

再ガス化装置付LNG船を利用した 海上天然ガス受入基地に関する調査

2010年2月

社団法人 日本中小型造船工業会
財団法人 日本船舶技術研究協会

はじめに

近年、地球環境問題等を背景に、石油に比べ環境負荷が少ない天然ガスの需要が増加しつつある。

生産地から需要地までの輸送は、パイプラインまたは液化天然ガス（LNG）による方法が一般的であるが、パイプライン敷設、消費地での再ガス化設備等受入施設に対し多額の投資が必要であり、これまで大規模な需要地でのみ事業化が可能であった。

最近再ガス化装置を搭載する LNG 船（LNGRV）が開発され、LNG 輸送に使用するほか、消費地での天然ガス供給に使用しようとする動きが現れ始めている。LNGRV は、陸上に再ガス化設備がなくとも LNG を再ガス化し荷揚げができることから、陸上基地の新設や増設ができない地域においても天然ガスの供給が可能であり、また、陸上施設等に対する多額の投資は不要であることから、需要量が少なくとも事業化が可能であると思われる。また、海上における再ガス化専用施設として、浮体式 LNG 貯蔵再ガス化施設（FSRU）や浮体式移送再ガス化施設（FTRU）も検討されている。

実用化にはいたっていないが、浮体式液化ユニットと LNG を輸送するシャトルタンカー、LNG を荷揚げ、再ガス化し、地元市場の送ガスシステムに送り込む浮体式再ガス化装置で構成される小型短距離 LNG 輸送システムも開発されている。

このようなプロジェクトは今後各地で検討されると思われる。そこで、本調査では、洋上液化施設及び LNGRV 等の現状と展望を整理するとともに、浮体式 LNG 受入基地を使用する場合について、LNGRV 等及び輸送用 LNG 船の要件、必要隻数等プロジェクトの全体像を想定し、フィージビリティ等の検討を行った。

また、巻末に、圧縮天然ガス（CNG）プロジェクトの現状と展望を整理したものを付録として収録した。

本調査が関係各位のご参考に資することができれば幸いである。

ジェトロ・ニューヨークセンター船舶部

（社団法人日本中小型造船工業会共同事務所）

ディレクター 小濱 照彦

シニアリサーチャー 氏家 純子

目 次

1. LNG 概観	
1.1 LNG 需要	1
1.2 LNG 生産能力	2
1.3 受入ターミナル設備能力	3
1.4 ストランディッド・ガス貯留層	4
2. 浮体式天然ガス液化プラント	
2.1 天然ガス液化プラント	5
2.2 液化プロセス	6
(a)カスケード方式	7
(b)混合冷媒方式	8
(c)エキスパンダー・プロセス	10
システム比較	12
2.3 浮体式天然ガス液化プラント	13
Shell FLNG	13
FlexLNG	14
Excelerate EBLV	16
SBM/Linde EBLV	16
Hoegh FLNG	17
Bluewater FLNG	18
BW Offshore FLNG	18
ConocoPhillips FLNG	19
Saipem FLNG	20
Teekay FLNG	20
Golar FLNG	21
Sevan FLNG	21
Technip FLNG	22
Hamworthy FLNG	23
2.4 問題点と制約	24
プラントの規模と重量	24
プラットフォームの安定性	24
安全性	25
個々のガス田にあわせたトップサイド設計	25
環境上の反対	25
格納システム	26
積み出しの制約	26
2.5 将来の浮体式天然ガス液化プロジェクト	26
Prelude/Concerto	27
Sunrise	27

Echuca Shoals	27
Kitimat	27
Bonaparte	28
Santos Basin	28
Minza	28
3. 浮体式再ガス化施設	
3.1 再ガス化プロセス	29
オープンラック方式	30
サブマージド・コンバステーション方式（水中燃焼方式）	30
シェル・アンド・チューブ方式	31
大気加温気化方式（アンビエント・エア方式）	32
3.2 浮体式再ガス化貯蔵施設	33
(a)FSRU—Floating Storage and Regasification Unit	
Golar LNG	34
Broadwater Energy	36
Blue Ocean	37
BHP Cabrillo Port	38
SBM	39
(b)LNGRV—LNG Regasification Vessel	
Ecelerate	40
Hoegh	45
(c)FTRU—Floating Transfer Regasification Unit	
Torp	46
3.3 問題と制約	47
オープンループ方式に対する反対	47
NIMBY	48
マーケットリスク	48
3.4 今後の再ガス化プロジェクト	48
ロングアイランド湾（米）	48
ニューヨーク・ニュージャージー（米）	49
ビエンビル（米）	49
ポート・エスペランザ（米）	49
ブラジル	49
Falconara（イタリア）	49
Gioia Tauro（イタリア）	50
Adriatic（イタリア）	50
キプロス	50
North Sumatora（インドネシア）	50
その他	50

4. 短距離 LNG 輸送・再ガス化ケーススタディ	
4.1 LNG 輸送／再ガス化供給チェーンの概観	51
4.2 ケーススタディ 1：トリニダード—ジャマイカ	51
プロジェクトの背景	51
FSRU	52
輸送要件	53
LNG 船	54
ガス流通	54
総合評価	55
4.3 ケーススタディ 2：トリニダードから東カリブ海諸国へ	57
プロジェクトの背景	57
世界銀行の評価	57
LNG 供給チェーンの可能性	59
総合評価	60
4.4 その他の LNG 供給チェーンの可能性	63
マサチューセッツからプリンスエドワード島	63
トリニダードからユカタン半島	63
南米東海岸	63
南米西海岸	63
Kitimat から米西海岸	64
附録「CNG 海上輸送プロジェクトの動向」	
1. CNG 輸送の概要	67
2. CNG 船の設計	
2.1 EnerSea Transport	71
2.2 CETech	75
2.3 Knutsen	75
2.4 SeaNG	77
2.5 Trans Ocean Gas	79
2.6 TransCNG/Floating Pipeline Company	80
3. CNG 海上輸送プロジェクト	
3.1 エジプトからクレタ	83
3.2 トリニダード・トバゴからジャマイカ	83
3.3 サハリン島から北東アジア	83
3.4 Dai Hung からベトナム沿岸	83
3.5 タンザニアからモンバサ	83
3.6 ミャンマーからインド	84
3.7 カナダ東海岸沖から米国北東部	84
3.8 オーストラリアからニュージーランド	84
3.9 Melkoya からノルウェー沿岸	84

3.10	その他の CNG 輸送の可能性	84
4.	問題と障壁	
4.1	プロジェクトの実現可能性	85
4.2	プロジェクト・リスク	88
4.3	技術の不確実性	88
4.4	安全性の問題	88
4.5	システムコストの不確実性	89
4.6	プロジェクト開発者の力不足	90
4.7	強力な競争相手	90
5.	将来の CNG 船建造の可能性	
5.1	背景となる市場推進力	91
5.2	CNG 船の発注予測	92

1. LNG 概観

世界の LNG の供給チェーンは、(1)炭化水素貯留層からの天然ガス採取、(2)採取場所またはその近辺での天然ガス処理、液化、貯蔵、(3)専用のタンカーによる LNG の海上輸送、(4)LNG 船から受入ターミナルへの LNG の荷揚げ、(5)受入ターミナルにおける再ガス化、貯蔵、(6)消費者へのパイプライン輸送、の 6 つの段階で構成されている。

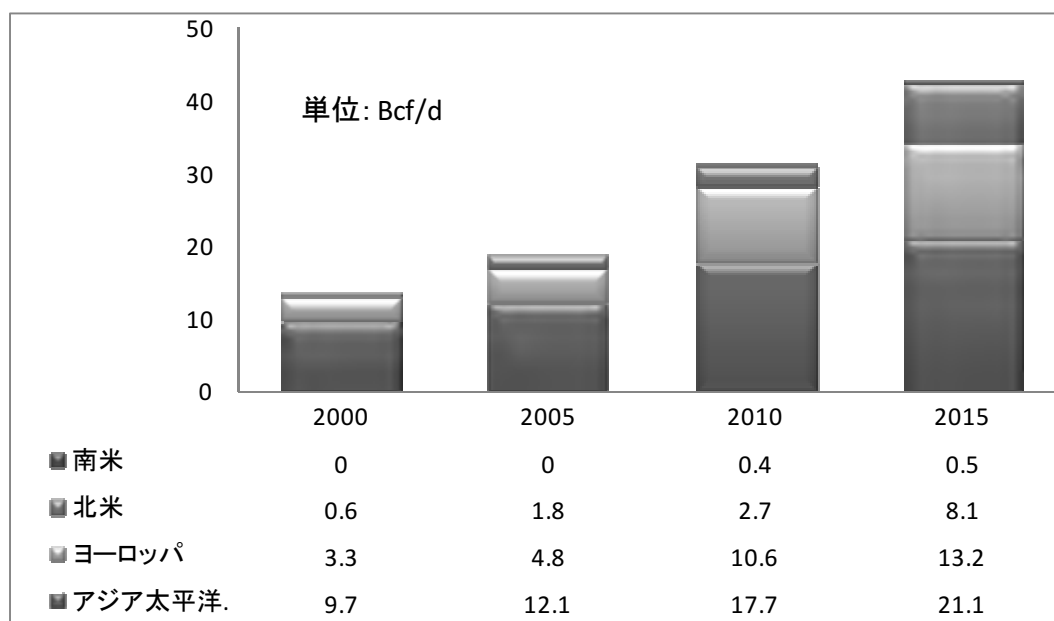


本報告書では供給チェーンの液化及び再ガス化の段階に焦点を当て、現在計画中、または進行中のプロジェクトのうち浮体式施設の採用が予定されているものを概説する。まず LNG セクター全体を概観する。

1.1 LNG 需要

LNG 需要は急速に成長している。米国の調査会社であるウッド・マッケンジーによれば、世界の LNG 需要は過去 10 年間に 130%以上増加した。図表 1 に示すようにヨーロッパと北米において特に顕著な需要増加がみられる。2010 年から 2015 年の間に LNG 需要はさらに 37%成長すると予測されており、北米において最も急速な成長が見込まれている。

図表 1 世界の LNG 需要予測

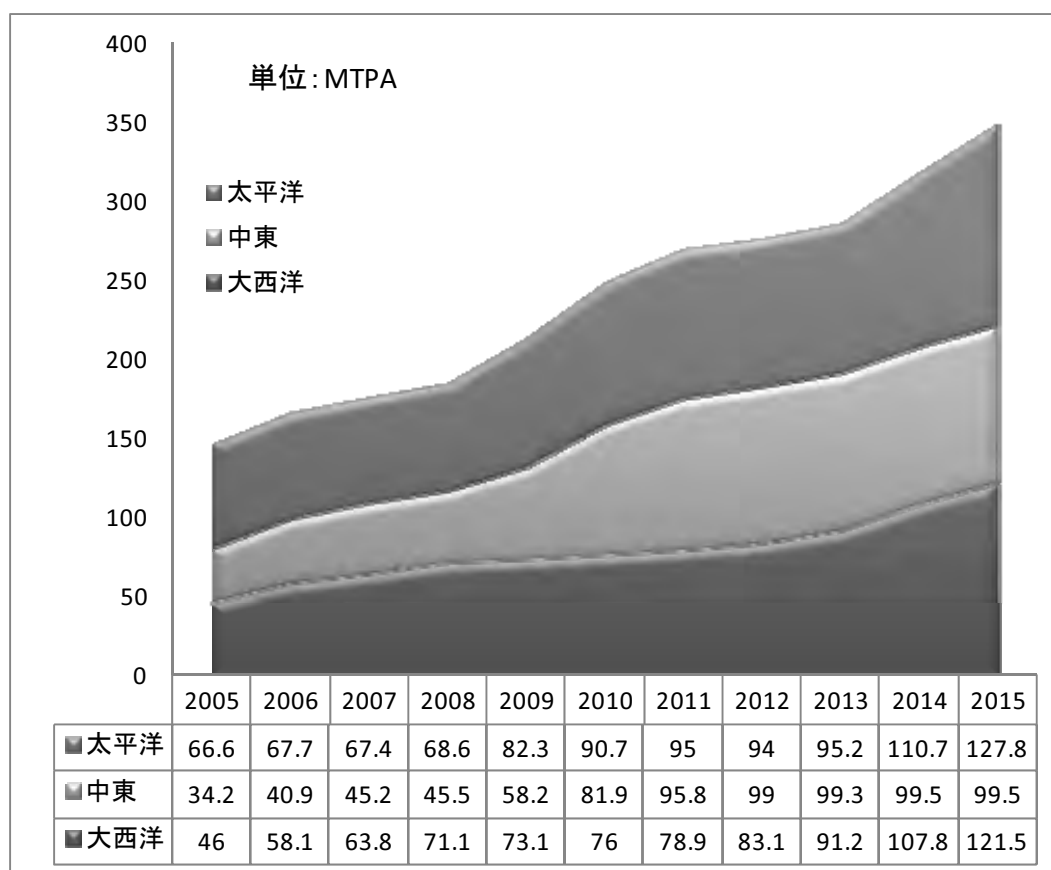


出典：Golar LNG/Wood Mackenzie

1.2 LNG 生産設備能力

ウッド・マッケンジーによれば、世界の LNG 生産設備能力は 2005 年の 146.8MTPA¹から 2010 年には 248.6MTPA と 5 年間で約 69% 拡大すると予測されている²。この期間には、カタールで大型 LNG 液化プラントが試運転を開始したことを反映して、中東における LNG 生産設備能力が大幅に拡大している。2010 年以降の 5 年間に世界の天然ガス液化能力はさらに 40% 拡大し、2010 年の 248.6MTPA から 2015 年には 348.8 MTPA に達すると予測されている。大西洋地域では 45.5 MTPA の LNG 設備能力の生産開始が予定されており、2010-2015 年には同地域で著しい生産能力の拡大がみられると考えられている。現在の LNG 生産設備能力は約 36% が太平洋沿岸地域、33% が中東、31% が大西洋沿岸地域に分布している。2015 年には 36.5% が太平洋沿岸、28.5% が中東、35% が大西洋沿岸となると予測されている。

図表 2 LNG 生産能力予測



Source : Golar LNG/Wood Mackenzie

¹ MTPA: million tons per annum (年間百万トン)

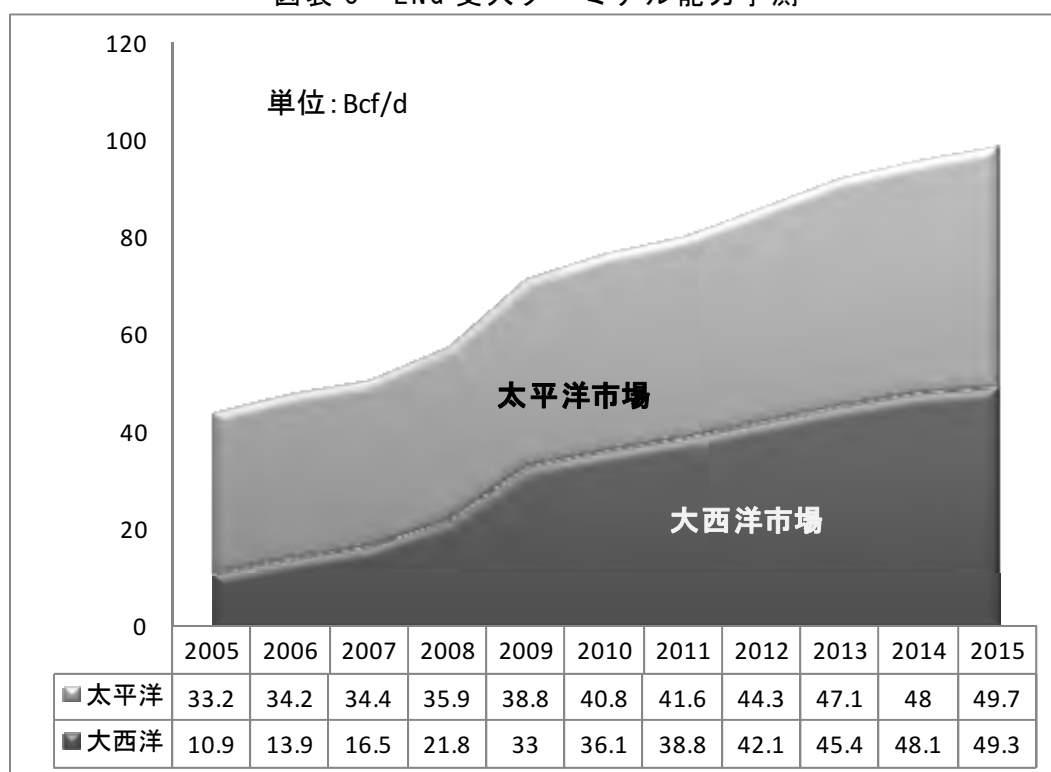
² 2009 年以降の数字は予測値

1.3 受入ターミナル設備能力

世界の LNG の受入設備能力は過去 5 年間に著しく拡大した。受入ターミナルの設備能力は 2005 年の 44.1 Bcf/d（十億立方フィート/日）から 2010 年には 76.9Bcf/d と 5 年間で 75%拡大すると推定されている。大部分は大西洋市場における受入能力の拡大を反映したものであり、2005 年から 2010 年の間に受入設備能力は 3 倍以上に拡大する見込みである。大西洋市場全体の LNG 需要が成長しており、この需要に対応するために LNG 受入能力の拡大が必要となったものである。

浮体式再ガス化プラント開発の旗頭であるノルウェーの Golar LNG は、2015 年に世界の LNG 受入能力はさらに 29%拡大し 99.0Bcf/d に達すると予測している。今後引き続き大西洋市場が受入ターミナル設備能力拡大の主たる推進力となると考えられる。大西洋地域では 2010 年から 2015 年の間にターミナル処理能力が 37%拡大すると予測されている。一方、太平洋市場では同時期に 22%の拡大が見込まれている。2015 年に LNG 受入ターミナル設備能力は大西洋地域と太平洋地域でほぼ均等になると予測される。2005 年には太平洋地域が LNG 受入設備能力の 75%を占め、大西洋地域が占める割合は 25%にすぎなかった。

図表 3 LNG 受入ターミナル能力予測



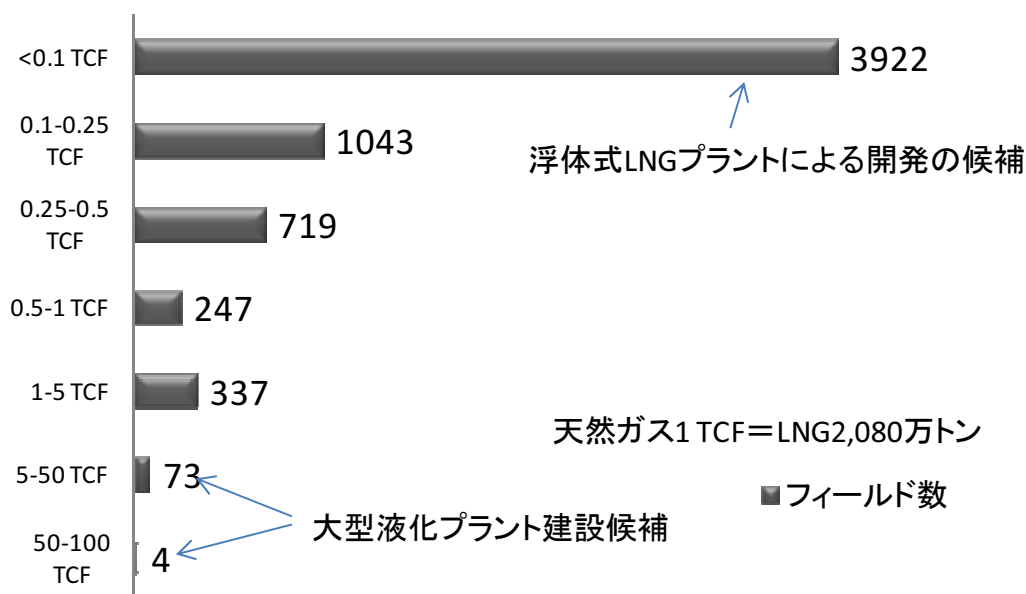
Source : Golar LNG/Wood Mackenzie

1.4 ストランディッド・ガス貯留層

LNG プロジェクトを手掛ける大手エンジニアリング建設会社である CB&I Lummus (シカゴ・ブリッジ・アンド・アイアン・ルーマス) 社は世界に 100Tcf (兆立方フィート) の随伴ガスと 1,200Tcf の非随伴ストランディッド・ガス (既発見未開発ガス) 貯留層が存在すると推算している。これらの貯留層は 6,400 カ所を超えるストランディッド・ガス田に散在しており、埋蔵量 0.1Tcf に満たない限界ガス田から 100Tcf の超大型貯留層に至るまでその規模は千差万別である。これらのガス田はほとんどオフショアに存在し、陸からの距離が長い、需要のある市場から遠い、水深が深すぎるなどの悪条件のため商業的に開発されていない。

図表 4 に埋蔵量別のストランディッド・ガス田の分布を示す。前述のように埋蔵量 50Tcf から 100Tcf の超大型ガス田数カ所の他に大型液化プラント建設の対象となる規模の 5Tcf から 50Tcf の間のガス田が 70 カ所ほど存在する。他方、大型液化プラント建設の対象とならない埋蔵量 0.1Tcf 未満の小規模なストランディッド・ガス田は 4,000 カ所近く存在する。新しい液化コンセプトを適用することにより経済的な開発の潜在的可能性があるのはこれらの小規模なガス田であり、新コンセプトの一つが浮体式天然ガス液化施設 (FLNG) である。オフショアのストランディッド・ガスを FLNG で開発する技術、及びこの技術を採用して進められているプロジェクト、FLNG の採用を計画しているプロジェクトを次の章で取り上げる。

図表 4 埋蔵量別ストランディッド・ガス田数



出典 : Infield

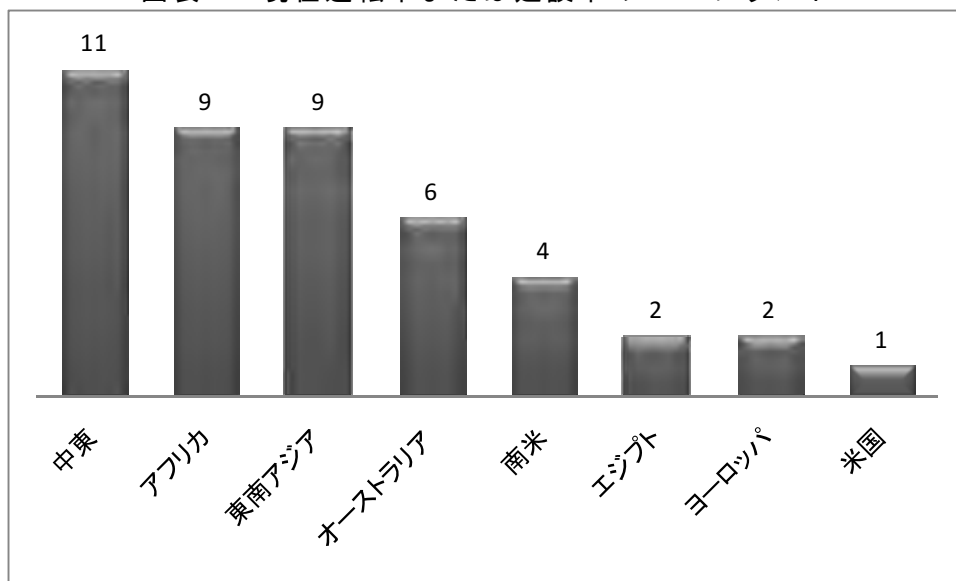
2. 浮体式天然ガス液化プラント

天然ガスの液化の歴史は 19 世紀にさかのぼる。マイケル・ファラデーによりガスの液化技術が実証され、最初の実用的なコンプレッサー冷却装置（冷蔵庫）がカール・フォン・リンデにより 1873 年に製造された。LNG 生産設備は 1917 年に米国のウエスト・バージニアで天然ガス液化プラント（LNG プラント）が運転を開始、初めてその有効性が実証された。LNG 技術の実用化の歴史は 1940 年代にオハイオ州クリーブランドの LNG プラントの運転開始にさかのぼる。LNG の商品としての輸出は 1950 年代末に LNG がメキシコ湾から英国に初めて輸送されたことに始まる。1964 年に大型 LNG 輸出プラント第一号である Arzew プラントがアルジェリアで英国市場向けに LNG 生産を開始し、現在の世界の LNG 供給チェーンの先駆けとなった。

2.1 天然ガス液化プラント

現在運転中または建設中の LNG プラントは世界 18 カ国に 44 カ所存在する。これらは中東に集中しており、現在運転中または建設中のプラントのうち 11 カ所が中東にある。中東の LNG プラントはすべて陸上施設である。現在稼働している FLNG は存在しないが、複数の FLNG プロジェクトが工学設計（エンジニアリング）または建設段階にあり、さまざまな FLNG のコンセプトが提案されている。

図表 5 現在運転中または建設中の LNG プラント

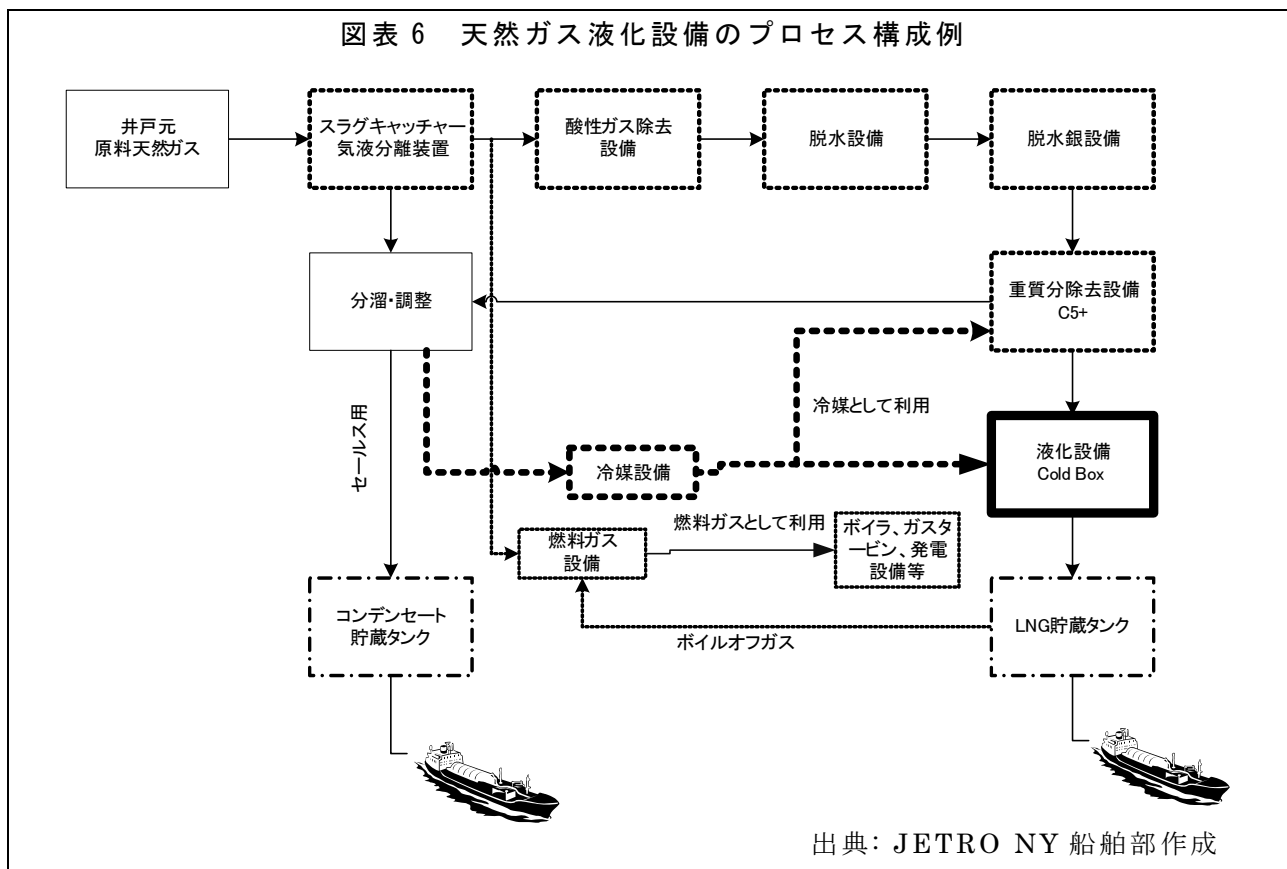


出所：Oil and Gas Journal

2.2 液化プロセス

天然ガス³を約マイナス 162℃の極低温に冷却すると常圧でガスが液化し、液化したガスは気体の 600 分の 1 の体積となる。天然ガス液化プロセスは原料ガスに随伴するコンデンセート（超軽質油）分離、酸性ガス除去（炭酸ガス、硫化水素等）、水銀除去、脱水、極低温による液化からなる。

図表 6 はガス前処理と天然ガス液化プロセスの流れを簡単に示したものである。このフローチャートは LNG 生産に使用される全ての冷却プロセスにあてはまる。それぞれのガス田に特有なガスの性質によりプロセス・フローの個々の要素の規模と複雑さが変化し、不純物除去の順番が多少異なることもあるが、基本的な流れは同じである。最終的にガスの液化が行われるのは深冷熱交換装置である「コールドボックス」内である。これより前のプロセスは天然ガスから不純物を除去するプロセスおよび原料ガスを液化するための熱交換に使用される冷媒を供給するためのプロセスであり、「コールドボックス」より後のプロセスは液化されたガスを貯蔵施設に送るためのものである。



³ 天然ガスはメタンを主成分とし、これに加えて少量のエタン、プロパン、ブタン、窒素で構成されている。メタンの含有率はガス田ごとに異なるが、一般に 95%を超える。

天然ガスを LNG にするための液化技術は大別すると、カスケード方式、混合冷媒方式、エキスパンダー方式の 3 方式がある。これらの 3 つの技術と FLNG への適用について以下に論じる。

図表 7 主な液化方式の分類

液化方式		プロセス例	
(a)カスケード方式		Phillips Simple Cascade	
(b)混合冷媒 (MR) 方式	(i)1 段階方式	APCI AP-M SMR B&V PRICO SMR	
	(ii)2 段階方式	Technip TEALARC Linde MFC Linde LIMUM	
	(iii)予冷方式	混合冷媒予冷方式	Shell DMR
		プロパン予冷方式	APCI C3MR Linde C3MR
(c)エキスパンダー方式		CB&I NicheLNG Mustang NDX	

(a)カスケード方式

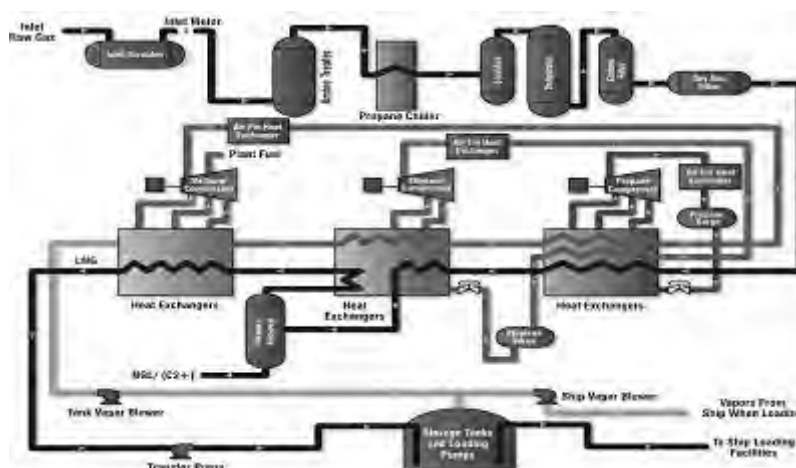
カスケード方式はフィリップス・ペトロリウム社（現コノコフィリップス社）が 1960 年代に開発し、アラスカ州のケナイ LNG プラントで初めて使用された液化プロセスである。カスケード方式ではプロパン、エチレン、メタンを冷媒として原料ガスを液化する。原料ガスは温度の異なる 3 種類の純物質により段階的に冷却・液化される。第一段階はプロパンを冷媒とした熱交換である。原料ガスとの熱交換により気化した冷媒（プロパン）はコンプレッサーにより圧縮され、空気または冷却水により冷却されて熱交換装置に戻される。プロパンとの熱交換により「予冷」された原料ガスは、次にエチレンを冷媒とする深冷熱交換装置（コールドボックス）に送られ、更に低温に冷却され液化される。気化した冷媒（エチレン）は再圧縮されたうえ、プロパンを冷媒とする熱交換装置を通過してさらに低温化され、エチレン・コールドボックスに戻される。液化した高圧の原料ガスはさらにメタンを冷媒とするコールドボックスに送られ、さらに極低温に過冷却されたうえで断熱膨張により常圧 -162°C の LNG として貯蔵タンクに送られる。原料ガスとの熱交換により気化した冷媒用メタンは再圧縮されたうえで、プロパン熱交換装置、エチレン熱交換装置を経由して冷却されメタン・コールドボックスに戻される。改良型カスケード方式では荷積み中の LNG 船及び LNG 貯蔵タンクからのボイルオフ・ガス⁴も冷媒の一部として利用されている。

カスケード方式は他の液化方式よりも効率がよく、動力原単位も少ないが、冷媒系がそれぞれに独立した複数の冷凍サイクルを有するため、必要な機器数が多く、システムが比較的複雑であり、それぞれの冷媒に個別の貯蔵タンクが必要である。設備費が高く、フットプリントが大きい（設備設置に大きな面積を必要とする）ため一般にカスケード方式は大型 LNG トレイン（Train）にしか適切ではないとされている。そのため、陸上施設または大型の液化設備能力の浮体式システムに採用が限定される。本章に後述す

⁴ 外部からの自然入熱などにより気化したガス

るように、コノコフィリップスはカスケード方式を FLNG 設計のベースとして検討し、5MTPA 以上の FLNG について実用化が可能だと考えている。

図表 8 カスケード方式プロセス構成例



出典：ConocoPhillips

(b) 混合冷媒方式

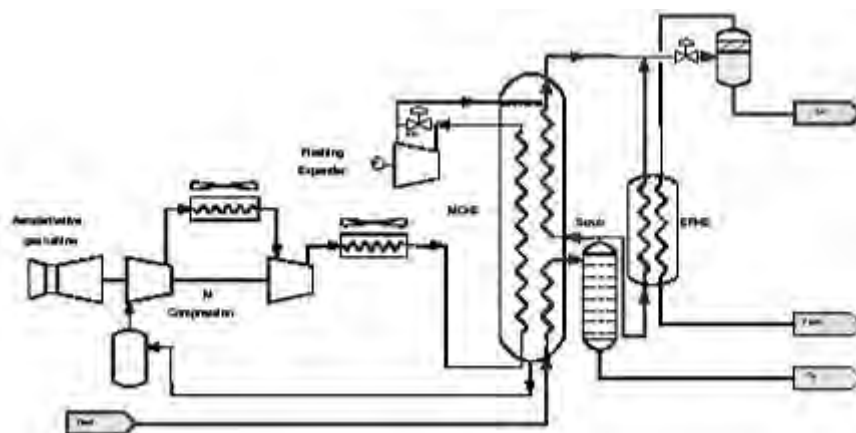
混合冷媒（Mixed Refrigerant）方式は一般に窒素、メタン、エチレン、プロパン、ブタンからなる混合冷媒を使用する。混合冷媒は原料ガスの凝結曲線に対応した温度で気化するように配合されている。混合される冷媒の構成比率は液化される原料ガスの組成にあわせて調整される。深冷熱交換装置（コールドボックス）は 1 つであるが、複数の気液分離装置（セパレーター）による冷媒分離を異なる温度で繰り返すことにより、原料ガスの温度レベルを LNG 製造温度まで下げる。

混合冷媒方式はカスケード方式と比べて必要とする機器数、貯蔵システムは少なく、プラントの設置に必要な面積が小さく、設備費も低い。また、混合冷媒の成分は原料ガスに含まれていることが多く、分離回収により調達することができる。

混合冷媒方式は最初 SMR（Single Mixed Refrigerant）方式として 1 系列の混合冷媒のみを用いたものであったが、改良型としてプロパンを冷媒として原料ガスを予備冷却し（予冷）たうえて、混合冷媒を用いたサイクルで液化、過冷却が行われる C₃MR（Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant）方式が開発された。

混合冷媒方式の難点は冷媒を正確に混合する必要があるため、運転開始（スタートアップ）とプラントの安定に時間がかかることである。運転停止、再起動が頻繁に繰り返されることが予想される場合、この点が非常に重要となる。また、可燃性炭化水素冷媒を原料ガスから分離回収、または陸上から供給する必要があるため、オフショア運転ではこれが負担となる。さらに、オフショア液化施設では船舶の揺れにより液化熱交換装置（コールドボックス）内で液体冷媒がシフトする可能性がある。

図表 9 シングル混合冷媒方式



出典：Foster Wheeler

混合冷媒方式技術の主力は Air Products and Chemicals, Inc. (APCI) である。同社は混合冷媒方式である MCR (Multi-Component Refrigerant) プロセスを開発し、これを利用した 27 カ所の陸上ベースロード用プラント⁵で 79 の LNG トレインを保有している。トレインの設備能力は 0.8MTPA から 7.8MTPA であり、生産能力は拡大している。Air Products 社は同社が開発した SplitMR 冷媒コンプレッサー配置⁶、または混合冷媒方式とエキスパンダー方式のハイブリッドである AP-X⁷プロセスを利用すれば、最大 10MTPA が可能としている。

混合冷媒方式を積極的に扱っている企業としては Air Products 社のほかに Black & Veatch 社 (PRICO SMR 方式⁸)、Linde 社 (MFC⁹ and Limum 方式¹⁰)、Shell 社 (DMR 方式¹¹)、Technip (Tealarc 方式) があげられる。Foster Wheeler 社もまた混合冷媒方式を積極的に扱っている。

複数の企業チームが混合冷媒プラントを利用した FLNG 設計に取り組んでいる。これらの設計は主として最大 4MTPA の設備をターゲットとしているが、さらに大型の FLNG も検討されている。シェルは DMR シングル混合冷媒サイクルが 2MTPA までの規模の FLNG に適しており、DMR ダブル混合冷媒サイクルが 4 MTPA までの FLNG に適していると考えている。Air Products 社は Buewater 社、Saipem 社と提携して AP-M (SMR 方式)、C₃MR、または DMR 方式を利用した 0.5~4MTPA のトレインをターゲットとした FLNG 設計開発に取り組んでいる。Black & Veatch は再ガス化装置搭載 LNG 船プロジェクトを手がけている Excelebrate 社と提携し、エネ

⁵ 点検時以外常時運転されており一定量の生産を維持するベース運用プラント。

⁶ ガスタービン 2 基を使用し、1 基でプロパン用コンプレッサーと高圧混合冷媒用コンプレッサーを駆動し、2 基目のタービンで低圧混合冷媒用コンプレッサーと中圧混合冷媒用コンプレッサーを駆動する機械配置。

⁷ AP-X プロセスは LNG の過冷却に混合冷媒ではなく窒素膨張装置ループ (Nitrogen Expander Loop) を使用する。

⁸ Poly Refrigerant Integral-Cycle Operation Single Mixed Refrigerant System

⁹ Mixed Fluid Cascade System

¹⁰ Linde Multi-Stage Mixed Refrigerant System

¹¹ Dual Mixed Refrigerant Process : プロパン (C₃) を予冷に使用する C₃MR 方式に代えて、DMR はエタンとプロパンの混合冷媒を予冷プロセスに使用する。

ジー・ブリッジ船用に 3 MTPA の液化トレインを提案している。Technip は自社の Tealarc 方式のターゲットを 1.5~3MTPA の FLNG 船としているが、セミサブ船体を使用した 5MTPA 用設備をオプションとして提案している。CB&I は Hoegh とチームアップし、FLNG 設計に年 1.6 MTPA の混合冷媒プラントを利用することを検討している。Linde は SBM とチームアップし、自社の混合冷媒プロセスを使用した 2.5 MTPA のプラントを搭載した FLNG をターゲットとしている。東洋エンジニアリング、日立製作所及び Chart Energy and Chemicals 社は 2MTPA の混合冷媒プラント技術を使用した小・中規模のガス田の LNG プロジェクトをターゲットとして提携している。チャート社によれば、ターゲットとなるプロジェクトには FLNG が含まれている。

(c) エキスパンダー・プロセス（自己冷却方式）

逆ブレイトン/クロード・サイクルに基づくプロセスであるエキスパンダー方式は、都市ガス供給等におけるピークシェーピング用の比較的小規模な LNG プラントで採用されている。エキスパンダー方式は圧縮した単一成分の冷媒（メタンまたは窒素）を減圧膨張させることにより深冷熱交換装置内の原料ガスを冷却し液化するものである。エキスパンダー方式は 1 系列でも 2 系列でも可能であり、オープンループ、クローズドループのいずれも使用できる。

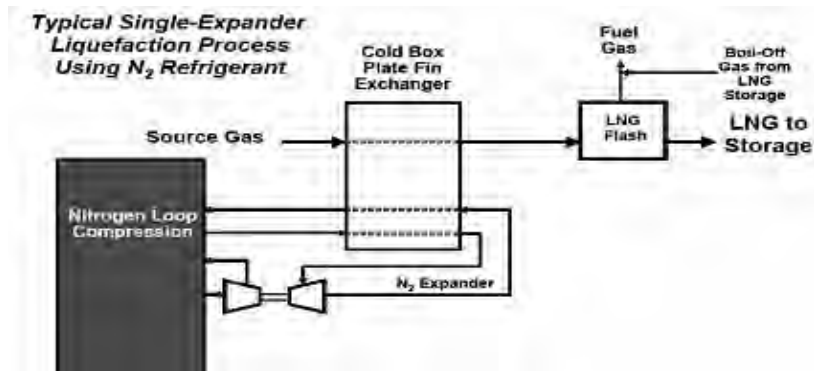
エキスパンダー方式は設備面積が比較小さく、重量も軽いことから FLNG 利用に適している。LNG 液化施設技術を手掛ける英国のエンジニアリング会社である Costain Oil, Gas & Process によれば、設備能力 1.5 MTPA の 2 トレイン窒素エキスパンダー方式液化施設は、140,000m³LNG 船の甲板スペースに搭載可能だという。FLNG のトップサイド・エンジニアリングを手掛けているノルウェーのエンジニアリング会社である Kanfa 社は 2.7 MTPA のエキスパンダー方式液化施設の重量は同様の規模の MR 方式液化施設の 3 分の 1（MR 方式 35,000 トンに対し 10,000 トン）としている。

エキスパンダー方式は小規模、中規模の液化施設の設備費が比較的低い。Kanfa 社によれば、2.7 MTPA のエキスパンダー方式液化施設の建設コストは MTPA あたり 4 億 5,000 万ドルから 7 億ドルであるのに対し、同様の規模の MR 方式液化施設の建設コストは MTPA あたり 10 億ドルとなる。

特に FLNG として使用する場合、窒素エキスパンダー方式は不燃性冷媒を使用することから本質的に安全であり、施設建設のモジュラー化が比較的簡単であり、冷媒が気体¹²であることから船舶の動揺が液化施設に及ぼす影響が比較的少なく、条件の異なる原料ガスに対応する柔軟性があり、プラントの運転が比較的単純であり、システムの運転開始、運転停止、再起動に時間がかからないという長所がある。

¹² 窒素は大気圧ではマイナス 195.8℃まで気体であり、これは天然ガスの凝結温度よりも約 35℃低い。

図表 10 窒素エキスパンダー方式プロセス構成の例



出典：Mustang

エキスパンダー方式の短所は比較的効率が低いことである。シングル・エキスパンダー方式の液化施設をカスケード方式の施設と比較した場合、生産される LNG 1 キログラムあたりのエネルギー消費量は前者が 2 倍となる。プロパン予冷装置の設置、またはダブル・エキスパンダー方式の使用により効率は上がるが、それでもエネルギー消費量はカスケード方式に比べ約 70% 増しとなる。エネルギー消費量を混合冷媒方式と比較した場合、カスケード方式ほどではないが、それでも効率は大きく劣る。業界専門誌に掲載された Costain の研究による液化方式の効率比較を図表 11 に示す。

効率は低い、エキスパンダー方式は小規模な LNG 液化設備に最も適している。すなわち小規模レンジでは設備費が低く、設置面積が少ない等のプラス面がエネルギー効率が悪いというマイナス面を相殺するに足る。たとえば、Costain 社はデュアル・エキスパンダー設計が 1~2MTPA の設備能力のプラントに最適のプロセス技術であるとしている。後に取り上げるが、2 トレインで 1.7MTPA の設備能力を有する FlexLNG のトップサイド設備には窒素エキスパンダー方式が採用されている。

図表 11 液化方式の効率比較

液化方式	カスケード方式を 1.00 とした場合のエネルギー消費量比較
カスケード方式	1.00
混合冷媒方式	1.25
プロパン予冷混合冷媒方式	1.10 - 1.15
シングル・エキスパンダー方式	2.00
プロパン予冷シングル・エキスパンダー方式	1.70
ダブル・エキスパンダー方式	1.70

出典：LNG Industry, Autumn 2006

エキスパンダー方式は CB&I Lummus と Mustang Engineering が積極的に手掛けている。CB&I Lummus は窒素エキスパンダー方式に基づき、最大 2 MTPA のプラント用に NicheLNG 方式を開発した。CB&I によればこの規模の NicheLNG プラントは 170,000m³ の LNG 貯蔵タンクと 35,000m³ の LPG 貯蔵タンクを収納できる全長 250m の船体に搭載することができる。Mustang Engineering はエキスパンダー方式に基づいて複数の液化システムを開発している。同社の NDX 設計は、窒素を冷媒とするクローズドループ・システムであり、1 トレインで 0.5 MTPA の液化能力があるとされている。Mustang によれば 1 MTPA の NDX 2 トレインの総重量は 3,000 トンで、設置面積は 36 x 21.3 メートルとなる。

システム比較

プラントの規模によって最適のシステムは異なる。一般にエキスパンダー方式は 1.5MTA までの小・中規模施設に適しており、カスケード方式は 5MTPA を超える大型プラントに、混合冷媒方式は中規模から大規模のプラントに適していると言える。しかし、これはおおまかなガイドラインに過ぎない。それぞれの方式について、開発者はさらに幅広いトレイン規模での利用に適していると提唱しており、3 方式のいずれも FLNG プロジェクトの液化ソリューションとして検討されている。

図表 12 3 種類の基本的液化方式の特性比較

液化方式	カスケード方式	混合冷媒方式	エキスパンダー方式
既存技術の利用	○	○	○
必要とされる設置面積	大*	中*	小
冷媒貯蔵に伴う危険性	有	有	無
船舶の揺れの影響	中	中	低
運転の難易度	中	中	高
運転開始/停止の難易度	中	難	易
原料ガス成分変化への対応の柔軟性	高	中	高
効率	高	高	低
総設備費	高	中	低

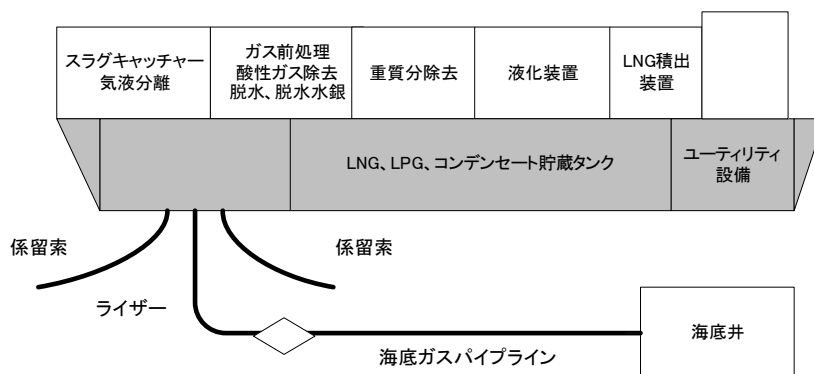
* 炭化水素冷媒貯蔵の必要があるため

出典：Adrian Finn, Costain Oil, Gas & Process, as reported in Oil & Gas Journal, 22 August 2002

2.3 浮体式天然ガス液化プラント

現在運転中の FLNG は存在しないが、シェルと FlexLNG が FLNG 施設の建設プロジェクトに着手しており、加えて少なくとも 12 の企業グループが FLNG 設計の開発に取り組んでいる。以下に FLNG コンセプトを概説する。

図表 13 FLNG の概念図



出典：JETRO NY 船舶部作成

液化方式はさまざまであるが、現在検討されているすべての FLNG コンセプトに共通する基本概念は、天然ガスを海底井からライザーを経由して FLNG 施設に送り、FLNG 船上で前処理、不純物除去、LPG 回収を行う。前処理された天然ガスは熱交換により液化され LNG となる。液化された LNG は FLNG 船上の極低温タンクに貯蔵され、LNG 船に積みだされ、受入ターミナルへ輸送される。

シェル FLNG

英蘭系石油会社のロイヤル・ダッチ・シェルは 2009 年 7 月にフランスのエンジニアリング専門会社であるテクニップ社と韓国のサムスン重工業からなるコンソーシアムに FLNG の基本設計契約 (FEED: Front End Engineering and Design) を発注した。これとは別に同コンソーシアムは 15 年間に複数の FLNG を設計、建造、設置する独占的契約者に選定され、基本合意 (Master Agreement) も結ばれている。テクニップ/サムスン、大宇/JGC、現代/チヨダの 3 コンソーシアムに設計建造のテンダーを発行し、応札を受け、技術評価等が実施された結果、テクニップ/サムスンが選定されたものである。業界では基本合意は 15 年間に最大 10 隻の FLNG 船の建造に結びつくと予想されている。しかし、基本合意の下で建造される FLNG 船の数は確定していない。現段階で確定している契約は基本設計役務 (FEED) のみである。FEED はコストと引渡しスケジュールの推算の精度を投資決定レベルに高めるための作業である。後述するように、第 1 船はオーストラリア北西部の「プレリユード」と「コンチェルト」ガス田に設置される予定とされている。

シェルの FLNG は LNG3.5 MTPA、随伴 LPG1.5 MTPA の大型ユニットである。デッキ寸法約 450m x 70m の船体が使用される。プラントにはシェルが開発した DMR 二重混合冷媒技術が採用される。

図表 14 Shell FLNG 設計概念図



出典：Shell

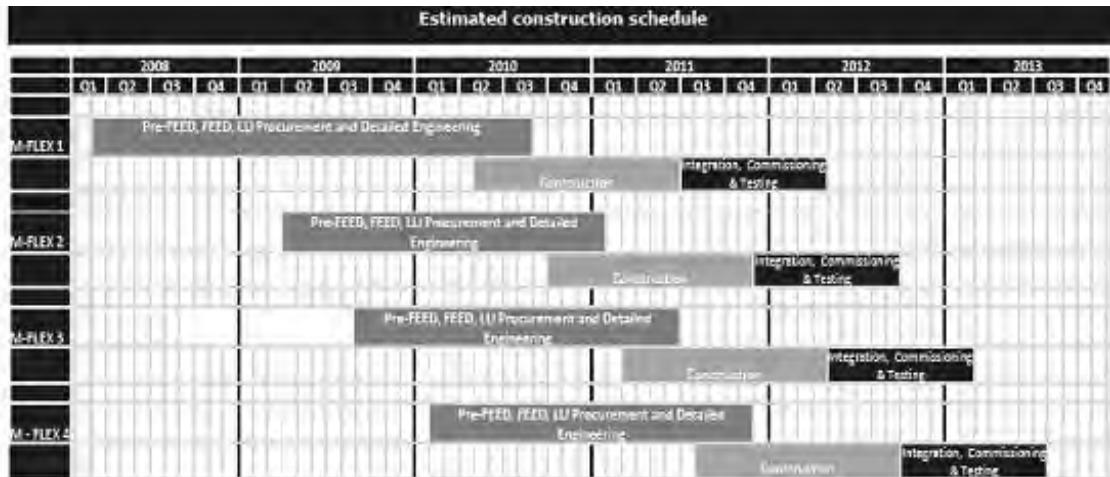
Flex LNG

Flex LNG は 2006 年に浮体式液化施設を開発する目的で設立された企業であり、サムスン重工業に 4 隻の FLNG 下部船体を発注している。第 1 船については EPCIC（エンジニアリング・調達・建設・統合・完成）契約が発注されており、これには複数施設を対象に共通設計部分を最大化した汎用（ジェネリック）設計のプラント上部設備を搭載した船体の引渡しが含まれている。設置されるガス田が決まり、ガスの特性が判明した時点で、ガス田に合わせた上部設備が搭載される。第 2、3、4 船の契約には船体、貯蔵タンク、発電装置、積み出し装置、居住施設、船上搭載タレット・システム、及び 1.7MTPA のトップサイド・プラントをサポートするユーティリティ（電気・ガス・水道設備）が含まれている。第 2 船から第 4 船までの契約には FLNG の上部設備部分は含まれていない。

Flex LNG の船体の寸法は全長 336m、船幅 50m である。これは Q-Flex と Q-Max 船型の LNG 船の寸法の間にあたる。貯蔵タンクには SPB が採用され、貯蔵能力は LNG170,00m³、コンデンセート 50,000m³ である。SPB タンク設計はデッキが比較的平坦でありトップサイド・プラントの搭載に適しており、部分積みつけによる中間液位におけるスロッシング（液揺れ）の問題がない。

FlexLNG プロジェクトは現在最終設計及び詳細エンジニアリング段階にある。FlexLNG が 2009 年 2 月に公表したスケジュールによれば、第 1 船の建造は 2012 年第 2 四半期に予定されている。後続船は 6 ヶ月の間隔をおいて建造され、引き渡される。ただし、設計に難点があったことと、商業的な見通しが不確実であるためスケジュールは先送りされた模様である。

図表 15 Flex LNG 建造計画スケジュール



出典：FlexLNG

FlexFLNG によれば、汎用トップサイドの基本設計作業（FEED）は 2009 年第 1 四半期に完了した。同社はこれまで汎用トップサイド設計に 300,000 時間を費やしたとしている。汎用トップサイド用のメイン・コンプレッサ、ターボ・エキスパンダー、コールドボックス、BOG（ボイルオフガス）コンプレッサ等の主要機器は調達が完了している。第 1 船の船体機器の大部分もすでに発注されている。

Kanfa Aragon（ノルウェー）、NLI Engineering（ノルウェー）、Oil and Gas Solutions（米国）、Costain Oil & Gas Process（英国）がトップサイド設計に参加している。2007 年 8 月に DNV から AIP（基本概念承認）を取得しているが、詳細図面承認はまだ終わっていない。汎用トップサイド・プラントの設計に関して依然として問題がある模様である。

第 1 船を含め、FlexLNG 船はフィールド契約を確保していない。FlexLNG が FLNG 供給の仮合意を取り付けていた複数のガス田との契約は不発に終わった模様である。近い将来に FlexLNG を設置する可能性があるガス田として名前が挙がっているのはオーストラリア沖の Minza プロジェクトだけである。しかし、後述するように、このプロジェクトは比較的開発初期段階であり、評価井の掘削も始まっていない。商業的に不確定要素があるため、FlexLNG は過去数ヶ月にエンジニアリング作業を縮小している。FLNG 船体第 5 船のオプションが施行されないまま失効したと考えられる。

図表 16 FlexLNG 設計



出所：FlexLNG

Excelerate EBLV

Excelerate 社は再ガス化装置を搭載した LNG タンカー開発の先駆者である。後述するように同社は 8 隻の再ガス化装置搭載 LNG 船 (LNGRV) を運航または発注している。さらに上流への事業拡張を図り、Excelerate 社はエネジー・ブリッジ液化船 (EBLV) の開発を検討している。同社は Black & Veatch と提携しており、B&V の Prico SMR 液化方式をトップサイドのベースとして採用する。

各ユニットには 3 MTPA のトップサイドが搭載される。LNG 貯蔵能力は 250,000m³ であり、船体内に収納される。EBLV の貯蔵能力は FlexLNG の約 50% 増となる。トップサイド・プラントの生産能力も FlexLNG の約 2 倍となる。船体の寸法は発表されていないが、この基本設計はシェルの FLNG コンセプトに近い規模の船体を必要とする。

設計・建造スケジュールについての詳細は公表されていないが、Excelerate 社は第 1 船の運転開始を 2013 年ごろとしている。このスケジュールは非現実的であり、このプロジェクトの資金調達にはまずフィールド契約を確保することが必要となる。

図表 17 Excelerate FLNG 設計



出典：Black & Veatch

SBM/Linde FLNG

ノルウェーの SBM (Single Buoy Mooring) 社は独 Linde とチームアップして FLNG の設計、マーケティングを進めている。SBM によれば、サムスン重工が技術設計作業に参加しており、SBM FLNG 第 1 船の船体建造ロットが予約されている。しかし、建造契約は確定していない。

SBM/Linde の設計は 2.5 MTPA の SMR 方式プラントを採用したものである。全長 320m、船幅 60m の船体に 180,000m³ の LNG、50,000m³ の LPG とコンデンサートの貯蔵タンクが搭載される。SPB 格納システムが採用され、外力が最小となるよう船体が垂直軸周囲に自動的に回転する外付けタレットが搭載される。

SBM は汎用 FLNG 設計について ABS から基本概念承認を受けている。設備費は 1 隻あたり 25～30 億ドルと推定されている。同社は今後も FLNG プロジェクト第 1 号を積極的に推し進めるとしているが、2009 年 8 月にはシェル FLNG 向けタレット係留装置を供給する 15 年間の基本契約をシェルと結んでいる。これは大型の契約であり、この契約が SBM の FLNG 計画にどのように影響するかは不明である。

図表 18 SBM FLNG 設計



出典：SBM

Hoegh FLNG

Hoegh LNG 社は CB&I 社、韓国の DSME（大宇造船海洋）と提携して FLNG 設計を開発している。CB&I がトップサイド施設の設計を受注し、DSME が船体と格納システムの設計を受注した。Hoegh LNG によれば、設計作業に 200,000 時間以上を費やし 2009 年 3 月に FEED 作業を完了したとしている。しかし、建造契約は確定しておらず、第 1 船を発注する前に特定ガス田における FLNG のチャーター契約を確保する必要がある。

トップサイド施設には CB&I Niche LNG 窒素エキスパンダー・サイクル方式が採用される。基本的な設計の設備能力は LNG 1.6 MTPA、LPG 0.4 MTPA、コンデンセート 0.2 MTPA とされている。貯蔵能力は LNG196,000m³、LPG/コンデンセート 30,000m³である。

この設計にユニークな点は貨物格納システムに GTT No.96 方式強化メンブレンタンクを採用している点である。メンブレンタンクは 2 列設計とし、スロッシングの影響を最小限に抑え、タンク間の中央隔壁により上部施設を支える構造となっている。

Hoegh によれば、複数のエネルギー会社及びユーティリティ会社と浮体式 LNG 生産ソリューションの合意覚書を交わしている。Hoegh は第 1 船の設置を 2013 年としているが、このスケジュールは非常に楽観的である。現時点で Hoegh の FLNG について確定契約は結ばれていない。

図表 19 Hoegh FLNG 設計



出典：CB&I Lummus

Bluewater FLNG

オランダの Bluewater 社は Air Products 社とチームアップして FLNG 設計を開発している。プロジェクトは Pre-FEED 段階（初期設計前段階）であり、どの程度の力を入れているかは不明である。Bluewater 社は FLNG 事業について、秘密主義をとっており、情報はほとんど公開されていない。しかし Bluewater 社が 1.5MTPA から 2.5MTPA の FLNG 設計に焦点を当てていることが知られている。

Air Products 社と Bluewater 社はそれぞれを補う能力を有している。Air Products は LNG プラント設計の最大手のひとつである。同社の混合冷媒方式は FLNG のトップサイド設計のベースとして利用可能である。これまで Bluewater 社の市場は石油生産用 FPSO に限られていた。しかし同社はオフショア LNG 積み替え用に複合素材極低温ホースを開発しており、フショア LNG 積み替え用装置の設計の経験は FLNG 設計に役立つかもしれない。

BW Offshore FLNG

ノルウェーの BWO 社は米国の Mustang Engineering 社と提携して FLNG 設計を開発している。Mustang 社はトップサイド設備の設計・エンジニアリングを担当している。液化プラントの設備能力は 2 MTPA で NDX-1 窒素エキスパンダーサイクル方式を採用する。それぞれ 1MTPA の 2 基の液化モジュールが搭載される。それぞれのモジュールの設置面積は 40m x 20m となる。LNG 生産に加え、トップサイドは日産 5,000 バレルの石油・コンデンセート生産能力を有する。

船体は LNG 165,000~180,000m³、石油・コンデンセート 100,000m³ の貯蔵能力を有する。VLCC 船体を新造、または改造して利用する。BWO によれば、トップサイドを搭載するための甲板面積は 10,000m² であり、このうち 3,750m² に液化装置、脱水装置、アミン処理装置、インレット・モジュールが設置される。

貯蔵設備には 3 つの筒型タイプ B 9% Ni 鋼製タンクを採用している。BWO によれ

ば、同タンクにはスロッシングの問題がなく、球状タンクよりも利用率がよく、SPBよりも安く、造船所の選択幅が最大化される。タンデム・オフローディングには空中積み出しホースが利用される。海面浮遊積み出しホースの評価も実施されている。

BWO は DNV から設計の基本概念承認を取得している。設備費は LNG 生産能力 1 トンあたり 50～60 万ドルと推定されている。BWO は FLNG のデイレートが 60 万ドルで採算ラインに達すると考えている。この数字は高性能仕様の掘削船のデイレートと同レベルである。BWO はペトロナスと提携しマレーシア沖で FLNG を使用する可能性を検討している模様である。しかし、造船所に新造、改造契約を発注する前に必要な FLNG のフィールド・チャーター契約は結ばれていない。

図表 20 BW Offshore FLNG 設計



出典：BWO

ConocoPhillips FLNG

コノコフィリップスは 5 MTPA を超える大規模な FLNG の開発を進めている。先に述べたように、コノコフィリップスはカスケード方式を開発した陸上 LNG プラント技術の先駆け企業のひとつである。同社は Bechtel 及びサムスン重工と提携して FLNG を開発している。

コノコフィリップス FLNG のトップサイド・プラントにはカスケード方式が採用される。ベース設計は 5.3 MTPA のプラントである。非常に大型のトップサイド施設の搭載となり、コノコフィリップスによれば全長 447m のバージ型浮体を下部船体として使用する予定であり、ベース設計の設備費は 50 億ドル強と推定されている。

設計作業の大部分は自社で行なわれており、コノコフィリップス設計についての情報はほとんど公表されていない。コノコフィリップスは先行するシェルの FLNG プロジェクトを見計らいながら、独自の設計開発に本腰を入れるタイミングを図っていると考えられる。

Saipem FLNG

イタリアの Saipem は Air Products 社と提携して FLNG 設計を開発している。同社は 1~2.5 MTPA の FLNG に焦点を当てている。Saipem FLNG 設計のトップサイド・プラントはガス田の特性により窒素エキスパンダー・サイクル方式または DMR 方式のいずれかを採用する。Air Product 社が両方の方式のプラント設計支援を提供している。

下部船体の規模は造船所の選択肢を最大限とするために従来型としている。メンブレンタンクまたは SPB 格納システムが LNG 貯蔵システムとして検討されている。Saipem の子会社である Moss Maritime が球状タンクに基づいた FLNG 設計を売り込んでいるにもかかわらず、親会社である Saipem はモス型球状タンクを候補として検討していない。

Saipem は汎用型 FLNG 設計をまだ開発していない。設計開発に着手していたとしても、少なくとも公表されていない。同社の戦略は設置ガス田にあわせた FLNG に焦点を当て、具体的なガス特性にあわせ設計したトップサイド用に FLNG の船体を目的仕様建造するものである。

Teekay FLNG

カナダの Teekay Corporation は FLNG の開発を検討しており、2 つのバージョンを評価中である。1 つは、特定仕様建造の船体に 1~2 MTPA の生産能力のトップサイドを搭載するものである。もうひとつは既存の LNG 船を改造し 0.5~1.0 MTPA のトップサイドを搭載するものである。Mustang Engineering が両方のバージョンのトップサイド設計作業を支援している。サムスン重工が目的仕様建造の下部船体の設計に関与しているとされている。

1993 年建造の LNG 船 Arctic Sun が改造プロジェクト用として指定されたとされている。同船は SPB 格納システムを搭載しており、貯蔵能力は 88,200m³ である。

特定仕様建造の FLNG の貯蔵能力は LNG と LPG を合わせて 200,000m³ を超える。ABS が基本概念を承認している。

Teekay はカナダのブリティッシュ・コロンビアの Kitimat の FLNG 契約の獲得を図っている。この契約は改造オプションを利用するものである。しかし、同プロジェクトは長い行政許認可プロセスの対象となっており、今のところ進展はあまりみられない。フィールド・チャーター契約が結ばれるまで Teekay が建造または改造契約を発注することはないと考えられる。

図表 21 Teekay FLNG 設計



出典：Teekay

Golar FLNG

Golar LNG は手持ちの LNG 船を FLNG に改造する設計を開発した。同社は、LNG バリュー・チェーンにおける輸送、再ガス化部門ですでに主要企業であり、浮体式液化部門への事業拡大を図っている。Golar 社は 1~2 MTPA の液化能力を必要とするプロジェクトをターゲットとしている。

Golar 社の設計は他社の設計と大きく異なっており、モス型球状タンクを搭載した LNG 船を改造し、液化設備とその関連施設を搭載するために船体の両側にスポンソン (Sponsons) を張り出して装着するものである。プラントは窒素エキスパンダー方式を採用する。生産量は 2 トレインで 1~2 MTPA とされている。Foster Wheeler と SK Engineering がトップサイド設計のエンジニアリング・サービスを提供している。

貯蔵能力は LNG145,000~174,000m³、コンデンセート 40,000m³ である。タレットを船上に搭載する必要をなくすためスプレッド係留装置が採用される。積み出しはローディング・アームを使いサイド・ツー・サイド (横付け) で行なわれる。

Golar はアジア太平洋地域で複数の LNG プロジェクトを推進している。Golar のビジネスモデルは資本出資を行いプロジェクト・リスクに参加することにより最大限のバリューを獲得するものである。Golar は FLNG プロジェクトについてタイの PTTEP (PTT Exploration and Production Public Company Limited) とパートナーシップを結んでいる。しかし、フィールド・チャーター契約が確定するまで Golar は改造契約の発注には踏み切らないであろう。

図表 22 Golar FLNG 設計



出典：Golar

Sevan FLNG

ノルウェーの Sevan Marine 社はシリンダー型船体の FLNG の設計を開発した。Sevan が建造したシリンダー型 FPSO と同様に Sevan FLNG はスウィベルまたはタレットを必要としない。Sevan の子会社である Kanfa Aragon がトップサイド・エンジニアリングを担当している。

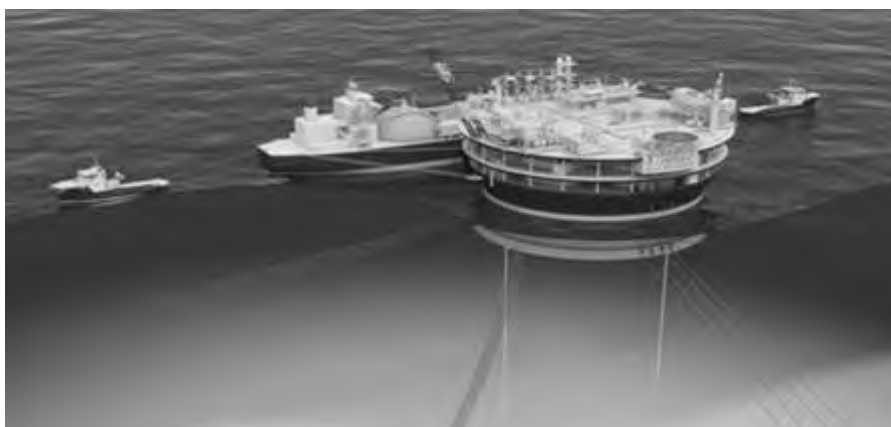
トップサイドは Dual 窒素エキスパンダーサイクルを採用する。ベース設計の生産能

力は 2 トレインで 1.5~1.7 MTPA である。Sevan によれば、船体には 3~4 系列のトレインの搭載が可能であり、最大生産能力は 3.4~3.5 MTPA となる。この設計に関連した難点はシリンダー型船体が部分円（パイプライズ）構造物を組み合わせることにより建造されることである。船体内の構造は大重量のトップサイドを支えることができるが、パイプライズ型構造によるサポートは必ずしも大重量のトップサイドの設置プラットフォームの負荷を担うのに適切な配置となっていない。このためトップサイドの配置に制約が生じる。

船体の貯蔵能力は LNG180,000m³、LPG30,000m³、コンデンセート 28,000m³ である。格納システムはステンレス・スチールのシリンダー型タンクをベースとしている。

Sevan は Pre-FEED(初期設計前)段階までプロジェクトをすすめている。このコンセプトが実現可能であるかどうかを判断するには更にエンジニアリングと設計作業を行う必要がある。Sevan は採用の可能性のあるガス田が特定されるまで詳細設計には取り掛からないであろう。さらに同社の財務状況を考慮すれば、フィールド・チャーター契約を確保するまで FLNG の建造を発注するとは考えられない。一方、Sevan はフィールド・チャーター契約を確保する前に FPSO を発注した前歴があり、FPSO 事業者の中で最も投機的リスクを取ってきた。資金繰りがつけばシリンダー型 FLNG 建造を発注し、世間をあっといわせる可能性も否定できない。

図表 23 Sevan FLNG 設計



出典：Sevan

Technip FLNG

テクニップは 2 種類の FLNG 設計を開発している。一つは目的仕様建造の船体を利用するものであり、もう一つはセミサブを利用するものである。船形の FLNG は小規模から中規模のガス田をターゲットとしている。セミサブ型 FLNG は大規模ガス田を対象としている。

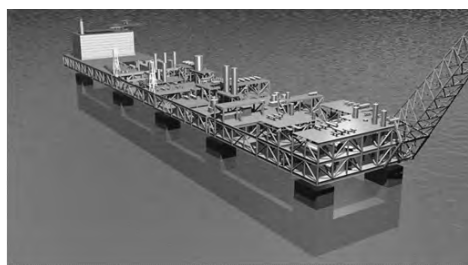
船形の浮体には LNG1.5~3 MTPA のトップサイド・プラントが搭載される。窒素エキスパンダー方式が使用される。貯蔵能力は LNG200,000m³、LPG とコンセンデートが 40,000~60,000m³ である。格納システムは SPB か高度に区切られたメンブレンタンクのいずれかを採用する予定である。積み出しは極低温空中フレキシブル・パイプを使ったタンデム配置であり、タレット係留装置が利用される。

図表 24 Technip 船型 FLNG 設計



出典：Technip

図表 25 Technip セミサブ型 FLNG 設計



出典：Technip

セミサブ型 FLNG は混合冷媒プラントを搭載し、LNG 生産能力は 5 MTPA である。大型メンブレンタンクを貯蔵施設とし、これがセミサブの船体構造のベースとなる。タンクは LNG200,000m³、LPG とコンデンセートが最大 60,000m³ である。スプレッド係留システムが使用される。この設計の長所は大重量のデッキロードを支えることができる点であり、厳海況でも揺れが少ない点である。

テクニップは 2 つのユニットの Pre-FEED（基本設計前）段階にある。FEED 段階に進むには、具体的なガス田が特定される必要があり、チャーター契約を確保するまで建造契約を発注することはないであろう。

Hamworthy FLNG

Hamworthy は LNG 船上液化装置における実績に基いた 2 つのオフショア液化コンセプトを開発した。ひとつのコンセプトは随伴ガスからの非常に小規模な LNG 生産をターゲットとしたものである（ミニ LNG）。もう一つのコンセプトは中規模のガス田を対象としている。

ミニ FLNG 設計では、日量 6～15 トンの非常に小規模な LNG 生産に市場機会を見出している。プラント設計は SINTEF LNG 液化技術に基づいており、Oil Flooded Screw Compressor、アフタークーラー、熱交換装置、膨張バルブを使用した混合冷媒方式を使用する。混合冷媒の圧縮、過冷却、凝結、気化、分離、膨張サイクルが繰り返される。動力は原料ガスまたは再生ガスを使用したガス・エンジンで提供される。プラントは標準型の 40 フィート ISO コンテナに組み込まれる。プロトタイプのプロントは 2003 年から運転しており、フルスケールの実証実験が計画されている。

図表 26 Hamworthy FLNG 設計



出典：Hamworthy

中規模ガス田を対象とした第二の設計は窒素エキスパンダー・サイクル方式を使用し、生産能力はトレインあたり最大 1MTPA となる。Hamworthy によれば、さまざまな生産能力についてのエンジニアリング研究が完了し、プラントは～0.35kWh/kg LNG の低特定エネルギー消費 (a low specific energy consumption) が可能である。イラストのユニットは設備能力合計 2MTPA の 2 系列トレインが搭載されたものである。

Hamworthy は LNG 船上再液化システムの主力である。同社は再液化ユニットを Nakilat が発注した 40 隻をこえるディーゼル駆動 Q max、Q Flex LNG に供給した。Hamworthy の独立型 FLNG 設計には顧客がついておらず、プロジェクトが特定されるまで大がかりな投資はしないと考えられる。

2.4 問題点と制約

浮体式液化施設の設計には、LNG プラントの規模、重量、外洋海況でのプラットフォームの安定性、FLNG の安全性、設置されるこのガス田の特性にあわせたトップサイド・プラントの設計、環境上の反対、格納システム設計、積み出しの制約等、数々の問題点、制約がある。

プラントの規模と重量

FLNG トップサイド・プラントの設置面積は大きく、デッキに多大な重量がかかる。シェル FLNG プラント設計は約 450 x 70 m のデッキスペースを必要とする。これは 3.5 MTPA の LNG 液化能力のプラントと 1.5 MTPA の LPG 及びコンデンセートの生産施設をサポートするが、トップサイド重量は合わせて 5 万トンを超える。コノコフィリップスの FLNG は 5.3 MTPA の LNG/LPG プラントを搭載するが、全長 450m 近くのバージ型浮体が必要となる。シェルまたはコノコフィリップスの規模の浮体を収容する施設のある建造造船所は限られている。やや小型の FlexLNG でさえ、呼称能力 1.7 MTPA の窒素エキスパンダープラントを搭載するために 293 x 50m の浮体を必要とする。原料ガスの前処理、LPG 除去、LNG 積み出しに必要な他のトップサイド設備を除いても、プラント重量は約 1 万トンとなる。FlexLNG トップサイド・プラントの規模と重量は設計上の問題点となっており、完全に解決されていない模様である。

プラットフォームの安定性

LNG 生産における分離プロセスは船舶の揺れに大きく影響される。特に酸性ガス除去とアミン再生に使用される処理装置は揺れに弱い。うまく作動しないと、液化プロセスで二酸化炭素が凍結するおそれがあり、プラントの運転を停止、再起動する必要が生じ、運転に乱れが発生する。揺れの問題を最小限にとどめるためには、揺れに弱い装置をデッキの中心線上かその近くに設置しなければならない。これが安全性要件に影響する設計上の制約となる。酸性ガス除去のためのアブソーバーとリジェネレーション・コラムは FLNG では波による船体の動揺に対応するために陸上プラントよりも大型化しなければならない。船舶の揺れに関連した問題点は明確には理解されていない。実際に稼働している FLNG が存在しないため、外洋海況であっても FLNG の運転が可能かど

うかはまだわからない。

安全性

安全性は FLNG トップサイドの設計上の制約に重大な影響をあたえている。全体的に FLNG に搭載されるトップサイドは非常にコンパクトであり、同様の生産能力の陸上 LNG プラントよりも大幅に小型化されている。多様なモジュールに最適の配置を決めるためにはリスクとのバランスを取る必要がる。たとえば、居住区は処理プラントから可能な限り離す必要があり、タレット係留 FLNG ではガスプラントの風上となる船首側に居住区が配置される。しかしこの配置では居住区域がガス漏れの発生する可能性のあるタレット付近に置かれることになる。フレアスタックは明らかにプラント及び居住区から可能な限り離さなければならない。しかし、船尾に配置すれば、フレアスタックがタンDEM積み出し装置の近くに設置されることになる。FlexFLNG のように中間（ミッドシップ）に配置すれば、フレアスタックがサイド・トゥ・サイド(横付け)積み出しアームの近くになる。業界は安全問題に大きな注意を払っているが、さまざまな FLNG 設計がすべての安全性上の問題にどの程度対処するかは今後の課題である。

個々のガス田にあわせたトップサイド設計

洋上液化装置は性質の異なるガスを生産する複数のガス田で使用するための汎用設計でもありえる。汎用プラントはコンプレッサー、クーラー・ユーティリティー、液化及びヒート・コンテンツ・コントロール等からなる。しかし、ガス田で生産された天然ガスが液化プラントに送られる前に、原料ガスに含まれる液体を分離し、CO₂、水銀等の不純物を除去する前処理を施さなければならない。再加熱・冷却の程度、予備加圧、LPG 抽出システムを生産されるガスの特性にあわせて調整する必要がある。その結果、設計・建造プロセスは設置されるガス田で生産される天然ガスの特性が明らかになった後、特定のガス田にあわせた仕様の装置を搭載できるようにしなければならない。FlexLNG は汎用 FLNG を建造し、フィールド・チャーター契約を確保した時点で採取されるガスの特性に合わせた仕様のモジュールを設計、追加するというコンセプトを採用した。これが実現可能かどうかは現時点では明らかではない。FlexLNG はフィールド・チャーター契約が確保できないため FLNG 第一船の建造を延期し、トップサイドの詳細設計作業の大部分を中止したとされている。これは、建造初期段階でもフィールド・ガスの特性を把握する必要性が大きいことを示している。

環境上の反対

FLNG は沖合いに設置され、一般人の目には入らないため、「うちの裏庭にはおことわり（NIMBY）」式の環境保護団体の反対はないはずだ。しかしオープンループ式海水冷却装置を採用する FLNG には環境上の反対がありえる。冷却サイクルの熱交換により温度が上がった水を海中に排出することにより、海洋生物に悪影響が及ぶ危険性がある。この点でグリーンピースのような団体からプロジェクト反対運動が引き起こりかねない。浮体式貯蔵再ガス化施設においてもオープンループの使用に環境上の反対があったことを留意すべきである。しかしオープンループ FLNG を禁止すれば FLNG

プロジェクトの経済性に大きな影響が及ぶ。運転効率から考えると、閉鎖式淡水システムよりもオープンループ海水システムの方が好ましい。CB&I LUMMUS はクローズドループ方式ではオープンループ方式と同じだけ温度を下げるためのエネルギー消費量は3%上昇すると推定している。

格納システム

FLNG はトップサイドを搭載するための広い平坦なデッキ面積と、部分積みでの海況制約のない格納システムを必要とする。Golar の設計は自社の余剰モス型 LNG 船を転用できるという長所があるためにモス型を採用しているが、平坦なデッキが必要なことから、一般にモス型球状格納システムは除外される。FLNG が設置される海域の海況により、部分積みで運転する必要があるため、スロッシングの影響に耐えるための相当な補強がないかぎり現在 LNG 船で利用されているメンブレン格納システムも除外される。その結果 SPB が FLNG 格納タンク設計としては最も有力とされていた。しかしロイズの技術ディレクターが最近発言したように、LNG スロッシングは非常に複雑な問題であり、計算やテストで明確に対処することが困難な多くの面がある。メンブレン LNG 船の貨物格納システムのスロッシング荷重の評価は非常に複雑であり、適用できる単一の評価手順は存在しない。

積み出しの制約

極低温の液体の海上における積み替えは非常に困難なプロセスであり、LNG 積み出し能力は設置海域の海況により左右される。ローディング・アームを使って、FLNG に横付けした従来型 LNG 船のマニフォルドに FLNG から積み出しが可能である。CB&I Lummus によれば、マリン・ローディングアームを使った積み出しは 2.5m の波高まで可能である。FLNG の船尾から空中ホースを経由して LNG 船の船首に LNG を送るタンDEM積み出しでは、波高 5.5m まで可能である。しかし、タンDEM積み出しには船首マニフォルドのある LNG 船が必要であり、ほとんどの既存 LNG は使用できない。海中、海底ホースまたは HiLoad 積み出しシステムを使用して FLNG と LNG 船を結ぶ場合、さらに厳しい海況での積み出しが可能である。しかし、シップ・ツー・シップ（船舶間）の積み替えはマニフォルド間に極低温ホースを使用して実施された実績があるが、海中極低温ホース、極低温オフショア・ローディングアーム、HiLoad の実用実績はない。これらの技術は開発段階にあり、これらのシステムが厳しい海洋環境に対応し、天候や海況によるダウンタイムを最低限に抑えて運転できるかどうかはまだわからない。その結果、FLNG 積み出しによる制約は特に、厳海況、荒天の状況ではまだ完全に理解されていない。

2.5 将来の浮体式天然ガス液化プロジェクト

FLNG を生産施設として使用する可能性が検討されているオフショア・ガス・プロジェクトは多様である。開発がかなり進んだ段階にあり、FLNG を採用することが決定されているものもあれば、開発初期または中期であり、FLNG、陸上プラントのいずれを採用するか決定されていないものもある。以下に 7 件の FLNG 採用の可能性の

あるガス田開発プロジェクトをあげる。

Prelude/Concerto

シェルはオーストラリア西海岸沖の **Browse Basin** における「プレリュード」及び「コンチェルト」ガス埋蔵層の開発に **FLNG** を採用する計画を発表している。発見されたガス埋蔵層は **WA-371-P** 鉱区にあり、シェルが **100%** 権益を保有し、オペレートしている。プレリュードは **2007** 年 **1** 月に、コンチェルトは **2009** 年 **3** 月に発見された。プレリュードの推定埋蔵量は **2~3Tcf** とされている。同プロジェクトは **FEED** 段階にある。環境上の反対によりプロジェクトが遅延することがなければ、また投資を実施する最終的決定が下れば、フィールド・スタート・アップは **2014** 年または **2015** 年になる公算が高い。

Sunrise

Woodside はオーストラリア北部のチモール海における **Sunrise** ガス田群の開発に **FLNG** の利用を検討している。ガス田群には **Sunrise** ガス田と **Troubadour** ガス田が含まれる。**Sunrise** は天然ガス **8Tcf**、コンデンセート **3** 億バレルの大型ガス田群である。当該フィールドはダーウィンの **450km** 沖合い、水深 **90~550m** の地点に位置する。**FLNG** を使用する決定は確定していない。ダーウィンの既存の **LNG** プラントを拡張し、ガスを陸上に送るオプションもまた検討されている。東チモール政府は東チモールの陸上でガス処理を行うことを望んでおり、決定に複雑な要素が加わっている。ウッドサイドは同ガス田のオペレーターであり、**33%** の権益を保有する。コノコフィリップス、シェル、大阪ガスが同ガス田のパートナーとなっている。

Echuca Shoals

Nexus Energy はオーストラリア沖 **Browse Basin** で発見された **Echuca Shoals** ガス埋蔵層の開発に **FLNG** を利用することを検討している。同ガス埋蔵層は **WA-377-P** 鉱区内にあり、**1983** 年に発見された。**Nexus** は同埋蔵層が最大 **4Tcf** のガスが埋蔵されており、加えて随伴コンデンセートが埋蔵されている可能性があると推定している。同ガス田は **FLNG** の対象となりえる。現在サムスン重工とテクニップが **FEED** を準備しており、シェル **FLNG** 設計になる公算が高い。シェルは同ガス田 **34%** の権益を保有している。埋蔵量とガスの特性を確認するための評価（アプレイザル）井の掘削が計画されている。

Kitimat

Kitimat LNG はカルガリーを拠点とする株式非公開企業であり、**LNG** 輸出プラント/ターミナルをブリティッシュ・コロンビアのキティマットに建設することを計画している。原料ガスは西カナダ **Sedimentary Basin** からパイプラインでプラントに供給される。**LNG** の輸出先は太平洋 **Basin** 市場となる。ベース・コンセプトは陸上ベースの液化プラントを採用することとしているが、**Teekay/Merrill Lynch** が **FLNG** の利用を提案している。同グループは **1993** 年建造の **87,300m³LNG** 船であるアークテ

ティック・スピリット号を改造してプラットフォームとすることを提案している。セルフ・サポーティングプラズマティックタイプ B 貨物格納システムを搭載した LNG 船は 2 隻しか存在せず、アークティック・スピリットはそのひとつである。同ユニットはキティマットの埠頭に横づけ係留される。プラント/ターミナルのスタートアップは 2013 年に予定されているが、同プロジェクトの実施には行政許認可と地元の承認が必要である。

Bonaparte

Santos と GDF スエズはオーストラリア沖の Bonaparte Basin の Petrel、Tern、Frigate ガス田の開発に FLNG 利用が適するかどうかを評価している。ガス田群はダーウィン沖西方 240~300km 沖に位置し、推定ガス埋蔵量は 1.5Tcf とされている。FLNG のベース設計コンセプトは年産 200 万トンの設備能力とされている。GDF スエズがジョイントベンチャーを率いて FLNG を運転する。また GDF スエズは生産された FLNG の全量を引き取り、アジア太平洋地域へ輸送する。同プロジェクトが進行するかどうかは、オーストラリア外国投資審査委員会の承認にかかっている。

Santos Basin

ブラジル石油公社ペトロブラスはブラジル沖サントス堆積盆における FLNG 利用の FEED 研究実施の入札募集を行なった。ユニットは沖合い 300km に設置され、超大水深プレソルト油田の随伴ガスの商品化に使用される。ペトロブラスは FLNG を利用するかどうかについて決定を下しておらず、海底ガスパイプラインを経由して陸上へ送るオプションも検討されている。FEED 研究は FLNG のフィージビリティを判断し、コスト推算を投資検討の対象となるレベルまで確実にするためのものである。FEED 研究に応札している企業には、Hoegh/CB&I Lummus、Modec/JGC、SBM/Linde が含まれる。FEED 契約の発注先の決定は 2010 年初めとなる公算が高く、最終的な投資決定は 2011 年の第一四半期に行なわれる予定である。

Minza

FlexLGN はチモール海の Minza ガス田群を FLNG 第 1 号のターゲットとしている。同コンプレックスは東チモールとオーストラリアの合同石油開発海域に位置する。ガス田群には、Chuditch Main、Chuditch West、Bilby、Wombat の 4 つのガス田が含まれる。ガス田はシェルが 1998 年に発見し、その後権利放棄し、2006 年に Minza Oil and Gas が権利を購入したものである。FlexLNG は 2009 年 6 月に、FLNG 第 1 号の投入を目的として Minza のコントロールを買い取る合意に達した。しかし、同プロジェクトはまた開発初期段階にある。オペレーターはさらに地震探鉱調査を実施する必要があるとあり、その後評価井の掘削が始まる。ガス田群開発が商業的に成り立つと仮定しても、2014 年、または 2015 年以前に運転開始されるとは考えにくい。

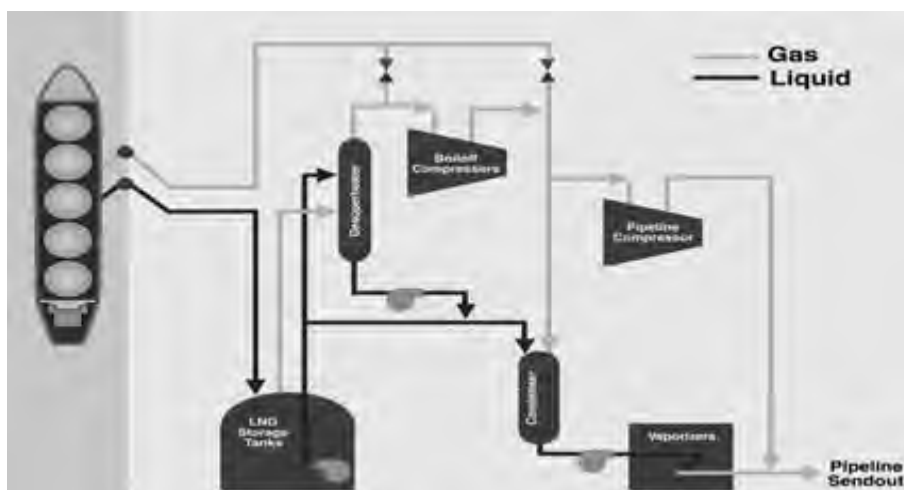
3. 浮体式再ガス化施設

本章では LNG サプライチェーンの再ガス化の部分論じ、LNG 再ガス化技術と浮体式貯蔵再ガス化施設（FSRU）を陸上施設に代えて受入ターミナルとして利用するコンセプトを概説する。

3.1 再ガス化プロセス

浮体式再ガス化は本質的に液化の逆プロセスである。目的は LNG をガスに戻すことである。再ガス化プロセスでは LNG が船舶からローディングアームで汲み出され、ターミナルの極低温貯蔵タンクにパイプで送られる。LNG は貯蔵タンクから気化装置に送られ、液体の温度を上げることにより LNG をガス（気体）に変える。生産されたガスは送ガスパイプラインにより市場に送り出される。

図表 27 LNG 再ガス化ターミナルにおけるプロセスの流れ



出典：Panhandle Energy

陸上の LNG 受入再ガス化施設は長年にわたる運転実績があり、有効性が証明された成熟した技術を使用している。現在稼働している LNG 受入再ガス化ターミナルは全世界で 60 カ所であり、18 カ国に設置されている。これには陸上、洋上プラントが含まれる。初期の陸上プラントは 1960 年代に建設された。最初の洋上受入施設は 2008 年に運転を開始した。2005 年にはメキシコ湾に LNGRV からの荷揚げ用にブイ式ターミナルが設置されている。

LNG が気化するレベルまで温度を上げるために 4 種類の気化プロセスを使用することができる。オープンラック方式、サブマージド・コンバッション（水中燃焼）方式、シェル・アンド・チューブ方式、そして大気加温方式である。プロセスの違いは加温気化の熱源として水を使うか空気を使うかの違いである。水を使う場合は、オープンループ方式かクローズドループ方式のいずれかとなる。

オープンラック方式

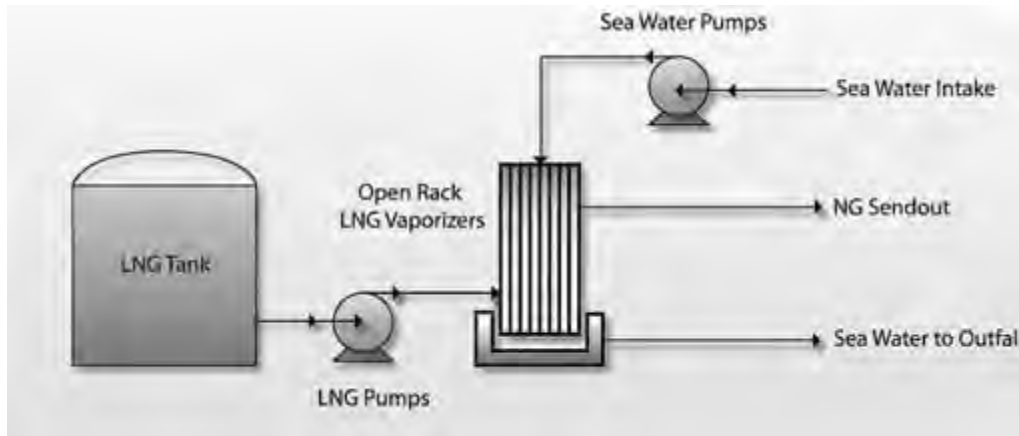
オープンラック気化装置（ORV）はオープンループ・システムで海水を熱源として使用するものである。気化装置は複数の管を並べた熱伝導パネルで構成され、管中に LNG が送られる。温度の高い海水からの熱交換により LNG を加温気化する。生産されたガスは送ガスパイプラインに送られ、冷却された海水は海中放流される。

一般にオープンラック方式による熱交換では海水の温度が 46° F を超える必要がある。海水は微量の砂と汚泥を含んでおり、pH は 7.5～8.5 の間でなければならない。重金属鉄を含む海水は使用できない。

Black & Veatch によれば、放流口における海水温度変化は 15° F としているが、別のソースは放流口で最大 20° F の温度差が生じる可能性があるとしている。熱交換の媒体として使用された海水が周囲の温度よりも低い温度で放流されること、また塩素を含んでいることから、特に米国で環境上の反対がある。

他の気化方式と比べて、オープンラック方式は設備費が高価であるが、ランニングコストは比較的低い。Black & Veatch によれば 40° F で 1,000MMcf/d の処理能力を有する ORV の気化装置のコストは約 350 万ドルである。この数字には送り出し用ポンプ、BOG コンプレッサ、Steel basin、海水循環システム等の周縁システムのコストは含まれていない。これまでアジア、ヨーロッパではベースロード用には一般にオープンラック方式が採用されている。

図表 28 オープンラック気化装置



出典：CB&I

サブマージド・コンバステーション方式（水中燃焼方式）

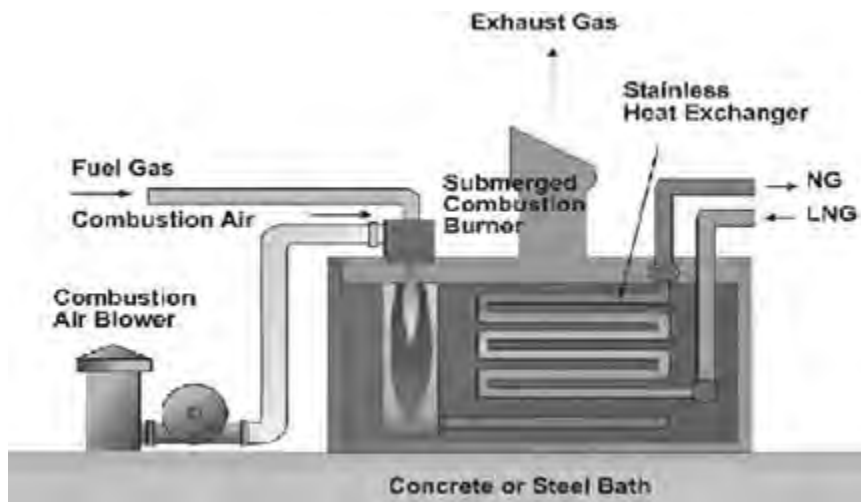
サブマージド・コンバステーション方式（SCV）では再ガス化されたガスの一部を燃料とするガスバーナーを水槽内に設置する。LNG は水槽内に通されたパイプに送り込まれ、熱交換により気化する。生産されたガスは送ガスパイプラインに送られる。水はタンク内にとどまる。

オープンラック方式に比べて、サブマージド・コンバステーション方式は比較的単純な構造であり維持に手間のかからない気化装置である。気化装置に使用される水の水質の制御が可能であり、周囲の海水の温度に影響を与えないため海洋生態系に及ぼす環境上の影響は最小限となる。

Black & Veatch によれば 40° F で 1,000MMcf/d の処理能力を有する SCV 気化装置のコストは約 150 万ドルである。この数字にはエア・ブローアー、循環ポンプ、燃料ガスヒーター、コントロール、配管が含まれているが、生産されたガスを送りだすためのポンプ、BOG コンプレッサ等の周縁装置は含まれていない。しかし、燃焼バーナーの燃料としてガスを使用するため、SCV のランニングコストは高価となる。B&V は燃料としてのガス消費量は処理量の約 1.3% となると推定している。SCV 装置ではまた、燃焼プロセスによる排気ガスが発生する。

米国の 4 カ所の陸上 LNG 受入基地 (Everett、Cove Point、Elba Island、Lake Charles) がサブマージド・コンバッション気化装置を使用している。新設されているルイジアナ州の Sabine Pass LNG 受入基地第 1 期プロジェクト、Cameron LNG 受入基地もまたこの方式を使用している。

図表 29 サブマージド・コンバッション気化装置



出典：Gulf States Marine Fisheries Commission

シェル・アンド・チューブ方式

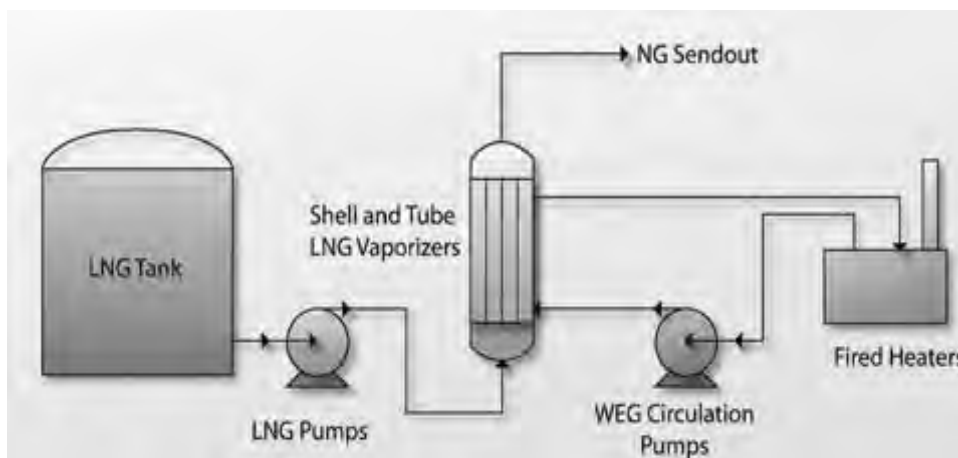
シェル・アンド・チューブ方式の気化装置はオープンラック方式、サブマージド・コンバッション方式と比較して一般に小型である。同方式は主として熱源が容易に入手できる環境で利用される。熱交換の媒体としては、オープンループの海水、またはクローズドループの中間熱媒体のいずれの使用も可能である。

クローズドループ方式の一種として U 型管の熱交換装置内で LNG を加温気化するためにグリコール水を使用するものがある。熱交換媒体は外付けの燃焼加温装置またはガスタービン排気からの廃熱により加温される。この方式のシステムは他の気化装置と比べて必要な設置面積が比較的小さいという利点がある。しかし燃焼加温装置には燃料が必要であり、ランニングコストが高価となり、排気ガスが発生する。

テキサスに新設されている Golden Pass LNG 受入基地では 10 つの熱交換装置からなるシェル・アンド・チューブ方式の気化装置で構成されている。また CB&I はトルコの EGE Gas にシェル・アンド・チューブ方式の気化装置を供給した。当該システムは海水を加温媒体として使用するものである。シェル・アンド・チューブ方式の気

化装置は **Excelerate LNGRV** の再ガス化装置として船上搭載されている。

図表 30 シェル・アンド・チューブ気化装置



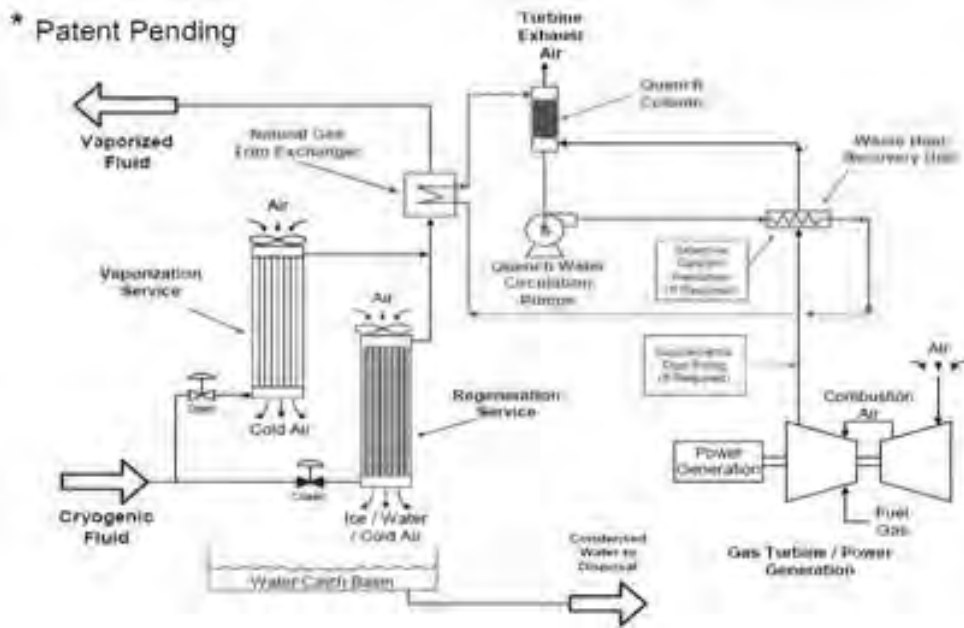
出典：CB&I

大気加温気化方式（アンビエント・エア方式）

大気による加温気化装置は熱交換装置を通して LNG に暖かい外気からの熱を伝導するものである。自然風を利用した大気加熱気化と人為的に空気を吹き付けて加温気化する装置が設計されている。大気加温気化装置の設置には比較的大きな空間が必要である。補助燃焼バーナーによりさらに加温することは可能であるが、基本的に気温の高い地域に適している。気化装置に発生する霜が氷結するため、除氷作業のため定期的に装置の運転停止が必要である。

処理能力 1.75Bcf/d の大型大気加温気化装置がメキシコ湾岸に新設されたフリーポート LNG 受入基地に利用されている。また **Cheniere** 社 **Sabine Pass LNG** 受入基地の第 2 期プロジェクトでも大気加温気化方式が採用される予定である。**Torp** はアラバマ州沖のオフショア浮体式再ガス化ターミナルに大気加温気化方式の採用を提案している。

図表 31 大気加温気化装置



出典：CH-IV International

大気加温気化装置はまた他の気化装置と併用することもできる。たとえば、オレゴン州では再ガス化プラント用に大気加温気化方式とシェル・アンド・チューブ方式を併用した熱交換システムが提案されている。これは大気を主熱源としており、シェル・アンド・チューブ気化装置は補助加温装置となる。

3.2 浮体式再ガス化貯蔵施設

浮体式液化に比べると、浮体式再ガス化は比較的成熟した技術である。現在数多くの浮体式再ガス化システムが稼働しており、エンジニアリング段階にあるものも多い。Golar LNG と Excelebrate が浮体式再ガス化システムの先駆者である。これらの 2 社は浮体式再ガス化プラントを実際に運転している。しかし、少なくともさらに 6 社がこれまでに浮体式再ガス化事業への参入を試みている。浮体式再ガス化/貯蔵システムの各種コンセプトを以下に概説する。

浮体上で再ガス化を行うアプローチは(a) FSRU、(b) LNGRV、(c)浮体式移送再ガス化施設 (FTRU)、の 3 種類に大別される。

(a)FSRU-Floating Storage and Regasification Unit

第 1 のアプローチは FSRU を利用するものである。FSRU は LNG タンカーの改造、または FSRU 用に注文建造した船体に気化装置を搭載するものである。FSRU は陸上施設に横づけ係留することもできるし、オフショアに係留しパイプラインで陸上と接続することもできる。LNG 船が FSRU に横づけし、LNG を FSRU に荷揚げする。LNG の積み換えにあたって LNG 船側には特別な装置を搭載する必要はない。FSRU に積みかえられた LNG は一旦極低温タンクに貯蔵されてから、天然ガスに戻される。再ガス化されたガスはパイプラインで送り出される。Golar がこのアプローチを採用している。

Golar LNG

Golar は FSRU 開発のパイオニアである。2002 年に同社は初めての FSRU 概念研究を発注し、2005 年には投機的に LNG 船を FSRU に改造する契約を Keppel に発注した。同社が現在運転している、または改造中の FSRU は 4 隻である。このうち 2 隻はブラジルで稼働しており、第 3 船はイタリアで、第 4 船はドバイで運転される契約が結ばれている。ブラジル向け FSRU の改造を行った Keppel が UAE 向けの FSRU の改造工事を実施している。ドバイ・ドライドックがイタリア向けの FSRU の改造を行っている。

4 隻すべてに共通する点は、既存 LNG 船を FSRU 改造のベースとして使用していることである。しかし Golar が強調するように、汎用 FSRU というものは存在しない。プロジェクトごとに FSRU の仕様は大きく異なる。

「Golar Spirit」は FSRU の再ガス化装置として蒸気気化器を使用している。Moss Maritime 社が施設設計を担当し、Thermax が気化装置を提供した。気化装置はそれぞれ長さ約 8m であり、重量は 5,500kg である。再ガス化システムは既存の貯蔵タンクの中に収まるように設計されたスキッド上に設置されている。船舶の既存の蒸気ボイラによって発生させた蒸気を熱源として使用している。「Golar Winter」はクローズド・プロパン・ループ内で海水を媒体として用いる Hamworthy 再ガス化装置を採用している。再ガス化システムはそれぞれ長さ 10.5m、幅 6.1m、高さ 8m のスキッド 3 台の上に設置されている。

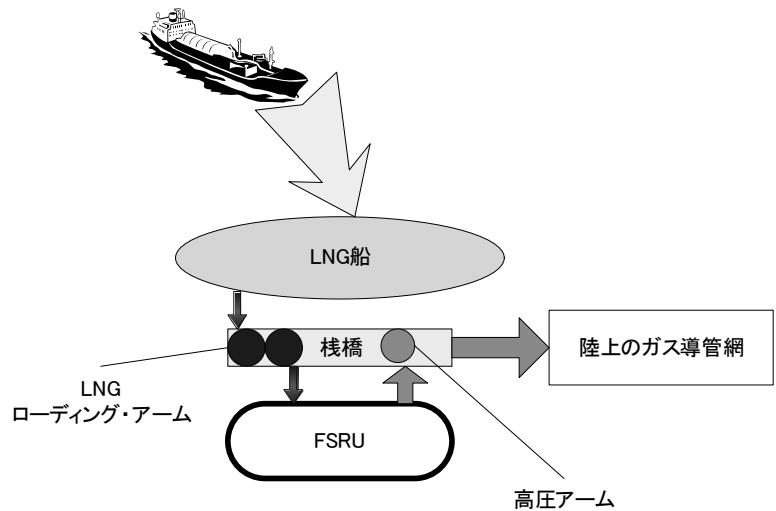
図表 32 は Golar の FSRU 4 隻の仕様を比較したものである。

図表 32 FSRU 仕様の比較

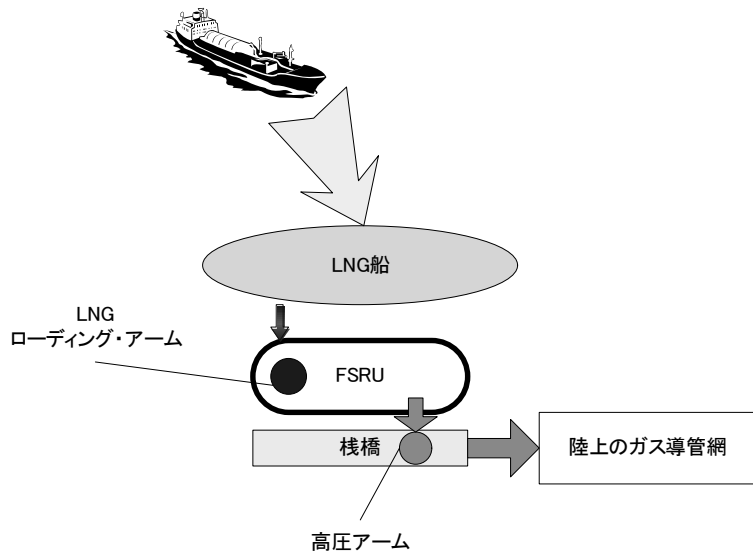
区 分	<u>Pecem</u> <u>ブラジル</u>	<u>Guanabara</u> <u>ブラジル</u>	<u>Livorno</u> <u>イタリア</u>	<u>Dubai</u> <u>UAE</u>
船名	Golar Spirit	Golar Winter	Golar Frost	Golar Freeze
船主・用船主	PETROBRAS	PETROBRAS	OLT-O	DUSUP
契約形態	長期用船 10 年 + オプション 5 年	長期用船 10 年 + オプション 5 年	合弁事業参加	長期用船 10 年 + オプション 5 年
スタートアップ	2008	2009	2010	2010
再ガス化能力	2.5 bcm/yr	5.1 bcm/yr	5.0 bcm/yr	4.0 bcm/yr
貯蔵能力	129,000 m ³	138,000 m ³	137,000 m ³	125,000 m ³
格納施設	モス	メンブレン	モス	モス
係留	既存の棧橋を LNG 棧橋にアップグレード	新たに LNG 棧橋を建設	沖合係留	新たに LNG 棧橋を建設
LNG 積み換え	棧橋上に設置されたローディング・アームを使用	棧橋上に設置されたローディング・アームを使用	LNG 船を横づけし、FSRU に搭載されたローディング・アームを使用	LNG 船を横づけし、FSRU に搭載されたローディング・アームを使用
ガス送出	棧橋に設置された高圧アーム	棧橋に設置された高圧アーム	ライザーから海底パイプライン経由	棧橋に設置された高圧アーム
気化装置	直接蒸気気化 クローズドループ	2 段階プロパン気化・海水クローズド/オープンループ	オープンループ	2 段階プロパン気化・海水オープンループ
転用の可能性	LNG 船として航行する能力を維持	LNG 船として航行する能力を維持	-	FSRU として他のガス田で利用可能

出典：Golar LNG

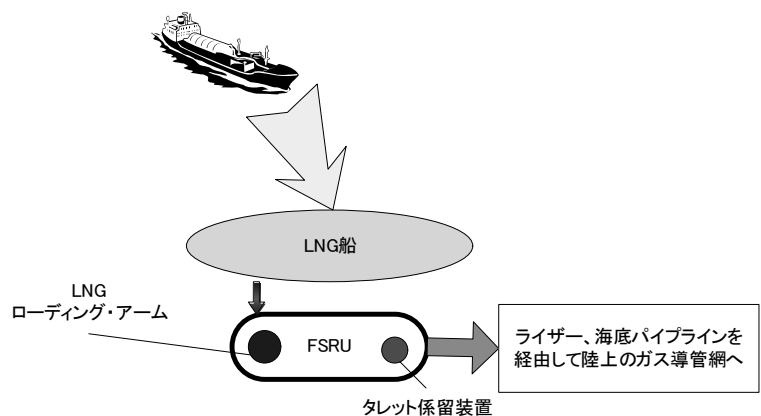
ペトロブラス向けの 2 隻の FSRU は LNG 船からの積み換えを栈橋上に設置されたローディング・アームを經由して行い、気化されたガスを栈橋上に設置された高圧アームを經由して陸側の導管網に送出する配置をとっている。FSRU は航行能力を維持しているため、通常の LNG 船としても使用することができる。再ガス化能力の異なる 2 隻の FSRU を使用することにより、LNG 需要に合わせて FSRU の配置を変えることができる。ブラジルの天然ガス需要が低い季節には、1 隻を供給元からの LNG 輸送に転用することも可能である。



イタリア沖に設置される Golar Frost には LNG ローディングアームが船上搭載されており、シャトルタンカーは FSRU に横づけして LNG の積み換えを行う。天然ガスの送り出しはライザーから海底パイプライン経由で行われる。タレット係留装置が搭載される。



DUSUP 向けの FSRU は LNG 船としての航行能力は持たないが、別の場所で FSRU として利用することが可能である。FSRU は栈橋に係留され、シャトルタンカーは FSRU に横づけして LNG の積み換えを行うため、FSRU 船上に LNG ローディング・アームが搭載される。ガスの送出には栈橋上に設置された高圧アームが使用される。



Golar LNG の FSRU 開発の経緯

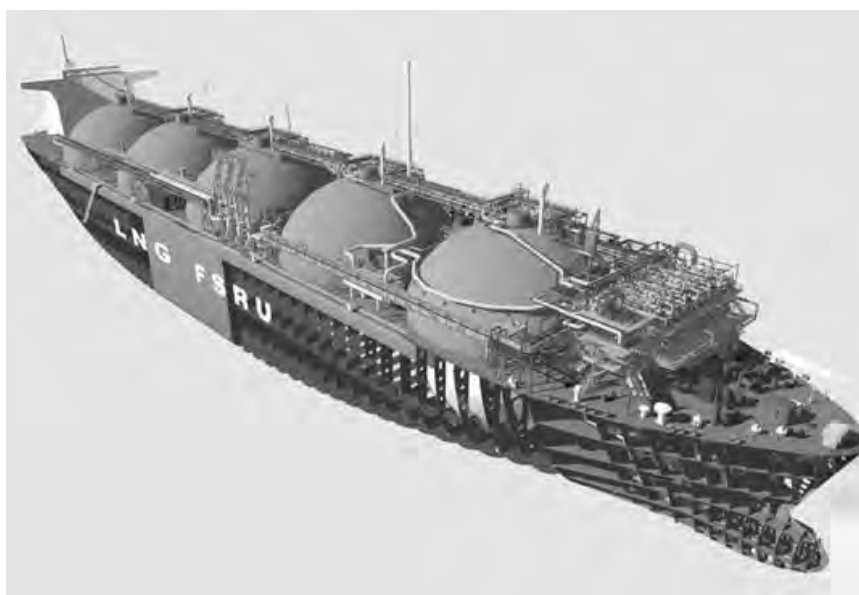
- 2002 年：Saipem とオフショア FSRU 概念研究を発注
- 2005 年：投機的に LNG 船の FSRU への改造をケペルに発注
- 2007 年：ペトロブラスから FSRU2 隻の長期チャーター契約を受注
- 2008 年：Dubai FSRU と Livorno FSRU プロジェクトの最終投資決定
- 2009 年：Golar Spirit、ブラジルで試運転に成功

図表 33 Golar Spirit—Pecem FSRU



出典：Oil & Gas Journal

図表 34 Golar Freeze Jebel Ali FSRU



出典：Golar LNG

Golar は FSRU 部門で積極的に事業拡大を図っている。同社は保有している 1970 年代建造の LNG 船 4 隻—Hilli、Khannur、Gimi、Gandria を改造用に取り置いている。これらの LNG 船は 4 隻ともモス型格納システムを搭載している。Golar は「依然として活発な引き合いがある」としている。

Broadwater Energy

Broadwater Energy は TransCanada Pipelines と Shell U.S. Gas and Power のジョイントベンチャーである。同グループは浮体式 LNG 受入ターミナルをロングアイランド・サウンドのニューヨークとコネチカットの中間地点に設置すること

を計画している。LNG を貯蔵し、再ガス化して、平均 1Bcf/d の天然ガス送出する FSRU を注文建造することが計画されている。同 FSRU の天然ガス送出量でニューヨーク市、ロングアイランド、コネチカット南部の重要な 25%を満たすことができる。

FSRU は 370 x 61m のバージ型浮体となり、クローズドループ方式の水中燃焼気化装置が再ガス化に使用される。メンブレイン格納システムは 350,000m³ の LNG を貯蔵することができる。ヨーク型係留装置が固定されたタワーに連結され、FSRU は風向と潮の向きに応じてウェザーベニング (Weathervaning) する形態で係留される。LNG 船からの LNG は FSRU に搭載された超低温ホースと特別な荷揚げアームを使い、サイド・ツー・サイドで荷揚げされる。気化された天然ガスは海底パイプラインを通過してニューヨークとコネチカットに送られる。

図表 35 Broadwater FSRU



出典 : Broadwater Energy

プロジェクト開発社は FSRU の詳細設計を 2007 年に開始し、2010 年にユニットを完成して設置する計画であった。しかし、同プロジェクトは米国の他の LNG 再ガス化ターミナルプロジェクトと同様に、環境保護の観点から強い反対を受けている。許認可プロセスには様々な州政府、連邦政府機関が関与しており、最終的に同プロジェクトが承認され、実現するかどうかは定かではない。

Blue Ocean

ExxonMobile は仕様建造の FSRU をニュージャージー沖約 30km の地点に設置することを提案している。ユニットの処理能力は 1.2Bcf/d であり、ニューヨーク/ニュージャージー地域のガス需要に対応する。

バージ型 FSRU の全長は約 367m であり、インターナル・タレット係留装置を利用し、ウェザーベニングする。詳細は公表されていないが、再ガス化装置は水中燃焼加熱プロセスを使ったクローズドループ方式の気化装置が採用される公算が強い。LNG 船からの LNG の荷揚げは FSRU に搭載された特別設計の極低温荷揚げアームを使用し、サイド・ツー・サイドで行われる。格納システムについての詳細は公表されていないが、メンブレン方式または SPB 方式が使用される。積み出されたガスは海底パイプライン

を經由して地域の配ガス網に送られる。

図表 36 BlueOcean FSRU



出典：Blueocean Energy

本プロジェクトは厳しい許認可プロセスの対象となっている。また 30km 沖合に設置されるにもかかわらず、LNG 受入ターミナルにつきものの環境上の反対がある。このプロジェクトが最終的に承認されて、実現するかどうかは定かではない。許認可が下りるまで、FSRU は詳細設計・建造段階には進行しないと考えられる。

BHP Cabrillo Port

BHP は 285x 65m の浮体式 LNG 再ガス化施設をカリフォルニア沖に設置することを計画した。再ガス化装置はクローズドループ方式の水中燃焼気化装置を採用することとなっていた。それぞれ 92,000M³ の LNG 貯蔵能力を有する大型球状タンク 3 基を搭載し、ユニットには最大 1.5Bcf/d の再ガス化装置が搭載されることとなっていた。同 FSRU はカリフォルニア州南部 34km 沖、水深 870m の地点に外付けタレット係留される予定であった。

図表 37 Cabrillo Port FSRU



出典：BHP

同プロジェクトは環境保護団体から強い反対を受け、2007年にカリフォルニア州が同州の環境基準を満たさないという理由でプロジェクト実施の承認を拒否した。しかしBHPはCabrillo FSRUを許認可段階に持ち込むまで設計、エンジニアリングに数年間かけて投資しているため、BHPの設計のFSRUは別の場所で利用される可能性もある。

SBM

SBMはFSRU向けに複数の概念設計を開発している。ひとつは、モス型球状タンク搭載のLNG船をFSRUに改造するものである。FSRUは外付けタレットを搭載し、積み出しは極低温積み出しアームを使ってサイド・ツー・サイドで行われる。同設計の基本承認(AIP)をABSから取得している。

図表 38 SBM FSRU (既存 LNG 船の改造)



出典：SBM

第二の設計は仕様設計のバージ型浮体に処理能力 1Bc/d の液化装置を搭載するものである。プレ FEED 段階まで開発が進んでいる汎用設計では、貯蔵能力 300,000m³ の SPB またはメンブレンタンクが格納システムとして使われる。係留は離脱可能なタレット係留装置となる。本設計も ABS から基本概念承認 (AIP) を取得している。

第三の設計は穏海域用であり、LNG 船と付随するバージを利用するものである。LNG 船とバージがひと組となって、受入、貯蔵、再ガス化ターミナルの役割を果たす。LNG 運搬船は係留された LNG 船に横づけして、LNG を荷揚げする。バージに搭載された大気気化装置が再ガス化の熱源となる。

第四の設計は、貯蔵能力のない浮体式 LNG 受入/再ガス化ターミナルを使用するものである。LNG は LNG 運搬船から浮体式ターミナルへと荷揚げされ、ただちに送出能力の高い気化装置を使って、海底下の塩洞に圧入される。

SBM はいずれの設計も概念段階または FEED 前段階までしか進めていない。SBM が今後も FSRU 市場をターゲットとするかどうかは明らかでない。同社は FLNG プロジェクトに主要な機器—LNG スウィベル/タレット、極低温積み出し装置等—を供給する事業に専念するかもしれない。

(b) LNGRV—LNG Regasification Vessel

第 2 のアプローチは LNG 船の船上に再ガス化装置を搭載するものである。LNG 再ガス化装置搭載船 (LNGRV) は埠頭に横づけされ、またはオフショアターミナルにタイアップされ、ガスを荷揚げする。船内の LNG は船上搭載の再ガス化装置に送り込まれ、ガスはフレキシブル・パイプで送りだされる。Excelerate がこの LNGRV アプローチを採用している。

Excelerate

Excelerate は Exmar と提携して LNG 船上で使用する船上搭載再ガス化装置を開発したパイオニアである。同社は現在 8 隻の LNGRV を運航、または発注している。8 隻のすべてが注文建造であり、Daewoo が受注、建造している。

最初のシリーズである 3 隻の Excelsior 級 LNGRV 船は再ガス化装置を搭載した 138,000m³ の LNG 船であり、2005～2006 年に引き渡された。2 番目のシリーズである 5 隻の Explorer 級 LNGRV 船は再ガス化装置を搭載した 150,900m³ の LNG 船であり 2008 年から 2010 年にかけて引き渡されている。再ガス化装置は船舶の最前部に配置されている。

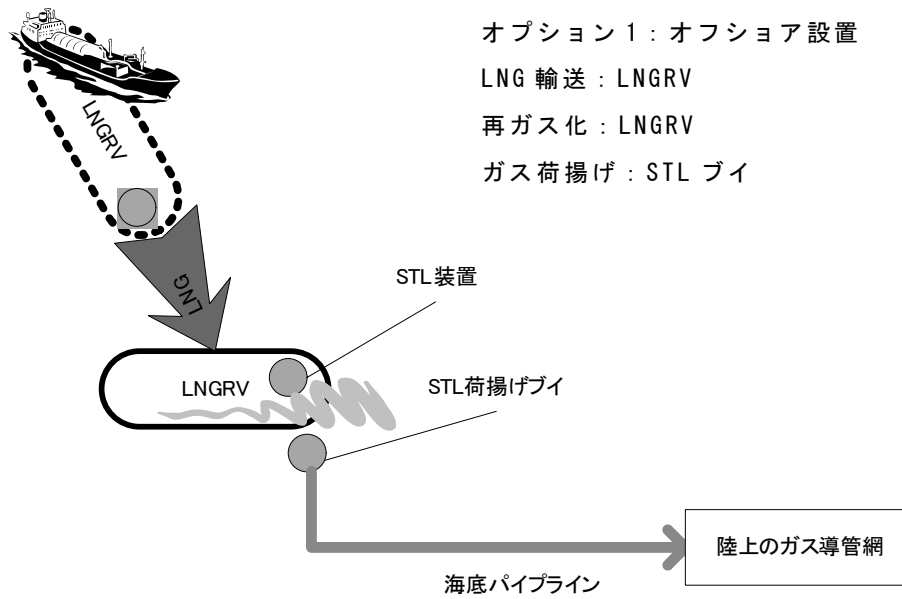
再ガス化にはシェル・アンド・チューブ方式の気化装置が採用されている。当該装置はオープンループでもクローズドループでも運転可能である。オープンループでは海水が再ガス化施設に取り込まれシェル・アンド・チューブ方式の気化装置を通過する。再ガス化装置を出た冷たい海水は船上から放水される。クローズドループでは水蒸気発生装置により加熱された淡水をシェル・アンド・チューブ方式の気化装置に通し、クローズドループ・システム内を繰り返し循環させる。オープンループとクローズドループを併用した運転も可能であり、この場合、海水を水蒸気発生装置により加熱する。

Excelsior 級再ガス化装置はクローズドループ運転では 400MMcf/d、オープンループ運転では 500MMcf/d のベースロード処理能力を有する。Explorer 級の再ガス化装置はクローズドループ運転でもオープンループ運転でもベースロード処理能力は 500MMcf/d である。Excelsior 級、Explorer 級のいずれの再ガス化装置もピーク処理能力は 690MMcf/d である。Excelerate 社は LNGRV からの天然ガス送出用に 4 種類のシステムを開発している。

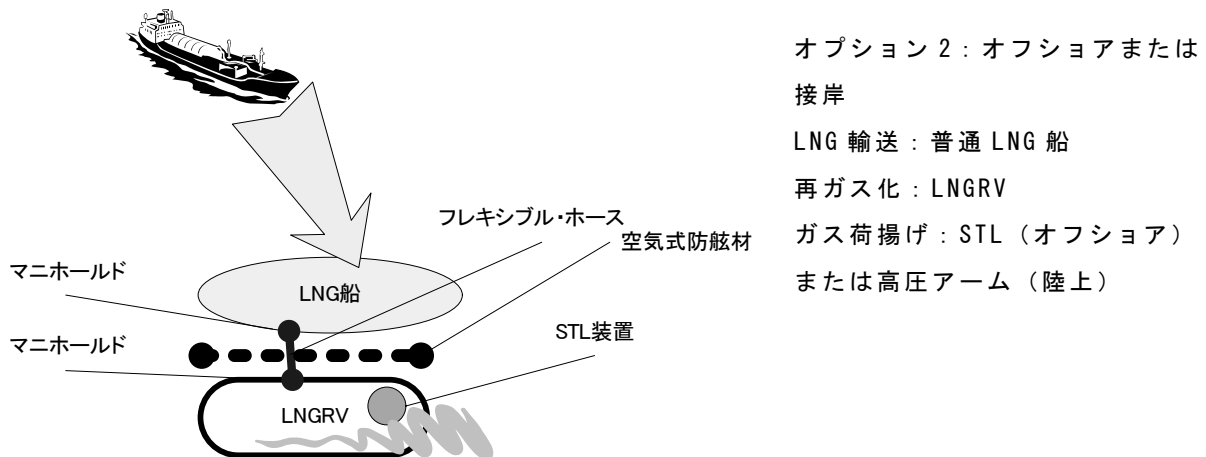
図表 39 *Excelsior*
LNGRV Regasification Plant



出典：Excelerate



第1のシステムはサブマージド・タレット・ローディング（STL）システムを使って気化した天然ガスを LNGRV 船から陸上に送り出すものである。Excelerate は STL システムを使用したブイ型洋上荷揚げターミナルを米国内で2カ所開発した。ひとつはアラバマ州沖の Gulf Gateway であり、もうひとつはボストン沖の Northeast Gateway である。これらのターミナルは LNGRV からの高圧ガスを受入、海底パイプラインで陸上へ送る設計となっている。STL ブイターミナルで荷揚げすることができるのは STL 装置を搭載した船だけであり、ターミナルを利用できるのは運航中または発注済みの10隻の LNGRV 船に限定される。

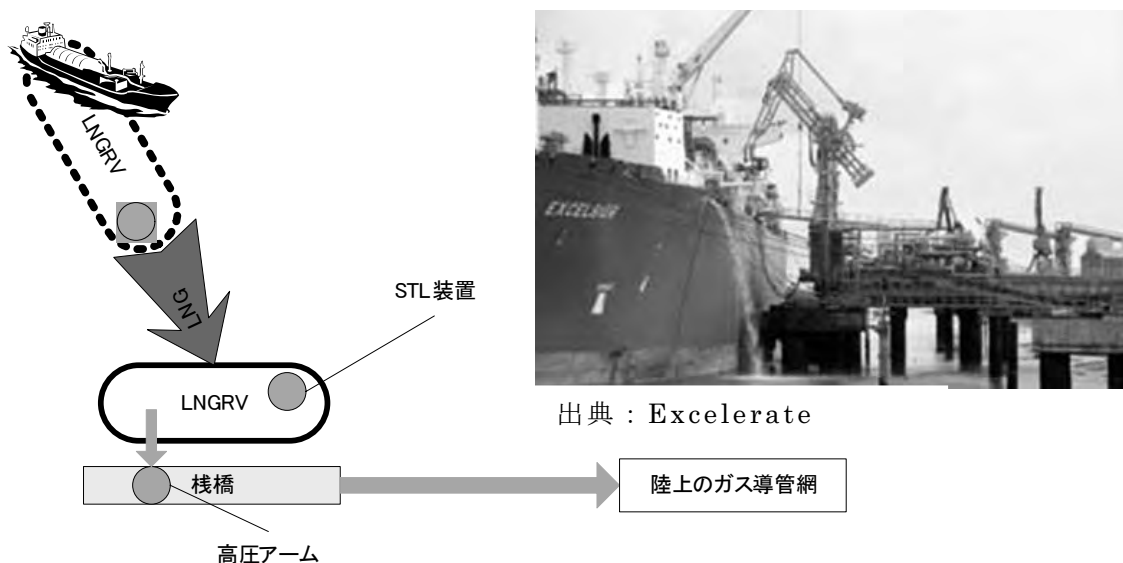


第2のシステムはフレキシブル複合素材ホースを使用して LNG をシップ・ツー・シップで積み替えるものである。ホースはそれぞれの船のマニフォルドに連結され、それぞれのマニフォルド・コネクションに緊急切り離し用カップリングが装着されている。ホースサドルを使用してホースの最小曲げ半径を制御し、緊急切り離しの際にホースが船と船との間に落ちることを防ぐためにホースブレーキが組み込まれている。

既存の岸壁接岸用ラインを利用したヨコハマ式空気防舷材が船舶間の接舷用防舷材として使われる。システムは従来型 LNG 船から再ガス化装置を搭載した LNG 船への

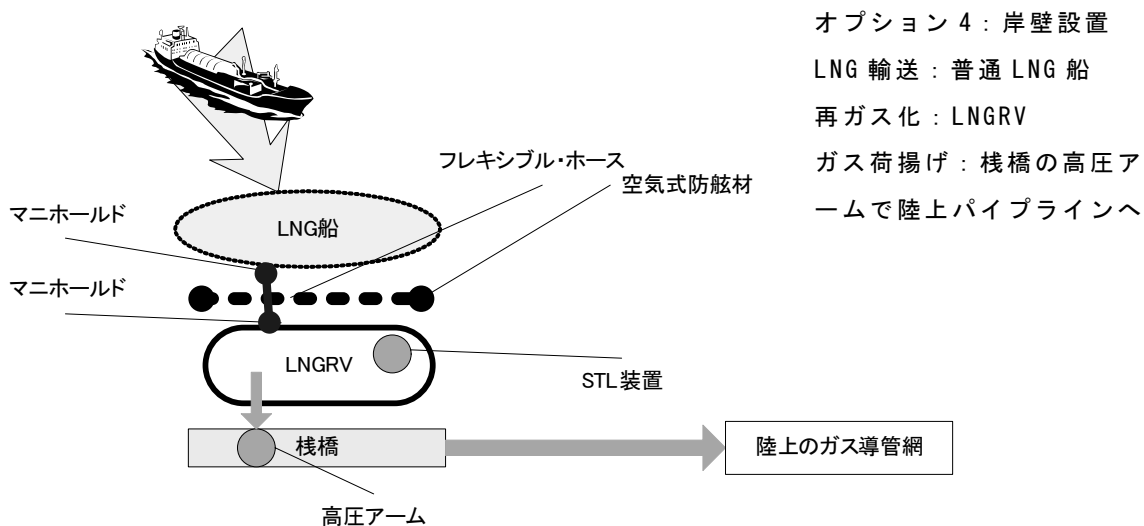
LNG 積み換えに使用されている。

図表 40 棧橋に搭載した高圧アームによる荷揚げ



オプション 3：接岸
 LNG 輸送：LNGRV；再ガス化：LNGRV；ガス荷揚げ：棧橋の高圧アーム

第 3 のシステムは棧橋（Jetty）に高圧ガス積み出しアームを設置し、これに LNGRV をタイアップするものである。Excelerate は英国の Teesside に棧橋式荷揚げターミナルを開発した。LNGRV は専用の棧橋に横づけし、高圧ガスアームを経由して天然ガスを陸上パイプラインに送り出す。



第 4 のシステムは専用の LNGRV を LNG の受入、貯蔵、再ガス化ターミナルとして使用するものである。Excelerate はこのシステムのターミナルをクウェートの Mina Ahmadi とアルゼンチンの Bahia Blanca の 2 カ所で運転中している。それぞれのターミナルで従来型の LNG 船が LNGRV に横づけし、極低温ホースを使って船舶マニホールドからマニホールドへ LNG を送る。LNG は一旦 LNGRV に貯蔵され、

徐々に再ガス化されて高圧ガスアームを経由して陸側の導管網に送り出される。

図表 41 Ahmadi LNGRV Terminal



出典：Arabian Oil and Gas

図表 42 Bahia Blanca LNGRV Terminal



出典：Excelerate

Excelerate は現在ドイツでガス栈橋ターミナルを開発する新プロジェクトを押し進めている。ターミナルは北海に面した **Wilhelmshaven** 港に設置される。**Excelerate** はドイツのユーティリティ会社である **RWE** と共同でこのプロジェクトに取り組んでいる。施設は **LNGRV** を受入、**Tesside** ターミナルと同様の高圧ガスアームを経由して天然ガスを送り出す。

Excelerate は **LNGRV** にオープンループ方式を使ったことで米国では環境上の反対にあっている。オープンループの再ガス化装置は **Gulf Gateway** ブイ型ターミナルでは認可されたが、**Northwest Gateway** ブイ型ターミナルではクローズドループ方式で再ガス化することを義務付けられている。クローズドループ方式は前者に比べてランニングコストが高い。

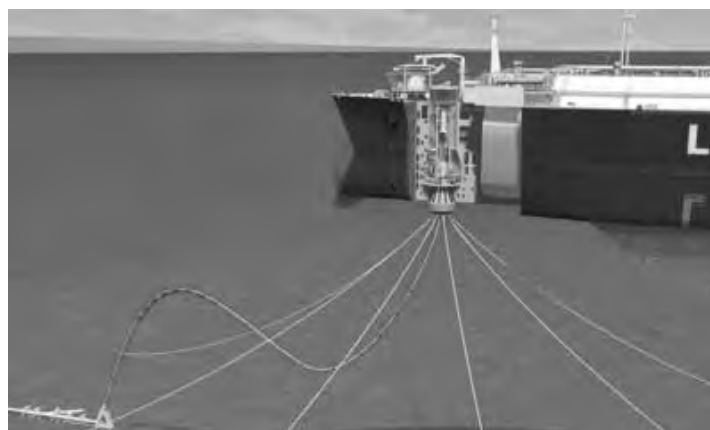
STL ブイ型ターミナル

サブマージド・タレット・ローディング (STL) ターミナルは特別な再ガス化装置を搭載した LNG 船からの天然ガスを受け入れるために使用されている。天然ガスは LNG 船の再ガス化装置から STL ブイを経由して海底パイプラインに送られ、陸上へと送られる。

現在 2 カ所の STL 天然ガス受け入れターミナルが運転されており、3 カ所目の設置が進行している。2005 年にアラバマ州沖に設置された「ガルフ・ゲートウェイ」は STL ブイ 1 基からなる。2007 年にマサチューセッツ州沖に設置された「ノースウェスト・ゲートウェイ」は 2 基の STL ブイからなる。これらのターミナルは ExceleRate 向けに建設された。3 カ所目の STL ターミナルである Neptune は 2009 年内にボストン沖で運転開始が予定されている。Neptune ターミナルには 2 基の STL ブイが設置される。Neptune はスエズ・エネジー社向けに建設されている。

STL システムの長所は陸上ターミナル施設建設と比べて初期投資が低い可能性があることである。初期投資金額上のアドバンテージの有無については、陸上施設を建設する場合に LNG 船のアクセスに必要なインフラを新たに開発する必要があるかどうかで左右される。もうひとつの利点は、受け入れターミナルを沖合に設置することにより一般の目に入らなくなり、環境上の反対を緩和する可能性がある点である。

主な短所は専用の再ガス化装置を搭載した LNG 船しかターミナルを利用できない点である。現時点で 391 隻の LNG 船が運航または発注されているが、これらのうち再ガス化装置を搭載しているものは 10 隻にすぎない。このうち 2 隻は現在接岸して再ガス化/貯蔵ターミナルとして使用されている。



Hoegh

Hoegh は再ガス化装置を搭載した 2 隻の LNG 船を発注している。当該 LNG 船はサムスンで建造されており、第 1 船は 2009 年末に GDF SUEZ に引き渡されている。これらの船舶のコンセプトは **Excelerate** の LNGRV と同様であるが、Hoegh は自社の設計をシャトル再ガス化船 (SRV) と呼んでいる。2 隻の SRV の積載能力は 145,000m³ であり、強化メンブレン格納システムを採用している。

図表 43 Hoegh シャトル再ガス化船 (SRV)

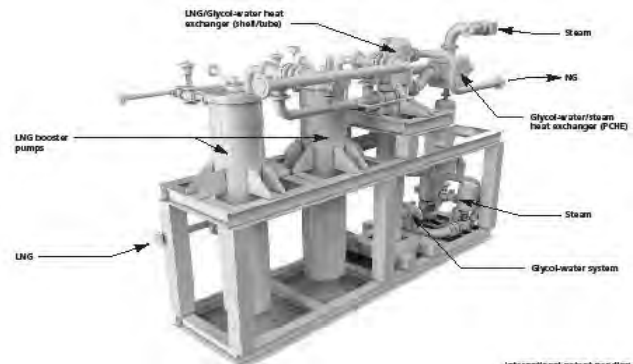


出典：Hoegh

SRV は天然ガスを現在ボストン沖に建設されている GDF Suez Neptune ブイ型ターミナルに供給する。SRV で輸送された LNG は船上に搭載された再ガス化装置を使って天然ガスに戻され、SRV から STL 積み出しシステムを経由して海底パイプラインに送られる。

再ガス化装置は船舶の最前部に設置されている。Hamworthy が再ガス化装置を設計し、製造した。当該装置は蒸気を熱源とするクローズド・ループ方式を採用している。SRV のスチーム・プラントからの水蒸気とともに熱交換装置内を循環するグリコール水混合液を媒体としてシェル・アンド・チューブ方式の気化装置を加熱する。Hamworthy はそれぞれの SRV の気化装置を 3 台の再ガス化スキッド上に設置した。1 隻の SRV に搭載されている再ガス化装置の処理能力は 750MMcf/d であり、荷揚げには約 4 日間かかる。

図表 44 SRV 再ガス化装置



出典：Hamworthy

(c) FTRU—Floating Transfer Regasification Unit

第 3 のアプローチは FTRU を利用するものである。LNG の再ガス化は LNG 船上でも、ターミナルでもなく、特別に設計された FTRU 上で行われる。FTRU はマニフォ

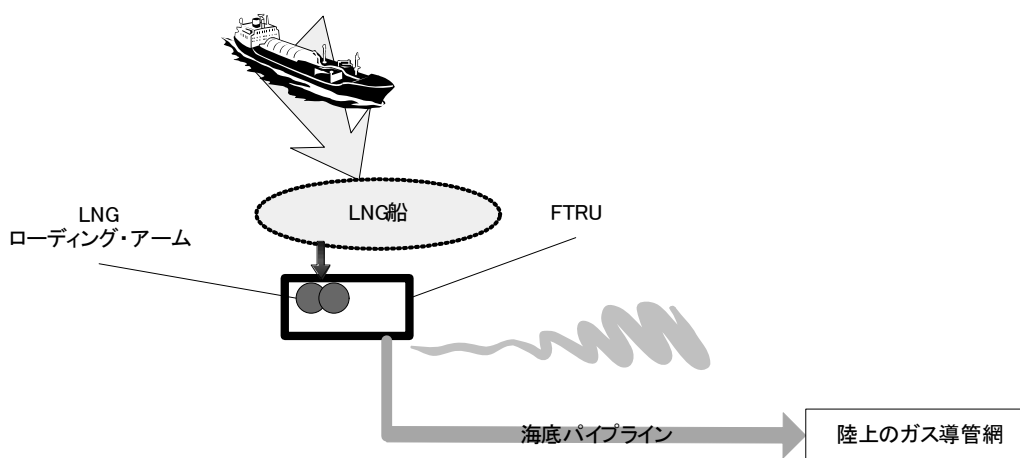
ルドで LNG 船に接続される。LNG は LNG 船から FTRU に送り込まれ、FTRU に搭載された再ガス化装置で天然ガスに戻される。天然ガスは FTRU から海底パイプラインで送り出される。Torp がこの FTRU アプローチを採用している。

Torp

Torp が提案している再ガス化コンセプトは他と異なっている。Torp は LNG 船の荷揚げと LNG 再ガス化に HiLoad を使用する。HiLoad はノルウェーの Stavanger と米国の Houston をベースとする Remora Technology がコノコフィリップスと連携して開発した装置である。

HiLoad は基本的に浮体式の L 型ターミナルであり、タンカーに横づけし、マニフォールドに接続される。原油の荷揚げ用に設計された標準型 HiLoad 施設はノルウェーで建造され、現在試験中である。Torp は LNG 船の荷揚げ用に再ガス化装置を搭載する設計を開発した。

HiLoad FTRU は 2 基の LNG 荷揚げアームと気化装置を使って LNG を天然ガスに戻す。操縦性を高めるために HiLoad にはスラスタが装着される。HiLoad は LNG 船に横づけし、バラスト放水して HiLoad のポンツーンを LNG 船の船底部につける。静水圧により HiLoad は船体に密着する。Torp によれば、LNG 船へのドッキングは最大 4.5m の波高まで可能である。



再ガス化にはオープンループ方式、クローズドループ方式のいずれも使用可能である。オープンループ方式では海水が熱源として使用される。クローズドループ方式では中間流体が LNG の気化に利用される。HiLoad 再ガス化施設で FTRU で生産された天然ガスはフレキシブルパイプを経由して海底マニフォールドに送られ、海底パイプラインを通して陸上に送られる。

図表 45 HiLoad オフショア荷揚げシステム



出所：Torp

HiLoad システムの最大の利点は、荷揚げ用のホースがミッドシップのマニフォールドに接続されるため、特別な係留装置、荷揚げ装置を船上搭載する必要がなく、従来型の LNG 船の荷揚げに使用することができる点である。マイナス要素としては、同システムにはまだ実用実績がない点があげられる。オープンループ方式の採用には環境上の反対があり、クローズドループ方式では設置場所に HiLoad をサポートするための装置を追加する必要がある。

HiLoad FTRU はまだ建造されていないが、Torp は複数の LNG 荷揚げターミナルプロクトを計画中である。Torp がアラバマ沖に設置を推し進めている Bienville Offshore Energy Terminal はクローズドループ方式を作用している。当初、同装置はオープンループ方式で設計されていたが、環境上の反対から、現在は随伴する船舶上に搭載された大気気化装置を使用したクローズドループ方式の採用が検討されている。

2 番目に計画中のプロジェクトは、カリフォルニア沖 10 マイルの Port Esperanza であり、LNG HiLoad を荷揚げに使用する。HiLoad 荷揚げ装置を使用した第 3 のプロジェクトがイタリアで検討されている。

3.3 問題と制約

LNG の再ガス化技術は進んでおり、再ガス化プラントを浮体上の設置する技術についても実績がある。しかし、米国のような環境に敏感な場所で FSRU を使用する場合、超えるべきハードルがいくつかある。

オープンループ方式に対する反対

米国では LNG 再ガス化にオープンループ方式を使うことに対して強い環境上の反対がある。今後、オープンループ方式を使用する FSRU プロジェクトが米国内で承認されるとは考えにくい。クローズドループ方式を利用せざるを得ないため、再ガス化装置の設備費とランニングコストが上がる。この点がプロジェクトの採算分岐点に影響を与える場合もある。

NIMBY (Not in my backyard)

米国における LNG 再ガス化プラントは環境上の観点から強い反対を受けており、LNG 再ガス化ターミナル開発を進めるための許認可を得るのは非常に困難である。反対は主として安全性を懸念するものである。業界は LNG の安全性を強調しているが、一般市民は LNG が爆発し、人命と財産に大きな被害が及ぶことを危惧している。その結果、新しい LNG プラントの設置を承認する段階で、NIMBY(ニンビー)の強い感情がある。消費者は環境上クリーンな天然ガスの供給を望んでいるが、自分の近所に LNG プラントが建設されるのは困るという地域住民エゴである。

浮体式再ガス化プラントは、一般人の目にとまらない沖合に設置されるため陸上プラントよりも反対が少なくしてしかるべきであるが、米国では FSRU にも陸上施設と同様の反対が起きている。前述したように、Cabrillo Port FSRU はカリフォルニア州により環境上の懸念を理由に拒否された。実際には、同プロジェクトに反対する論理的な理由は存在しない。同施設は沖合 34km の陸から見えない場所に設置される。万一爆発事故があっても、陸上の住民が影響を感じるかどうかも疑問である。しかし、このプロジェクトは環境保護主義者の反対感情をかきたてたため、州知事はプロジェクト承認を拒否せざるをえなくなった。同じような状況がニューヨークの Broadwater FSRU でも発生しつつある。同プロジェクトは、FSRU がロングアイランド湾と周辺のコミュニティに与える環境上、安全上の影響を引き合いにする環境保護主義者の間に反対の嵐を巻き起こしている。

マーケットリスク

LNG 受入ターミナル開発には莫大な資金が必要であり、ターミナル開発の根拠となったマーケットが実現しなければ大きな損失となる。米国が世界の LNG 市場に占める割合はわずか 4%であり、LNG は天然ガスの補助的な供給源でしかない。米国の天然ガスベースロード供給は国内またはカナダのガス田からパイプライン経由で供給される。Total 社のオフィシャルが最近発言したように「米国の LNG 市場は余剰 LNG を捨てる場所である。」その結果、米国の LNG 輸入需要は大きく上下し、国内ガスが余剰すると LNG 輸入ターミナルのプロジェクト資金繰りに影響を与える。10 月に、カタールから Sabine Pass LNG ターミナルへの初カーゴが輸送されている最中に、カタールの石油相は天然ガス価格の高い中国市場を利用するために今後の米国向け LNG カーゴを中国向けに仕向け地を変更すると発表した。

3.4 今後の再ガス化プロジェクト

FSRU を採用する可能性のあるプロジェクトは、計画初期段階からかなり進んだ段階まで、十数件存在する。

ロングアイランド湾 (米)

Broadwater Energy は TransCanada Pipelines と Shell U.S. Gas and Power のジョイントベンチャーである。同グループは浮体式 LNG 受入ターミナルをロングアイランド湾のニューヨークとコネチカットの中間地点に設置することを計画し

ている。LNG を貯蔵し、再ガス化して、平均 1Bcf/d の天然ガス送出する FSRU を仕様建造することが計画されている。同 FSRU の天然ガス送出量でニューヨーク市、ロングアイランド、コネチカット南部の重要な 25%を満たすことができる。同プロジェクトは強力な環境上の反対にあっており、実現するかどうか不明。

ニューヨーク・ニュージャージー（米）

ExxonMobile のイニシアティブである BlueOcean Energy は、注文建造の FSRU をニュージャージー沖約 30km の地点に設置することを提案している。ユニットの処理能力は 1.2Bcf/d であり、ニューヨーク/ニュージャージー地域のガス需要に対応する。同プロジェクトも環境上の反対にあっている。

ビエンビル（米）

Torp は同社がアラバマ沖に設置を提案している Bienville Energy Terminal で HiLoad FTRU を使用する計画である。FTRU は従来型の LNG 船の荷揚げに使用され、LNG を再ガス化して、天然ガスを海底パイプライン経由で陸上に送る。最初再ガス化装置にオープンループ方式の採用が計画されていたが、環境上の反対によりプロジェクトは中止された。Torp は随行船に搭載された空気気化装置を使用するクローズドループ方式に変更してプロジェクトを再開しているが、この新しい装置設計の経済性は疑問であり、プロジェクトが実現するかどうかは不明である。

ポート・エスペランザ（米）

Torp はまた HiLoad FTRU をカリフォルニアのロングビーチ沖で利用することを計画している。FTRU は 16km 沖に設置され、従来型の LNG 船から LNG を荷揚げし、再ガス化した天然ガスは海底パイプラインにより陸上に送られる。正式の提案は州政府にはまだ提出されていない。カリフォルニア州における LNG プロジェクトに環境上の反対が強いことから、同プロジェクトが進行するかどうかは不明。

ブラジル

ペトロブラスはブラジル国内にさらに少なくとも 1 基の FSRU を設置し LNG の受入、再ガス化を行うことを計画している。このユニットは最近設置された 2 基の FSRU に加えたものである。ペトロブラスは最終的に 50・60MMm³d の再ガス化能力を有する施設の設置を目指している。同社は 2009 年に FSRU の入札提案募集を行う予定であったが、経済状況のため最近募集延期を発表した。

Falconara（イタリア）

Anonima Petroli は浮体式再ガス化ターミナルをイタリア沖に建設し、LNG を受入て天然ガスに戻すことを計画している。ターミナルは 4B m³/年の再ガス化能力を有する。ガスは Snam Rete 配ガス網に送出される。環境相にプロジェクト承認が要請されている。

Gioia Tauro (イタリア)

Torp はパートナーの Sorigenia とともに 2 基の HiLoad LNG FTRU をイタリア沖に設置する計画である。ユニットは 20km 沖合水深 80m の地点に設置される。設置場所は Gioia Tauro 沖南イタリアと考えられる。同プロジェクトの FTRU はオープンループを利用する。プロジェクトの進捗状況は不明。

Adriatic (イタリア)

GDF スエズと Hoegh は合同で Marche 地域の 30km 沖合に設置される FSRU を設計、建造、運転することで合意している。ユニットの再ガス化能力は 5Bm³ であり、貯蔵能力は約 170,000m³ とされている。2 基目の FSRU が同プロジェクト向け検討されている。最終投資決定は 2009 年内に降りる予定。

キプロス

Saipem と Golar LNG は Cyprus の電力需要を満たすために浮体式再ガス化・発電施設を建設、設置、運転することを提案している。モス型球状タンクを搭載した Khannur 級 LNG 船が同プロジェクト向けの船体として指定されている。再ガス化装置は LNG 船上に搭載される。ガスの送出は取り付けられたバージに搭載されたガスタービン・コンバインド・サイクル発電装置に送られる。発電ユニットは 250mw の能力である。高圧電線が係留装置を通して海底にわたり、陸上に電力を送る。LNG の輸入、貯蔵申請が行われており、現在審査中。モスマリタイムがプロジェクトの技術支援を行っている。

North Sumatora (インドネシア)

インドネシアの電力会社である PLN は、地元の発電の原料供給用として北スマトラに FSRU を設置する可能性を評価している。ユニットは Medan 近郊に設置される。受入ターミナルの送出能力は 140mmcf/d である。East Java 向けに 2 基目の FSRU を購入することも検討されている。

その他

この他に FSRU の使用が検討されてるプロジェクトは 5 件あり、さまざまな段階にある。イスラエル政府は長期 BOT 契約でオフショア LNG 受入がターミナルのオフターミナルを募集する計画であることを示唆している。Petroleum Corporation of Jamaica は FSRU の利用を研究しており、入札資格認定プロセスを開始した。ウルグアイ政府は電力需要を満たすために輸入されたガスに FSRU のサプライの入札を募集するとされている。南アの Petro SA は FSRU をガス輸入に使用することを検討中である。インドネシアの Pertamina は FSRU を LNG 受入基地として使用するフィージビリティを検討中である。ユニットは Teluk Jakarta の近くに設置される。

4. 短距離 LNG 輸送・再ガス化ケーススタディ

本セクションでは北米、南米における短距離 LNG 輸送・再ガス化サプライチェーンの可能性を検討する。

4.1 LNG 輸送/再ガス化供給チェーンの概観

一般に北米、南米における短距離 LNG 輸送・再ガス化供給チェーンは、(1)LNG 液化施設、または大型の受入ターミナルの供給キャパシティ余剰が発生し、追加の購入者への供給が可能、(2)原料ガスの大型需要家が存在する、(3)パイプラインによる天然ガスの輸送が現実的ではない、または不可能、(4)需要家の近くに FSRU を係留することが可能であり、水路に LNG 船が入ることができる、(5)シャトル輸送に使う LNG 船の船籍、船主、建造国に法的制限がない地域である必要がある。

米国沿岸—たとえばルイジアナ州からフロリダ州への LNG 供給チェーンルートも可能ではあるが、ジョーンズアクトにより LNG シャトル船は米国建造、米国人所有が義務付けられているため輸送コストが異常に高くなり、米国本土でこのようなサービスを行うことは現実的ではない。LNG 船を米国内で建造すれば国際船価よりも少なくとも 2～3 倍かかる。この点から、採算レベルに達するのは不可能と考えられる。一方、LNG 船が米国内の地点間で輸送を行わなければ、米国を起点とする、または米国を仕向け地とする LNG 供給チェーンを構築する機会がある。また、カリブ海諸国と南米海岸沿いの間に LNG 供給チェーンを構築する機会もある。

以下に、LNG 供給チェーンの構築の可能性がある地域スタディ 2 件と、北米、南米に存在するその他の LNG 供給チェーンの可能性を概説する。

4.2 ケーススタディ 1：トリニダード—ジャマイカ

本ケーススタディは専用の中型 LNG 船を使用し、余剰 LNG 船を FSRU に改造して再ガス化ターミナルとして使用するサプライチェーンを考察する。このサプライチェーンでは、トリニダードの既存の液化プラントを LNG 供給源とし、ジャマイカのガス火力発電所、産業団地をエンドユーザーとする。

プロジェクトの背景

ジャマイカ政府は現在の輸入石油依存に代わるエネルギー源として LNG の輸入を検討している。ジャマイカの商業エネルギー需要の 90%以上が石油を原料としており、ジャマイカは年間 16 億ドルを輸入石油に費やしている。現在の石油消費量は国民一人当たり約 9.4 バレルである。

ジャマイカ公共サービス公社と独立電力生産者が 880MW の発電施設を設置している。電気は比較的小型のディーゼル動力プラントで発電される。国家エネルギー多様化政策の一環として、政府は天然ガスをジャマイカのエネルギー供給ミックスに導入する政策決定を行った。この政策を実施するために、政府は 2007 年に LNG を受入れ、再ガス化するターミナル施設とそれに隣接した産業団地にガス発電所を建設する民間イニシアティブを募る計画を発表した。受入ターミナルは浮体式施設とされた。

天然ガスの供給を確保するためにジャマイカ政府はトリニダード・トバゴ及びベネズエラ政府と LNG 長期供給の MOU に署名した。MOU では最終的な合意に達するための原則が定められた。手始めに 1.2MTPA の LNG 輸入が構想され、天然ガスを燃料とするその他のエネルギー利用法が開発されるに従って輸入枠は 2.5MTPA に拡大される予定であった。しかしこの MOU は諸事情により実施されず、LNG 輸入計画は現在休眠状態にある。

一方、2007 年 4 月にジャマイカ石油公社は LNG 浮体式受入再ガス化ターミナルのプロバイダーの最終候補者を選ぶための資格審査書類を発表した。Excelerate や Golar LNG といった企業と FSRU を提供するためのフォローアップの話し合いが行われた。しかし LNG 輸入計画が棚上げになっていることから、FSRU プロジェクトはそれ以上前進していない。

図表 46 トリニダード—ジャマイカ LNG 供給チェーン



本分析では LNG はトリニダードの Point Fortin のアトランティック LNG から供給されることとする。アトランティック LNG は BP、BG、Repsol、GDF、Suez、NGCTT からなるコンソーシアムが所有しており、4 つのトレインで総生産能力は 14.8MTPA である。LNG は現在米国、スペイン、プエルトリコ、ドミニカ共和国に長期契約で輸出されている。検討されていたプロジェクトは、ジャマイカを長期供給契約でこれらの顧客に加えるものであった。これにはジャマイカが受入再ガス化ターミナルをジャマイカに設置し、ジャマイカへの LNG の継続的輸送を提供する必要がある。

FSRU

ジャマイカの受入再ガス化ターミナルとして、ブラジル、イタリア、ドバイで運転されている、または発注済みの FSRU と類似したユニットを採用すると想定した。FSRU は 1970 年代建造のモス型球状タンク LNG 船に再ガス化装置とガス積出能力を搭載したものである。ユニットはジャマイカの埠頭に横づけ係留されるか、陸上までパ

イプラインで連結されたオフショアブイに係留される。

1970年代のLNG船をFSPUに改造することが受入再ガス化ターミナルの経済的ソリューションであることがわかっている。前述した用に、改造LNG船はFSRUとしてこれまでに4つの受入再ガス化プロジェクトで使用されている。現在運転されている、または発注済みのこれらの4つのFSRUの価格に基づくと、FSRUの年間コストは送出能力1m³あたり0.011ドル前後である。

図表 47 FSRU 船価格ベンチマーク

区 分	ブラジル	ドバイ	イタリア
隻数	2	1	1
LNG 貯蔵能力 (m ³)	267,000	125,000	137,000
ガス送出能力 (Bm ³ /年)	7.6	4.0	5.1
契約価格 (100 万ドル)	860	450	n.a.
契約期間	10 年	10	n.a.
一年間の契約価格 (100 万ドル)	86 万ドル	45 万ドル	n.a.
ガス送出能力あたりの契約価格 (ドル/m ³)	0.01132	0.01125	n.a.
船舶購入価格	n.a.	n.a.	231
改造価格 (100 万ドル)	n.a.	n.a.	585

出典：Golar LNG

輸送要件

当初の計画のLNG供給量(1.2MTPA)では容積にして年間約260万m³のLNGがジャマイカに輸入されることになる。ジャマイカのキングストンとトリニダードのポートオブスペイン間の海上距離は999マイルであり、往復で約2000マイルとなる。サービス速度18.5ノットのLNG船は約4.5日でこれを往復することができる。発着点で1.25日の港湾内操縦、待機時間がかかるとして、往復の航海に約1週間がかかる。運航休止期間、スケジュールの乱れを考慮すると、年間約50往復が可能である。

想定能力52,000m³のLNG船がこの航路専用に投入されるとすると、1隻で初期の輸送需要は満たされる。第2段階のLNG輸入量を2.5MTPAとすると、想定能力55,000m³のLNG船2隻、またはその2倍の大きさのLNG船1隻で輸送要件を満たすことができる。

図表 48 LNG 輸送要件

区 分	初期段階	第2段階
LNG 輸入量(100 万 m ³ /年)	2.6	5.5
往復距離 (マイル)	1998	1998
サービス速度 (ノット)	18.5	18.5
往復所要時間 (日)	4.5	4.5
港湾内操縦・待機時間 (日)	2.5	2.5
1 サイクルにかかる時間 (日)	7	7
年間航海数	50	50
必要な専用船の数	1	2
想定積載能力 (m ³)	52,000	55,000

LNG 船

トリニダード-ジャマイカ航路に必要とされる型の LNG はこれまでに多く建造されていない。50,000m³ から 60,000m³ 規模の LNG 船はこれまでに建造されたことがない。しかし、60,000m³ から 70,000m³ の LNG 船は 2 隻建造されており、70,000 m³ から 80,000m³ の LNG 船は 12 隻建造されている。これらの LNG 船は一般に地中海マックス LNG 船と呼ばれる。ユニバーサル造船（津造船所）が 2008 年に建造した 75,800m³ の LNG 船 Cheikh Bouamama がこれらの設計の一例である。当該船は GTT マーク III メンブレンタンク、蒸気タービン発電施設を搭載し、満載喫水線は 9.75m である。当該船舶は LNG をアルジェリアからイタリア、スペインの受入貯蔵所への短距離 LNG 輸送に使用されている。

図表 49 Cheikh Bouamama 75,800 M3 LNG Carrier



出典：MOL

トリニダード・ジャマイカ間の LNG 輸送に必要とされるよりも大型ではあるが、地中海マックス設計がこの航路に投入される LNG 船のベースにすることも考えられる。Cheikh Bouamama の同型船をトリニダード-ジャマイカ航路の要件に適するように改造するという可能性もある。また専用のルートに必要とされる以上の大きさの船を購入することによるメリットもある。地中海等のトリニダード以外の生産地から商品 LNG を購入する機会があった場合、この船舶を長距離輸送に利用することもできる。

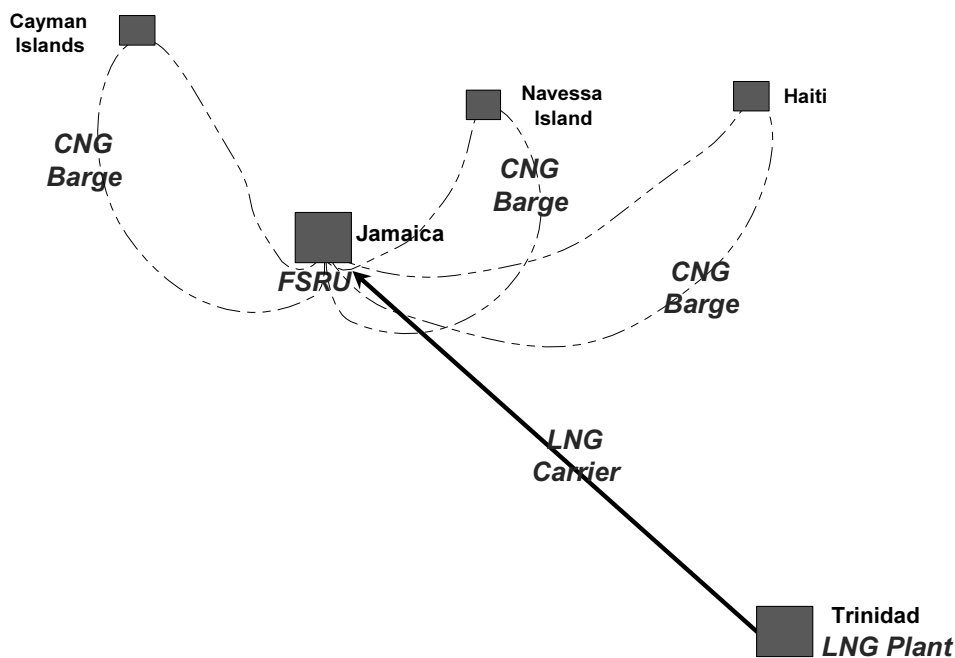
ガス流通

再ガス化された LNG は最初はアルミナ産業と地元市場向けの発電用に使用される。ガスは FSRU から地元のプラントにパイプラインで送られる。追加のガス利用が発生するに従い、パイプライン網を拡張して必要なガスを供給する。

地元市場に加えて、ジャマイカの FSRU をカリブ海諸国の送ガスハブとして使用することも可能である。たとえば、CNG の形でガスをバージで近隣の市場——ケイマン諸島、Navessa 諸島、ハイチ等に輸送することができる。短距離であることから

CNG バージによる輸送が可能である。考えられる送ガスネットワークの一例を図表 50 に示す。

図表 50 ジャマイカ FSRU をハブとして使用した地域ガス流通ネットワークの概念図



出典：IMA

総合評価

プロジェクトコストを推定するためには、(1)FSRU 調達、運転コスト、(2)LNG 船調達、運転コスト、(3)地元市場にガスを供給するために必要なインフラ整備、のコストについて確定した見積もりが必要である。詳細については今後さらに研究が必要であるが、トリニダードで生産された LNG の再ガス化ターミナルとして FSRU をジャマイカに設置するというアイデアは商業上の可能性があると考えられる。また、ジャマイカの主要エネルギー源として有害ガスの排出量が多いディーゼル燃料に代えて天然ガスを使用することにより、ジャマイカの環境を大幅に改善する可能性がある。

ジャマイカで使用する FSRU の供給者を選出するための「応募資格申請募集書類」からの引用

現在、ジャマイカの経済は商業エネルギー需要の 90%以上を輸入石油に依存している。2005 年にジャマイカは約 2500 万バレル（国民一人当たり約 9.4 バレル）の石油を輸入した。石油消費は主としてボーキサイト/アルミナ生産（36%）、発電（24%）、運輸部門（22.3%）に集中している。石油消費量の約 12%は国際船舶燃料補給（bunkering）、航空燃料が占めている。（2005 年）

1973 年のエネルギーショック以来、ジャマイカは数々の石油供給不足と石油価格の高騰に見舞われてきた。過去 7 年間に同国の石油輸入額は年間 21%という高い割合で増加し、1998 年の 3 億 1,600 万（米）ドルから 2006 年には 16 億ドルに膨れ上がっている。

すべての生産部門における生産コストと物価は石油価格の上昇により多大なプレッシャーを受けている。この様な条件下で、特にジャマイカの地域競争力及び国際競争力、そして長期的な発展の持続可能性が引き続き脅かされている。それゆえに、すべての経済部門、特に弱者に手ごろな、そして安定した価格でエネルギー供給を保障することはジャマイカのエネルギー政策アジェンダの最優先項目である。

経済的、技術的分析によれば、石油から輸入天然ガス、またその他の安価なエネルギー源（たとえば石炭）へのエネルギーミックスへの移行が技術的にも、商業的にも魅力的な選択肢となっていることが判明した。天然ガス利用は、長期的な安定供給の保証、価格の安定、（新しい進んだコスト効率の良い発電技術、たとえば **Advanced combined cycle gas turbines (ACCGT)**の採用を通して）エネルギー利用効率の改善、低いプラント建設・維持費、環境の改善につながる。

加えて、LNG オプションを採用した場合、ターミナルが建設されることにより、受入ターミナルに隣接して独立電力供給者（IPP）向けに産業団地を設置し、極低温エネルギーを使用し、産業プロジェクトの開発の円滑化に役立ち、それにより産業の成長、雇用の創出につながり、弱者に手頃な価格でエネルギーを提供することができる。

政府は天然ガスをはじめとするコスト効率の良い代替商業エネルギー源をジャマイカのエネルギー供給ミックスに導入することを政策として決定した。LNG の導入に関して、政府は全国エネルギー流通戦略を打ち立てた。天然ガス導入のタイミングは **Jamalco** のアルミナ工場の拡張（2009）と密接に連携している。

ジャマイカ政府はトリニダード・トバコ政府、ベネズエラ政府と天然ガスの供給に関する覚書を交わした。いずれの国からの LNG 輸入も 2009 年にジャマイカで再ガス化を開始するというターゲットには間に合わないようである。それゆえに、ジャマイカ政府は現在 2009 年の運転開始を円滑化するために LNG のつなぎ輸入を模索している。

ジャマイカ天然ガスプロジェクトは LNG1.2MTPA で運転開始しすることを前提に開発されている。この量はジャマイカのアルミナ産業と発電部門に割り当てられる。現在 2.5MTPA の潜在的市場が存在する。

出典：Petroleum Corporation of Jamaica, Pre-qualification Document, April 2007

4.3 ケーススタディ 2：トリニダードから東カリブ海諸国へ

このケーススタディは小型 LNG 船を専用に利用し、LNGRV を受入/再ガス化ターミナルとして使用するサプライチェーンを説明する。このサプライチェーンでは、トリニダードの既存の液化プラントを LNG 供給源と仮定する。東カリブ海諸国のガス火力発電所がエンドユーザーとなる。

プロジェクトの背景

東カリブ海諸国機構（OECS）は北の英領バージン諸島から南のグレナダまでの島々を含んでいる。これらの島嶼は発電及び輸送燃料を外部のソースに頼っている。これらの島嶼は独立した小規模な市場であり、大型のインフラ開発を支えられないことがハンディキャップとなっている。また、観光産業に依存している結果、電力需要が「ピーク型」であり、発電には小型のディーゼル発電機を使用している。その結果、エネルギーインフラが整備されておらず、エネルギーは高価なものとなっている。

世界銀行の評価

2006 年に OECS は世界銀行に 8 つの加盟島嶼国であるアンティガ・バーブダ、英領バージン諸島、ドミニカ、グレナダ、モントセラト、セントキッツ・アンド・ネヴィス、セントルシア、セントビンセント・アンド・グレナディーンへの将来のエネルギー供給オプションについての研究を実施を要請した。

世界銀行は 8 つの島嶼国の将来のエネルギー要件を調べ、将来の需要を満たすための供給オプションを評価した。供給オプションには（1）トリニダードから島嶼間天然ガス供給海底パイプラインを敷設する、（2）地熱エネルギー、（3）風力エネルギー、（4）LNG 船により陸上または浮体式貯蔵再ガス化ターミナルへ天然ガスを輸送する、が含まれていた。

囲み 3 に世界銀行による 4 つのエネルギー供給オプション比較を示す。LNG/CNG は複数のソースから供給が可能であり、パイプラインよりもインフラ整備コストが低く、プロジェクト資金として民間投資を利用することができ、既存のディーゼル火力発電所からの排気軽減につながるとして、比較的上位にあげられている。不利な点はハリケーンシーズンに供給が途絶える可能性があることである。

全体的に、世界銀行の研究は LNG を安定供給の点と民間投資利用の点で 2 位としているが、コストの点で 4 位となっている。カギとなる要素についての順位を図表 52 にあげる。

図表 51 東カリブ海諸国



図表 52 提案されているプロジェクトの主要要素別ランキング

区 分	順 位			
	1 位	2 位	3 位	4 位
安定供給	地熱エネルギー	LNG	パイプライン	風力エネルギー
コスト	地熱エネルギー	パイプライン	風力エネルギー	LNG
民間投資利用	パイプライン	LNG	地熱エネルギー	風力エネルギー

出典：World Bank, OECs Energy Issues and Options, February 2006

LNG 輸入は比較的順位が高かったにも関わらず、世界銀行は東カリブ島嶼諸国のエネルギー代替供給源として検討しない決定を下した。その根拠はセント・ルシア以外は大型船が入れるバースがなく、LNG 船の受け入れには大掛かりなインフラ整備が必要となることである。世界銀行はまた、それぞれの島に LNG を天然ガスに戻すための荷揚げターミナルと再ガス化プラントが必要となることを前提とした。その結果、LNG 輸入オプションでは他のエネルギー供給方法と比べて、コスト が恐ろしく高くなっている。

世界銀行による東カリブ海諸島向けエネルギー供給チェーンオプション評価				
要素	ガスパイプライン	LNG/CNG	地熱	風力
安定供給	供給源が単一であり地質上のリスクがある。 (バルバドスルートはグレナダルートよりも低リスク)	複数のソースからの供給が可能、既存インフラと技術代替可 (fungible)、ハリケーンシーズンに供給中断の恐れ	高安定性	風力が停止するリスクはほとんどないが、既存の電力インフラの代替にはならない。ハリケーンに弱い
燃料種類の多元化	現在のディーゼル依存をガス燃料サイクル依存に置き換える	発電・運輸部門向けの既存のディーゼル輸入を補足し、CCGT 技術への移行を円滑化する潜在的可能性	高	中
燃料源の多元化	低	中	高 (供給国)	高 (複数の機器ベンダー)
コスト	パイプライン敷設コストは高く、エネルギー商品コストは中程度であり、転換コストは低い	インフラ整備コストはパイプラインよりも低く、エネルギー商品コストは高く、転換コストは低い。	初期投資は高く、ランニングコストは低い	初期投資は中程度であり、ランニングコストは低い、継続的にバックアップ・キャパシティが必要。

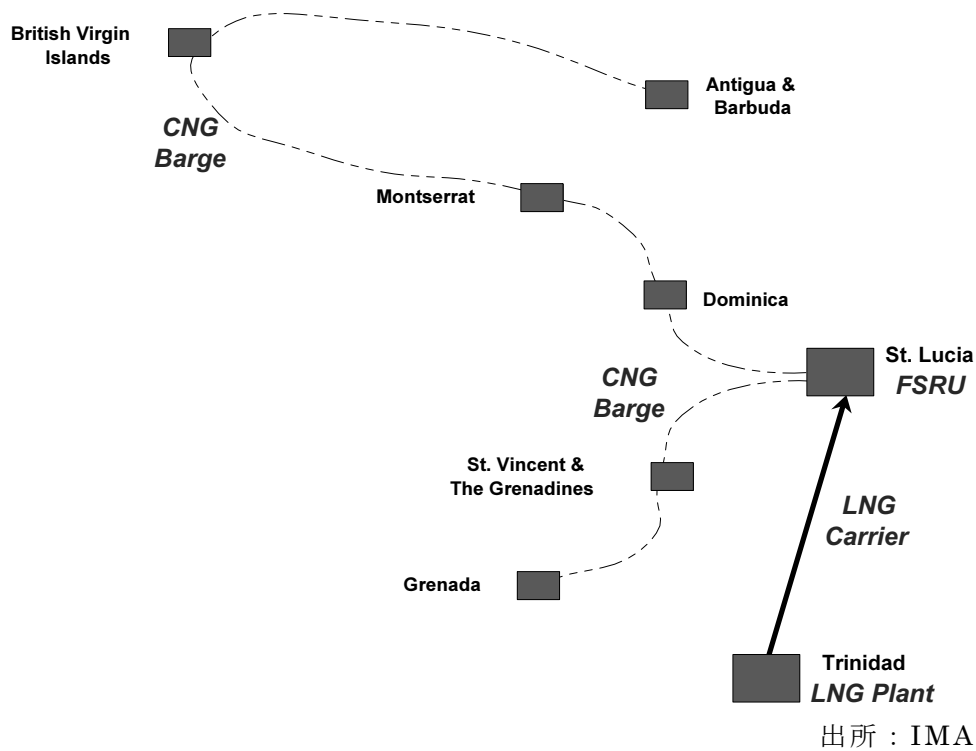
電力部門に与える影響	重大—新技術、新企業を必要とし、新たな規制上の問題が発生する。	重大—新技術、新企業を必要とし、新たな規制上の問題が発生する。	重大—新技術、新企業を必要とし、新たな規制上の問題が発生する。	中程度—バックアップ電力供給とシステム参加者の権利についての決定が必要。
民間資本利用	中	多大	多大(?)	中
環境への影響	ディーゼル排気をガス排気で置き換える。パイプライン建設中に環境に悪影響を与える可能性があるが、プロジェクトのライフサイクルを通じての環境上への影響は低い。	ディーゼル排気をガス排気で置き換える。ターミナル建設中に環境に悪影響を与える、また事故が発生する可能性があるが、プロジェクトのライフサイクルを通じての環境上への影響は低い	適切に管理、生業すれば低い。環境汚染を引き起こしている発電所を代替することができる。	景観に与える影響を最低限に抑える、またはそれが重要ではなく、低騒音ブレードの採用を義務付けた場合低い。
出典: World Bank, OEGS Energy Issues and Options, February 2006				

LNG 供給チェーンの可能性

世界銀行の分析は LNG は供給オプションとして実現可能ではないと結論しているが、(1) 受入再ガス化のセントラルターミナルとして FSRU を利用し、(2) 小型 LNG 船をトリニダードからの LNG 輸送に投入し、(3) 中央に設置された FSRU から CNG バージで外縁の島嶼に天然ガスを供給する場合、LNG 供給チェーンの開発が可能であるかどうかを再検討してみた。

図表 53 は LNG と CNG の島嶼間流通ネットワーク案を図解したものである。LNG はトリニダードから LNG 船でセントルシアに恒久的に係留された FSRU に輸送される。近隣の島嶼へのガス輸送にはバージを使用する。

図表 53 OECS LNG/CNG 流通ネットワーク



トリニダードとセントルシア間の輸送要件は専用の小型 LNG 船 1 隻で満たすことができると考えられる。小型 LNG 船の設計を図表 54 に示す。ただし、輸送要件と必要とされる LNG 船の船型/隻数を特定するためには、さらに詳細な分析が必要である。

FSRU として LNGRV が採用されると仮定する。LNGRV は「ガルフ・ゲートウェイ」洋上受入基地と同様の STL を利用してセントルシアに恒久的に係留される。陸上への送ガスには海底ガスパイプラインを使用する。STL の設置場所の特定にはさらなる分析が必要である。

ガスの島嶼間輸送には CNG 加圧タンクを搭載したバージを使用することができる。CNG 加圧タンクは着脱可能な設計とし、それぞれの島で天然ガス貯蔵用に使用するものとする。

総合評価

上述の LNG 供給チェーンは東カリブ諸国のエネルギー供給の経済的な解決策となりえる。しかし、装置のコストと実用性を確認するためにはフィージビリティ研究を行う必要がある。プロジェクトの経済性は専用の小型 LNG 船の設備投資額及び運航コスト、FSRU として使用する LNGRV のチャーターレートに大きく左右される。この地域におけるハリケーンの影響も研究する必要がある。ハリケーンにより本サプライチェーン案の信頼性が季節により信頼性の低いものとなりえる。

図表 54 小型 LNG 運搬船設計

Kakurei Maru

Kakurei Maru は川崎重工が 2008 年に引き渡した小型内航 LNG 船である。同船は 2003 年から 2008 年にかけて建造された 4 隻の 2,500m³LNG 船シリーズの最終船である。各 1,250 m³ の 2 基の独立したシリンダー型タンクが搭載されている。全長 86.3m、船幅 15.1m であり、ディーゼル推進による航行速度は 13 ノットである。ボイルオフガスは耐圧構造のタンク内に閉じ込められる。同船は鶴見サンマリンが日本内航運航している。

鶴礼丸- 2,512 m³ ミニ-LNG 運搬船

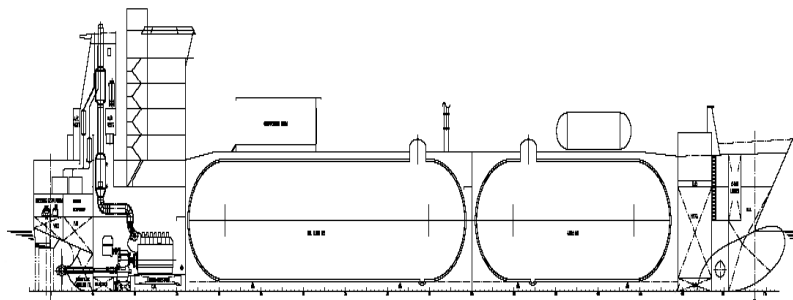


Source : 日本船舶輸出組合

I. M. Skaugen

この設計は 4,000 m³ と 6,000m³ の 2 基の常圧タンクを使用するものである。全長は 137.1m、船幅は 19.8m。このタンカーはエチレン、その他のガスの運搬にも使用できる。やや大型のタンクを搭載した 12,000m³ LNG 船用の同様の設計も開発されている。4 隻の 10,000m³ 型船が Taizhou Wuzhou に発注されており、2 隻の 12,000m³ 型船が Dingheng Jiangsu に発注されている Skaugen はさらに 4 隻のミニ LNG 船建造オプションを保有している。第 1 船はスカンジナビアの小規模な供給チェーンに投入されることになっている。

I. M. Skaugen 10,000 m³ ミニ-LNG 運搬船



出典 : I.M. Skaugen

Coral Methane

同船は Remontowa により 2009 年初めに竣工したものであり、LNG、LPG、エチレンの運搬用に設計されている。タイプ C 断熱加圧格納システムが搭載されている。全長は 118m、船幅は 18.6m である。推進装置は Azipod 2 基によるエレクトリック・ドライブである。2 基のガス発電機と 2 基のディーゼル発電機を搭載し、Dual Fuel 運航能力を有する。LNG 運搬時は BOG をガス発電機の燃料とし、LPG、エチレン運搬時はディーゼル燃料を使ってディーゼル発電機を運転する。Coral Methane はノルウェー沿岸の LNG 輸送に使用されている。

Coral Methane - 7,550 m³ ミニ-LNG 運搬船



出典 : LNG World Shipping

Pioneer Knutsen

本船は 2004 年に引き渡された全長 69m、船幅 11.8m のミニ LNG 運搬船である。推進装置には 2 基のアジマス・エレクトリック・ドライブ・スラスタが採用されている。エレクトリック・スラスタ用の電力は 2 基のディーゼルエンジンと 2 基のガスエンジンからなる Dual Fuel 発電装置により供給される。ガスエンジンは BOG を使用し、一日カーゴの 0.5% を消費する。空荷運航時にはディーゼル燃料を使用する。2 基の 550m³ シリンダー型断熱ステンレススチール製タンクが装着されている。本船は Bergen からノルウェー沿岸のターミナルへの LNG 輸送に使用されている。

Pioneer Knutsen - 1,078 m³ ミニ-LNG 運搬船



出典 : Vuyk Engineering Rotterdam

4.4 その他の LNG 供給チェーンの可能性

北米及び南米で短距離 LNG 供給チェーン開発の候補となる可能性があるルートを以下にあげる。

マサチューセッツからプリンスエドワード島

現在カナダ南東部のプリンスエドワード島は電力をすべてニューブランズウィック州から購入しており、年間 4 億ドルを費やしている。FSRU とガス火力発電所を組み合わせることにより、新たなエネルギー調達のオプションが生まれる。マサチューセッツ州エベレットの LNG 受入ターミナルの LNG 貯蔵能力は 340 万トンであり、プリンスエドワード島の供給チェーン用に LNG を供給することが可能である。このルートは外航となるため、LNG 船に非ジョーンズ・アクト船を利用することができる。人口 14 万人のプリンスエドワード島の需要が供給チェーン構築を正当化するかどうかは、さらに研究の必要がある。

トリニダードからユカタン半島

メキシコでは国内天然ガス生産量が減少しており、これを補うためにユカタン半島に LNG 受入基地を開発する計画がいくつか提案されている。計画案のひとつは **Puerto Gampeche** に陸上 LNG 受入基地を建設するものであり、コストは約 5 億ドルと推定されている。同受入基地で生産されたガスは既存パイプラインまたは新たにパイプラインを敷設して **Valladolid**、**Cancun**、**Nizuc**、**Merida** に送られる。陸上受入基地を建設する代わりに、FSRU を沖合に係留し、海底パイプラインで陸上にガスを送ることも可能である。FSRU は **Buerto Campeche**、**Puerto Progreso**、**Perto Morelos**、**Puerto Chetumal** のいずれかに設置することが考えられる。LNG 供給元はトリニダードのアトランティック LNG 液化プラントであり、LNG 輸送距離は 2,000 マイルとなる。

南米東海岸

トリニダード（将来はベネズエラ）を LNG 供給元とし、ブラジル、アルゼンチンの海岸沿いの都市/電力消費地域をエンドユーザーとする LNG 供給チェーン構築は大きな機会が見られる。ブラジルはすでに 2 基の FSRU を **Pecem** と **Guanabara** で運転しており、今後 2 年間に 3 基目を調達する計画である。アルゼンチンもまた FSRU を **Bahia Blanca** で運転している。他の都市/消費地でも FSRU を受入ターミナルとして利用する可能性がある。

南米西海岸

南米西海岸でも東海岸と同様に LNG 沿岸供給チェーンを構築する可能性がある。LNG の供給元はペルーで新たに建設されている **Camisea LNG** 液化プラントを利用することが考えられる。同液化プラントの生産能力は 4.4MTPA であり、2010 年には運転開始が見込まれている。ただし、政治的問題が近隣国への供給チェーンの構築の可能性に影響を与えることが懸念される。

Kitimat から米国西海岸

カナダのブリティッシュコロンビア州 Kitimat に建設が提案されている LNG 液化プラントから米国西海岸への LNG 供給チェーンを開発することが考えられる。これは比較的短距離ルートである。カリフォルニア州に FSRU を設置し、LNG の受入・再ガス化に使用することが可能である。このルートは外航となるため、非ジョーンズ・アクト船を LNG 運搬に使用することができる。米国西海岸にはどのような種類の LNG 輸入ターミナル建設に対しても強い反対があることが大きな難点となる。

附 録

CNG 海上輸送プロジェクトの動向

1. CNG 輸送の概要

CNG 供給チェーンは(1)120～250 バールに天然ガスを圧縮、(2)ガスを高圧格納タンクを搭載した特別設計船で輸送、(3)陸上の受入ステーションでの荷揚、の 3 つの段階で構成されている。ガスは常温でも、容積を最適化する温度に冷却した状態でも輸送することができる。図表 55 に天然ガス、LNG、CNG の物理的特性の比較を示す。

図表 55 天然ガス、LNG、CNG の物理的特性比較

区 分	天然ガス	LNG	CNG
輸送形態	気体	液体	気体
輸送温度	常温	-162℃	常温から-30℃
貯蔵圧力	常圧	常圧	120-250 バール
対ガス圧縮率	1	620	250~400
密度 (t/m ³)	0.0008	0.43	0.23~0.37
低位発熱量 (kcal/kg)	12,000	12,000	12,000
エネルギー密度 (mm kcal/m ³)	0.0096	5.16	2.76~4.44
エネルギー貯蔵 (m ³ /mm kcal)	104.2	0.194	0.362~0.225

出典：MacGregor, et al, Some Apects in the Design of Compressed natural Gas Ships, RINA, 2006

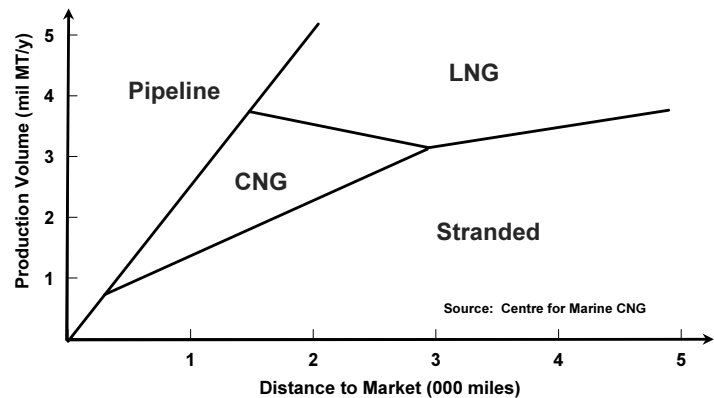
CNG 輸送の提唱者はこれを比較的小規模なガス田から採取される天然ガスの市場への短距離輸送に最も適したソリューションと位置付けている。以下に示すように、CNG 輸送提唱者はパイプライン輸送または LNG 輸送を利用したのでは採算の取れない隙間市場を CNG 船が満たすと考えている。

Centre for Marine CNG

は輸送距離が 200～2,500 マイル、生産量が 0.8～3.5MTPA の市場を CNG 船向けの隙間市場としている。生産量が 3.5MTPA を超えるとパイプラインまたは LNG 船による輸送の経済性が高まる。生産量が低い天然ガスは輸送コストがかさむためストランデイド（既発見未活用）ガスとみなされる。

2008 年 10 月に開催された石油工学学会（Society of Petroleum Engineering）で発表された論文は別の角度から CNG 隙間市場を考察している。同論文ではさまざまな輸送距離と輸送量のプロジェクトを想定して CNG と LNG 輸送の純現在価値を比較している。ガス輸送量を年間 20 億 m³ と想定した場合、CNG は輸送距離 3,500km までは CNG の正味現在価値が高い。輸送距離を 2,600km とした想定した場合、天然ガス生産量年間 37 億 m³ までは CNG の経済性が高い。同論文は「短距離（たとえば

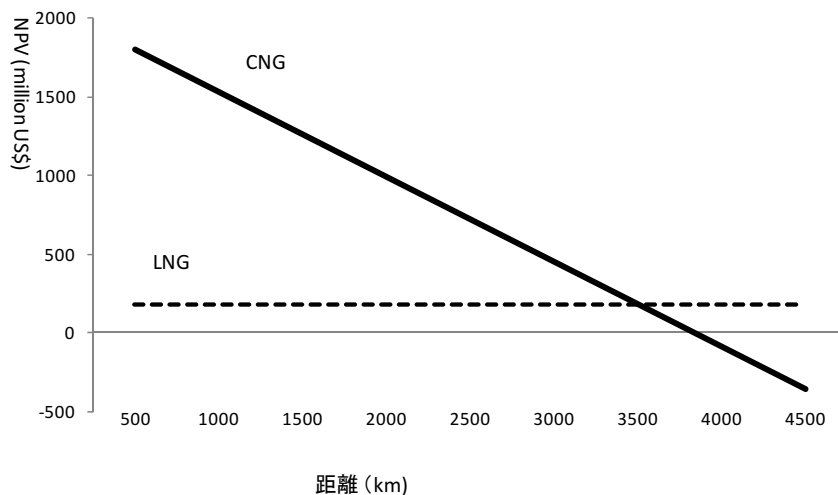
図表 56 CNG 隙間市場



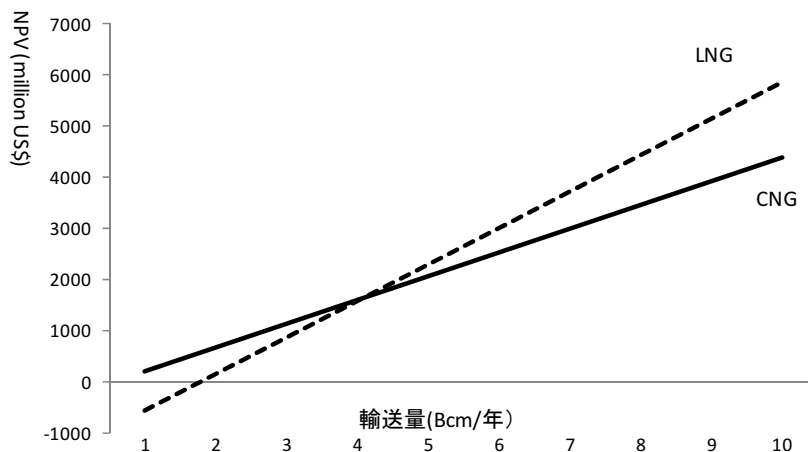
出所：Centre for Marine CNG

500km) では比較的生産量が多くても、LNG は CNG に対抗できない」と結論している。また「距離が長くなると(例えば 2,000m)、CNG は小規模な生産量の方が大幅に有利である」としている。

図表 57 CNG と LNG 輸送の経済性比較



(輸送量を年間 20 億 m³ と想定した場合の距離別プロジェクト正味現在価値)

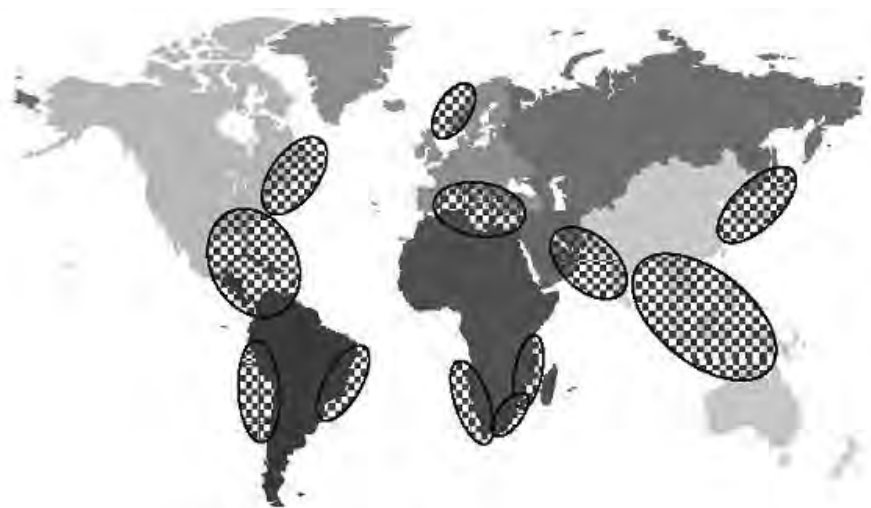


(輸送距離を 2,600km と想定した場合の総輸送量別プロジェクト正味現在価値)

出典: Marongiu-Porcu, et al, The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport, Society of Petroleum Engineers, October 2008

CNG 輸送開発者は CNG 運搬船に大きな潜在的市場があると見ている。CNG 海上輸送を推進している EnerSea は北米、南米、ヨーロッパ、アフリカ、アジアに CNG プロジェクト開発の地域的な機会があると考えている。別の CNG 海上輸送開発者である Floating Pipeline Company の CEO は、潜在的市場は「今後 20 年間に 50 件以上のプロジェクトが立ちあげられ、大手石油、ガス会社はすべて CNG 輸送の顧客となる」と見ている。

図表 58 CNG 輸送の地域的機会



出典：EnerSea

CNG 輸送は輸送サービスの開始に必要な初期投資が比較的低い点でパイプライン輸送または LNG 輸送に勝っている。LNG 供給チェーンと CNG 供給チェーンを構築するための初期投資の比較を図表 5 に示す。図表 5 からわかるように、CNG 供給チェーンの構築に必要なとされる初期投資は同様の LNG 供給チェーンの 10～30%と推定されている。

図表 59 ガス輸送チェーンの設備投資比較

区 分	LNG		CNG	
	低	高	低	高
液化・貯蔵・栈橋	\$1,500	\$3,000	0	\$100
積出ブイ	0	0	\$15	\$50
海運	\$175	\$440	\$200	\$900
荷揚用栈橋/貯蔵/再ガス化	\$325	\$500	0	\$100
荷揚ブイ	0	0	\$15	\$50
設備投資総額	\$2,000	\$3,920	\$230	\$1,200

出典：Wood MacKenzie

LNG 輸送プロジェクトには巨額の関連インフラ投資が必要である。一方 CNG 輸送では液化プラント、再ガス化ターミナルを建設する必要がない。それゆえに LNG プロジェクトの初期投資額は CNG を大幅に上回る。

同様にパイプライン輸送にも巨額の初期投資が必要である。業界アナリストは一般にパイプライン建設コスト推算に直径 1 インチ、距離 1 マイルにつき 50,000 ドルのベンチマークを使っている。このベンチマークを使うと、直径 20 インチ、全長 750 マイルのパイプラインの建設には 7 億 5,000 万ドルがかかることになる。いったん建設されるとパイプライン資本投資は「サンクコスト」（支出済み回収不能コスト）となる。また市況の変化に対応する柔軟性もほとんどない。CNG 船は初期投資額が低だけでなく、市況の変化に応じて別の航路に再投入することが可能な「再利用可能コスト」となる。

Centre for Marine CNG によれば、海上輸送 CNG の引渡費用 (delivered cost) は MMBtu あたり 1~2.50 ドルとされている。この数字は数隻の CNG 船で 500MMcf/d の天然ガスを継続ベースで 1 または 2 カ所の荷揚ステーションに輸送する 750 マイルのルートを想定したものである。(輸送距離が長いほどコストが高くなり、輸送量が少ないほどコストが高くなる。) この引渡費用が現実的ならば、CNG 技術を使用してストランディドガスを商品化するというコンセプトは非常に魅力的なものとなる。

しかし、このコスト目標が達成可能なのだろうか。達成可能ならば、なぜ未だに CNG 船による輸送プロジェクトが実現していないのだろうか。これまで試運転までこぎつけた CNG 船は SigAlpha のみである。これは 1965 年 (45 年前) にコロンビア・ガスが海上試運転を実施したものであり、ニューヨーク湾における短期間の運転に終わった。CNG 推進派による掛声は絶えないが、それ以来 CNG 船は一隻も建造されていない。

CNG 海上輸送の立ち上げを阻んでいる問題、障壁については本稿の第 4 章で取り上げる。次章では、CNG 輸送向けにこれまで提案されている設計と、現在計画または研究段階にある CNG プロジェクトについて概説する。

2. CNG 船の設計

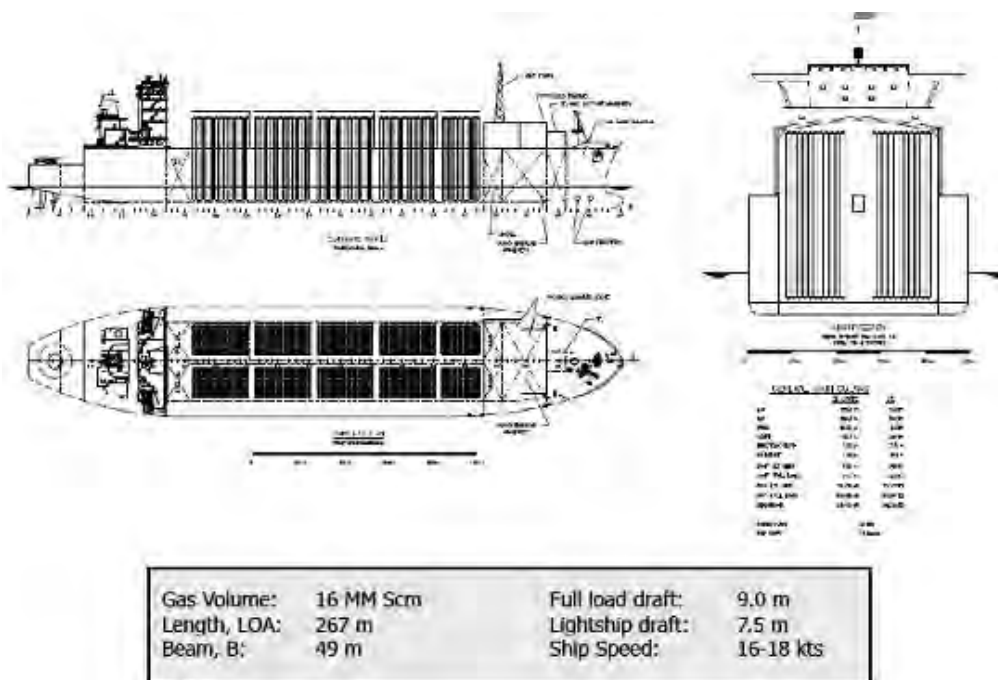
6 企業が天然ガスを圧縮して輸送するための船舶設計を開発している。本章ではそれぞれの企業を概説する。まず(1)企業の組織構成と歴史を概説し、(2)天然輸送用に提案されている技術及び設計を説明し、(3)当該企業がターゲットとしている市場を特定し、(4)開発、マーケティング活動の進捗状況を評価する。

2.1 EnerSea Transport

ヒューストンに本社を置く EnerSea Transport は ConocoPhillips の元社員が設立した企業である。同社は「容積最適化輸送貯蔵」(Volume Optimized Transport and Storage : Votrans) CNG 船設計を開発した。Votrans CNG 船設計は低温と加圧を組み合わせてガスを輸送するものである。EnerSea は三井商事、K Line、Tanker Pacific と企業提携している。また、シティ・グループと融資関係を、現代重工、Amec Paragon、新日本製鉄 (Nippon Steel)、ABB と戦略的ビジネス関係があるとされているが、関係の程度は不明である。

図表 60 に EnerSea が建造を提案している CNG 船の一般配置図を示す。ベース設計の CNG 船は圧縮ガス 1,600 万 m³ の積載能力を有するものである。全長 270m、船幅 49m、満載喫水は 9m とされている。航行速度は 16~18 ノットとなる。動力はガス-ディーゼル複合燃料、または中速ディーゼル発動機により供給される。

図表 60 VOTRANS の典型的な一般配置図



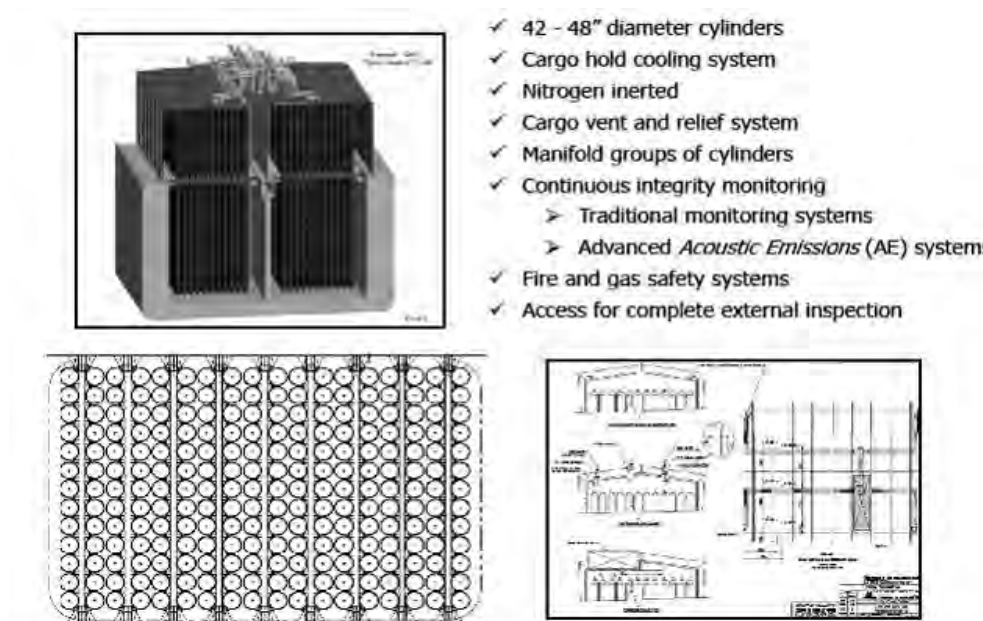
出典：Enersea Transport

貨物格納システムは 42~48 インチ口径のシリンダーを垂直に並べて船舶に搭載する。シリンダーは 37m の鋼管で構成され、モジュール化してマニフォールドを通じて連結される。1 隻に 10 モジュールが搭載される。8 つのモジュールはそれぞれ 234 本のシリンダーで構成され、2 つのモジュールはそれぞれ 156 本のシリンダーから成る。合計 2,184 本のシリンダーが搭載されることになる。各モジュールは窒素により不活性化、冷却され、ガス抜き口(cargo vent)と安全弁が装着される。

格納システムに積み込む前に、冷却装置により約 -30°C までガスの温度を下げる。圧力・体積・温度 (PVT) 効果によりガスの密度が上昇する。ガス格納圧力は -30°C でリーンガス (軽質ガス、主としてメタン) では 1800psi、リッチガス (エタン、プロパン、ブタン、ペンタン等の重質ガス) では 1500psi 前後となる。

VOTRANS 格納シリンダーの原型は ABS による試験を受け、承認されている。EnerSea によれば、運転圧力の 2 倍の破裂圧力、耐用年数の 3~5 倍の疲労サイクルで 10 本の実寸大のシリンダー試験が実施された。実験温度は -30°C から -50°C であった。新日本製鉄 (Nippon Steel)、JFE スチール、住友重工がシリンダーのサプライヤー候補となっている。

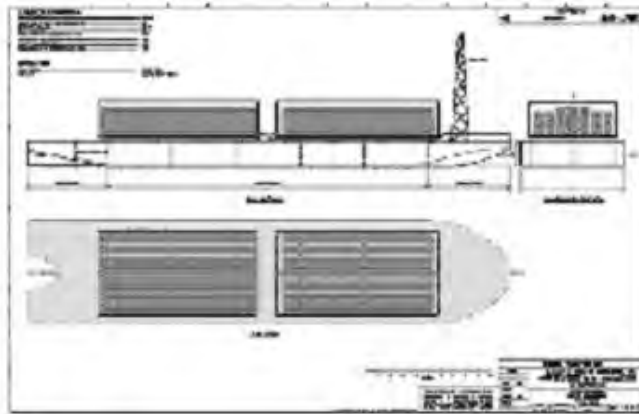
図表 61 VOTRANS Cargo Containment System



Source : EnerSea

EnerSea はまたバージ搭載型の VOTRANS CNG 運搬船のコンセプトを開発している。格納システムの概念は船舶搭載型と同様であるが、パイプはバージのデッキ上に水平に並べられる。船舶搭載型と同様に格納システムは冷却され、窒素で不活性化される。バージ型は満載喫水が 4m 未満であり、水深の浅い港湾でも運航が可能である。

図表 62 VOTRANS CNG バージ搭載型設計



出典：EnerSea Transport

EnerSea はガスの積み込み、荷揚げ用に格納タンクからガスを出し入れする液体置換装置を開発し、特許を取得している。このプロセスはエチレングリーコールと水の溶液を置換流体として積み込み、作業中は背圧とし、荷揚げターミナルでは格納システムからガスを押し出すピストンとして使用するものである。

EnerSea は液体を介在させることにより格納システム中のガスの 95～99 パーセントを回収し、荷揚げ後格納システム内に残るガスの量を大幅に削減できるとしている。

荷揚げターミナルでガスを受け入れ、貯蔵するための相補的ターミナルのコンセプトも開発されている。基本的に運搬船はガスを VOTRANS シリンダーを備えた陸上貯蔵施設に荷揚げする。これには 2 種類の構造があり、ひとつは VOTRANS シリンダーをバージ型設計と同様に水平に配置するものであり、もうひとつは船舶型設計と同様に垂直に並べるものである。船舶から貯蔵施設への荷揚げは栈橋からの短いパイプラインかオフショアの荷揚げブイからの海底パイプラインで行われる。

EnerSea は VOTRANS 設計が秀でている点として、温度を下げることにより 50% 低い圧力でガスを格納できる点を挙げている。これにより必要とされる加圧能力が減り、格納システムの鋼材を 50% 節約し、鋼材 1 トンあたりの貨物量が 60～100% 増え、高ニッケル合金に代えて炭素鋼を使用することができる。また、シリンダーは複数のロケーションで製造することができ、特別な製造プロセスや製造施設を必要としない。ヘッドとパイプの資材サプライヤー候補は複数存在する。

EnerSea はプロジェクト機会を追及しているが、いまだに VOTRANS 船を利用する契約を確保できていない。話し合いが比較的進んでいるプロジェクトとしてはジャマイカへの CNG 輸送に VOTRANS 船を利用する提案がある。ジャマイカの Bogue 発電所を天然ガス火力発電に切り替えることを提案している電力会社向けにフィージビリティ・スタディが完了している。ガスはトリニダード・トバゴまたはコロンビアから年間 84Bcf 輸入される。ジャマイカ政府によれば、フィージビリティ・スタディにより CNG 輸送プロジェクトは「技術的に実行可能であり、VOTRANS システムの能力内にうまくおさまる」と考えられている。しかし、ガス生産国側との長期供給契約（オフテイク契約）が確保され、必要とされる政府の許認可が下りるまでプロジェクトは棚上げ

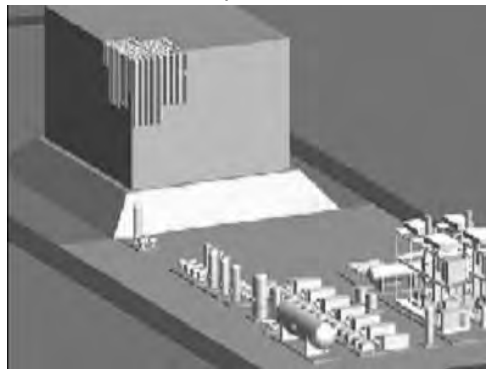
となっている。

図表 63 VOLANDS 陸上貯蔵システム

水平配列



垂直配列



出典：EnerSea Transport

EnerSea は VOTRANS CNG 船第一船を FEED 開始から 36 か月以内に完成させる建造スケジュールを作成している。実際の建造期間は 28～30 か月である。最初の VOTRANS CNG バージの建造は初期設計作業から 24 か月以内に完了することができるとしている。

図表 64 VOTRANS CNG 船とバージ第 1 船の建造・引渡スケジュール

	Year 1				Year 2				Year 3				Year 4	
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
Phase 1 FEED	■													
Reserve Ship Slots		◆												
Phase 2 FEED		■	■	■										
Project Sanction			◆											
Detail Engineering & Procurement			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Class/Port/Flag State Approvals		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ship Construction				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Terminal Facilities									■	■	■	■	■	■
Commence Transport Service														◆

VOTRNS 船型

VOTRANS
バージ搭載型

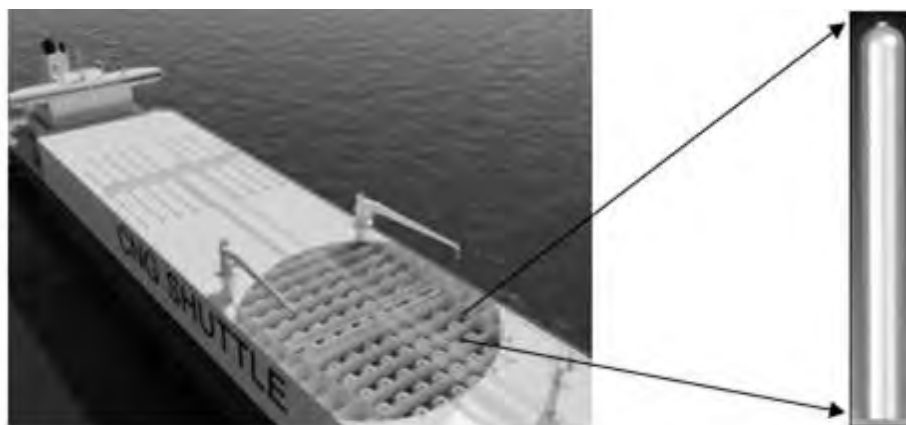
出典：EnerSea Transport

2.2 CETech

CETech は 2004 年に Leif Hoegh、Statoil、Teekay Shipping が CNG の海上輸送技術の開発、商用化を目的として設立したノルウェー企業である。もとをたどれば 2002/2004 年に DNV を含むノルウェーの海運グループが参加して実施された CNG 輸送の技術的ソリューションを調査する業界合同プロジェクトに端を発する。創設時には Hoegh、Statoil、Teekay が同率参加していた。現在は Hoegh LNG が CETech を所有している。Statoil と Teekay が現時点でベンチャーにどのような役割で関与しているかは不明である。

CETech の焦点は作動圧力 150 バールで CNG を格納することのできる全長 30m、直径 3m の複合素材タンクを開発し、技術承認を受けることである。下図に示すように、タンクは船内に設置された架台に垂直に配置される。船上に搭載するタンクの数により積載量を調整することができる。

図表 65 CETech CNG Shuttle



出典：CETech

CETech 船は CNG シャトルと呼ばれ、オフショアまたは陸上のロケーションから受入ターミナルへのガスの輸送に使用される。FPSO をはじめとするオフショア石油生産施設で生産された随伴ガスの貯蔵、輸送にもまた利用することができる。船舶の設計については詳細は明らかにされていない。CETech は「非公開契約を結んでいる事業者により技術情報の公表が制限されている」としている。初期の CNG シャトル概念は全長 200~300m、船幅 40~60m とされていた。CETech は 2008 年に大型複合素材タンクの設計と製造手法の実験を完了した。DNV から設計の基本承認を受けている。船級協会から図面承認を受けるためにはさらなる技術の認定が必要である。

CETech によれば、同社は複合タンク設計を積極的にマーケティングしておらず、工業化過程に対応するためのビジネスモデルの再構築と技術認定に焦点を当てている。CETech は最終的には CNG シャトル設計のライセンスを提供する計画である。

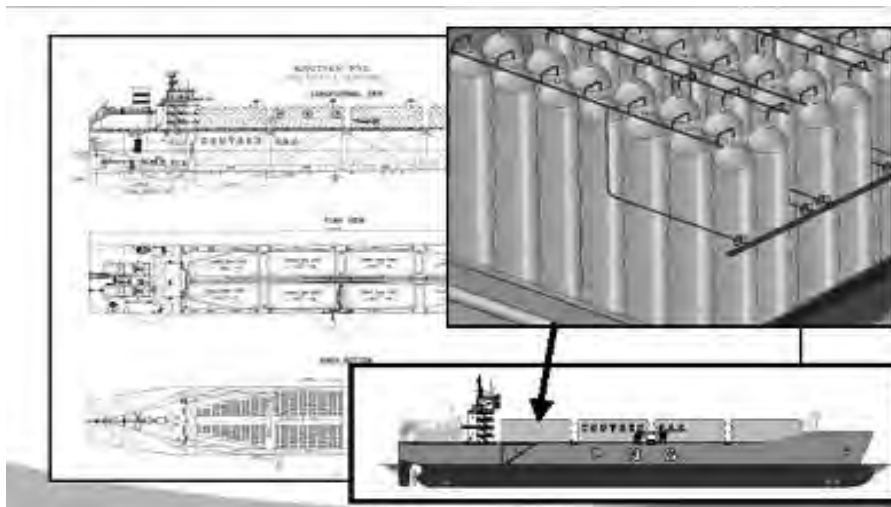
2.3 Knutsen

ノルウェーの海運グループである Knutsen は加圧天然ガス (PNG) 運搬船の設計

開発に取り組んでいる。同社は LNG タンカー、シャトルタンカー部門に強力な足場を築いており、PNG 運搬船をこれを捕捉するものとして位置付けている。Europipe と DNV が PNG 設計開発において Knutsen に協力している。

PNG 概念は直立したシリンダー格納システムを採用するものであり、シリンダー数により搭載能力の調整が可能な構造となっている。Knutsen は大型と小型の 2 種類の PNG 設計を検討している。大型設計は全長 325m、船幅 59m で、約 3,000 万 m³ のガスを輸送することができる。下に示した小型設計は全長 182m、船幅 29m であり、200 万 m³ のガスを運搬することができる。

図表 66 Knutsen PNG 船設計



Source : Knutsen

いずれの設計でも、ガスは 250 バールで直径 1m、長さ 19m から 38m の個々のシリンダーに格納される。シリンダーには厚さ 33.5mm の強化 (X-80) スチールが使用される。

シリンダーは 1 組づつ船上に設置された軽量複合素材のシェルター (防護格納庫) 内に納められる。シェルターは火災や温度変化からシリンダーを守る。

PNG 船はオフショアのロケーションでガスを積み込むことができる。ガス田での積み込みは船首近くに搭載された半潜水型タレット荷役装置を通して行われる。

Knutsen/Europipe は格納シリンダーの技術承認試験を完了している。試験は DNV 要件に従って実施され、端末をカバーしたパイプの 20 バールから 250 バールにおける実寸大疲労試験、設計ライフサイクルの 2 倍での破裂試験が行われた。冷却検査、亀裂伝播の試験も無事完了している。DNV は Europipe が PNG 格納シリンダーのサプライヤーとして適格であるとの正式承認を出している。

Knutsen は PNG 設計は CNG を輸送のコスト効率のよいソリューションであるとしている。完全スチール製設計の強みは、複合素材を巻きつけたもの、また複合素材性のシステムよりも熱に強い点である。格納は常温で行われるため、高価な温度調節装置や断熱システムを必要としない。

Knutsen は PNG コンセプトを応用する方法を模索している。ノルウェー沖での利

用の可能性に焦点をあて。同社は PNG 運搬船を北海、ノルウェー海、バレンツ海で使用するフェージビリティ研究を実施した。PNG 設計の機会を求める努力にもかかわらず、同プロジェクトは設計段階から先に進んでいない。しかし、同社は「市場が開拓されるのは時間の問題であり、いざ PNG 輸送の時代が到来したそのときには先頭に立っていたい」としている。

2.4 SeaNG

アルバータ州カルガリーを拠点とするカナダ企業である SeaNG は Coselle 加圧ガス輸送技術を買収し、これを売り込んでいる。丸紅と Teekay が開発・マーケティングで SeaNG と協力している。

SeaNG の設計コンセプトは Coselle と呼ばれる高圧ガス格納モジュールを基本としている。このモジュールは直径 160m、全長 17km の高強度ラインパイプをカーセル型の支持構造に巻きつけたものであり、ガスはパイプ内に 220 バールに加圧して格納される。それぞれの Coselle モジュールには約 94,000m³ のガスが格納される。Coselle モジュールは船上に積み重ねて搭載され、マニホールドと制御装置により連結される。カーセルと貨物倉には不活性ガスが注入される。

図表 67 SeaNG の CNG 船/Coselle 設計



出所：SeaNG

搭載する Coselle モジュールの数をえることにより、積載能力 140 万から 780 万 m³ の複数の船舶設計が開発されている。建造を簡単にするために、単曲率プレートとチェーン (chine) を利用した設計が採用されている。最も小型の設計は全長 118m、船幅 24m で、16 基の Coselle モジュールを搭載するものである。Coselle モジュールを連結すると、全長 272km (17km/Coselle x 16 基) の連続したパイプとなる。最も大型の設計は全長 204m、船幅 39m であり、84 基の Coselle モジュールを搭載

する。84 基のモジュールをすべて連結すると、全長 1,428km のパイプとなる。

図表 68 SeaNG CNG 船設計



区 分	C16	C25	C84
積載量	1.4-1.7 Mcm	2.1-2.4 Mcm	7.1-7.8 Mcm
モジュール数	16 Coselles	25 Coselles	84 Coselles
全長	118m	142m	204m
船幅	24m	30m	39m
喫水	5.95m	6.1m	10.63m

出典：SeaNG

Coselle モジュールに使用されるパイプの口径が小さいことから安全性が高く、モジュールの連結に必要なマニホールドとバルブが比較的単純であり、標準型のラインパイプは幅広いソースから調達可能であり、既存のパイプライン溶接、巻きつけ技術を使用して容易に製作することができるという点が長所である。

最大の欠点は Coselle の重量である。各モジュールの軽荷重量は約 550 トンであり最小船型に搭載される 16 基の Coselle 格納システムでは総軽荷重量 8,800 トン、最大船型では 46,200 トンとなる。

2006 年 9 月に SeaNG は ABS から最小船型設計 C16 建造の図面承認を取得した。この他の設計は審査中である。

SeaNG は 2008 年 7 月に韓国に Coselle モジュールを製作する施設を開設すると発表した。当該施設は Gunsan 自由貿易区 (FTZ) 内の 10 ヘクタールの敷地に建設され、SeaNG の現地完全子会社である Marine Construction Corporation により開設されることとされていた。発表時に SeaNG はすでに敷地をリースしており、施設は 2009 年末にはフル稼働することを見込んでいる様子であった。

Gunsan FTZ の発表時には、SeaNG はジャマイカからの CNG 輸送契約受注を期待していた。この契約を前提として、韓国造船所（造船所名非公開）で CNG 船 3 隻の建造スロットを仮予約したとされている。しかし、ジャマイカのプロジェクトが確定しておらず、建造プログラムには着手されていない。

2008年の発表以来、Coselle モジュール製作施設の開設についても進展の気配はなく、プロジェクトの現状は不明瞭である。SeaNG にプロジェクトの進捗状況を問い合わせたが、回答は得られなかった。おそらくプロジェクトは CNG 船受注に進展が見られるまで棚上げとなっていると考えられる。

2.5 Trans Ocean Gas

Trans Ocean Gas はニューファンドランド州を拠点とするカナダ企業である。同社は強化繊維プラスチック（FRP）圧力容器を使用した CNG 輸送コンセプトを開発し、特許を取得している。開発には SNC-Lavalin、BMT Fleet Technology、Tube-Mac Industries、DNV、Owens Corning、Dow Resins が参加している。それぞれの企業の関与の程度は明らかではない。

Trans Ocean Gas のコンセプトは低温と加圧を組み合わせ容器で輸送することのできるガスの容積を最大化するものである。これはフィラメント巻きつけ装置で製造した FRP シリンダー型容器を使う。巻きつけられたフィラメントはエポキシ・母材を吹き付けることによって成型し、硬化したボトルは両端のステンレス鋼ポートボスによりパイピングマニホールドに連結される。

図表 69 FRP Pressure Vessel



出典：Trans Ocean Gas

ガスは FRP 圧力容器内で氷点下で貯蔵される。Tras Ocean によれば、FRP 圧力容器は常圧の 500 分の 1 の体積で天然ガスを輸送することができる。これは LNG の圧縮率（600 分の 1）に近い数字である。このガス格納システムはまた金属性のガス格納システムと比較して重量が約 3 分の 1 であり、腐食の影響もない。

Trans Ocean は CNG 船の積載能力を拡大・縮小することのできるモジュラー概念を開発した。同コンセプトはスチール枠で FRP ボトルを支えるカセット型となっている。それぞれのカセットは 4 本以上の FRP ボトルを収納することができる。ボトルはカセット内で隣のボトルに連結される。

図表 70 Trans Ocean Cassette Design



出典：Trans Ocean Gas

Trans Ocean は CNG カセットの輸送にコンテナ船を利用することを提案している。これは、特にコンテナ船が余剰している現在のマーケットでは、比較的経済的なソリューションである。Trans Ocean は ABS からパナマックス型コンテナ船を CNG タンカーに改造する基本承認を取得したとしている。

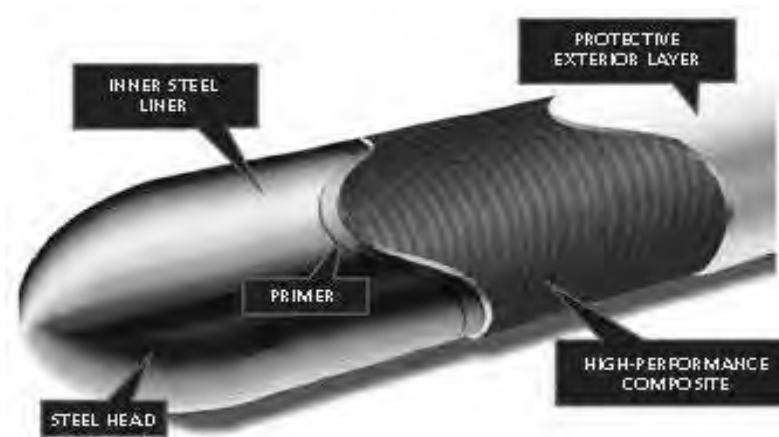
Trans Ocean はカナダ東海岸のオフショア・ストランドイド・ガス田から北米市場への天然ガス輸送をターゲットとしてきた。同社は米国内での LNG 再ガス化プラント建設反対を商機と見て、LNG 船ではなく CNG 船でガスを輸送するビジネス機会が開けると見ている。しかし、これまで Trans Ocean はマーケティングではなく、技術開発に力を入れている。Trans Ocean の CEO によれば、同社は「まだ技術承認段階であり、本四半期に 40 フィートのインターモーダル用コンテナ設計が承認される見込みである」とし、さらに、「海上輸送用大型圧力容器の試験が間もなく開始され、年内に DNV の承認が得られる見込みである」としている。

2.6 TransCNG/Floating Pipeline Company

TransCNG はカルガリーを拠点とするパイプライン/発電会社 TransCanada と、米国ベースの大手船舶運航会社 Overseas Shipholding Group によるジョイントベンチャーである。TransOcean は複合強化圧力容器技術を使ったガス輸送モジュール (GTM) 設計の特許を保有している。TransCNG は陸上、鉄道、海上 CNG 輸送における GTM の利用機会を追及している。TransCanada と OSG は 2002 年に GTM の製作、供給を目的として別組織の合弁会社 Floating Pipeline Company (FPC) を設立している。

GTM は内側の鋼製ライナーと高性能複合素材で包まれた輪 (hoop) で構成されている。複合素材強化により厚く重い鋼製圧力容器を必要とせず、高圧 (3,000psi) でガスを輸送することができる。GTM に格納されるガスは冷却・加圧される。

図表 71 TransCNG GTM Design



出典：TransCNG

TransCNG は 4 つの標準 GTM サイズを開発した。これらは全長 20 フィートから 80 フィート、直径 42 インチである。標準設計は圧力を 3000psi に想定している。しかし、これ以外のサイズも、最大直径 60 インチ、圧力 3600psi までで可能である。

TransCNG 標準 GTM

区 分	公称 80 ft	公称 40 ft	ISO 40 ft Tube	ISO 20 ft Tube
重量 (ポンド)	38,135	20,285	19,345	9,951
シリンダー容積 (ft ³)	693	355	338	160
直径 (インチ)	42	42	42	42
ガス貯蔵能力 (ft ³)	172,000	88,000	84,000	40,000

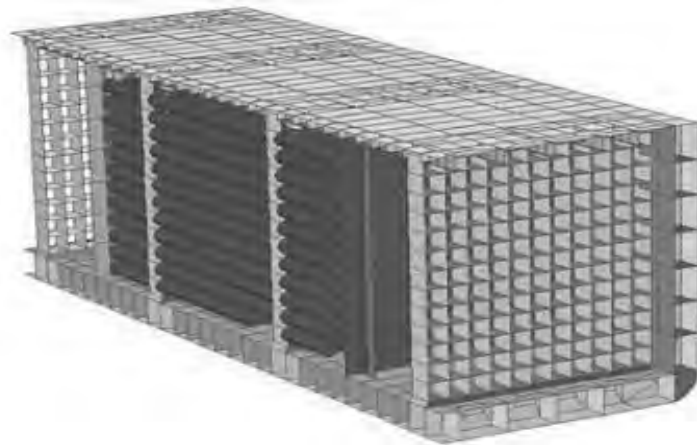
出典：TransCNG

TransCNG は CNG 船と CNG バージのコンセプトを開発した。いずれも GTM 圧力容器を水平に並べて積み上げるものである。

TransCNG の GTM は ASME(アメリカ機械工学会)のボイラ及び圧力容器基準を満たし、ASME から認証を受けている。同社は GTM 内陸バージ設計について ABS から図面承認を受けており、GTM 船設計についてはロイズ船級協会から基本承認を受けている。

EPC はニューブランズウィックの St. John 港の西側に 120,000 平方フィートの倉庫をリースしている。同施設は 2007 年末にオープンした。先に述べたように、TransCanada と OSG が FPC を共同所有している。FPC は GTM の製造許可を得ており GTM ユニットを路上輸送、鉄道輸送用に販売することができる。しかし海上輸送については、TransCNG 向けにしか GTM を供給することを認められていない。

図表 72 TransCNG 船 GTM 配置



出典：TransCNG

図表 73 TransCNG バージ GTM 配置



出典：TransCNG

OSG によれば、同グループは「現在は商用化可能な初の CNG 船」となると期待しているものを開発中であり、CNG を市場に輸送する具体的なプロジェクトの特定作業を行っている。同グループはベトナムのオフショアガス田からのガス輸送に 4 隻の CNG 船を供給するプロジェクトについて PetroVietnam と話し合いを進めている。また、タンザニア沖からモンバサまでガス輸送用に CNG 船の建造と運転に関してノルウェーの企業から打診があったとされている。しかし現在までいずれのプロジェクトについてもはっきりとした進捗状況は発表されていない。

3. CNG 海上輸送プロジェクト

複数の CNG 海上輸送プロジェクトが様々な研究、計画段階にある。本章では話し合いが最も進んでいると考えられるプロジェクトについて概観する。しかし、交渉は水面下で行われており、限られた情報しか得られない。

3.1 エジプトからクレタ

Egyptian Natural Gas Holding Corp、Arabia Gaz of Egypt、Copelouzos Group によるジョイントベンチャーである Medcarrier はエジプトとクレタ間に CNG 輸送システムを構築することを提案している。SeaNG がプロジェクト計画に参加しており、プロジェクトが実現する場合の CNG 船供給者として指定されている。本プロジェクトは計画段階であり、実現性は不明。

3.2 トリニダード・トバゴからジャマイカ

トリニダード・ナショナル・ガス・カンパニー (NGCT) とジャマイカ政府はジャマイカの発電所へのガス供給に CNG 輸送システムの使用を検討している。ガスは Pt. Lisas の施設から輸出され、Bogue の新しい 120MW 複合サイクルプラント燃料として使用される。EnerSea がフィージビリティ・スタディに参加しており、プロジェクトが実現する場合には CNG 船を供給することになっている。NGCT によれば、「コンプレッサ、パイプライン、プイを含む積み出し施設を備えた CNG プラントのコストは約 2,500 万から 4,000 万ドルであり、冷却装置と流体置換装置を搭載した CNG 船は最高 2 億ドル程度である。」現時点でプロジェクトは確定していない。

3.3 サハリン島から北東アジア

ガス輸送プロジェクトの設計、資金調達、建設、運転を専門とするヒューストン・ベースの XGAS はサハリン島から日本、韓国、中国の消費地まで CNG 船を使ってガスを輸送することを提案している。同社はサハリン島を起点とする航路で CNG 船と LNG 船の経済評価を実施し、経済性の高い輸送オプションとして CNG に軍配を上げている。しかしプロジェクトにその後の進展は見られない。

3.4 Dai Hung からベトナム沿岸

PetroVietnam はベトナム沖の Dai Hung をはじめとする複数のフィールドのストランディド・ガスを商品化するために CNG 輸送を検討している。TransCNG が評価に参加しており、プロジェクトが進展した場合、最大 4 隻の CNG 船を提供することになっている。

3.5 タンザニアからモンバサ

カナダの探鉱開発企業であり、東アフリカの堆積盆に石油・ガスの権益を保有している Artumas はタンザニアからモンバサまでのガス輸送に CNG 船の利用を検討している。埋蔵量が最高 1Tcf の可能性がある Mnazi Bay フィールドで採取されたガスを複

数の発電所の燃料としてモンバサに CNG 輸送する。TransCNG が CNG の船主・運航者候補として同プロジェクトに関与している。これまで設計、エンジニアリング研究が実施されただけで、輸送システム開発に進展は見られない。

3.6 ミャンマーからインド

EnerSea は 2 隻から 4 隻の CNG 船を使用してミャンマーからインド東海岸へガスを輸送するフィージビリティ研究を完了した。仕向け港は Port of Paradip であり、航海距離は 350 マイルである。ガスの供給量は 1 日 500 万~1,800 万 m³ と想定されている。

3.7 カナダ東海岸オフショアから米国北東部

Tran Ocean、TransCNG、EnaerSea、SeaNG がカナダ沖の Hibernia、Terra Nova、White Rose 油田のストランディド・ガスを商品化する CNG 輸送システムを提案している。これらの生産油田からは随伴ガスが採取されるが、現在は輸送方法がないため油田に再注入されている。CNG 船を使用し、随伴ガスをカナダまたは米国北東部の港に輸送することが考えられている。本プロジェクトはガス市況の低迷と金融危機により影響を受け、足踏み状態となっている。

3.8 オーストラリアからニュージーランド

EnerSea はオーストラリアの Gladstone からニュージーランドへの CNG 輸送サービスの構築を提案している。ニュージーランドのガス流通業者と合意覚書 (MOU) が結ばれ、基本設計 (FEED) 前の評価は完了している。しかし、現時点で進展は見られない。

3.9 Melkøya からノルウェー沿岸

ノルウェーのグループである Samma Production がノルウェー沖の Snøhvit ガス田群で生産されたガスの輸送に新開発の CNG バージ運搬船を使用することを提案している。当該船は LASH バージ運搬船と類似しており、Melkøya ターミナルでガスを積み込み、ノルウェー沿岸の需要家に輸送するものである。

3.10 その他の CNG 輸送の可能性

過去 2、3 年にこれ以外にもさまざまな CNG 輸送プロジェクトが浮上し、報道されている。

- チリからペルー
- リビアからマルタ
- コロンビアからカリブ海諸島
- 渤海湾から中国沿岸
- Karewa からニュージーランド沿岸
- アラスカから米国西海岸
- パプア・ニューギニアからニュージーランド

- インドネシア島嶼間

これらのプロジェクトはいずれも噂、または早期の話し合いの段階を超えておらず、実現するかどうかは不明である。

4. 問題と障壁

CNG 海上輸送推進派はプロジェクトの展望について強気の姿勢を崩していない。業界アナリストのウッド・マッケンジー社の分析は CNG 技術推進派の前向きな見通しを反映している。

ウッド・マッケンジーは最大 2,500 海里の距離までは CNG 船がガス市場と供給地を結ぶコスト効率の良い方法でありえると確信している。CNG 海運技術は 20mmcf から 400mmcf を輸送する河川バージから、1Bcf を積載する最大全長 300m の LNG 船に匹敵する規模の船舶までスケールアップ可能である。海洋 CNG 輸送チェーンへの投資の大部分は再配置が可能であり、他のガス輸送技術（パイプライン、LNG）よりも有利である。遠隔地の沿岸市場に大規模な孤立した需要（工業プラント、発電、都市ガス網等の）が存在する場合、CNG 船によるガス輸送が理想的である。現在、運航されている CNG 船は存在しないが、マーケティング活動は極めて活発であり、この技術に関する技術上、規制上の承認も進んでいることから、ウッド・マッケンジーは 2010 年には CNG 船及び CNG バージの運航が開始されると確信する。第 1 船が実証されれば、世界中の天然ガスを求める市場に CNG 海上輸送技術が広がることは間違いない。

しかし、研究段階、初期計画段階にあるプロジェクトは数多く存在するが、いずれも CNG 船のチャーター契約確保に結びついていない様子はない。市場は依然として CNG プロジェクトの経済性に懐疑的であり、投資決定に踏み切りかねている。CNG プロジェクトが実現に向けて進行する上での問題点と制約を以下に概観する。

4.1 プロジェクトの実現可能性

最終的に、CNG プロジェクトのフィージビリティは(1)プロジェクトコスト、(2)予測される天然ガス価格、(3)天然ガスとそれに競合するエネルギー源（主として石油）の Btu あたりのコスト比較、により決まる。CNG 輸送プロジェクトはこれまで実施されたことがなく、これらの要素それぞれについて明確な数字をはじき出すのは不可能である。また石油価格、ガス価格の相互関係が長期的にどのように推移するかを予測することは不可能である。それゆえに CNG プロジェクトの経済的実現可能性を実証し、金融機関を説得してプロジェクト融資を取り付けることは容易ではない。

アフリカ西海岸沖の油田で現在は燃焼処理されている随伴ガスの商品化を目的として EnerSea が提案している CNG プロジェクトは、プロジェクト・コストとガス価格の微妙な変動によりプロジェクトの実現可能性が大きく影響されることを例示している。EnerSea は 2006 年に CNG 船を使って西アフリカ沖の既存のガス集積ステーション

から既存の LNG 液化プラントへ天然ガスを輸送することを提案した。液化プラントでガスは他の原料ガスと混合され、液化されて LNG として市場に送り出される。輸送には 3 隻の CNG 船を使用することが想定された。

このプロジェクトのフィージビリティ・スタディで EnerSea はガス前処理コスト、CNG 輸送コスト、液化・再ガス化コスト、そして最終的にガスの販売価格について複数のシナリオを想定している。以下に示すように、生産者コスト、再注入コスト回避、排出削減クレジットを考慮すると、CNG 輸送により MMBtu あたりのネットバック価値は 2.80 ドルとなる。しかし、コストまたは市場価格の条件が少しでも変わると、この数字に大きな影響が出る。たとえば、MMBtu あたりのガスの市場価格が 7.00 ドルではなく 4.00 ドルであった場合、プロジェクトのネットバック価値はマイナスとなる。

図表 74 ストランディド・ガスの商品化に CNG 海上輸送を利用した場合の生産者のネットバック価値予測 (EnerSea による試算)

生産者コスト (MMBtu 当り)	
ガス前処理	\$0.50 (加圧/脱水)
CNG 輸送	\$2.70 (400 km)
液化	\$1.00 (既存 LNG プラント)
LNG 輸送	\$0.50
再ガス化	\$0.50 (既存ターミナル)
生産者ガスコスト	\$5.20 (LNG として市場に送る場合)
生産者ネットバック価値 (MMBtu 当り)	
ガス販売価格	\$7.00 (欧州/米国)
生産者コスト	(\$5.20)
コスト回避	\$0.50 (再注入)
排出削減クレジット	\$0.50
生産者ネットバック価値	\$2.80

Source: P. Britton and J. Dunlop, CNG Marine Gas Transport Solution: Tested and Ready, OTC paper 18702, May 2007

EnerSea はこの他にも CNG 海上輸送により発電所に燃料ガスを供給することを提案しており、ディーゼルまたは重油に代えてガスを燃料として使用した場合のコスト節約を試算している。石油燃料に代えてガスを使用した場合の EnerSea による試算を以下に示す。EnerSea はガスの供給価格を 2.50 ドルと想定している。CNG 輸送コストと、ディーゼル及び重油の想定価格を計算すると、燃料をガスに換えることにより発電所にとって 2.15 ドルから 6.15 ドルのコスト削減が可能となる。しかし、この数字はガスと石油燃料の価格差の変動に影響される。天然ガス供給価格を高く、または石油燃料の価格を低く想定した場合、結果は大きく変わってくる。

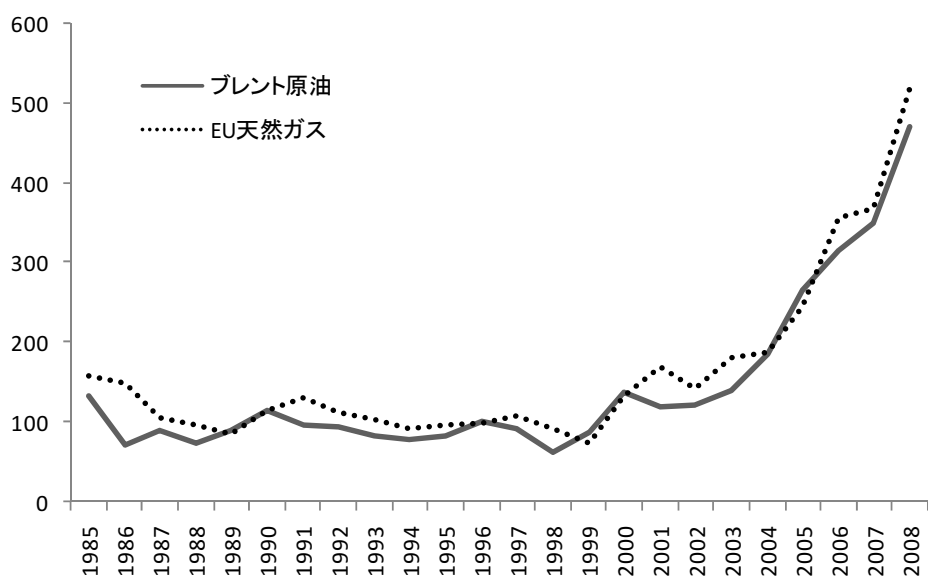
次の図表は 1 バレルあたりのブレント原油価格と MMBtu あたりの EU 天然ガス価格の推移を示したものである。原油価格と天然ガス価格は 1996 年の価格を 100 とする指数で占められている。原油価格と天然ガス価格は一般に同様のパターンで動いているが、ガス価格が原油価格よりも急速に上昇する場合もあれば、逆に原油価格がガス価格に先行して上昇する場合もある。

図表 75 CNG 海上輸送を利用した場合の発電所のコスト節約
(EnerSea による試算)

引き渡しガス価格 (MMBtu 当り)	
供給元でのガス価格	\$2.50
CNG 輸送とターミナル	\$3.00
燃料ガスとユーティリティ	\$0.35
引き渡しガス価格	\$5.85
発電所のコスト削減 (ディーゼル燃料から CNG に代えた場合)	
ディーゼル燃料コスト	\$12.00
引き渡しガス価格	(\$5.85)
コスト節約額 (MMBtu 当り)	\$6.15
発電所のコスト削減 (重油燃料から CNG に代えた場合)	
重油燃料コスト	\$ 8.00
引き渡しガス価格	(\$5.85)
コスト節約額 (MMBtu 当り)	\$2.15

Source : P. Britton and J. Dunlop, CNG Marine Gas Transport Solution: Tested and Ready, OTC paper 18702, May 2007

図表 76 天然ガスと原油価格の相対的推移
(1996 年を 100 とする)



出典 : BP

4.2 プロジェクト・リスク

CNG 海上輸送による天然ガス輸入プロジェクトには転用性が限られた専用の装備及び施設への巨額の資本投資が要求される。プロジェクトに返済能力があることが証明されない限り、CNG プロジェクトに億ドル単位の融資を確保するのは困難である。返済能力を証明するためには、財政的に信用のあるエンドユーザーから長期にわたる天然ガス引き取りのコミットメントを取り付ける必要がある。また、プロジェクト開発者による相当な自己資金投入も必要である。

現在検討されている CNG プロジェクトで、財政的に信頼できるエンドユーザーによる長期的引き取り契約を取り付けているものは皆無と言える。計画中の CNG 輸送プロジェクトのいずれもエンドユーザーから 10 年から 20 年の長期「テイクオアペイ」引き取り契約を確保している様子はない。プロジェクト開発者に自己資金を投入するだけの経済力があるとも思われず、CNG プロジェクトの経済的リスクを負う意志も見られない。また、昨今、金融機関は高リスクのプロジェクト全般を敬遠しており、この点も CNG 輸送プロジェクトの資金調達足を引っ張っている。現時点で CNG 輸送プロジェクトが融資を取り付ける見込みは極めて低い。

4.3 技術の不確実性

CNG 格納技術は事実上大型の加圧容器技術であり、比較的単純であるが、周辺機器の技術については、実用化されておらず不確実性が残るものがある。

特にガス引き渡しターミナルでの荷揚げ方法の問題がある。容積移送型システムでは連結された加圧容器から完全にガスを送り出すことが要求される。先に触れたように、EnerSea は移送用流体を用いてガスを格納システムから押し出すことを提案している。このシステムはガスの荷揚げに有効ではあるが、実用スケールで実証されていない。実用における有効性は証明されておらず、問題点はまだ明らかではない。

少なくとも EnerSea は格納システムからのガス荷揚げ装置の概念を開発している。しかし、先に挙げた他の 5 件の CNG 輸送プロジェクトは荷揚げ手法の点に、少なくとも公には、全く触れていない。SeaNG をはじめとする CNG 輸送システム開発者がターミナルでどのようにしてガスを引き渡すのかは不明である。

また、格納システムのストレス、歪み、腐食の可能性、積み込み地と引き渡し地の温度差の影響、水和物の発生等の問題もある。CNG 輸送システムが実際にしばらく運転されてみるまで、この点も未解決要素となる。

4.4 安全性の問題

天然ガスは揮発性の危険物質であり、貯蔵、輸送には安全性の問題が付随する。ガス漏れ、破裂が発生する可能性があり、大惨事につながる危険性もある。大事故発生の可能性と、「大惨事が発生するかもしれない」という一般の認識に対処する必要がある。

複数の船級協会が CNG 輸送の安全性を検討し、ABS、DNV、BV が CNG 船の建造ガイドや規則を発表している。

- 米国船級協会（ABS）— Guide for Vessels Intended to Carry Compressed natural Gases in Bulk. 2005 年 4 月

- ノルウェー船級協会（DNV）—Rules for Classification of Ships, Part 5—Chapter 15, Compressed Natural Gas Carriers, 2005年1月
- フランス船級協会（BV）—Classification of Compressed Natural Gas Carriers, 2007年4月

これらの規則は CNG 船の設計・建造のガイドラインを提供するものである。ガイドラインは船舶が安全であり、航行に適していることを確実にすることを意図している。しかし、ここでも商業運航されている CNG 船が存在しないという問題に突き当たる。船級協会教会の規則による設計要件が CNG 船の運航が開始されてはじめて浮上する安全性の問題点をすべてカバーしているとは限らない。

実際の安全性以上にプロジェクトに大きな影響を与えるのは CNG 船の安全性を疑問視する世論の存在である。長い運航実績のある LNG 船の受け入れでさえ、米国では安全性をめぐる激しい反対に合っていることから、ガス運搬船に対する世論の過剰反応が見て取れる。ガスの海上輸送には大惨事が伴う危険性があるという思い込みにより、米国では都市近郊に CNG 船が接近するプロジェクトには反対があることはほぼ間違いない。

4.5 システムコストの不確実性

CNG 船の建造にどれほどのコストがかかるか誰も知らない。様々なフォーラムで CNG 船のコスト推算が提示されているが、その金額は 1 億 5,000 万ドルから 3 億 5,000 万ドルまで大きな幅がある。

2009 年にヒューストンで開催された OTC（オフショア・テクノロジー会議）で、Centre for Marine CNG の代表がこの点を指摘した。

海上 CNG 輸送の発展を妨げてきた最も重大な問題の一つは、海上 CNG 輸送に適用することのできる明確な経済評価指標が普及していないという事実である。LNG をはじめとするその他のガス商品化技術では、新しいプロジェクトのシナリオに迅速に、またしばしば直観的に適用することのできるコストモデルが容易に存在する。海上 CNG 輸送と、その技術の推進者は開発コストの公表を控えており、この業界では情報の空白が発生している。たとえば、Center for Marine CNG は IOC（インド石油会社）に CNG 開発コスト推算を検証するよう要請された。公表されているデータが存在しないため、IOC が内部で作成したコスト・モデルは実際のプロジェクトコストの 3 倍以上となっていた。これでは海上 CNG 輸送は実現可能なオプションから即座に外されることになる。しかし、このケースでは CNG が技術的にも、経済的にも最も理想的なソリューションである¹³。

¹³ C. Young and M. Hanrahan, Centre for Marine CNG, Marine CNG—Why Hasn't It Happened, OTC paper 20145, May 2009

問題のひとつは、CNG プロジェクト開発者が詳細な独自のコスト情報をシェアしていないことにある。これは当たり前だが、問題はプロジェクト開発者自身が確定契約レベルのコスト推算を行うのに必要な正確な価格設定を行っていないことである。

はっきりとしたコストのデータがなければ、プロジェクトの経済的実現性を実証するのは不可能である。CNG 輸送開発者はプロジェクト実現性評価に当て推量レベルの推定コストを使用している。実際のコストはこれよりも大幅に高いまたは低いことがありえ、プロジェクトの実現性評価は不確実なものとなっている。

4.6 プロジェクト開発者の力不足

CNG 輸送を推進している 6 つのプロジェクト開発者のいずれも、強力な組織上の支援、また資金支援を取り付けていない。彼らは基本的に少人数のスタッフと限られた予算で作業しているプロジェクト・デベロッパーである。Teekay、Statoil、三井等の大企業と提携関係を結んでいるものもあるが、パートナーとして名前は上がっていても、これらのパートナー企業がどの程度積極的な役割を果たしているかは疑問である。たとえば、SeaNG プロジェクトにおける役割について Teekay と話したところ、数年前までは積極的な役割を果たしていたかもしれないが、現在の関与は最小限であるとの印象を受けた。

いずれの CNG 輸送開発者にとっても、将来のプロジェクトの資金調達は困難であろう。彼らは CNG 輸送システムを構築するために 3 隻から 4 隻の CNG 船を調達するのに必要とされる財源を持ち合わせていない。プロジェクトの正確な価格設定に必要なエンジニアリング段階に船舶設計をもちこむだけの資金があるかどうかも疑問である。

4.7 強力な競争相手

CNG 輸送は 3 つのガス輸送モードの 1 つである。他の 2 つである LNG 輸送とパイプライン輸送は資金力のある実質的な競争相手が牛耳っており、これらの企業は当然、市場シェアを維持する構えである。LNG 海運とパイプライン会社は極めて小規模な隙間市場で CNG 輸送が最小限の役割を果たすことを認めるかもしれないが、CNG 輸送が自らの市場に食い込むのを手をこまねいて見ているとは考えられない。天然ガス輸送の 3 つのモードの相対的な力関係を考慮すると、CNG 輸送の市場は LNG 海運からもパイプライン会社からも反対を受けない隙間市場のみに限定される。

Centre for Marine CNG が指摘するように、隙間市場しか追及できないことを CNG 業界は認めたようである。当初、CNG 輸送開発者は LNG 輸送やパイプラインと真っ向から対抗して市場を獲得しようと試みていた。

多くのガス所有者は CNG 輸送技術をガス輸送の従兄である LNG と比較してきたが、海上 CNG 輸送は天然ガス大規模輸送のソリューションではありえない。初期のプロジェクトの多くは海上 CNG 輸送を中距離、長距離で大規模なガスを輸送するソリューションとして検討した。

一部の CNG 輸送開発者の初期のフォーカスをみると、大型の船舶設計とガス貯蔵システムを採用した提案は特に LNG の領域に挑戦したものに見

える。建造、オペレーション、乗員数の点で提案の CNG 船のサイズは LNG 船と匹敵し、市場ダイナミクスは市場または消費者サイドではなく、天然ガスの供給サイドに焦点を当てていた。最近では、ストランディッド・ガス市場に焦点を当てたことから、CNG 技術が勝る具体的な隙間市場でより魅力的な CNG プロジェクトのシナリオが提案されている。長年大型プロジェクトを追及した後、開発者は CNG 技術が市場に特定の問題を解決することができる隙間市場に焦点を定め直している¹⁴。

隙間市場に焦点を絞ることにより LNG とパイプラインとの競争を最小限に抑えることができるが、この戦略は CNG 輸送が開拓する可能性のある潜在的市場を制限することになる。大規模な市場を対象としないことにより、CNG 開発者は CNG 供給チェーンを構築に必要な投資を正当化するには小規模すぎ、断片的すぎる市場で競争していると見られる。

5. 将来の CNG 船建造の可能性

本章では今後 5 年から 10 年間の CNG 船建造契約の可能性を検討する。

5.1 背景となる市場推進力

近い将来 CNG 船の建造契約が発注される気配はない。世界経済全般の後退と、高リスクのプロジェクトが融資を確保できないことがその理由のひとつである。現在の市況では CNG 輸送プロジェクトが融資を取り付けるのは困難である。

CNG 輸送プロジェクトの短期的な展望に影響を与えているもうひとつの要素は天然ガスが一般に余剰していること、また天然ガス需要の低下と新たなガス源からの供給増の結果、世界的にガス価格が軟化していることである。

IEA(国際エネルギー機関)の 2009 年天然ガス市場レビューは現在の世界の天然ガス市場の軟化傾向を以下のように指摘している。

昨年一年に間に、需給の逼迫とガス価格の高騰から、一転して需給の緩和とガス価格の下落に状況が移行した。2008 年の第 4 四半期以降、天然ガス需要は大幅に減少している。これは主として世界の景気後退によるものである。しかし、今後 2、3 年のうちに相当量の LNG の生産が開始される予定であり、また米国の非従来型ガス生産が急速に増加しており、世界的な需給バランスに影響を与えている¹⁵。

多くの業界アナリストも同じ見解を表明している。たとえば、大手国際コンサルティング

¹⁴ C. Young and M. Hanrahan, Center for Marine CNG, Marine CNG—Why Hasn't It Happened, OTC paper 20145, May 2009.

¹⁵ IEA, Natural Gas Market Review, 2009

ング会社である Booz and Company は 2009 年 10 月に UAE で行ったプレゼンテーションで天然ガス部門の軟化に焦点を当てている。

先進国で工業生産のマイナス成長が予測されており、2009 年と 2010 年には世界の天然ガス需要は歴史始まって以来減少するであろう。これにより市場が最大 10 年間後退する可能性がある。現在新たなガス輸出開発が既に進行中であり、今年、来年に天然ガス市場は 5~15%の供給過剰となるであろう。

景気後退前にアナリストはガス需要は今後平均年間 2%で堅調に成長すると予測していたが、状況は一転した。これはガス生産国がかつて体験したことのない状況である。1960 年代に国際ガス市場が開拓されてから、天然ガスは引く手あまたの燃料であり、1965 年から 2007 年の間に売上量は年間平均 4%成長してきた。

新に発生した需要の不確実性とプロジェクト融資に対するアクセスが減ったことから、相当数の新しいガス・インフラ開発プロジェクトがキャンセル、または需要が回復するまで延期されている¹⁶。

長期的にはシェール・ガスの大規模な開発が天然ガス供給に大きな影響を与える可能性がある。シェール・ガスは既に米国の LNG 需要に影響を及ぼしている。業界アナリストの Cambridge Energy Research Associates によれば、「米国における非従来型ガスの台頭は過去 3、4 年間に LNG 市場に巨大な亀裂を発生させている。」同アナリストは、「米国を仕向け地とする LNG 船が減った時期と、米国本土の地下からガスがわき出した時期は一致する。新たな LNG 施設建造への投資決定はほとんどなく、ゼロに近い」と続けている。

世界のガス市場の軟化が CNG プロジェクトに及ぼす影響は、プロジェクトがガスを商品化することを目的としているか、または他の燃料の代替とすることを目的としているかにより、ポジティブでもネガティブでもありえる。供給が過剰しており、ガス価格が低迷している市況においては、ストランディッド・ガスを商品化するため b に数億ドルを CNG 輸送プロジェクトに投資することを正当化するのはより困難となる。しかし供給過剰により天然ガス価格が低迷すれば、発電所等でディーゼル燃料/重油に代替する燃料を供給するための CNG プロジェクトは魅力的となる。

5.2 CNG 船の発注予測

純粹に商業的な観点に立つと、近い将来 CNG 船の建造契約が発注されるとは考えられない。商業的な観点から、CNG 船が発注される前に、コスト推算と CNG 輸送技術の信頼性をより高める必要がある。現時点では、CNG 輸送システムの構築にかかるコストが全く不明瞭であり、技術の不確実性の問題、安全性の問題も解決する必要がある。

¹⁶ R.A. Dyes, Natural Gas Surplus May Hit 15 Percent, Emirates Business, 1 October 2009

しかし、非商業的な観点から CNG 船が発注される可能性もある。地元造船に工事を提供するために政府が CNG 船建造を助成することも考えられる。現在、特に中国では、工事不足から稼働していない造船所が多く存在することを考えれば、この可能性は十分にありえる。中国の国有造船所のひとつが CNG 船を受注したとしても、意外ではない。

もうひとつの非商業的な要素は、随伴ガスの燃焼処理または再注入を廃止する政府の要求である。ナイジェリア、アンゴラ、ブラジル、米国、ノルウェー政府等が油田オペレータに対し、随伴ガスを商品化する解決策を見出すよう圧力をかけけることも考えら荒れる。中規模から大規模な石油・ガス田群では集ガスパイプライン網または LNG 船の利用が随伴ガス利用の解決策となりえるが、陸から遠い小規模なオフショアの石油・ガス田では CNG 輸送がフレア処理/再注入を廃止するための唯一の現実的な方法である。CNG 輸送を使用するよう圧力をかける公算が最も高いのはブラジルである。ブラジルでは CNG 輸送により国内市場にガスを供給することができ、同時に発展途上の国内造船所の受注にも結びつくからである。

全体的に、商業的および非商業的推進力を考慮すると、今後 10 年間に CNG プロジェクトが実現せず、CNG 船が発注されない確率は 50% と考える。パイロット・プロジェクト 1 件が進行する確率は 30%、このパイロットプロジェクトが 10 年以内にさらに 2 件のプロジェクトにつながる確率が 20% である。これらの 3 つのシナリオで必要となる CNG 船の隻数は以下の通りである。

CNG 船発注数予測		
実現する確率	CNG プロジェクトの数	CNG 船建造契約
0.5	なし	なし
0.3	パイロットプロジェクト 1 件	2 隻から 4 隻
0.2	パイロットプロジェクト 1 件＋ フォローアッププロジェクト 2 件	6 隻から 12 隻

提案されている 6 件の CNG 輸送概念のうち、TransCNG のコンセプトが実現する可能性が最も高い。技術開発の点では最も進んでおり、高性能船舶の運航ノウハウを提供することができる大手海運会社 OSG が参加している。これにより環境上の不安要素を最小限に抑えることができる。

EnerSea は格納と荷揚げの両方のシステム・アプローチを開発していることから、同社の CNG コンセプトが進行する可能性は 2 番目に高い。また、EnerSea は自社の CNG コンセプトを積極的に売り込んでいる。

Sea NG、Knutsen、CETech（順不同）がこれに続くと考えられる。Trans Ocean Gasu のコンセプトは最も完成度が低く、開発段階に達する可能性も低い。



この報告書は競艇の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

再ガス化装置付 LNG 船を利用した
海上天然ガス受入基地に関する調査

2010年（平成22年）2月発行

発行 社団法人 日本中小型造船工業会

〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-15-16 海洋船舶ビル
TEL 03-3502-2063 FAX 03-3503-1479

財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドクロス赤坂
TEL 03-5575-6426 FAX 03-5114-8941

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。