons of LNG. · Truck loading facility (cryogenic pump with capacity of 600 liter/minute, with operational panel for truck driver and necessary filling hoses) · Control and measuring system for the whole plant, with remote access to the Human Machine Interface (SCADA). |
| 3.2 | Nature and functionality | <p>Wärtsilä Oil & Gas Systems AS (WOGS) designed/engineered, procured, and constructed upgrading unit, Liquefaction Plant, LNG Storage, and Truck Loading Facility. The plants were prefabricated and were delivered to the site. WOGS was also responsible for the installation and system integration of the plants. WOGS finally commissioned the whole scope of the project.</p> |
| 4 Skills used | | |
| 4.1 | Quality and ability to control project costs | Project completed according to budget. Less than 2% deviation from original fixed price offer. |
| 4.2 | Quality and ability to remain within the project schedule | The plant was commissioned on time as per schedule. |
| 4.3 | Quality of workmanship | Equipment delivered meet the specification. The plant has increased its capacity from from 1 t/hour to 2,3 t/hour, while reducing refrigerant consumption from 3,1 kg LIN/kg LNG to 2,1 kg LIN/kg LNG. There have been no issues with the plant in operation since 2010. |
| 4.4 | Professionalism and management qualities | Wärtsilä Oil & Gas Project team handled risks during the project well, in the sense that the client had minimum exposure to those risks. Reference is made to item 4.1 and 4.2 |
| 4.5 | Quality of the completion process | The project was delivered on time and within budget. No quality issues have been raised after commissioning of the plant. |
| 4.6 | Communication, explanation of risks and documentation | Wärtsilä Oil & Gas Project team were quick and responsive, very good document handling, made the project execution very smooth. Reference to Business Process Model specially Change Control management. |
| 4.7 | Safety requirements | Reference to Business process Model. Mandatory internal audits and design reviews. As required, HAZID, HAZOP and SIL workshops were performed. Wärtsilä Oil & Gas is certified ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, and OHSAS 18001:2007. |

Project reference Manga LNG

| 1 Name and address | | |
|-----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Name of client body or company | Manga LNG | |
| Street | Selleenkatu 210 | |
| Postcode & town | FIN- 95450 Tornio (FINLAND) | |
| Contact person | Mika Kolehmainen | |
| Telephone number | +358 40 8309509 | |
| Industry/sector | Special purpose company owned by Finnish industrial companies Outokumpu and Ruukki Metals, energy company EPV Energy and gas company Gasum. | |
| 2 General information | | |
| Start date | December 2014 | |
| End date | Expected end date: July 2018 | |
| Description of project | Manga Terminal Oy will build a liquefied natural gas (LNG) import terminal in Röyttä, Tornio. An efficient gas logistics network will be created around the terminal. The import terminal will enable the usage of natural gas in Northern Finland and Sweden possible for the first time, expanding the fuel choices of industrial companies. | |
| 3 Description of project/service | | |
| 3.1 | Scope | <p>The turnkey delivery of the import terminal supplied by Wärtsilä includes complete unloading and bunkering, storing and regasification equipment for LNG.</p> <p>Main data:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Tank net volume: 50 000 m³ · Ship unloading rate: 3 000 m³/h · Send out rate (max): 40 t/h · Outlet gas pressure: 6.0 barg · LNG in-tank pumps: 3 x 175 m³/h · BOG compressors: 3 x 3000 kg/h |
| 3.2 | Nature and functionality | EPC full turnkey |
| 4 Skills used | | |
| 4.1 | Quality and ability to control project costs | Plant under construction |
| 4.2 | Quality and ability to remain within the project schedule | Plant under construction (in planned schedule) |
| 4.3 | Quality of workmanship | Equipment delivered so far has met the requirements |
| 4.4 | Professionalism and management qualities | Wärtsilä team has managed project with professional manner, and communicated and coordinated relevant parts with different project stakeholders. Reference also to Business Process model and ISO 9001:2008 certification for Quality Management System. |
| 4.5 | Quality of the completion process | Plant under construction (in planned schedule) |
| 4.6 | Communication, explanation of risks and documentation | <p>Wärtsilä's customer wanted one single supplier to provide a turnkey solution, including all the Engineering, Procurement and Construction (EPC) work and Wärtsilä was the company selected with the capacity and expertise to take it.</p> <p>Wärtsilä team has managed project with professional manner, and communicated and coordinated relevant parts with different project stakeholders.</p> |
| 4.7 | Safety requirements | <p>Reference to Business process Model. Mandatory internal audits and design reviews. As required, HAZID, HAZOP, LOPA, QRA, FERA and other safety measure assessment were performed, communicated and coordinated to different project stakeholders.</p> <p>High reliability requirement (99.9%) due to nature of gas end users.</p> <p>Wärtsilä is certified ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, and OHSAS 18001:2007.</p> |

| Project reference: <u>Dragon LNG</u> | | |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Name and address | |
| | Name of client body or company | Dragon LNG Limited |
| | Street | Main Road |
| | Postcode & town | Waterston, Milford Haven Pembrokeshire, Wales SA73 1DR |
| | Contact person | Andy Scott (Project Manager) |
| | Telephone number | +44 (0)1646 691730 |
| | Industry/sector | LNG |
| 2 | General information | |
| | Start date | 11/2015 |
| | End date | 04/2017 (planned date) |
| | Description of project | Dragon LNG wish to install a BOG reliquefaction plant as replacement for the existing BOG handling. The Reliquefaction plant shall be capable of re-liquefying the total amount of BOG for all possible LNG composition. (2-13.5 t/h with Nitrogen content between 0 and 30%) An important design criterion is a fast response time for start up and shut down of the reliquefaction plant, enabling the Terminal to change between operating states (sendout/ship unloading/standby) on a short notice |
| 3 | Description of project/service | |
| 3.1 | Scope | Reversed Brayton liquefaction process including the following main scope of supply: <ul style="list-style-type: none"> · nitrogen compander · nitrogen reservoir · Cold Box · LNG Buffer vessel · LNG pumps Nitrogen Pre-treatment <ul style="list-style-type: none"> · nitrogen booster compressor Other <ul style="list-style-type: none"> · Control System |
| 3.2 | Nature and functionality | Wärtsilä Gas Solutions designed/engineered, procured skid units and equipment, supervision during construction. Dragon is responsible for installation, piping between equipment and skid units, cabling etc. Wärtsilä shall finally do the commissioning of the plant. |
| 4 | Skills used | |
| 4.1 | Quality and ability to control project costs | Plant under construction |
| 4.2 | Quality and ability to remain within the project schedule | Plant under construction |
| 4.3 | Quality of workmanship | Equipment delivered meet the specification |
| 4.4 | Professionalism and management qualities | Wärtsilä Gas Solutions Project team handled risks during the project, in the sense that the client had minimum exposure to those risks. Reference also to Business Process model and ISO 9001:2008 certification for Quality Management System. |
| 4.5 | Quality of the completion process | Reference to Business Process model and ISO 9001:2008 certification |
| 4.6 | Communication, explanation of risks and documentation | Wärtsilä Gas Solutions Project team has good co-operation with KBR (responsible for installation) and Dragon LNG. Good document handling which has made the project execution smooth. It has been challenging to work with a large organization as KBR. |
| 4.7 | Safety requirements | Reference to Business process Model. Mandatory internal audits and design reviews. As required, HAZID, HAZOP and LOPA (Layers of Protection Analysis) as SIL assessment were performed. Wärtsilä Gas Solutions is certified ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, and OHSAS 18001:2007. |

LIQUEFACTION PLANTS

| <u>Delivery year</u> | <u>Type</u> | <u>Customer</u> | <u>Plant Name</u> | <u>Country</u> | <u>Delivery</u> | <u>Liquefaction capacity (TPA)</u> | <u>Process</u> | <u>Gas source</u> |
|----------------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------------|----------------|-----------------|------------------------------------|---------------------------------|-------------------|
| 2017 | Mini liquefaction plant (L1) | Purac Puregas | Biokraft LBG plant | Norway | EPC | 9,000 TPA | MR | Biogas |
| 2013 | Mini liquefaction plant (L1) | Cambi | EGE Biogass LBG plant | Norway | EPCC | 5,000 | MR | Biogas |
| 2010 | Small scale liquefaction plant (L2) | Gasum | Kilpilahti | Finland | EPCIC | 20,000 | LIN | Pipeline gas |
| 2007 | Small scale liquefaction plant (L2) | Gasnor | Kollsnes II | Norway | EPC | 84,000 | Reversed Brayton (dual cycle) | Pipeline gas |
| 2003 | Small scale liquefaction plant (L2) | Gasnor | Snurrevarden | Norway | EPCIC | 22,000 | Reversed Brayton (single cycle) | Pipeline gas |

TERMINALS & FUEL SYSTEMS

| <u>Delivery year</u> | <u>Type</u> | <u>Customer</u> | <u>Project</u> | <u>Country</u> | <u>Delivery</u> | <u>Tank size (m3)</u> | <u>Re-gas capacity (TPH)</u> | <u>Max send-out pressure (barg)</u> |
|----------------------|---------------------------------------------|-----------------|--------------------|----------------|-----------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 2018 | Satellite terminal for gas power plant (T1) | Undisclosed | Undisclosed | USA | EEQ | 380 | 8.1 | 1 |
| 2018 | Small satellite terminal (T2) | Raahen Voima | Raahe LNG terminal | Finland | EPC | 2 x 700 | 18.5 | 4 |
| 2018 | Medium scale terminal (T3) | Manga LNG | Tornio Manga LNG | Finland | EPC | 50,000 | 40 | 6 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------|----------|
| 2 | PETRONAS Gas Berhad (Samsung C&T) | RGT-2 LNG | Malaysia | 2016 |
| 1 | MANGA LNG (WARTSILA GAS SOLUTIONS) | TORNIO LNG Tank 1 | Finland | 2016 |
| 1 | RELIANCE INDUSTRIES LIMITED (Larsen & Toubro) | CRYOGENIC ETHANE Tank | India | 2016 |
| 3 | KOGAS | SAMCHEOK LNG Tank 10 to 12 | South Korea | 2016 |
| 1 | Tokyo electric power company TEPCO (TOKYO KEISO) | FUTTSU TERMINAL Tank 1 | Japan | 2015 |
| 1 | OSAKA GAS (TOKYO KEISO) | SENBOKU 2 Tank 1 | Japan | 2015 |
| 1 | SABIC UK Petrochemicals Limited (Samsung C&T) | SABIC UK Ethane Tank 1 | United Kingdom | 2016 |
| 1 | Boryeong LNG Terminal Co., Ltd | BORYUNG LNG terminal, Refrigerated LPG Tank | South Korea | 2015 |
| 1 | POSCO (SPECS) | KWANG YANG, Refrigerated LPG Tank | South Korea | 2015 |
| 2 | PTT LNG (EMERSON/IHI) | MAP TA PHUT LNG Terminal, tanks 3 & 4 | Thailand | 2015 |
| 3 | Boryeong LNG Terminal Co., Ltd | BORYUNG LNG | South Korea | 2015 |
| 1 | FORTIS (BANTREL) | Tilbury LNG Tank 1 | Canada | 2015 |
| 1 | INEOS (EMERSON) | GRANGEMOUTH ETHANE Tank 1 | Scotland | 2015 |
| 2 | KOGAS | SAMCHEOK LNG Tank 8 & 9 | South Korea | 2015 |
| 1 | SKANGASS (FCC INDUSTRIAL) | PORI LNG Tank 1 | Finland | 2015 |
| 1 | CNOOC | GUANGXI LNG | China | 2015 |
| 1 | TOHO GAS (TOKYO KEISO) | CHITA-MIDORIHAMA Tank 3 | Japan | 2014 |
| 1 | OSAKA GAS (TOKYO KEISO) | SENBOKU 2 Tank 5 | Japan | 2014 |
| 5 | MOL / DSME | MOL URUGUAY 263K FSRU | South Korea | 2014 |
| 1 | OSAKA GAS (TOKYO KEISO) | SENBOKU 1 Tank 5 | Japan | 2014 |
| 3 | KOGAS | SAMCHEOK LNG Tank 5 to 7 | South Korea | 2014 |
| 2 | CHEVRON (EVT) | WHEATSTONE LNG | Australia | 2014 |
| 4 | SINOPEC | BEIHAI LNG | China | 2014 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------|-------------|----------|
| 1 | YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) | RIO GRANDE BOLIVIA LNG | Bolivia | 2014 |
| 4 | KOGAS | SAMCHEOK LNG Tank 1 to 4 | South Korea | 2013 |
| 1 | OKAIDO GAS (TOKYO KEISO) | ISHIKARI Tank 2 | Japan | 2013 |
| 4 | CNOOC | SHENZHEN LNG | China | 2013 |
| 1 | OSAKA GAS (TOKYO KEISO) | SENBOKU 2 Tank 2 | Japan | 2013 |
| 8 | PETRONAS / DSME | PETRONAS FLNG N°1 (PFLNG1) | Malaysia | 2013 |
| 3 | DUNKERQUE LNG (Entrepose Projets) | DUNKERQUE LNG | France | 2013 |
| 1 | CRYO AB (Emerson) | LYSEKIL LNG | Sweden | 2013 |
| 1 | BBG (Tecnoil) | BILBAO TK3 | Spain | 2013 |
| 3 | SINOPEC | SHANDONG QINGDAO LNG | China | 2013 |
| 2 | CNPC | HUBEI LNG | China | 2013 |
| 2 | IHI | HAINAN LNG | China | 2012 |
| 1 | AGL ENERGY (CB&I) | NEWCASTLE GAS STORAGE FACILITY | Australia | 2012 |
| 2 | CONOCO PHILLIPS (CB&I) | AUSTRALIA PACIFIC LNG (APLNG) | Australia | 2012 |
| 5 | KOGAS | PYEONGTEAK TK5-TK10 (Upgrade) | South Korea | 2012 |
| 4 | KOGAS | SAMCHEOK LNG | South Korea | 2012 |
| 2 | SAIBU GAS | HIBIKI LNG | Japan | 2012 |
| 1 | POSCO | KWANG YANG, tank 4 | South Korea | 2012 |
| 2 | SAIPEM | POLSKIE LNG | Poland | 2012 |
| 2 | SANTOS (TOYO KANETSU K.K.) | GLADSTONE LNG (GLNG) | Australia | 2012 |
| 1 | CHUBU ELECTRIC POWER | JYOETSU, (LTD gauge tank 3) | Japan | 2011 |
| 3 | SAMSUNG / KOGAS-TECH | SINGAPORE LNG (S-LNG) | Singapore | 2011 |
| 1 | KOGAS | TOUNG YOUNG, tank 17 | South Korea | 2011 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|-------------|----------|
| 2 | CHEVRON (Emerson) | GORGON LNG | Australia | 2011 |
| 3 | CNOOC (Tractebel Gas Engineering) | NINGBO LNG | China | 2011 |
| 1 | OSAKA GAS | SENBOKU 1 | Japan | 2011 |
| 1 | CHUBU ELECTRIC POWER | KAWAGOE | Japan | 2011 |
| 1 | OKAIDO GAS | ISHIKARI | Japan | 2011 |
| 2 | BOTAS | MARMARA (Upgrade tank gauging) | Turkey | 2011 |
| 2 | BG GROUP (TOYO KANETSU K.K.) | QUEENSLAND CURTIS LNG (QCLNG) | Australia | 2011 |
| 1 | APA | VICTORIA DANDENONG | Australia | 2010 |
| 1 | SAGAS / REGASAGUNTO (via Tecnoil) | SAGUNTO, tank 4 | Spain | 2010 |
| 2 | PETRONET | KOCHI, tank 1 & 2 | India | 2010 |
| 1 | ENAGAS | HUELVA, tank 5 | Spain | 2010 |
| 3 | GATE LNG (Entrepose Contracting) | ROTTERDAM | Netherlands | 2010 |
| 1 | AGA GAS (Emerson) | NYNASHAMN | Sweden | 2010 |
| 2 | CHUBU ELECTRIC POWER | JYOETSU, (LTD gauges tanks1 & 2) | Japan | 2009 |
| 3 | SONATRACH (Entrepose Contracting) | NEW LNG TRAIN SKIKDA, (1 LNG tank & 2 LPG tanks) | Algeria | 2009 |
| 2 | PTT LNG (GS E&C/KOGAS TECH) | MAP TA PHUT LNG Terminal, tanks 1 & 2 | Thailand | 2009 |
| 4 | TOYO KANETSU K.K. | ANGOLA LNG (SOYO), 2 LNG tanks & 2 LPG tanks | Angola | 2009 |
| 2 | CNOOC (CB&I) | FUJIAN LNG, tanks 3 & 4 | China | 2009 |
| 4 | OLT LIVORNO (SAIPEM) | FSRU LIVORNO, (LTD gauges) | Italia | 2009 |
| 2 | GULF LNG ENERGY | PASCAGOULA, tanks 1 & 2 | USA | 2009 |
| 3 | FLUXYS | ZEEBRUGGE, tank 1 - 3 (Upgrade LSHH) | Belgium | 2009 |
| 3 | GDF SUEZ | FOS TONKIN, (Upgrade tank gauging system) | France | 2009 |
| 3 | WOODSIDE (CB&I) | PLUTO LNG | Australia | 2009 |
| 1 | CANAPORT LNG (Honeywell Inc) | CANAPORT (LTD gauge tank 3) | Canada | 2009 |
| 9 | KOGAS | PYONG-TAEK, tanks 15 - 23 | South Korea | 2009 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------|----------|
| 1 | GAZ de FRANCE | FOS SUR MER (Upgrade LTD) | France | 2008 |
| 1 | SAKAIDE LNG (IHIT/KHI) | SAKAIDE | Japan | 2008 |
| 2 | KOGAS | TONG YONG, tanks 13 - 14 | South Korea | 2008 |
| 1 | POSCO | KWANG YANG, tank 3 | South Korea | 2008 |
| 5 | EXXON LNG (CB&I) | Golden Pass - TEXAS | USA | 2008 |
| 2 | KOGAS | INCHEON, tanks 19 - 20 | South Korea | 2008 |
| 2 | SNE CENMCE (Enraf Inc) | CANAPORT, (LTD gauges tanks 1 - 2) | Canada | 2008 |
| 7 | KOGAS | PYONG-TAEK, tanks 304 - 310 (Upgrade LTD) | South Korea | 2007 |
| 1 | SAGAS / REGASAGUNTO (via Tecnoil) | SAGUNTO, tank 3 | Spain | 2007 |
| 2 | SHANGHAI CITY GAS (Tokyo Gas Engineering) | SHANGHAI PEAK SHAVING, extension, tanks 2- 3 | China | 2007 |
| 2 | SABINE PASS LNG (MHI) | LOUISIANA, PHASE 2 (tanks 4 - 5) | USA | 2007 |
| 2 | PETRONET (IHI) | DAHEJ, tanks 3 - 4 | India | 2007 |
| 2 | CNOOC (CB&I) | FUJIAN LNG, tanks 1 - 2 | China | 2007 |
| 2 | ADRIATIC LNG (WHESSOE OIL & GAS) | ISOLA DE PORTO LEVANTE | Italia | 2006 |
| 1 | FLUXYS (SAIPEM) | ZEEBRUGGE tank 4 | Belgium | 2006 |
| 3 | SABINE PASS LNG (MHI) | LOUISIANA, PHASE 1 (tanks 1 - 3) | USA | 2006 |
| 4 | KOGAS | PYONG-TAEK, tanks 311 - 314 | South Korea | 2006 |
| 1 | OSAKA GAS (IHI) | SENBOKU | Japan | 2005 |
| 3 | KOGAS | TONG YONG tanks 8 - 10 | South Korea | 2005 |
| 2 | EQUATORIAL GUINEA LNG (CB&I) | BIOKO ISLAND, tanks 1 - 2 | Equatorial Guinea | 2005 |
| 1 | CONOCO PHILLIPS (via THIESS) | DARWIN LNG | Australia | 2005 |
| 1 | ENAGAS | HUELVA, tank 4 | Spain | 2005 |
| 2 | ENAGAS | HUELVA, tanks 1- 2 | Spain | 2005 |
| 2 | KOGAS | TONG YONG tanks 6 - 7 | South Korea | 2004 |
| 1 | ENAGAS | HUELVA, tank 3 | Spain | 2004 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------|----------|
| 2 | EGYPTIAN LNG (MHI) | IDKU | Egypt | 2004 |
| 2 | POSCO (Honeywell) | KWANG YANG, tanks 1 - 2 | South Korea | 2004 |
| 2 | KOGAS | INCHEON, tanks 17 - 18 | South Korea | 2004 |
| 2 | SAGAS / REGASAGUNTO (via Tecnoil) | SAGUNTO, tanks 1 - 2 | Spain | 2004 |
| 2 | UNION FENOSA (via Tractebel) | REGANOSA | Spain | 2004 |
| 1 | ATLANTIC LNG (via TTK) | TRINIDAD, tank 4 | Trinidad | 2004 |
| 2 | DEPA | REVI THOUSSA (Upgrade LTD) | Greece | 2004 |
| 2 | SHELL (SAIPEM) | HAZIRA | India | 2003 |
| 2 | SEGAS (MWK, via DELT) | DAMIETTA | Egypt | 2003 |
| 1 | ENAGAS | BARCELONA | Spain | 2002 |
| 2 | PETRONET (IHI) | DAHEJ, tanks 1 - 2 | India | 2002 |
| 2 | KOGAS | INCHEON, tanks 15 - 16 | South Korea | 2002 |
| 2 | KOGAS | TONG YONG, tanks 4 - 5 | South Korea | 2002 |
| 3 | KOGAS | TONG YONG, tanks 1 - 3 | South Korea | 2001 |
| 2 | BBG (TIS UTE) | BILBAO | Spain | 2001 |
| 1 | ATLANTIC LNG (CB&I) | TRINIDAD, tank 3 | Trinidad | 2001 |
| 1 | KOGAS | INCHEON PILOT PLANT (special research design) | South Korea | 2001 |
| 3 | BOTAS | MARMARA (Upgrade LTD) | Turkey | 2000 |
| 3 | GAZ de FRANCE | MONTOIR DE BRETAGNE (Upgrade LTD) | France | 2000 |
| 3 | PUNJ Lloyd (Whessoe - SKANSKA) | DABHOL | India | 2000 |
| 4 | KOGAS | INCHEON, tanks 11 - 14 | South Korea | 2000 |
| 1 | GAZ de FRANCE | NANTES (Cryogenic Research Station) | France | 1999 |
| 4 | KOGAS (DAELIM) | INCHEON, tanks 7 - 10 | South Korea | 1998 |
| 2 | ATLANTIC LNG (NOELL WHESOE) | TRINIDAD, tanks 1 - 2 | Trinidad | 1997 |
| 1 | SHANGHAI CITY GAS (S.N. TECHNIGAZ) | SHANGHAI PEAK SHAVING, tank 1 | China | 1997 |

| Qty of tanks | Client | Site | Country | Delivery |
|--------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|----------|
| 3 | KOGAS (S.N. TECHNIGAZ) | PYONG-TAEK, tanks 308 - 310 | South Korea | 1996 |
| 2 | DEPA (NOELL WHESSOE) | REVI THOUSSA | Greece | 1995 |
| 1 | KOGAS (S.N. TECHNIGAZ) | PYONG-TAEK, tank 307 | South Korea | 1994 |
| 1 | KOGAS (S.N. TECHNIGAZ) | PYONG-TAEK, tank 306 | South Korea | 1993 |
| 1 | KOGAS (S.N. TECHNIGAZ) | PYONG-TAEK, tank 305 | South Korea | 1992 |
| 1 | GAZ de FRANCE | FOS SUR MER | France | 1991 |
| 3 | BOTAS (S.N. TECHNIGAZ) | MARMARA | Turkey | 1991 |
| 3 | ARMGASPROM LNG (TEMIS) | EREVAN | Armenia | 1990 |
| 3 | FLUXYS | ZEEBRUGGE, tanks 1 - 3 | Belgium | 1986 |
| 1 | KOGAS | PYONG-TAEK, tank 304 | South Korea | 1986 |
| 2 | L.P. GAZ | RAS LANUF | Lybia | 1984 |
| 3 | GAZ de FRANCE | MONTOIR DE BRETAGNE | France | 1983 |

| Order Year | Scope | Fuel Type | Output MW | Country | Market Segment | Speciality |
|------------|-------|-----------|-----------|---------------------------|----------------|-----------------|
| 2012 | EEQ | Crude | 4.3 | Colombia | Oil & Gas | Container |
| 2007 | EEQ | Gas | 20.3 | Hungary | Oil & Gas | Gas Compression |
| 2005 | ED | Gas | 18 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas | Gas Compression |
| 2005 | ED | Gas | 27 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas | Gas Compression |
| 2001 | EEQ | Gas | 18.6 | Russian Federation | Oil & Gas | Gas Compression |
| 2000 | EEQ | Gas | 5.8 | Portugal | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1999 | ED | Gas | 11.4 | United States | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1999 | ED | Gas | 11.4 | United States | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1999 | ED | Gas | 11.4 | United States | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1998 | | Gas | 5 | Colombia | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1998 | | Gas | 6 | Czech Republic | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1997 | ED | Gas | 5.7 | United States | Oil & Gas | Gas Compression |
| 1997 | | Gas | 2.2 | Germany | Oil & Gas | Gas Compression |
| 2014 | EPC | Gas | | Finland | Oil & Gas | LNG Terminal |
| 2011 | EEQ | HFO | 13.8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2011 | EEQ | Crude | 6.8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2011 | EEQ | Crude | 13.7 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2011 | EEQ | Crude | 8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2010 | EEQ | Crude | 7.7 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2010 | EPC | Crude | 38.4 | South Sudan | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2010 | EPC | Dual | 44.1 | Venezuela | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2008 | EEQ | Crude | 15.3 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2007 | EPC | HFO | 42 | Peru | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2007 | EPC | Dual | 17.1 | Peru | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2007 | EEQ | Gas | 42.7 | Russian Federation | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2007 | EEQ | Crude | 15.3 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2006 | ED | Crude | 7.8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2006 | EEQ | Gas | 52.4 | Russian Federation | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2006 | ED | Crude | 5.2 | Yemen | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2006 | EPC | Crude | 5.8 | South Sudan | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2005 | ED | Crude | 5.7 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2005 | EPC | Crude | 6.2 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2004 | ED | Crude | 16.1 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2004 | EPC | Crude | 39.2 | South Sudan | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2004 | ED | Dual | 15.6 | Yemen | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2003 | ED | Crude | 7.8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2002 | ED | Crude | 13.3 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2002 | EPC | Dual | 11 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2002 | ED | Crude | 6 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2001 | ED | Crude | 24.8 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 1998 | ED | Crude | 18 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Field Power |
| 2007 | EEQ | Crude | 35.6 | Russian Federation | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2004 | ED | Crude | 14.5 | South Sudan | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2004 | ED | Crude | 14.2 | Sudan | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2004 | ED | Crude | 14.2 | Sudan | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2002 | ED | Gas | 79.4 | Turkey | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2002 | ED | Gas | 15.1 | Turkey | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2001 | ED | Crude | 22.5 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2001 | ED | Crude | 22.5 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2001 | ED | Crude | 27 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2001 | ED | Crude | 27 | Ecuador | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2000 | | LFO | 5 | India | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2000 | EPC | LFO | 2.5 | India | Oil & Gas | Oil Pumping |
| 2010 | EEQ | HFO | 8.9 | Kenya | Oil & Gas | OilCube |
| 2008 | EEQ | Dual | 45.4 | Algeria | Oil & Gas | Water Pumping |
| 2016 | EEQ | Dual | 18 | Venezuela | Oil & Gas | |
| 2016 | EEQ | Dual | 18 | Venezuela | Oil & Gas | |
| 2015 | EEQ | Gas | 40 | Kazakstan | Oil & Gas | |
| 2015 | EPC | Gas | 10 | Hungary | Oil & Gas | |
| 2014 | EEQ | LFO | 49.7 | Russian Federation | Oil & Gas | |
| 2014 | EEQ | Gas | 18 | Bolivia | Oil & Gas | |
| 2014 | EEQ | Crude | 16.6 | Russian Federation | Oil & Gas | |
| 2014 | EEQ | Crude | 33.1 | Russian Federation | Oil & Gas | |

| | | | | | |
|------|-----|-------|-------|---------------------------|-----------|
| 2014 | EEQ | Dual | 27.6 | Iraq | Oil & Gas |
| 2013 | EPC | Dual | 140.4 | Venezuela | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | Gas | 14.4 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | Gas | 17.8 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | LFO | 12.2 | United Arab Emirates | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | Gas | 4 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | HFO | 9 | Colombia | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | HFO | 9 | Colombia | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | Dual | 14.4 | Venezuela | Oil & Gas |
| 2013 | EEQ | Dual | 14.4 | Venezuela | Oil & Gas |
| 2012 | EEQ | Crude | 34.9 | Colombia | Oil & Gas |
| 2012 | EEQ | Crude | 34.9 | Colombia | Oil & Gas |
| 2012 | EEQ | Crude | 7 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2012 | EEQ | Crude | 102 | Venezuela | Oil & Gas |
| 2011 | EEQ | LFO | 8.3 | India | Oil & Gas |
| 2011 | EEQ | Gas | 16.9 | Canada | Oil & Gas |
| 2011 | EEQ | LFO | 5 | India | Oil & Gas |
| 2010 | EPC | Gas | 15 | Gabon | Oil & Gas |
| 2010 | EEQ | Crude | 26.6 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2010 | EEQ | Crude | 26.6 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2010 | EEQ | Gas | 25.3 | Canada | Oil & Gas |
| 2010 | EEQ | LFO | 3.1 | Angola | Oil & Gas |
| 2007 | EEQ | Dual | 3 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas |
| 2007 | EEQ | HFO | 17.9 | Ukraine | Oil & Gas |
| 2006 | ED | Crude | 4.2 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2005 | EEQ | Crude | 32 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2005 | EPC | Crude | 13.1 | South Sudan | Oil & Gas |
| 2003 | EPC | Crude | 16.8 | South Sudan | Oil & Gas |
| 2003 | ED | Gas | 2 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas |
| 2002 | ED | LFO | 6.3 | Sudan | Oil & Gas |
| 2002 | EPC | Crude | 40 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2002 | EPC | Gas | 6.3 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2002 | ED | LFO | 4.2 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas |
| 2002 | EEQ | Gas | 11 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2001 | ED | LFO | 2 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2001 | ED | Crude | 6.1 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2001 | ED | LFO | 1.8 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2001 | ED | Crude | 3.4 | Ecuador | Oil & Gas |
| 2001 | ED | LFO | 2 | China | Oil & Gas |
| 2001 | EEQ | LFO | 31.5 | Venezuela | Oil & Gas |
| 2001 | EEQ | Gas | 11.3 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2001 | ED | HFO | 20.3 | India | Oil & Gas |
| 2001 | EEQ | Gas | 8.4 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 2000 | | LFO | 3 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 1999 | | HFO | 6 | India | Oil & Gas |
| 1998 | EPC | Gas | 41.3 | United States | Oil & Gas |
| 1998 | | Dual | 6.8 | Brazil | Oil & Gas |
| 1997 | | LFO | 7.2 | India | Oil & Gas |
| 1997 | EEQ | Gas | 2.2 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas |
| 1997 | EEQ | Gas | 2.2 | Iran, Islamic Republic of | Oil & Gas |
| 1997 | EPC | Gas | 7.6 | Argentina | Oil & Gas |
| 1997 | | Gas | 7.2 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 1997 | | LFO | 2.3 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 1996 | ED | HFO | 6 | India | Oil & Gas |
| 1995 | | LFO | 0.7 | France | Oil & Gas |
| 1994 | | LFO | 0.6 | France | Oil & Gas |
| 1993 | | LFO | 1.7 | Indonesia | Oil & Gas |
| 1993 | | LFO | 0.8 | Russian Federation | Oil & Gas |
| 1993 | | LFO | 0.6 | France | Oil & Gas |
| 1992 | | HFO | 8.6 | Philippines | Oil & Gas |
| 1992 | | Dual | 4.9 | Yemen | Oil & Gas |
| 1992 | | Dual | 24.6 | Yemen | Oil & Gas |
| 1992 | | LFO | 4.4 | Dominican Republic | Oil & Gas |
| 1990 | | HFO | 4 | France | Oil & Gas |
| 1990 | | HFO | 12 | Thailand | Oil & Gas |
| 1989 | | LFO | 3.6 | Taiwan, Province of China | Oil & Gas |
| 1989 | | HFO | 4.3 | Philippines | Oil & Gas |

| | | | |
|------|-----|------------------|-----------|
| 1987 | LFO | 1.8 Saudi Arabia | Oil & Gas |
|------|-----|------------------|-----------|

FUEL SYSTEMS

| <u>Delivery year</u> | <u>Type</u> | <u>Customer</u> | <u>Project</u> | <u>Country</u> | <u>Delivery</u> | <u>Tank size (m3)</u> | <u>Re-gas capacity (TPH)</u> | <u>Max send-out pressure (barg)</u> |
|----------------------|-------------|-----------------------------|-----------------------|------------------|-----------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 2019 | LNGPac | BC Ferries | RoPax | Canada | - | 165 | | |
| 2018 | LNGPac | BC Ferries | RoPax | Canada | - | 165 | | |
| 2018 | LNGPac | Totem Ocean Trailer Express | RoRo | USA | - | 2 x 1100 | | |
| 2018 | LNGPac | CMAL | RoPax | UK | - | 149 | | |
| 2018 | LNGPac | CMAL | RoPax | UK | - | 149 | | |
| 2018 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2018 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2018 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2018 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2018 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2017 | LNGPac | Unnamed | Product Tanker | Canada | - | 2 x 310 | | |
| 2017 | LNGPac | Unnamed | Product Tanker | Canada | - | 2 x 310 | | |
| 2017 | LNGPac | DEME | Dredger | Belgium | - | 2 x 505 | | |
| 2017 | LNGPac | DEME | Dredger | Belgium | - | 630 | | |
| 2017 | LNGPac | DEME | Dredger | Belgium | - | 200 | | |
| 2017 | LNGPac | DEME | Multipurpose Vessel | Belgium | - | 2 x 630 | | |
| 2017 | LNGPac | BC Ferries | RoPax | Canada | - | 140 | | |
| 2017 | LNGPac | BC Ferries | RoPax | Canada | - | 140 | | |
| 2017 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2017 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2017 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2017 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2017 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2016 | LNGPac | BC Ferries | RoPax | Canada | - | 140 | | |
| 2016 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2016 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |

| | | | | | | | | |
|------|--------|-----------------------------|-----------------------|------------------|---|----------|--|--|
| 2016 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2016 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2016 | LNGPac | Shell | Barge Inlet Waterways | UK / Netherlands | - | 58 | | |
| 2016 | LNGPac | Rederi AB Gotland | RoPax | Sweden | - | 2 x 285 | | |
| 2016 | LNGPac | Rederi AB Gotland | RoPax | Sweden | - | 2 x 285 | | |
| 2016 | LNGPac | Ostensjo Rederi | Harbour Tug | Norway | - | 33 | | |
| 2016 | LNGPac | Ostensjo Rederi | Harbour Tug | Norway | - | 33 | | |
| 2016 | LNGPac | Ostensjo Rederi | Harbour Tug | Norway | - | 33 | | |
| 2016 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2016 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2016 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2016 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2016 | LNGPac | Siem Offshore | PSV | Norway | - | 230 | | |
| 2016 | LNGPac | Siem Offshore | PSV | Norway | - | 230 | | |
| 2016 | LNGPac | Siem Offshore | PSV | Norway | - | 230 | | |
| 2016 | LNGPac | Totem Ocean Trailer Express | RoRo | USA | - | 2 x 1100 | | |
| 2015 | LNGPac | Siem Offshore | PSV | Norway | - | 230 | | |
| 2015 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2015 | LNGPac | Harvey Gulf | PSV | USA | - | 295 | | |
| 2015 | LNGPac | Unnamed | Product Tanker | Canada | - | 2 x 310 | | |
| 2015 | LNGPac | Unnamed | Product Tanker | Canada | - | 2 x 310 | | |
| 2015 | LNGPac | Dry Dock World Dubai | Harbour Tug | UAE | - | 25 | | |
| 2015 | LNGPac | Ems | Ferry | Germany | - | 53 | | |
| 2015 | LNGPac | Seaspan Ferries | RoRo | Canada | - | 200 | | |
| 2015 | LNGPac | Seaspan Ferries | RoRo | Canada | - | 200 | | |
| 2015 | LNGPac | Ostfriesland | Ferry | Germany | - | 45 | | |
| 2015 | LNGPac | STQ | Ferry | Canada | - | 2 x 280 | | |
| 2015 | LNGPac | STQ | RoPax | Canada | - | 110 | | |
| 2015 | LNGPac | STQ | RoPax | Canada | - | 110 | | |
| 2014 | LNGPac | Siem Offshore | PSV | Norway | - | 230 | | |
| 2013 | LNGPac | Torghatten | RoPax | Norway | - | 150 | | |
| 2013 | LNGPac | Viking Line | Large Ferry | Finland | - | 2 x 200 | | |
| 2012 | LNGPac | NSK | Fish feeder | Norway | - | 90 | | |
| 2012 | LNGPac | Fjord1 | Ferry | Norway | - | 50 | | |
| 2012 | LNGPac | Torghatten | RoPax | Norway | - | 150 | | |
| 2012 | LNGPac | Torghatten | RoPax | Norway | - | 150 | | |
| 2012 | LNGPac | Torghatten | RoPax | Norway | - | 150 | | |

| | | | | | | | | |
|------|--------|-----------------|--------|--------|---|---------|--|--|
| 2011 | LNGPac | Tarbit Shipping | Tanker | Sweden | - | 2 x 500 | | |
| - | LNGPac | Remøy Shipping | PSV | Norway | - | 230 | | |

REGASIFICATION SYSTEMS

| Delivery year | Project | Customer | Type | Trains | Max Operating Capacity |
|---------------|------------------------|----------------|----------------------------|----------------------|------------------------|
| 2017 | Gazprom | HHI | FSRU | 3 x 250 MMSCFD | 500 MMSCFD |
| 2016 | Hoegh Generic HN 2865 | HHI | FSRU | 3 x 250 MMSCFD | 750 MMSCFD |
| 2015 | Hoegh Generic HN 2552 | HHI | FSRU | 3 x 250 MMSCFD | 750 MMSCFD |
| 2014 | Hoegh Grace | HHI | FSRU | 4 x 120 MMSCFD | 480 MMSCFD |
| 2013 | Hoegh Gallant | HHI | FSRU | 4 x 120 MMSCFD | 480 MMSCFD |
| 2013 | Independence | HHI | FSRU | 4 x 120 MMSCFD | 480 MMSCFD |
| 2013 | PGN FSRU Lampung | HHI | FSRU | 3 x 120 MMSCFD | 360 MMSCFD |
| 2011 | Petronas | Ranhill Worley | Jetty Re-Gasification Unit | 3 x 221 (module) TPH | 442 TPH |
| 2010 | Golar Khannur Retrofit | Golar LNG | FSRU | 3 x 240 (module) TPH | 480 TPH |
| 2009 | Golar Freeze Retrofit | Golar LNG | FSRU | 3 x 230 TPH | 460 TPH |
| 2008 | Golar Winter Retrofit | Golar LNG | FSRU | 3 x 230 TPH | 460 TPH |
| 2008 | GdF Suez Cape Ann | Hoegh LNG | FSRU | 3 x 210 TPH | 630 TPH |
| 2007 | GdF Suez Neptune | Hoegh LNG | FSRU | 3 x 210 TPH | 630 TPH |

BOIL-OFF GAS RELIQUEFACTION SYSTEMS

| Delivery year | Ship | Shipyard | Yard no. | Project | Owner | Liquefaction capacity (TPH) | Generation |
|---------------|-------------|-----------------------------|----------|------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------|
| 2019 | Undisclosed | Imabari | S8200 | Undisclosed | K-Line | 4 | Mk III |
| 2017 | Undisclosed | HHI | 2801 | Relique MR | GasLog | 1,5 | MR |
| 2016 | - | - | - | Onshore terminal | Dragon LNG | 12 | Mk I |
| 2016 | Undisclosed | Hudong-Shongua Shipbuilding | 1666A | LNG Hudong | China United Ship Building Company | 3.1 | Mk III |
| 2016 | Undisclosed | Hudong-Shongua Shipbuilding | 1665A | LNG Hudong | China United Ship Building Company | 3.1 | Mk III |
| 2016 | Undisclosed | Hudong-Shongua Shipbuilding | 1664A | LNG Hudong | China United Ship Building Company | 3.1 | Mk III |
| 2016 | Undisclosed | Hudong-Shongua Shipbuilding | 1663A | LNG Hudong | China United Ship Building Company | 3.1 | Mk III |

| | | | | | | | |
|------|-------------------------|---------|------|-------------|-------------|-----|--------|
| 2016 | Undisclosed | Imabari | 8188 | Undisclosed | Undisclosed | 4 | Mk III |
| 2015 | Undisclosed | Imabari | 8177 | Undisclosed | Undisclosed | 4 | Mk III |
| 2015 | Undisclosed | HHI | 2734 | Undisclosed | Knutsen | 2.5 | Mk I |
| 2015 | Undisclosed | HHI | 2733 | Undisclosed | Knutsen | 2.5 | Mk I |
| 2010 | Methane Patricia Camila | Samsung | 1859 | Undisclosed | BG Group | 2.5 | Mk I |
| 2010 | Methane Mickie Harper | Samsung | 1858 | Undisclosed | BG Group | 2.5 | Mk I |
| 2010 | Methane Becki Anne | Samsung | 1746 | Undisclosed | BG Group | 2.5 | Mk I |
| 2010 | Methane Julia Luise | Samsung | 1745 | Undisclosed | BG Group | 2.5 | Mk I |
| 2008 | Al Bahiya | DSME | 2286 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Nuaman | DSME | 2285 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Kharaana | DSME | 2284 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Khattiya | DSME | 2283 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Onaiza | DSME | 2266 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Sadd | DSME | 2265 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Sheehaniya | DSME | 2264 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Ghashamiya | Samsung | 1696 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2008 | Al Rekayyat | Hyundai | 1910 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2007 | Al Kharaitiyat | Hyundai | 1909 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2007 | Mesaimeer | Hyundai | 1908 | Qatargas 3 | QGTC | 6.5 | Mk III |
| 2007 | Um Al Amad | DSME | 2253 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Fraiha | DSME | 2252 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Murwab | DSME | 2251 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al OraiQ | DSME | 2250 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Aamriya | DSME | 2249 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Utouriya | Hyundai | 1875 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Sahla | Hyundai | 1863 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Thumama | Hyundai | 1862 | Rasgas 3 | 5J | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Khuwair | Samsung | 1646 | Rasgas 3 | Teekay | 6.5 | Mk I |
| 2007 | Al Shamal | Samsung | 1645 | Rasgas 3 | Teekay | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Kharasaah | Samsung | 1644 | Rasgas 3 | Teekay | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Huwaila | Samsung | 1643 | Rasgas 3 | Teekay | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Hamla | Samsung | 1606 | Qatargas 2 | OSG | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Tembek | Samsung | 1605 | Qatargas 2 | OSG | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Gharrafa | Hyundai | 1792 | Qatargas 2 | OSG | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Gattara | Hyundai | 1791 | Qatargas 2 | OSG | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Ghariya | DSME | 2248 | Qatargas 2 | Pronav | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Duhail | DSME | 2247 | Qatargas 2 | Pronav | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Safliya | DSME | 2246 | Qatargas 2 | Pronav | 6.5 | Mk I |
| 2006 | Al Ruwais | DSME | 2245 | Qatargas 2 | Pronav | 6.5 | Mk I |