

2019年 LNG 投資決定の動向

LNG Investment Activities in 2019

三枝 篤志*

Atsushi Saigusa

Abstract

In 2019, the aggregated capacity of large-scale LNG production projects that reach a final investment decision (FID) was the largest in the history. As a shift of fuels from coal and oil to natural gas is progressing, the importance of LNG as a means of transportation of natural gas is expected to increase further. In this paper, the author compares characteristics of locations and status of customer acquisition for eight LNG projects which reached an FID from October 2018 to December 2019 and outlines prospects for future LNG investment activities.

Key words: LNG, Investment, Natural Gas, FID, 2019

1. まえがき

2019年は天然ガス液化設備（以下 LNG 設備）に対する最終投資決定（以下 FID）が過去最大の液化能力となるという見方が出ており、実際に6件、合計液化能力年間7,000万トンを超えるFIDが行われた。大気汚染問題や気候変動問題に対応するため、石炭や石油から天然ガスへの燃料転換が進められている中、天然ガスの輸送手段としてのLNGの重要度はさらに高まっていくと考えられる。

本稿では2018年10月のLNG Canadaを皮切りに、2019年にFIDが行われた8件のLNG設備プロジェクトについて、各プロジェクトの立地、顧客獲得状況等の特徴を、過去の状況と比較し、今後の展望について概説する。各プロジェクトの概要を表1に示す。

2. LNG 設備プロジェクト概要**(1) LNG Canada (FID: 2018年10月)**

LNG Canadaは2012年にプロジェクト検討がスタートし、2016年のFIDを目指していたが、2015年初頭からのLNG価格急落により、採算性見通し不明になったとして、2016年7月にプロジェクトの無期限延期を発表した。その後、LNG価格の回復に伴い検討が再開され、2018年5月に同じくカナダ西海岸で別のLNGプロジェクトを中止していたPetronasが参加したことに伴い株主構成が変更され、同年10月にFIDを行った。

生産されたLNGは出資割合に応じて各社に分配することになっており、これはエクイティ・リフティングと呼ばれる。プロジェクトを推進する合弁会社LNG Canada自体は、直接的に最終的な消費者との売買契約を締結しておらず、

表1 FIDが行われたプロジェクト概要(2018.10-2019.12)

プロジェクト	FID	立地	オペレーター	液化能力 (万トン)	稼動 予定
LNG Canada	2018 /10	カナダ 西海岸	LNG Canada (Shell, Petronas, 三菱商 事, PetroChina, KOGAS)	1400	2025
Tortue FLNG	2018 /12	アフリカ 西海岸	BP, Kosmos Energy	250	2022
Golden Pass LNG	2019 /02	米国 メキシコ湾	Golden Pass LNG (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	1560	2024
Sabine Pass LNG Train 6	2019 /06	米国 メキシコ湾	Cheniere Energy	450	2024
Mozambique Area 1 LNG	2019 /06	アフリカ 東海岸	Mozambique LNG 1 (Total, etc..)	1288	2024
Calcasieu Pass LNG	2019 /08	米国 メキシコ湾	Venture Global	1000	2022
Arctic LNG 2	2019 /09	ロシア 北極圏	NOVATEK	1980	2023
Nigeria LNG Train 7	2019 /12	アフリカ 西海岸	NLNG (NNPC, Total , Shell, Eni)	760	2024

伝統的な長期売買契約に裏付けられたプロジェクトとは異なる形態である。出資割合はShell 40%, Petronas 25%, DGI(三菱商事) 15%, PetroChina 15%, KOGAS 5%となっている。なお、DGIはLNG Canadaを供給源として、JERA、東京ガス、東邦ガスとの長期売買契約を結んでいる。

本件は北米大陸の西海岸に立地しており、今後の需要増が見込まれるアジア市場まで海運上のチョークポイントがなく、距離も相対的に短く、輸送面でメリットがある。ま

*日本エネルギー経済研究所
化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ

た、既存設備（既存の LNG 液化・受入設備）を持たない新規案件としては 2013 年の Yamal LNG 以来の大型案件となった。

表 2 LNG Canada の出資者と出資割合、引き取り量

出資者	分配量(万トン)	出資割合
Shell	560	40%
Petronas	350	25%
DGI (三菱商事)	210	15%
PetroChina	210	15%
KOGAS	70	5%

表 3 DGI の長期売買契約

購入者	契約年数	購入量(万トン)	備考
JERA	15	120	2024 年～ DES
東京ガス	13	60	2026 年～ DES
東邦ガス	15	30	2026 年～ DES

(2) Greater Tortue Ahmeyim FLNG (FID: 2018 年 12 月)

Greater Tortue Ahmeyim FLNG は海上ガス田からの産出ガスを浮体式 LNG 設備にて液化、出荷する設備となる。2015 年に Kosmos Energy がガス田を発見、その後、BP 等が参加し 2016 年に LNG プロジェクト検討がスタート、2018 年 12 月に FID を行った。

生産される LNG 全量を BP Gas Marketing が引き取る。これも LNG プロジェクトとしては特定の最終消費者と直接契約はないという点で、LNG Canada と同様である。生産された LNG は BP のポートフォリオの中で、欧州を中心に販売されていくものと予想される。FLNG は、陸上施設に比べ初期コストを抑えられる場合があり、投資へのハードルは比較的低かったと考えられる。建設期間も短く予想され、2022 年稼働開始を目標としている。

本件は西アフリカ地域に立地し、近年 LNG 輸入を拡大している欧州市場と近い。

(3) Golden Pass LNG (FID: 2019 年 2 月)

Golden Pass LNG はアメリカで最大のシェールガス産出を続ける Permian ガス田からのガスを液化・輸出する。もともと LNG 受入基地として稼働していたものが、シェール革命によって LNG を輸入するにとどまらず、国内にガスが余るほど生産過剰となったため、既存のタンク等を活用した受入基地から輸出設備への転換を図ることとなった。2016 年以降、アメリカの複数のプロジェクトは同様の受入基地からの転換により開発されている。本件は 2012 年に米

国エネルギー省へ輸出設備への転換の意思を示し、各種許可申請を経て 2019 年 2 月に FID を行った。

カタールの Qatar Petroleum と ExxonMobil という巨大企業同士の共同出資によって資金を得ており、LNG プロジェクトとして直接最終的な消費者との売買契約はない。生産された LNG の全量を Qatar Petroleum と ExxonMobil の合弁会社である Ocean LNG が引き取り、Qatar Petroleum と ExxonMobil それぞれの販路を利用し販売していくものと考えられる。

本件はメキシコ湾内に位置しており、欧州へは特にチョークポイントもなく輸送できる。またアジア向けについてはパナマ運河が拡張されたことにより障壁は減っていると考えられるが、距離は遠いため、輸送コストは高くなる。

(4) Sabine Pass LNG Train 6 (FID: 2019 年 6 月)

既に Train 1 から Train 5 までは稼働しており、6 番目の追加 Train となる。操業する Cheniere は数多くの長期契約を持っており、従来型の資金調達を視野に入れた長期売買契約によるプロジェクトの基盤固めを行っていると考えられる。Train 6 では、Petronas と年間 110 万トン、20 年間の長期売買契約を既に締結しているが、まだ液化能力には余裕がある。既存の Train も含め、長期売買契約にて販売しない分については、Cheniere の統合マーケティングにより世界市場に販売するとしている。

本件もメキシコ湾内に位置しており、輸送面の特徴は Golden Pass と同様である。

(5) Mozambique Area 1 LNG (FID: 2019 年 6 月)

本件は LNG Canada に匹敵する大規模な新規案件として注目された。2010 年に Anadarko がモザンビーク沖でガス田を発見し、その後 LNG プロジェクト構想を立ち上げた。2018 年 2 月の Électricité de France (EDF) との長期売買契約を皮切りに、液化能力の約 9 割に相当する量の長期売買契約を締結し、2019 年 6 月に FID を行った。従来型の資金調達を視野に入れた長期売買契約によるプロジェクトの基盤固めを行っている。契約内容には、一部に欧州ガス価格を指標とした価格設定をするものや、仕向地なし、共同調達してその枠内で自由に融通できるものなど、価格指標の多角化や流通の柔軟性を考慮した内容が見てとれる。

本件はアフリカ東海岸に立地しており、この地域では初の陸上型 LNG 設備となる。インドをはじめとした南アジアに近く、海運上のチョークポイントもないため、輸送面でメリットがある。アジアでは日本の JERA、東京ガス、東北電力、中国 CNOOC、台湾 CPC、インド Bharat、インドネシア Pertamina が長期売買契約を締結している。また、スエズ運河経由、あるいは喜望峰回りで欧州にも輸送可能であり、

フランス EDF やイギリス Centrica とも長期売買契約を締結している。こうした立地の好条件は欧州～アジアまで多数の長期売買契約締結に寄与した要因の1つと考えられる。

表 4 Mozambique Area 1 LNG の長期売買契約

購入者	契約年数	購入量 (万トン)	備考
EDF	15	120	
東北電力	15	28	DES
CNOOC	13	150	
東京ガス /Centrica	2040年代 初頭まで	260	2社間で引取量の 融通可能
Shell	13	200	
Bharat	15	100	
Pertamina	20	100	
JERA/CPC	17	160	DES, 仕向地無, 一部欧州価格

(6) Calcasieu Pass LNG (FID: 2019年8月)

Calcasieu Pass LNG は米国新規参入企業である Venture Global による、今回紹介する米国プロジェクトでは唯一、既存設備を持たない新規プロジェクトである。2014年に米国エネルギー省に対して天然ガス輸出許可申請を行っている。液化設備にモジュール型（液化能力の小さい小型の系列をオフサイトで建造し、現地で組み立てる）を採用し、初期コストおよび操業コストの低減を図っている。また、複数の欧州需要家と長期売買契約を締結しており、売買契約によるプロジェクトの基礎固めを行っている。

本件も他の米国プロジェクトと同様、メキシコ湾内に位置している。

表 5 Calcasieu Pass LNG の長期売買契約

購入者	契約年数	購入量 (万トン)	備考
Shell	20	100	HH 価格連動
Edison	20	100	
Galp	20	100	
BP	20	200	
Repsol	20	100	
PGNiG	20	100	FOB

(7) Arctic LNG 2 (FID: 2019年9月)

Arctic LNG 2 はロシアの独立系エネルギー企業 NOVATEK による、Yamal LNG に続くロシア北極圏 LNG プロジェクトの第二弾となる。

プロジェクトは LNG Canada と同様エクイティ・リフティング型を採用しているものと考えられ、プロジェクトに参画している Total, CNPC, CNOOC, Japan Arctic LNG（三井物産と JOGMEC の共同出資会社）はそれぞれ 10% の権益を保有しており、保有割合に応じた LNG を引き取ることとなる。また、NOVATEK は Repsol, Vitol とそれぞれ年間 100 万トン、15 年間の長期売買契約を締結している。

欧州までの距離は比較的短く、既に稼働している Yamal LNG から多くの LNG が輸出されており、本件も基本的な方針は変わらないと考えられる。北極圏でも運航できる Ice-Class LNG 運搬船から、通常の LNG 運搬船へ LNG を積み替える基地を整備し、輸送の最適化を図っている。また、夏期にはベーリング海峡を通るルートを使用することで、アジア向けにも比較的短い期間で輸送できる。

表 6 Arctic LNG 2 の出資者と出資割合、引き取り量

出資者	分配量 (万トン)	出資割合
NOVATEK	約 1,200	60%
Total	約 200	10%
CNPC	約 200	10%
CNOOC	約 200	10%
Japan Arctic LNG	約 200	10%

(8) Nigeria LNG Train 7 (FID: 2019年12月)

Nigeria LNG は既に Train 6 までを操業しており、7 番目の追加 Train となる。伝統的に石油、ガスの産出国であるナイジェリアは、比較的距離の短い欧州を中心に数多くの国に向けた LNG を生産している。Train 7 自体の液化能力は年間 420 万トンであるが、既存設備のボトルネック解消も合わせて行うため、合計で年間 760 万トンの拡大となる。

FID を行った時点では、Train 7 からの生産を基とした売買契約の締結はなく、販売先は決まっていない。Nigeria LNG は 2020 年の前半にも決まる見通しであるとしている。

3. 今後 FID が予想されるプロジェクト

表 7 に 2020 年以降に FID が予定されるプロジェクトの一覧を示す。これらすべてのプロジェクトの液化能力合計は約 2.7 億トンとなる。2018 年の世界の LNG 流通量は約 3.13 億トンであり、その約 86% に相当する量となる。

表7 2020年以降FIDが予定されるプロジェクト

プロジェクト名	液化能力(万トン)
Driftwood LNG	2760
Plaquemines LNG	2000
Gulf LNG	1000
Texas LNG	400
Lake Charles LNG	1645
Corpus Christi LNG Stage III	952
Port Arthur LNG	1350
Rio Grande LNG	2700
Freeport LNG Train 4	500
Delfin FLNG	1300
Cameron LNG Trains 4, 5	1000
Annova LNG	600
Magnolia LNG	800
Jordan Cove LNG	780
Energia Costa Azul LNG	240
North American Pacific LNG	300
Woodfibre LNG	210
Goldboro LNG	1000
Bear Head LNG	800
Qatargas LNG Expansion	4900
Rovuma LNG (Area 4)	1520
Djibouti FLNG	300
Etinde FLNG	130

4. FIDに関する過去のプロジェクトとの比較

4.1 FIDされた液化能力量

2019年は過去最大の液化能力へのFIDが行われた年となったが、2020年も大きな投資が予想される。

2011年から2015年まで、年平均で3000万トン程度液化設備に対するFIDが行われてきたが、2016年、2017年は1000万トンを下回り、FIDが少なかった。これは2015年に原油価格が下落した影響もあり、LNG販売価格見通しが不安定となった中で、FIDに慎重になったことが考えられる。実際、今回FIDを行ったLNG Canadaは前述の通り、2016年のFID予定を延期している。FIDが少なかったことにより、2020年台前半はLNG設備の拡大が必要増加に追いつかず、需給が逼迫する可能性があると考えられる。新規プロジェ

クトは需給が逼迫した状況で操業開始となるため、販売先を確保できると考え、プロジェクト推進の追い風になったといえる。

また、原油価格の回復もひとつの要因であると考えられる。既存の長期売買契約は原油価格を指標としたものが多く、LNG価格は原油価格に大きく左右される。新規の長期売買契約においては、原油価格に連動した価格決定方式の採用は減少傾向にあるが、依然重要な価格指標と考えられる。2016年1月にはブレントで約30ドル/バレルまで下落したが、その後は堅調に値上がりを続け、2018年10月には約80ドル/バレルまで上昇した。その後また低下したものの、2019年は通年で約60~70ドル/バレル程度で推移した。

4.2 資金調達方法

プロジェクトの資金調達の方法に違いが生まれている。特に天然ガス・LNG需要の増加、スポット取引の増加等市場環境の変化により、資金調達方法の多様化が起こっている。

これまでの伝統的な手法として、Mozambique Area 1 LNGのような長期売買契約によって販売先を確保することが、FIDを行うための1つの要件であった。しかし、Shell, BP, ExxonMobil等のいわゆるポートフォリオプレイヤーやIOC、あるいはQatar Petroleum, Petronasのような巨大NOCは、潤沢な自己資金と豊富な販路を持っており、生産したLNGを自身、あるいは共同出資者に割り振り、各自のポートフォリオで販売することができるため、事前に長期売買契約が無くともプロジェクトを進めていくことができるようになってきている。図1に2019年と2009-2010年にFIDを行ったプロジェクトのFID時点での販売先確定状況の割合を示す。2019年は発電事業者、都市ガス事業者といった最終消費者と直接契約を結ぶケースは少なく、ポートフォリオプレイヤーによる引き取りや、販売先未決定のままFIDに到

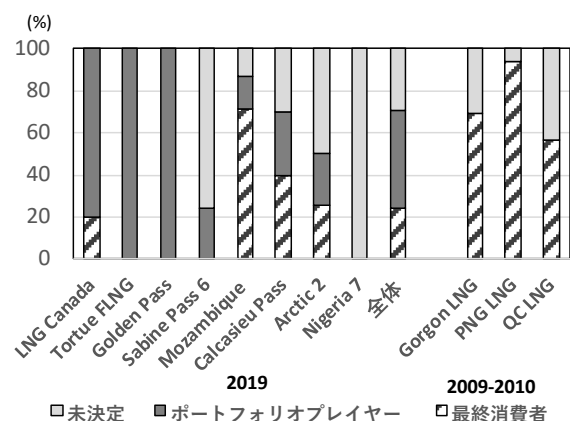


図1 各プロジェクトFID時点での販売先状況割合

るプロジェクトが目立つ。2018年のLNG全流通量のうち、約30%がスポット、短期契約によるものであったように、LNG流通の柔軟性が増し、スポットや短期での販売見通しが立つようになったことは、ポートフォリオプレイヤーが台頭した1つの要因である。一方、伝統的な手法による進捗を目指すプロジェクトにおいては、長期契約を含む販売先の確保が重要となっている。契約の柔軟性、透明性や安定した供給力など、購入者にとって魅力のある条件を提示しなければ、現在の市場では販売先を確保するのは難しい。

図2に各企業の液化プラントの保有権益量を示す。先に示したポートフォリオプレイヤー、IOC、NOCの権益拡大が目立ち、今後さらに影響力を強めることが予想される。

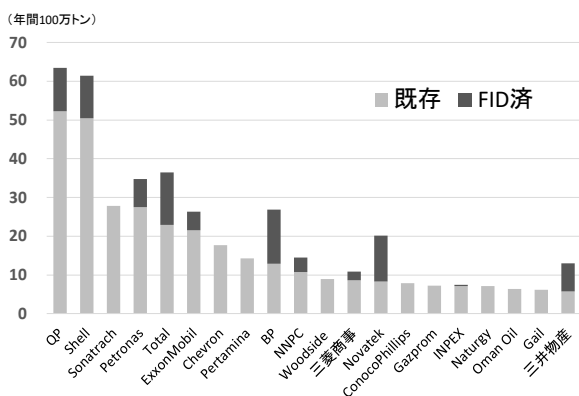


図2 各企業の液化プラント権益保有量

その他の例として、TellurianのDriftwood LNGでは、株式会社Tellurian Holdingsの株式を売却することで、権益比率に応じたLNGの引取り及び販売権を提供するスキームをとっている。Tellurian Holdingsは同プロジェクトを構成するガス田開発会社やインフラ会社（パイプライン及びLNG基地）を保有しているため、出資参画者は自前の原料ガスやパイプラインを利用できることで、より低いコストで原料ガスの調達・輸送が可能となる。

4.3 FIDを行うまでの期間

プロジェクト立ち上げからFIDを行うまでの期間にも特徴がある。Mozambique Area 1 LNGのようなガス田開発から始まるプロジェクトではプロジェクト開始から操業までのリードタイムが長く、プロジェクトの総コストも高くなる。販売先の確保も必要なため、プロジェクトの進行は遅くなる。一方、米国のシェールガスを原料とするプロジェクトでは、既に原料である天然ガスは豊富に存在している。さらに、Golden Passのような既存のLNG輸入設備を利用するプロジェクトでは、液化設備とパイプライン、積み込み設備などを整備すればよく、建設のリードタイムは短く

なり、プロジェクトの総コストは抑えられ、資金調達のハードルは低くなると考えられる。これはSabine Passのような同サイトでの液化能力拡大プロジェクトでも同様である。また、前述のポートフォリオプレイヤーは個別のプロジェクトに対して長期売買契約を締結する必要はなく、その分意思決定の時期をある程度柔軟に変更でき、迅速な意思決定も可能である。

4.4 建設コスト低減工夫

建設コストは資金調達の難易度、LNG販売価格に直結するため、これを低減することはプロジェクト開発にとって重要である。

FLNGの出現は上流開発に少なからず影響を与えている。陸上まで遠いオフショアガス田や、埋蔵量が少ないガス田でも、少ない初期投資とFLNG船の汎用性により開発に採算性が生まれる可能性が出ている。建設のリードタイムが陸上設備に比べて短いことも選択肢として浮上する要因となっている。現地の海上環境に適応する必要があり、原則拡張ができないなど不利な点もあるが、FLNGの使用を検討するプロジェクトは増加すると考えられる。

Driftwood LNG, Calcasieu Pass LNG, Plaquemines LNG, Corpus Christi LNG Stage III等のプロジェクトは、100万トン程度の小規模なプラントを多数建設するモジュール型方式を採用予定となっている。オフサイトで事前に組み立てられた小規模プラントを活用することで、初期コストの低減を図る。

5. 今後の見通し

今後FIDが予想されるプロジェクトの大半は、米国メキシコ湾発のプロジェクトとなっている。米国のLNG設備プロジェクトに係る売買契約はFOB条件が多く、LNG市場の流動性向上にも寄与することが期待される。各プロジェクトが予定通りに進行すれば、米国の生産能力は圧倒的な勢いで伸びることとなり、豪州、カタールに迫る生産能力を持つ。LNG設備プロジェクトのスムーズな審査を行うため、米連邦エネルギー規制委員会（FERC）はLNGプロジェクトに関する審査に特化した部署を設置するなど、国としてLNG輸出を推進支援している。

しかし、全てのプロジェクトが順調にFIDを行うかにはいくつかの疑念が残る。一部のプロジェクトでは液化能力に対する長期売買契約による販売先確保量が少なく、FIDを先送りする可能性はある。供給者が多様化したことで、今後は供給者間の競争が生まれると考えられ、各供給者は液化コストの低減や流通の効率化などによって価格を低減させるなど、様々な工夫によって販売先を確保する必要がある。この点、ポートフォリオプレイヤーは既に持つ多様

な供給源と販路によって安定的な価格と供給を担保しており、強いプレゼンスを持っている。新規プレイヤーは既存のプレイヤーに無いプレゼンスを持つ必要があり、これを打ち出せるかが新たな投資の基準になると考えられる。また、現在の低廉なスポット価格も懸念材料となる。2016年、2017年は原油価格低下により連動する長期売買契約の価格が低下したことで、LNG販売価格が急落し、採算見通しが不透明になり、いくつかのプロジェクトの延期や中止を招いた。現在の低廉なスポット価格は買主の長期売買契約締結の機運を低下させる要因となり、プロジェクトにとって必要な長期売買契約を締結できず、プロジェクトの進行を妨げる可能性がある。

さらに、複数の巨大なプロジェクトが同時に進行することで、コントラクターの確保が難しくなる可能性もある。巨大プロジェクトを受注できるコントラクターは限られており、人件費の高騰や、プロジェクト進行の遅れという形で建設費を押し上げることで、採算に影響する懸念がある。

もし全プロジェクトが予定通りに進行すれば、米国だけでなく2025年頃からLNG供給量が急増していく。需要側の動き次第では、供給過剰になることも考えられる。販売先確保のためには、需要側への設備投資、市場開拓など、需要拡大に向けた取り組みも求められる。特に米国は、需要増加が著しい中国との間で貿易問題を抱えており、米国のプロジェクトは中国との売買契約に先行き不透明さが残っている。中国以外への販売先確保のための取り組みが重要である。

2019年7月、IEAの発表した「The Role of Gas」によると、天然ガスは様々なセクターで役割を担うエネルギーと

位置付けられており、より汚染的な燃料である石炭や石油などから天然ガスへの転換は重要な役割を担っているが、一方で、長期的な気候変動に対する解決策にはならないとも明記されている。また、天然ガスの液化に使用するエネルギーについても問題視されており、LNG設備の運用を全て再生可能エネルギーによる電力でまかなう計画の設備も登場している。このような気候変動対策により、今後欧州等の先進国ではガス需要の伸びは限定的となる。一方、アジアを中心とした新興国でのエネルギー需要の伸びに対して、安価な石炭ではなく、天然ガスを導入していくことができるかどうかは、気候変動対策においても大事な要素であると考えられる。そのためには供給源の多様化や流通の流動性向上、価格競争力の向上は不可欠であり、これには十分な設備投資が必要となるため、今後の投資動向に注視したい。

参考文献

- 1) 公正取引委員会事務局; 液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書, (2017.06), pp.31-38, 公正取引委員会
- 2) GIIGNL; GIIGNL The LNG industry ANNUAL REPORT 2019, (2019.4), pp.4-5, GIIGNL
- 3) 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構; 天然ガスリファレンスブック 2020, (2020.01), pp.134-135, 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構
- 4) IEA; The Role of Gas, (2019.08), pp.4-45, IEA