

液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書

平成29年 6 月

公正取引委員会事務総局

目 次

第 1 章	調査趣旨等	1
第 1	調査趣旨	1
第 2	調査方法等	2
1	調査対象	2
2	調査方法	2
第 2 章	天然ガス	3
第 1	天然ガスの性質	3
1	天然ガスの組成	3
2	天然ガスの種類	5
3	天然ガスの熱量	8
4	天然ガスの用途	9
第 2	天然ガス事業の上流分野	11
1	概要	11
2	資源開発	11
3	鉱区取得	12
4	探鉱段階	16
5	開発段階	17
6	生産段階	19
第 3	天然ガスの輸送方法	20
1	概要	20
2	出荷基地	22
3	受入基地	24
4	LNG船	27
第 4	LNGプロジェクト	31
1	概要	31
2	資金調達	31
3	販売先確保	33
4	プロジェクトの法的性質等	34
5	LNG取引の関係者	39
6	ポートフォリオ契約	40
第 5	天然ガス価格	42
1	価格決定方式	42
2	価格指標の水準	47
3	LNGの取引価格	49
第 6	世界の需給状況	54

1	概要	54
2	欧州	64
3	ロシア等	65
4	中東	67
5	東南アジア・南アジア	68
6	東アジア	70
7	オセアニア	73
8	北米	74
9	アフリカ	77
10	ラテンアメリカ	78
第7	日本の需給状況等	79
1	日本のLNG輸入における市場シェア	79
2	日本の需要者のLNG調達及び天然ガスの流通	82
第3章	LNG売買契約	83
第1	契約期間	83
1	概要	83
2	調達数量	84
第2	契約数量	85
1	概要	85
2	長期契約の年間契約数量の推移	85
3	調達数量と契約数量の比較	86
4	共同調達の契約数量	87
5	数量弾力条項	88
6	Take or Pay条項	94
7	Deliver or Pay条項	96
8	不可抗力条項	98
9	Take or Pay条項等に係る契約当事者の認識・意見	99
第3	引渡条件	102
1	概要	102
2	DES条件	103
3	FOB条件	104
4	期間契約における引渡条件	106
5	年間配船計画	109
6	引渡条件に係る契約当事者の認識・意見	111
第4	仕向地	113
1	仕向地条項	113
2	仕向地の範囲	114
3	運用上の仕向地変更	115

4	契約書上の仕向地追加	122
5	仕向地制限の緩和	125
6	仕向地制限に係る契約当事者の認識・意見	127
第5	利益分配条項	137
1	概要	137
2	利益分配条項の有無	138
3	再販売利益の算定方法及び分配割合	139
4	再販売利益の分配に係る契約当事者の認識・意見	142
第6	取引価格	145
1	価格決定方式	145
2	価格決定方式に係る契約当事者の認識・意見	148
第7	実証分析	149
1	契約条件が取引価格に与えている影響等	149
2	仕向地変更条項の有無が利益分配条項の有無に与えている影響	150
第8	再販売	151
1	概要	151
2	日本における再販売	151
3	再販売に係る需要者の認識・意見	156
第4章	LNG取引における公正な競争の確保	157
第1	LNG取引の市場環境	157
1	商品の範囲	157
2	地理的範囲	157
3	小括	158
第2	競争政策上の考え方	160
1	仕向地制限	160
2	利益分配条項	168
3	Take or Pay条項	173
第3	今後の対応	174

第1章 調査趣旨等

第1 調査趣旨

公正取引委員会は、特定の分野における事業活動の実態等について、競争政策の観点から調査を行い、独占禁止法又は競争政策上問題となるおそれのある取引慣行、契約条件等がみられた場合、調査結果を公表し、事業者による自主的な改善を促すこととしている。

液化天然ガスの需給については、近年、①東日本大震災後に停止していた原子力発電所の再稼動及び今後のエネルギー供給構成の多様化に伴う国内需給の緩和、②電力小売市場及びガス小売市場の全面自由化に伴う国内需給の見通しの不透明化、③アジアを始めとする世界的な需要量の増加、④非在来型天然ガスの開発等による世界的な供給量の増加といった要因による大きな環境変化が指摘されている。

上記①及び②により、国内需要者は、現在、液化天然ガスの余剰発生を見込んでいるものの、供給者の仕向地制限等により、今後、国内外に液化天然ガスの余剰を再販売することが妨げられること等を懸念している。

また、政府は、仕向地制限の撤廃等を働きかけるという方針を閣議決定している。

公正取引委員会としては、このような状況を踏まえ、液化天然ガスの取引における独占禁止法又は競争政策上問題となるおそれのある取引慣行、契約条件等の有無等を明らかにするため、今般、液化天然ガスの取引実態に関する調査を実施することとした。

第2 調査方法等

1 調査対象

国内需要者を販売先とする液化天然ガスの取引等について調査を実施した。

2 調査方法

調査は、2016年7月から2017年5月にかけて、下記の方法により実施した。

(1) 書面調査

ア 需要者

液化天然ガスの取引慣行、契約条件等の詳細について、国内需要者14社（合計シェア約96%¹⁾）に対し、独占禁止法第40条に基づく報告命令を実施した（回答数14社、回答率100%）。

また、液化天然ガスの取引慣行及び契約条件に関する見解について、国外需要者6社に対し、報告依頼を実施した（回答数4社。回答率約67%）。

イ 供給者

液化天然ガスの取引慣行及び契約条件に関する見解について、国内外供給者32社（合計シェア約95%²⁾）に対し、報告依頼を実施した（回答数24社。回答率75%）。

(2) 聴取調査

ア 需要者 17社（国内需要者14社、国外需要者3社）

イ 供給者 10社（国内供給者3社、国外供給者7社）

ウ その他 4社

¹ 日本の合計輸入数量に占めるシェア（2015年度）。日本の需要者の報告、財務省「貿易統計」等を基に算出。

² 日本の合計輸入数量に占めるシェア（2016年4月時点）。日本の需要者の報告、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下「JOGMEC」という。）「天然ガスリファレンス・ブック2016」等を基に算出。

第2章 天然ガス

第1 天然ガスの性質

1 天然ガスの組成

(1) 概要

天然ガス (natural gas) は、一般に、軽質炭化水素³のメタンを主成分とする可燃性ガスをいい、常温常圧では空気より軽い気体であるが、約マイナス 162℃まで冷却すると液化し、体積が約 600 分の 1 となる。液状の天然ガスを液化天然ガス (Liquefied Natural Gas。以下「LNG」という。) という。

天然ガスは、メタン以外にも、軽質炭化水素のエタン、プロパン、ブタン等を含むほか、不純物 (二酸化炭素、窒素、硫化水素等) を含む場合もある。このような天然ガスの組成は、産地に応じて異なり、メタン含有率も約 70% から約 100% まで幅がある。

また、天然ガスの精製過程においては、液化石油ガスやコンデンセートが分離して生産されることがある。

石油ガス (petroleum gas) は、一般に、軽質炭化水素のプロパンを主成分とする可燃性ガスをいい、常温常圧では空気より重い気体であるが、圧縮装置を使用して加圧する、又は約マイナス 42℃まで冷却すると液化し、体積が約 250 分の 1 となる。液状の石油ガスを液化石油ガス (Liquefied Petroleum Gas。以下「LPG」という。) という。

コンデンセートは、一般に、重質炭化水素⁴のペンタン等を主成分とする可燃性の液体をいう。

上記をまとめると下表のとおりである (表 1)。

表 1 天然ガス、石油ガス及びコンデンセートの組成及び性状

	天然ガス	石油ガス	コンデンセート
組成	メタン、エタン等	プロパン、ブタン等	ペンタン等
性状	常温常圧で気体 常温で加圧しても液化しない 約マイナス 162℃で液化	常温常圧で気体 常温で加圧すると液化 約マイナス 42℃で液化	常温常圧で液体

³ 一般に、軽質炭化水素とは、メタン (C₁)、エタン (C₂)、プロパン (C₃) 及びブタン (C₄) をいう。

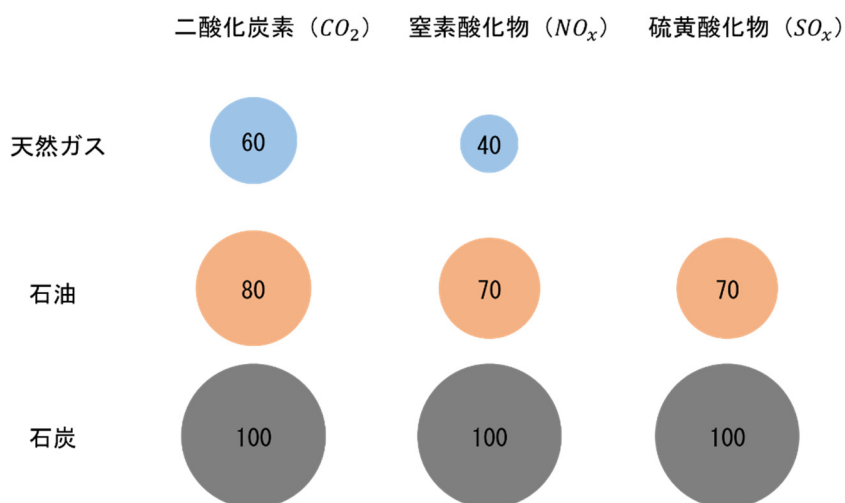
⁴ 一般に、重質炭化水素とは、ペンタン (C₅)、ヘキサン (C₆)、ヘプタン (C₇)、オクタン (C₈) 等をいう。

(2) 特性

天然ガスは、燃焼した場合、他の化石燃料に比較して、地球温暖化の原因となる二酸化炭素や、酸性雨や大気汚染の原因となる窒素酸化物や硫黄酸化物の排出量が少ないため、化石燃料の中では環境負荷の少ないエネルギーとされている。

具体的には、二酸化炭素の排出量は、石炭の約 6 割、石油の約 7 割であり、窒素酸化物の排出量は、石炭の約 4 割、石油の約 6 割であり、硫黄酸化物はほとんど排出しない（図 1）。

図 1 石炭を 100 とした場合の同一熱量比の排出量比較（燃焼時）



注：同一の化石燃料であっても、産地により、二酸化炭素、窒素酸化物及び硫黄酸化物の排出量には違いがみられる。

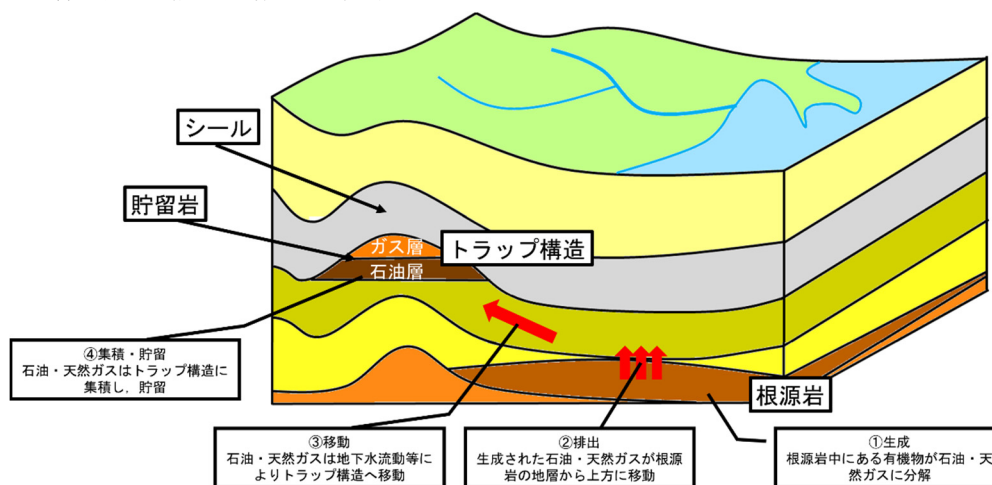
出所：経済産業省「平成 21 年度エネルギーに関する年次報告」等を基に当委員会作成。

また、天然ガスは、空気より軽く、地表に滞留せず上方に拡散するため、爆発事故等が発生しにくいことや、一酸化炭素等の有毒物質を含まないことから、他の化石燃料に比べて安全性が高い燃料とされている。

(1) 在来型天然ガス

有機物を多く含む黒色泥岩等の根源岩で生成した石油や天然ガスは、浸透率⁵⁾が高い砂岩、石灰岩等の移動層や断層を通じて地層上方に移動するが、やがて、浸透率が低い泥岩、粘土岩等のシール層に移動を妨げられる。シール層が帽子状になる箇所があり、その下に砂岩、石灰岩等の移動層がある場合、石油や天然ガスが集積し、貯留する。このような構造をトラップ構造という。トラップ構造の上方に位置するシール層の泥岩、粘土岩等を帽岩といい、石油や天然ガスが集積している地層を貯留層（reservoir）といい、貯留層の砂岩、石灰岩等を貯留岩という。

図2 一般的な石油・天然ガス鉱床



在来型天然ガスの多くは、地下において天然ガスが気体の状態で貯留しており、ガス田の坑井から気体の状態で産出する「非随伴ガス」であるが、地下において天然ガスが石油に溶解しており、油田の坑井から原油の生産に伴い遊離して産出する「随伴ガス」もある。随伴ガスは非随伴ガスに比べてプロパンやブタンの含有率が高い。

5

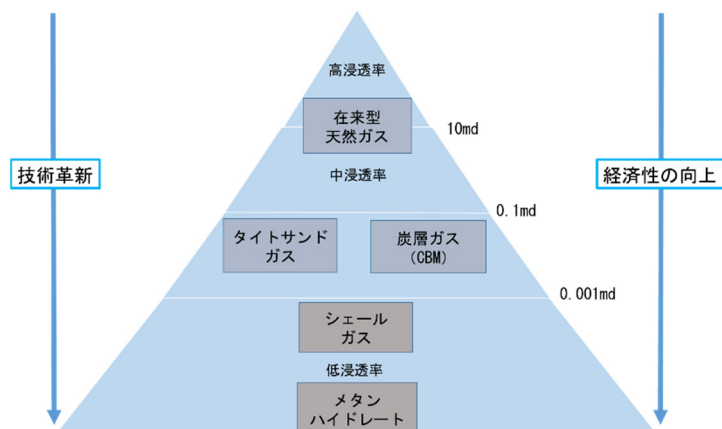
(2) 非在来型天然ガス

浸透率が低い泥岩、粘土岩等に閉じ込められた状態で生成し、地層上方に移動しない非在来型天然ガスとして、タイトサンドガス、炭層ガス、シェールガス等が存在する。

①タイトサンドガスとは、硬質砂岩層に貯留しているガスをいう。②炭層ガス（coalbed methane：CBM）とは、石炭形成過程において生成されたメタンガスが石炭層の微細な孔隙や割れ目に吸着しているものをいう。③シェールガスとは、硬質頁岩⁶層に貯留しているガスをいう。

このような非在来型天然ガスは、坑井掘削後に自然に噴出する在来型天然ガスとは異なり、硬質な岩石の中に貯留又は吸着しているため、生産が容易な状態では地下に存在しておらず、高度な採掘技術や生産技術が必要とすることから、豊富な資源量が見込まれつつも、従来、開発が見送られてきた（図3）。

図3 天然ガスの資源量トライアングル



注1： ミリダルシー（md）とは、浸透率の単位である。

注2： メタンハイドレートとは、低温かつ高压の条件下において、メタン分子が水分子に取り囲まれて、結晶化した固体をいう。海底下や凍土下に存在する。

出所： Stephen A.H. 「Tight Gas Sands」 石油技術者協会（The Society of Petroleum Engineers）等を基に当委員会作成。

(3) 開発技術の革新

非在来型天然ガスは、主に米国において開発が進展してきた。その理由として、①北米には多くの資源量があり、かつ、地質構造が比較的明らかであること、②米国では土地所有者が天然ガス生産事業者に開発権を付与することが可能であること、③天然ガス生産の専門家や関連サービス提供会社が充実していること、④天然ガスの輸送網やスポット市場が発達しているため、販売先の確保が容易であること等がある。

米国においては、1980年代、垂直坑井において水圧破砕（フラクチャリング）技術を用

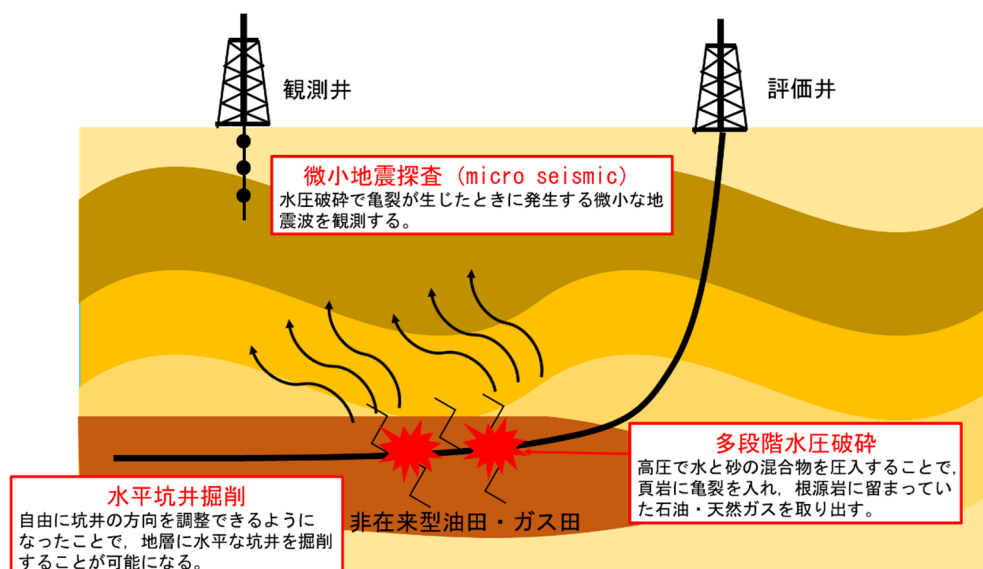
⁶ 頁岩（シェール）とは、泥岩が地下で固結した岩石をいい、本のページ（頁）のように薄く、層状に割れやすい性質を有する。また、頁岩は、根源岩と帽岩に該当する場合がある。

いることで人工的な流体の移動経路を作り浸透率を改善する坑井刺激法の開発を踏まえ、硬質砂岩層におけるタイトサンドガスの開発・生産を開始した。

また、1990年代、石炭層の飽和水を汲み上げることでメタンガスを石炭から脱着できる水準まで減圧する技術の開発を踏まえ、石炭層における炭層ガス（CBM）の開発・生産を開始した。

さらに、在来型天然ガス田の生産減退、新興国を始めとする天然ガス消費量の増加、開発技術の進歩、原油価格や天然ガス価格の上昇等による経済性の改善を踏まえ、2000年代半ば、独立系石油会社（Independents）を中心として、水平坑井掘削、多段階水圧破碎、微小地震探査（micro seismic）等の開発技術を用い、砂岩層よりも浸透率の低い頁岩層におけるシェールガスの開発・生産を開始した（図4）。

図4 シェールガスの開発・生産を可能にした三つの開発技術



出所： 経済産業省「平成26年度エネルギーに関する年次報告」等を基に当委員会作成。

その後、技術革新やコスト削減に加えて、2007年頃の原油価格高騰を受け、シェールガスの生産量が急速に拡大した結果、米国の天然ガス輸入量が減少するとともに、米国の天然ガス価格も低下した。一般に、この大きな変革は「シェール革命」と呼称されている。

国際エネルギー機関（International Energy Agency. 以下「IEA」という。）は、2011年6月に特別報告⁷を公表し、天然ガスの可採年数は、在来型天然ガスのみであれば120年とされていたが、非在来型天然ガスの登場により250年にまで伸びることで「天然ガスの黄金時代が到来」する可能性があると指摘した。

⁷ IEA「World Energy Outlook 2011 Special Report - Are we entering a golden age of gas?」（2011年）

3 天然ガスの熱量

(1) 概要

天然ガスは、メタン含有率に応じて熱量⁸が異なる。メタン含有率が高い場合、単位体積当たりの重量が軽くなり、熱量が小さくなる。このため、メタン含有率が高い天然ガスを軽質ガスという。他方、メタン含有率が低い場合、単位体積当たりの重量が重くなり、熱量が大きくなる。このため、メタン含有率が低い天然ガスを重質ガスという。

なお、天然ガスの熱量の単位として、MJ/m³（メガジュール毎立方メートル）又は BTU/ft³（英国熱量単位〔British Thermal Unit〕毎立方フィート）が用いられている。

本報告書においては、重質ガスは、おおむね 1,050BTU/ft³以上の熱量の天然ガス⁹をいい、軽質ガスは、おおむね 1,050BTU/ft³以下の熱量の天然ガス¹⁰をいい、超軽質ガスは、おおむね 1,000BTU/ft³以下の熱量の天然ガス¹¹をいう。

(2) 熱量調整

熱量調整とは、天然ガスの熱量を変更することをいう。

熱量を高くする増熱については、天然ガスに熱量の高い LPG 等を混合する方法がある。熱量を低くする希釈については、天然ガスに空気又は窒素を混合する方法、熱量の低い別の天然ガスを混合する方法等がある。

なお、増熱の方法については、天然ガスに石油ガスを混合するガスーガス熱量調整方式、天然ガスに LPG をスプレー又は滴下して混合する液ーガス熱量調整方式、LNG に LPG を混合する液ー液熱量調整方式がある。ガスーガス熱量調整方式は LPG 気化設備及び高温熱源を必要とし、他の方式よりもコストが掛かるため、近年は液ーガス熱量調整方式及び液ー液熱量調整方式が主流である。

⁸ 単位体積当たりの気体の燃焼による発熱量を指す。熱量が大きいほど燃焼したときの発熱量が大きい。

⁹ 東南アジア産や中東産の天然ガスの多くが該当する。

¹⁰ 米国市場の天然ガスが該当する。

¹¹ 炭層ガス（CBM）が該当する。

4 天然ガスの用途

(1) 概要

天然ガスの用途としては、主に、発電用、産業用及び民生用が挙げられる。

発電用とは、電力会社等が運営する天然ガス火力発電所の燃料として用いる場合を指す。産業用とは、工場の燃焼設備等の燃料として用いる場合や化学肥料等を生産する原料¹²として用いる場合を指す。民生用とは、家庭用又は業務用の空調、給湯、厨房等の燃焼機器に用いる場合を指す。

なお、発電用については、石炭、石油、原子力、再生可能エネルギー等の他のエネルギーと競合している。

また、現在、天然ガスの用途全体に占める割合は大きくないものの、輸送用の利用も進んでおり、天然ガス自動車¹³や LNG 燃料船が実用化している。特に LNG 燃料船は、2015 年の船舶による窒素酸化物、硫黄酸化物等の排出量の規制強化¹⁴を背景として、需要の増加が期待されている。

(2) 燃焼機器の規格

天然ガスを民生用に用いる場合には、ガス会社等が天然ガス等を原料として都市ガスを製造し、一般消費者や事業者に供給している。空調、給湯、厨房等の燃焼機器は、国や事業者団体が都市ガスの熱量に適合する規格（品質基準）を定め、燃焼機器メーカーが規格を満たす製品を製造している¹⁵。したがって、国・地域ごとに、燃焼機器に適合する都市ガスの熱量が異なる。同様に、天然ガスを発電用や産業用に用いる場合にも、国・地域ごとに、ガスタービンに適合する天然ガスの熱量が異なる。

このため、歴史的に、軽質の天然ガスを産出・輸入する地域では軽質ガスの利用が進められた一方で、重質の天然ガスを産出・輸入する地域では重質ガスの利用が進められた。米国及び日本を具体例として挙げる。

米国においては、軽質の天然ガスが多く採取されるほか、天然ガスからプロパン等を抽出し、LPG 等として別途販売することが多いことから、米国内で流通する天然ガスは軽質

¹² 天然ガス又は石炭を原料として、水蒸気改質や部分酸化法により水素を製造し、空気中から分離した窒素と合成してアンモニアを製造する。アンモニアを化学肥料として直接使用する場合、アンモニアと二酸化炭素を合成して尿素を製造し、尿素を化学肥料や工業製品の原料として使用する場合等がある。

¹³ 圧縮天然ガス（Compressed Natural Gas : CNG）自動車や LNG 自動車がある。現在使用されている天然ガス自動車のほとんどは前者である。

¹⁴ 国際海事機関（International Maritime Organization。以下「IMO」という。）は、海洋汚染防止条約に基づき、船舶による NOx 及び SOx の排出量に一定の規制値を定めている。NOx については、北米海域等が排出規制区域に指定されており、2016 年 1 月以降に建造した船舶が排出規制区域を航行する場合、マルポール条約追加議定書（1997 年採択。2005 年発効）に基づく NOx 排出量の一次規制値から更に 80%削減する必要がある。SOx については、北米海域等並びに北海及びバルト海が排出規制区域に指定されており、2015 年 1 月以降、船舶が排出規制区域を航行する場合、燃料に含まれる硫黄分を 0.1%以下とする規制が課されているほか、2020 年 1 月以降、全海域で燃料に含まれる硫黄分を 0.5%以下とする規制が課されることとなる。

¹⁵ 例えば、都市ガスの燃焼特性によって燃焼に必要な空気の量が異なり、空気が不足すると不完全燃焼が生じる。そのため、適切に空気と都市ガスが混合されるように、都市ガスの燃焼特性に応じて、バーナーのノズル等の規格が定められている。

($36\sim41\text{MJ}/\text{m}^3$)であり、軽質ガスに適合した燃焼機器が普及している¹⁶。このため、米国では軽質ガスの需要が多い。

日本においては、旧来は軽質の石炭ガス¹⁷が都市ガスに利用されてきたが、1969年にアラスカから、1972年にブルネイから、それぞれLNGの輸入を開始した後、重質のLNGに合わせて都市ガスを増熱することが低コストであるとして、日本国内で供給される都市ガスは重質($45\sim46\text{MJ}/\text{m}^3$)に合わせる事となり、重質ガスに適合するよう燃焼機器の規格の統一が進められた¹⁸。このため、日本では重質ガスの需要が多い。

¹⁶ 米国において、熱量を含む天然ガスの品質や託送料金は、連邦エネルギー規制委員会が規制している。連邦エネルギー規制委員会は、天然ガス価格の相対的な高騰への対応やLNG由来の天然ガスと米国産の天然ガス間の互換性の確保を目的として、2005年に「互換性に関する白書」を取りまとめ、米国各地域において $1,110\text{BTU}/\text{ft}^3$ 未満の天然ガスを使用することを推奨している。ただし、多くのパイプライン運営事業者は、 $950\sim1,000\text{BTU}/\text{ft}^3$ 程度の最低熱量のみを設定しているものの、一部の地域では現在も最高熱量として $1,110\text{BTU}/\text{ft}^3$ を大きく上回る基準を設定している例もみられるなど、規格が完全には統一されていない。

¹⁷ 石炭ガスとは、石炭をコークス炉に投入し、高温によりコークス、タール等と分離して生成したガスをいう。

¹⁸ 日本においては、ガス用品の技術的基準を定める上で、都市ガスを燃焼特性に応じて7グループ13種類(13A, 12A, 6C, 5C, L1, L2, L3等)に分類している。現在、日本の都市ガスのほとんどは、最も重質のグループである13A又は12Aに分類されており、燃焼機器の規格はおおむね統一されている。

第2 天然ガス事業の上流分野

1 概要

天然ガス事業は、一般に、上流分野の資源開発（Exploration and Production：E&P）と下流分野の液化（liquefaction）、輸送（transportation）及び販売（marketing）に区分される。

上流分野（資源開発）は、石油と天然ガスが鉱床に混在していることや、必要な採掘技術もおおむね同一であることから、石油事業と天然ガス事業が一体的に成立しているが、下流分野（液化・輸送・販売）は、液体の石油と気体の天然ガスで利用形態が異なるため、石油事業と天然ガス事業が別個に成立している。

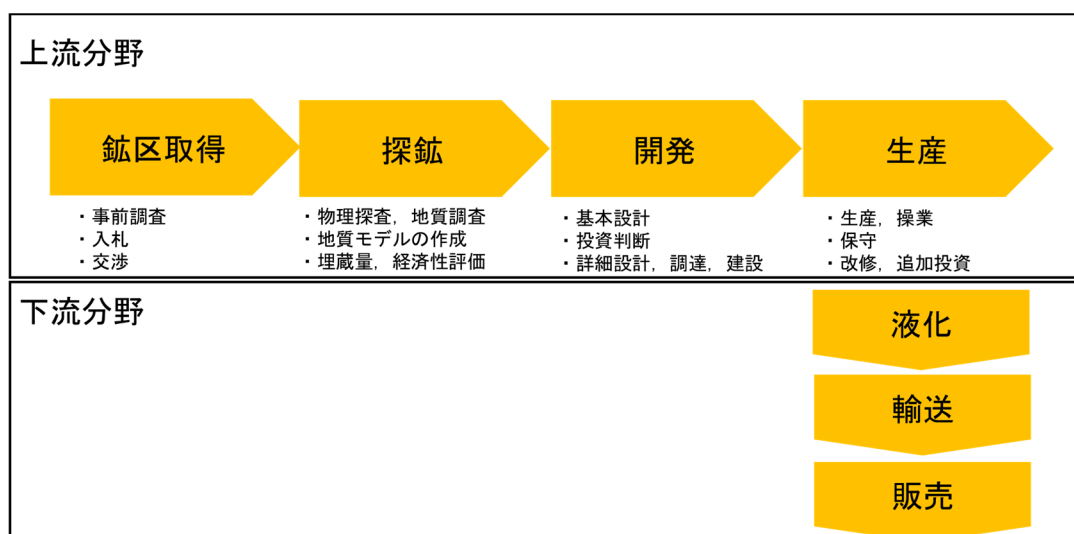
上流分野は、いわゆる石油メジャー¹⁹（Super Majors）や独立系石油会社のような国際石油会社²⁰（International Oil Company。以下「IOC」という。）、産油国の国有企業のような国営石油会社（National Oil Company。以下「NOC」という。）等が事業主体となる。

以下においては、石油生成システムにより生成する在来型天然ガスを念頭に記載する。

2 資源開発

上流分野（資源開発）には、①鉱区取得、②探鉱、③開発、④生産の4段階がある（図5）。

図5 資源開発の流れ



出所： 各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

¹⁹ 現在、一般に、ExxonMobil 社（米）、Royal Dutch Shell 社（英・蘭）、BP 社（英）、Chevron 社（米）、Total 社（仏）、ConocoPhillips 社（米）の6社を指す（ConocoPhillips 社を含まない用法もある。）。

²⁰ 国際石油会社は石油メジャーのみを指し、独立系石油会社を含まない用法もあるが、本報告書においては、双方を含む。

天然ガスの上流分野（資源開発）は、鉱区取得段階から生産段階まで10年以上掛かる場合が多く、巨額の資金を必要とするものの、期待した資源量の発見に至る確率が低く、失敗のリスクが高い事業といわれている。このため、上流分野（資源開発）は、資金力のある石油会社を中心となり、かつ、リスク分散、事業者の負担額の軽減、技術や情報の共有等を目的として、複数の石油会社²¹が共同で実施することが一般的である。

3 鉱区取得

鉱区とは、鉱業権者が資源開発を実施することができる一定の範囲の土地区域をいう。石油会社は、特定の鉱区において石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を実施するため、産油国政府等から鉱区権益を取得する必要がある。鉱区権益の取得方法としては、産油国政府等が実施する鉱区入札に参加して石油契約を締結する方法、他の石油会社から鉱区権益を取得する方法等がある。

(1) 石油契約

産油国政府等が石油会社に鉱区権益を付与するに当たり、石油契約で定める主な内容としては、権益比率、対象鉱区、契約期間、石油会社の探鉱作業義務、国内供給義務²²、その他の義務²³、産油国政府等と石油会社の費用負担及び利益配分方法、石油会社の事業運営に対する産油国政府等の関与方法等がある。

石油契約は、石油会社の事業運営に対する産油国政府の関与が小さいライセンス契約又はリース契約と、産油国政府の関与が大きい生産分与契約又はリスク・サービス契約に大別される。

本報告書においては、代表的な石油契約として、ライセンス契約と生産分与契約を中心に記載する。

²¹ 石油会社以外に総合商社や需要者が資源開発に参加する場合があるが、本報告書においては、便宜上「石油会社」とのみ記載する。

²² 石油や天然ガスを産油国の国内需要者向けに優先的に供給する義務をいう。国際市場価格よりも安価で提供する義務が課されていることが多い。

²³ 商業生産の開始段階で産油国政府等に一時金を支払う旨を定める生産ボーナス、商業発見時など事業の成功を見込むことができる段階で産油国が事業に参加する権利を留保する事業参加、技術資料や報告書の提出等の義務が挙げられる。

ア ライセンス契約

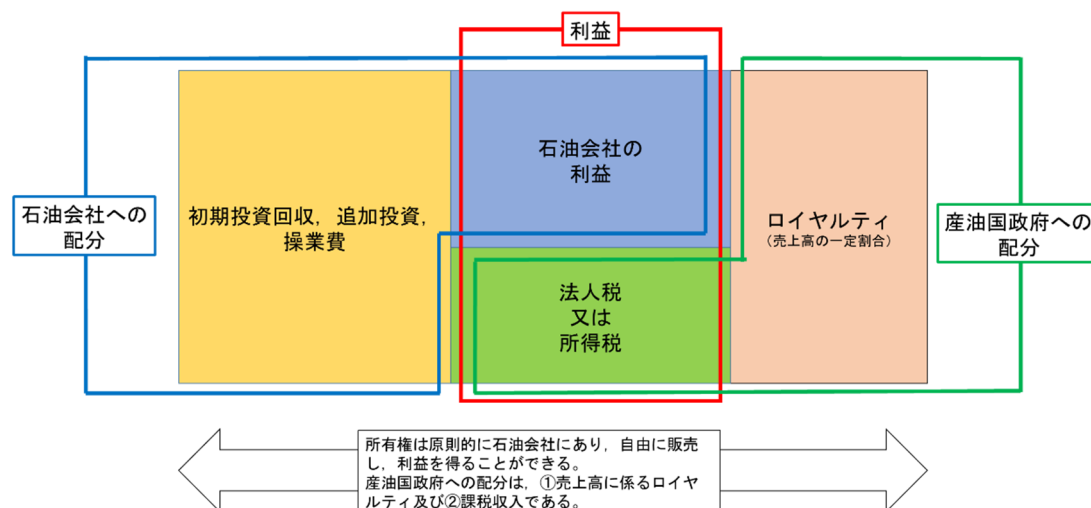
ライセンス契約（License Contract）とは、産油国政府が石油会社に対し、法令に基づき、特定の鉱区において石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を実施する権利を付与する契約をいう²⁴。

一般に、ライセンス契約は、国の許認可としての性格が強く、石油会社は、産油国政府から探鉱、開発及び生産計画の承認を受けた上で事業を実施する必要があるものの、事業運営に対する産油国政府の関与は小さい。

ライセンス契約において、石油会社は、例えば、石油・天然ガスを販売して得た売上高について、①一定のロイヤルティを産油国政府に納付した上で、②残る利益に係る所得税等を産油国政府に納付し、③税引後利益を取得する（図6）。

ライセンス契約は、イギリス、ノルウェー、豪州、パプアニューギニア等で採用されている。

図6 ライセンス契約における売上高の配分方法



注：ライセンス契約の一般的な売上高の配分方法を示すものであり、詳細は個別に異なる。

出所：各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

²⁴ 産油国政府の関与が小さい石油契約として、リース契約を採用している産油国もみられる。

リース契約（Lease Contract）とは、土地所有者が石油会社に対し、特定の鉱区において石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を実施する権利を付与する契約をいう。ライセンス契約と異なり、原則として、石油会社が自由に事業を実施し、石油会社の事業運営に対する産油国政府の関与はない。

リース契約は、米国、カナダ等で採用されている。

イ 生産分与契約

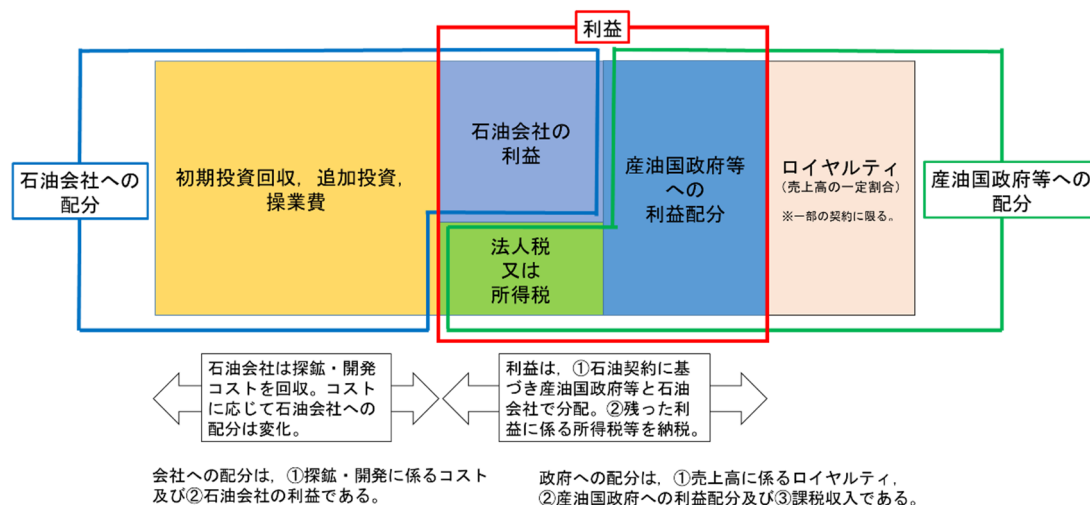
生産分与契約（Production Sharing Contract）とは、事業主体である産油国政府等に対し、石油会社が請負人として石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を行い、対価として生産物の一部又は金銭を受け取る契約をいう²⁵。

一般に、生産分与契約は、事業主体が産油国政府等であるため、石油会社の事業運営に対する産油国政府の関与が大きく、探鉱、開発及び生産計画のような事業運営上の重要事項については、石油会社が作成した後、産油国政府の主催する運営委員会又は操業委員会の承認を受ける必要がある。

生産分与契約において、石油会社は、例えば、石油・天然ガスを販売して得た売上高について、①探鉱及び開発コストを回収した上で、残余の生産物がある場合、②利益の一定割合を産油国政府等の配分として除き、③残る利益に係る所得税等を産油国政府等に納付し、④税引後利益を取得する。また、探鉱及び開発コストの回収前に、⑤一定のロイヤルティを産油国政府等に納付する場合がある（図7）。

生産分与契約は、インドネシア、マレーシア、カタール、ロシア、中国等で採用されている。

図7 生産分与契約における売上高の配分方法



注：生産分与契約の一般的な売上高の配分方法を示すものであり、詳細は個別に異なる。

出所：各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

²⁵ 産油国政府の関与が大きい石油契約としてリスク・サービス契約を採用している産油国もみられる。

リスク・サービス契約（Risk Service Contract）とは、石油会社が石油・天然ガスの探鉱及び開発を実施し、成功報酬として、生産物の一部又は金銭を受け取る契約をいう。

一般に、石油会社の成功報酬が生産分与契約に比べて少なく、探鉱及び開発コストを回収できない場合や、固定的な報酬であるため、石油・天然ガスの価格が高騰してもメリットを享受できない場合もあるとされている。また、石油会社の事業運営に対する産油国政府の関与も生産分与契約と比べて大きいとされている。

リスク・サービス契約は、イラン、アルジェリア、南米諸国等で採用されている。

(2) 共同操業協定

複数の石油会社が同一鉱区の鉱区権益を保有してパートナー(共同事業者)となる場合、通常、共同操業協定を締結し、石油会社間の操業に係る権利義務を定める。また、パートナー間で、実務作業を担当するオペレーター(操業事業者)を選定する。通常、権益比率が最も大きく、かつ、技術力を有する石油会社がオペレーターとなる²⁶。

共同操業協定においては、各石油会社は権益比率に応じて鉱区権益を独立して保有し、産油国との関係ではそれぞれ同様の権利義務を有する。また、パートナー間は平等が原則とされており、重要事項は全員合意により決定することが一般的であり、オペレーターは当該決定を受けて操業することとされている。

なお、共同操業協定で定める主な内容として、各石油会社の権利義務、オペレーターの指名、オペレーターの業務並びに権限及び責任、共同操業委員会の設立及び議決方法、費用負担、生産物の配分方法等がある。

²⁶ パートナーのうちオペレーター以外の石油会社をノン・オペレーターという。

4 探鉱段階

石油会社は、鉱区取得後の探鉱段階において探鉱作業を行う（図8）。

探鉱作業としては、探鉱計画を作成した上で、鉱区全体の地質調査、地震探鉱等の物理探査や地質モデルの作成を行い、石油・天然ガスが貯留している可能性のある有望な地層構造を探し、試掘井による試掘を行う。試掘の結果、石油・天然ガスを発見した場合には、評価井による探掘や追加の物理探査を行い、貯留層の範囲や生産力を把握し、可採埋蔵量²⁷の期待値を推計し、埋蔵量評価を行う。

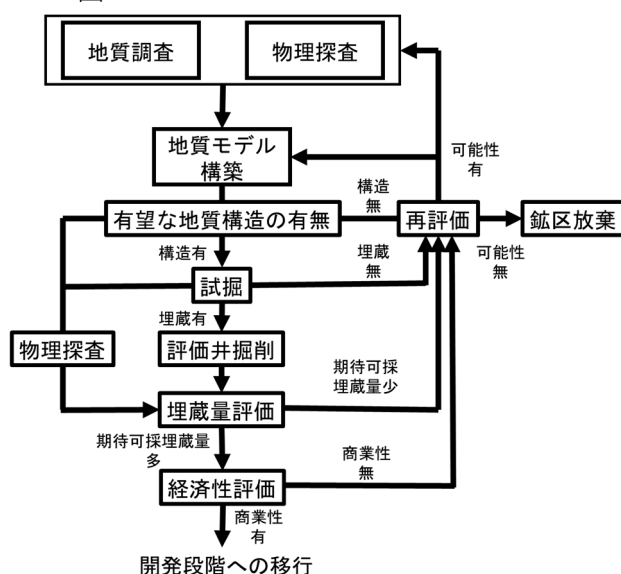
オペレーターは、推計された可採埋蔵量を基に開発計画案を作成し、開発・生産コストや採算ラインに係る経済性評価を実施し、商業性があると判断した場合、開発段階に移行する。

なお、石油契約によっては、開発段階に移行する時点など、一定の要件を満たした段階で、商業発見宣言を行う場合がある。

探鉱作業においては、地質調査、物理探査、地質モデルの作成及び試掘井の掘削に数十億円規模の資金を必要とし、また、石油・天然ガスの発見後も、評価井の掘削や物理探査に数百億円規模の資金を必要とする²⁸。

しかし、十分な可採埋蔵量が確認できない段階において、探鉱作業の費用に係る外部借入は困難であり、通常、全額を石油会社の自己資金で賄うこととなる²⁹。

図8 探鉱におけるフロー図



出所： 各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

²⁷ 可採埋蔵量とは、油層やガス層に存在するガスの総量である原始埋蔵量のうち、技術的・経済的に生産可能な埋蔵量を指す。

可採埋蔵量には、確度の高い順に、①確認埋蔵量、②推定埋蔵量及び③予想埋蔵量の3種類がある。貯留層に存在する埋蔵量の全量を回収することは技術的・経済的に困難であるため、単に「埋蔵量」という場合、通常、確認埋蔵量を指す。

²⁸ 沖合の探鉱作業の経費は、陸上の数倍を要するといわれている。

²⁹ JOGMEC は、日本の石油会社の石油・天然ガス開発を支援するため、日本の石油会社の権益取得を支援する制度を設けている。

5 開発段階³⁰

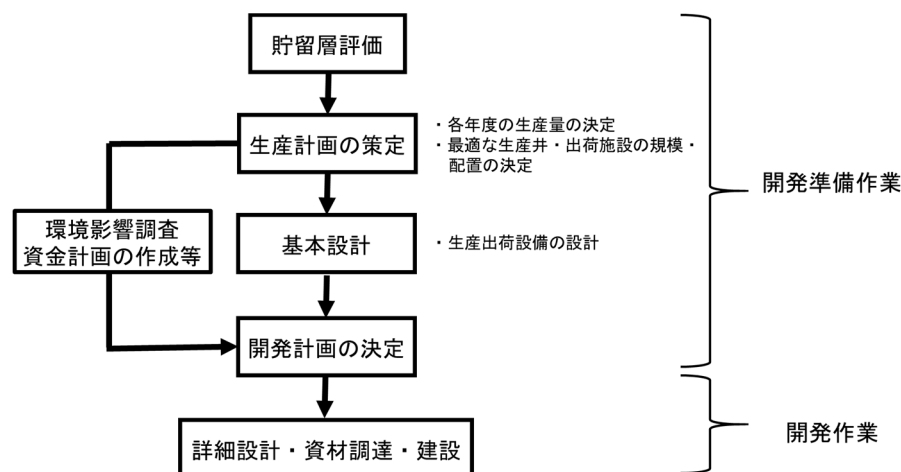
石油会社は、経済性評価後の開発段階において開発準備作業及び開発作業を行う（図9）。

開発準備作業としては、生産計画、施設建設計画及び開発計画の策定を行い、開発作業としては、生産出荷施設を建設する。

開発作業においては、油田・ガス田の生産施設の建設等に数百億円から数千億円規模の資金を必要とし、更に石油・天然ガスの出荷施設（パイプライン、出荷基地等）の建設等に数千億円から数兆円規模の資金を必要とする。特にLNGの開発は巨額の資金を必要とする。

開発段階においては、石油・天然ガスの十分な可採埋蔵量が推計されており、商業生産が見込まれるため、金融機関としても融資しやすく、生産出荷施設の建設等の費用について、石油会社は、自己資金に加え、金融機関の融資や政府系機関の債務保証を利用している。

図9 開発におけるフロー図



出所： 各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

(1) 生産計画の策定

生産計画とは、油田・ガス田の毎年度の生産規模や生産方法を定める計画をいう。

生産計画の策定については、石油や天然ガスの貯留状況を詳細に把握し、最適な生産規模や生産方法を判断するため、貯留層評価³¹を実施する必要がある。

貯留層評価の結果、経済的に回収可能な確度の高い確認埋蔵量を推計することにより、貯留状況並びに決定した生産規模及び生産方法から毎年の生産量を予測することができる。

なお、油田・ガス田の生産量は、稼働期、生産期及び減退期の3期間に分類できる。

³⁰ 開発作業のみを「開発段階」といい、探鉱作業及び開発準備作業を「探鉱・開発準備段階」という場合もある。

³¹ 貯留層評価とは、地質調査、物理探査、試掘・探掘等により基礎データを収集し、基礎データを基に地質構造、岩石の特性、流体の分布・状態等を立体的に推定して構築した貯留層モデルを用いて石油・天然ガスの貯留状況を解析し、最適な生産規模と生産方法を評価することをいう。

(2) 施設建設計画の策定

施設建設計画とは、生産出荷施設の建設設計を定める計画をいう。

生産出荷施設の建設設計については、生産計画を策定する段階でオペレーターが概念設計を行い、その後、一般に、基本設計（Front End Engineering and Design : FEED）をエンジニアリング会社に発注し、建設開始前に技術的課題等を踏まえて概念設計を精緻化し、建設費用及び建設スケジュール並びに生産方法の最適化を図ることとなる。

(3) 開発計画の決定

開発計画とは、生産計画及び施設建設計画を踏まえ、開発に必要となる資金計画³²、環境影響評価³³等について検討し、開発方法を総合的に定める計画をいう。

オペレーターが作成した開発計画案を産油国政府やパートナーに提案し、承認を経た上で開発計画が策定された場合には、最終投資決定（Final Investment Decision : FID）が行われる。

(4) 生産出荷施設の詳細設計・資材調達・建設

最終投資決定（FID）後、開発計画に基づき、エンジニアリング会社に発注し、基本設計を踏まえた生産出荷施設の詳細設計・資材調達・建設を開始する。

生産出荷施設の建設後、試運転を実施した上で、商業生産開始を宣言し、生産段階に移行する。

³² 資金計画とは、資源開発に要する資金調達やプロジェクトの収支に関する計画をいう。

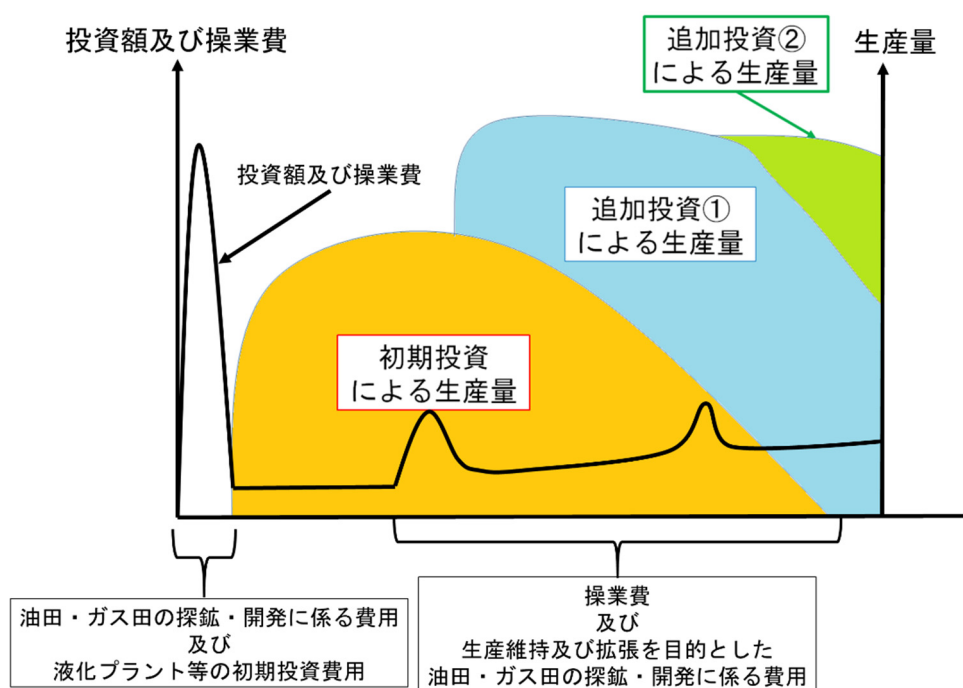
³³ 環境影響評価（Environmental Assessment）とは、大規模な開発事業において、開発計画を実施することにより、周辺の生態系、地球環境、地域社会等に及ぼす影響について、調査、予測及び評価を行うことをいう。

6 生産段階

生産施設は、①石油・天然ガスを採取する生産井、②生産井から採取された石油・天然ガスを集める集油・集ガスシステム、③石油・天然ガスに含まれる不純物を除去し、石油と天然ガス等を分離³⁴する処理施設、④生産施設内や生産施設と出荷施設の間を結ぶ輸送設備等で構成されている。出荷施設は、パイプライン、出荷基地等で構成されている。生産施設と出荷施設を併せて生産出荷施設という。

生産開始後は、日常的な石油・天然ガスの生産・出荷、生産施設の維持・補修等による作業費が継続的に発生する。また、生産終了後の設備除去費を作業中に準備する必要がある。さらに、油田・ガス田は、常時、探鉱・開発を行わなければ、石油・天然ガスの可採埋蔵量が減退するため、追加的な探鉱・開発計画を策定し、油田・ガス田の生産性向上を図ることが多い。油田・ガス田の拡張は、初期投資額と比べれば少額ではあるものの、数百億円から数千億円規模の追加投資を必要とする場合もある（図10）。

図10 生産開始後の追加投資のイメージ



出所： 各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

³⁴ 石油から水分や硫黄を除去し、天然ガスを分離する。また、天然ガスから水分や硫黄を除去し、LPG 及びコンデンセートを分離する。

第3 天然ガスの輸送方法

1 概要

天然ガスは常温常圧で気体であるため、液体である石油に比べて輸送及び貯蔵が困難であり、輸送及び貯蔵の手段が限られていることから、一般に、地上、地下、海底面又は海底面下に設置したパイプラインを用いて生産地から消費地まで輸送することが多い。他方、生産地と消費地が相当程度離れている場合、長距離のパイプラインは敷設コストが高く、費用対効果が低下するため、LNG に液化した上で船舶により輸送することが多い。

(1) パイプライン輸送

パイプライン内部の気体の天然ガス（Piped Natural Gas。以下「PNG」という。）は、パイプラインの始点と終点に圧力差を設けることにより輸送しているが、パイプラインの内部で摩擦が発生すること等により、輸送距離に比例して圧力低下が生じる。パイプラインにより輸送可能な PNG の量は、口径の 2.5 乗に比例し、距離の 0.5 乗に反比例するが、口径の大きさには限界があるため、通常、長距離の輸送に用いるパイプラインは、約 200～300km ごとに圧縮機を設置して昇圧している。

本報告書においては、パイプラインの種類について、①国際取引のような長距離かつ大量の輸送に用いる大口径で高圧の基幹パイプライン、②国内拠点間の輸送に用いる中口径で高圧又は中圧の幹線パイプライン、③国内ガス会社が供給区域内の都市ガスの供給に用いる小口径で中圧又は低圧の配給パイプラインの三つに区分する。

(2) LNG 船舶輸送等

LNG の船舶輸送においては、約マイナス 162℃の低温の液体を輸送又は貯蔵するための特別な輸送施設が必要となる。具体的には、①天然ガスを LNG に液化する出荷基地、②LNG を天然ガスに気化する受入基地、③LNG を輸送する専用の LNG 船がそれぞれ必要となる（図 11）。

このような LNG の輸送施設は、特殊な技術や設計を必要とし、初期投資が巨額となることから、通常、設備に余裕を設けず、効率的な運用を前提とした最小限の規模とすることが多い。

図 11 LNG の輸送の流れ



ガス田生産・開発 出荷基地 LNG船による輸送 受入基地 国内輸送

出所： 国際石油開発帝石㈱、川崎汽船㈱及び東京瓦斯㈱ホームページ掲載写真を基に当委員会作成。

また、LNG は、輸送中又は貯蔵中に、外部からの自然入熱等により気化し、ボイルオフガス（Boil Off Gas。以下「BOG」という。）と呼称されている天然ガスを一定量生じる。

このため、LNG 船、出荷基地及び受入基地では、BOG を安全に処理してタンク内の圧力を一定に保つ設備を必要とする。

なお、LNG は、国際取引のような長距離かつ大量の輸送に用いる外航船や、国内拠点間の輸送に用いる内航船により輸送されるほか、受入基地からの幹線パイプラインが未整備の小規模な消費地には、LNG のまま鉄道コンテナやタンクローリーにより輸送される場合がある。

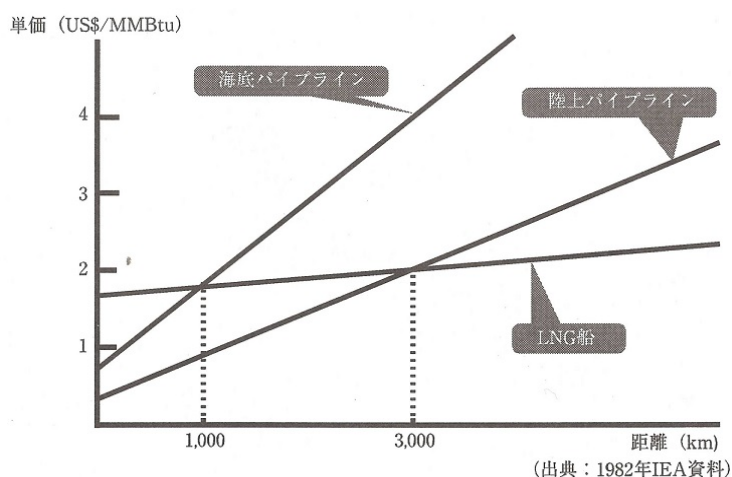
(3) 輸送方法の経済性

パイプライン輸送に要する初期投資は、パイプライン敷設費用がほとんどであるため、基本的に輸送距離に比例する。また、輸送距離に比例して圧力低下が生じるため、長距離輸送の場合、通常、輸送効率も低下する。さらに、国際的なパイプラインの場合、地域紛争等の影響を受けやすく、通過国との間で安定的な通過条件を設定する必要がある。

他方、LNG 船舶輸送に要する初期投資は、出荷基地、受入基地及び LNG 船の建設費用がほとんどであるため、初期投資は多額となるものの、LNG 船の輸送距離と比例して増加するものではない。したがって、長距離輸送の場合であっても、通常、費用対効果は僅かに低下するにすぎない。

また、1982 年の分析ではあるが、IEA が基幹パイプラインと LNG 船の経済性を比較している（図 12）。これによれば、LNG 船の経済性は、輸送距離が約 1,000km 以上の場合、海底面の基幹パイプラインよりも高く、輸送距離が約 3,000km 以上の場合、地上の基幹パイプラインよりも高いとされている。

図 12 基幹パイプラインと LNG 船の経済性の比較



出所：一般社団法人日本エネルギー学会「天然ガスパイプラインのすすめ」

このため、陸上輸送が基本となる欧州域内、北米域内、ロシアと欧州の取引等や、海底を経るものの輸送距離が短い北欧や北アフリカと欧州の取引等は、パイプライン輸送を中心に発展した。他方、東南アジアや中東と日本や韓国の取引等は、LNG 船舶輸送を中心に発展した。

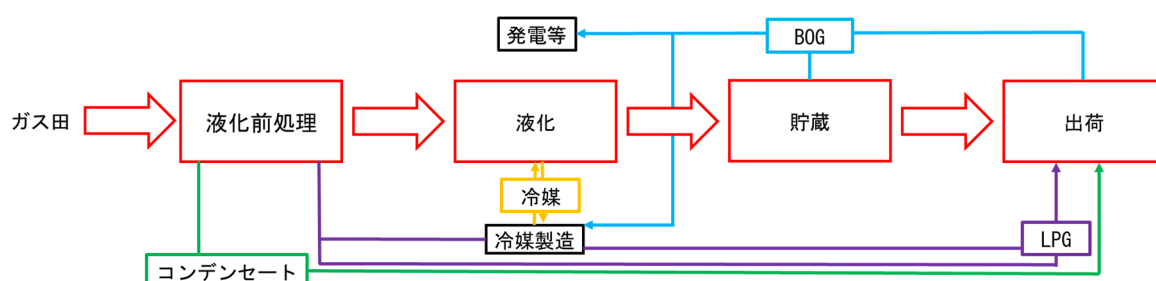
2 出荷基地

(1) 概要

出荷基地（液化基地ともいう。）とは、天然ガスを液化することで LNG を生産し、LNG 船を用いて出荷するための一連の施設をいう。出荷基地における主な工程として、①天然ガスから不純物を除去しコンデンセートや LPG を分離する液化前処理、②天然ガスを冷却して LNG を製造する液化、③製造した LNG の一時的な貯蔵、④LNG 船に LNG を荷積み（load）する出荷の四つの工程がある（図 13）。

また、液化前処理設備及び液化設備は、液化プラントや液化系列（train）と呼称されている。LNG 生産能力の規模は液化系列ごとに異なり、一つの出荷基地に複数の液化系列が存在する場合も多い。

図 13 出荷基地の工程例



出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

(2) 液化前処理

ガス田又は油田から出荷基地へパイプライン輸送した天然ガスは、液化工程の安全な運転を確保するため、液化前処理として、専用の設備を用い、酸性ガス（硫化水素、二酸化炭素等）、水銀、水分等の不純物を除去した上で、コンデンセートや LPG を分離する必要がある。

液化前処理の結果、液化工程に進む天然ガスは、メタンを主成分として、エタン及び僅かなプロパンを含むものとなる³⁵。

(3) 液化

液化前処理を終えた天然ガスは、液化プラントにおいて約マイナス 162℃の低温になるまで冷却して液化する³⁶。

³⁵ 若干の不純物を含む場合がある。例えば、アブダビ産の LNG は一定量の硫黄を含む。

³⁶ 液化方式は、エタン等の冷媒を用いて天然ガスを冷却する外部冷媒方式と、天然ガスの一部を断熱膨張させて冷媒として用いる非外部冷媒方式があるが、後者は効率的でないため一般的ではない。また、外部冷媒方式には、複数の冷媒を用いて段階的に冷却するカスケード方式と、複数の冷媒を混合した混合冷媒を用いて冷却する混合冷媒方式があるが、カスケード方式は設備費用が割高となるため、世界の液化プラントの 90%以上で混合冷媒方式が採用されている。

(4) 貯蔵

出荷までの数日間程度、LNGを一時的に貯蔵するため、出荷基地には貯蔵タンクが設置されている。貯蔵タンクの容量は、LNG生産量、輸送計画、需要変動等を考慮して設計されている。

なお、貯蔵タンクでは、常にLNGが気化して一定量のBOGが生じることから、液化プラントにBOGを返送し、発電や冷媒製造に用いるなど、BOGを有効活用することが一般的である。

(5) 出荷

LNG船が出荷栈橋に着栈後、栈橋側のローディングアーム（出荷用アーム）をLNG船の配管フランジ³⁷に接続し、貯蔵タンクに備え付けたポンプで送出し、LNG船のタンクへLNGを荷積みする。

なお、LNGを荷積みする際に、ポンプや配管における入熱により大量のBOGが生じることから、液化プラントにBOGを返送し、発電や冷媒製造に用いるなど、BOGを有効活用することが一般的である。

<参考>浮体式洋上出荷設備

浮体式洋上出荷設備（Floating Production, Storage and Offloading system：FPSO）とは、洋上で天然ガスの液化前処理、液化、貯蔵及び出荷を実施する船体構造の出荷設備をいう。

陸上から離れた沖合や大水深の海底ガス田について、陸上に出荷基地を設ける場合には、海底面又は海底面下に長距離のパイプラインを敷設する必要があるが、浮体式洋上出荷設備はガス田の近くに設置できるため、長距離のパイプラインを敷設する必要がなく、陸上から離れた沖合や大水深の海底ガス田の開発に適している。また、ある海底ガス田の生産終了後、他の海底ガス田へと移動して引き続き出荷設備として機能できるため、従来は液化プラント建設費用の回収が難しいとされた小規模なガス田の開発も可能となる。さらに、陸上の出荷基地と異なり、沿岸部の開発を伴わないため、環境負荷が問題となる自然保護区域等の沿岸の海底ガス田の開発が可能となる。

このほか、陸上の出荷基地と比較したメリットとして、既存のLNG船を転用することが可能であること、他の国や地域で浮体式洋上出荷設備を建造して現地へ移動できること等がある。他方、デメリットとして、関連設備が一つの船体構造であるため、災害等で全設備を一度に失うリスクがあることから、保険の適用や、プロジェクトファイナンスを受けることが陸上の出荷基地と比べて難しいこと等がある。

浮体式洋上出荷設備の具体例として、世界で初めて、マレーシアのFLNG（Floating LNG）プロジェクトから2017年4月にLNGが出荷された。また、豪州においても、Prelude FLNGプロジェクトが2018年に操業開始予定である。

³⁷ フランジとは、パイプとパイプの接続や閉止に用いる配管継手をいう。

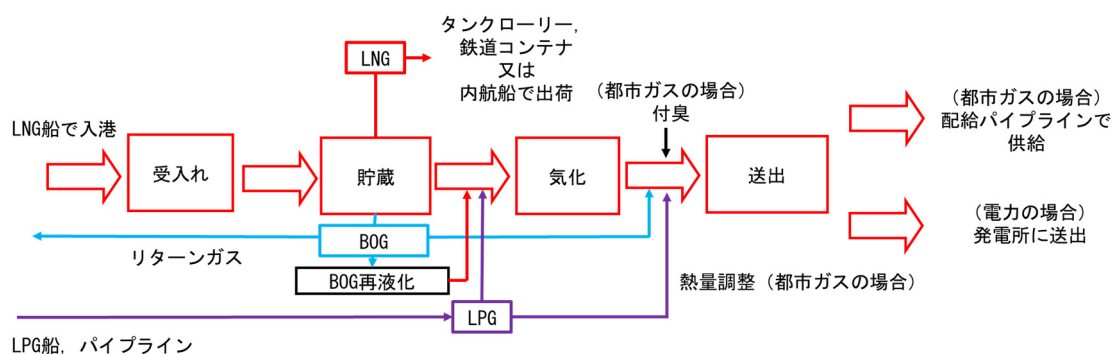
3 受入基地

(1) 概要

受入基地とは、LNG を受け入れて天然ガスに気化するための一連の施設をいう。受入基地における主な工程として、①LNG 船から LNG を荷揚げ（unload）する受入れ、②受け入れた LNG の貯蔵、③LNG を天然ガスにする気化、④パイプラインによる天然ガスの送出手の四つの工程がある（図 14）。

また、受け入れた LNG を再荷積み（reload）する「再出荷設備」を有している受入基地もある。

図 14 受入基地の工程例



注：LPG 船とは、LPG の海上輸送に用いる専用のタンカー船をいう。

出所：各種公表資料を基に当委員会作成。

(2) 受入れ

LNG 船が受入栈橋に着栈後、栈橋側のアンローディングアーム（受入用アーム）を LNG 船の配管フランジに接続し、LNG 船に備え付けたポンプを用い、受入基地の貯蔵タンクへ LNG を荷揚げする。

また、受入作業中の LNG 船のタンク内の圧力を一定に保つため、受入基地の貯蔵タンク及び受入配管内で生じた BOG を、リターンガスブロウと称する圧縮機により、LNG 船のタンクに返送することが一般的である。

(3) 貯蔵

LNG を貯蔵するため、受入基地には地上式又は地下式の貯蔵タンクが設置されている。貯蔵タンクは、需要の季節変動の吸収や LNG 船の到着の遅延等の緊急時に対応することができる容量が必要となるため、通常、出荷基地の貯蔵タンクに比べて容量が大きい。

なお、貯蔵タンクでは、常に LNG が気化して一定量の BOG が生じることから、貯蔵タンクの圧力を一定にするため、タンク内の BOG を昇圧して送出段階の天然ガスと合わせて送出することや、BOG 再液化装置により LNG に戻して送出することが一般的である。

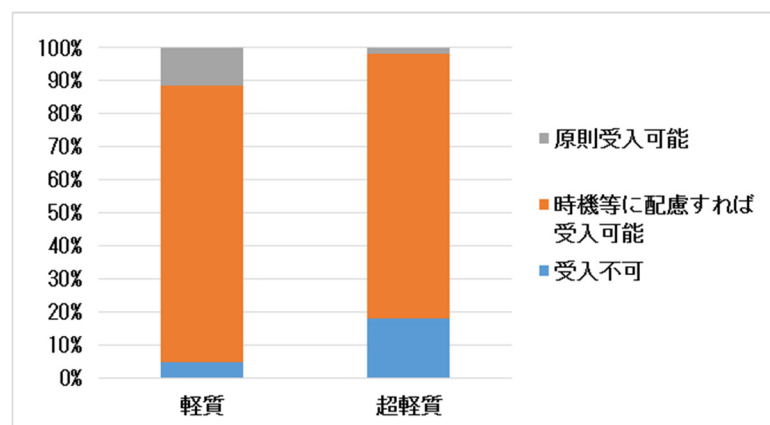
また、同一の貯蔵タンクに重質 LNG と軽質 LNG を貯蔵すると、低密度の軽質 LNG がタンク上層に、高密度の重質 LNG がタンク下層に、混合することなく二層の状態を形成

することがある。この状態で放置した場合、外部の熱が及ぶため、上層の LNG はメタン等の一部が蒸発することで高密度化して重質化していく一方、下層の LNG は上層の LNG の圧力によりメタン等が蒸発しないまま温度上昇に伴い低密度化して軽質化していく。この結果、二層の LNG の比重が等しくなった時点で、急激に対流して混合する「ロールオーバー現象」が発生する。この際、下層で温度が上昇していた LNG から急激かつ大量に BOG が生じ、貯蔵タンクが損傷する危険がある。

ロールオーバー現象を防止するためには、同一の貯蔵タンクに重質 LNG と軽質 LNG を共に貯蔵しないこと、貯蔵タンクに層状化を監視・解消する設備を設置すること等の対応が必要となる。

大部分の日本の需要者は、時機等に配慮すれば、軽質 LNG や超軽質 LNG も受入可能であるとしている（図 15）。また、一部の日本の需要者は、米国産の軽質 LNG を受け入れるため、実際に受入基地の設備改造等を実施した又は実施する予定としている。

図 15 日本の受入基地の軽質 LNG 及び超軽質 LNG の受入可能性



注：軽質 LNG 及び超軽質 LNG を受入可能と回答する受入基地の割合（年間受入可能容量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(4) 気化

受入基地の貯蔵タンクに貯蔵した LNG は、需要に応じて、貯蔵タンクに備え付けたポンプにより気化設備に送出し、気化設備において気化する³⁸。

なお、都市ガスの場合、供給する際の標準熱量が定められているため、一定の熱量調整が必要となる。

³⁸ 気化方式は、海水を用いて LNG を低温から常温に戻して気化させるオープンラック方式と、水中燃焼バーナーを用いて LNG を加熱して気化させるサブマージド方式がある。

なお、オープンラック方式は、設備全体の初期費用は高額であるものの、操業時のコストは海水ポンプ運転費のみで低額であるため、日本で一般的に採用されている。他方、サブマージド方式も、設備全体の初期費用が低額で、急速な起動及び気化速度の調整により急激な変動への対応が可能であるため、世界的にはいずれの方式も普及している。

(5) 送出

電力会社は、通常、気化した天然ガスを受入基地から発電所へ送出している。ガス会社は、通常、付臭した上で、配給パイプラインを通じて、工業用又は家庭用として市中に供給している。

なお、日本においては、国内の幹線パイプライン網の整備が不十分であるため、天然ガスの供給範囲は、LNG 受入基地の周辺に限定されている。このため、幹線パイプラインから離れた消費地に対しては、タンクローリー、鉄道コンテナ又は内航船を利用して LNG のまま輸送する方法が採用されている。

タンクローリーを用いる場合、受入基地に専用の陸上出荷設備が必要となる。また、内航船を用いる場合、受入基地に専用の栈橋やローディングアーム等の内航船用の出荷設備が必要となる。外航船用の出荷設備とは規格が異なるため、通常、互換性はない。

(6) 再出荷

通常、受入基地の貯蔵タンクに受け入れた LNG を LNG 船のタンクに再荷積みすることはほとんどないため、一般に、受入基地に再出荷設備は存在しないことが多い。しかし、受入基地に再荷積み用ポンプや再出荷配管のような再出荷設備を備え付けることにより、再出荷が可能となる。また、受入基地の栈橋の稼働率が高い場合、栈橋等の新設も必要となることがある。

LNG を再出荷する場合、LNG 船が受入栈橋に着栈後、アンローディングアーム（受入用アーム）をリローディングアーム（再出荷用アーム）として LNG 船の配管フランジに接続し、貯蔵タンクに備え付けた再荷積み用ポンプを用いて昇圧し、LNG 船のタンクへ LNG を再荷積みする。

<参考>浮体式洋上受入設備

浮体式洋上受入設備（Floating Storage and Regasification Unit : FSRU）とは、洋上で LNG 船から受け入れた LNG を貯蔵及び気化してパイプラインへと送出する船体構造の受入設備をいう。

陸上の受入基地と比較したメリットとして、沿岸部の開発を伴わないため、環境負荷を低減できること、既存の LNG 船を転用することが可能であること、他の国や地域で浮体式洋上受入設備を建造して現地へ移動できること等がある。他方、デメリットとして、関連設備が一つの船体構造であるため、災害等で全設備を一度に失うリスクがあることから、保険の適用や、プロジェクトファイナンスを受けることが陸上の受入基地と比べて難しいこと等がある。

浮体式洋上受入設備は、米国、イギリス、ブラジル、アルゼンチン、エジプト、パキスタン、マレーシア、インドネシア等で活用されている。

国際ガス連盟（International Gas Union。以下「IGU」という。）は、浮体式洋上受入設備の受入可能容量は、2015 年において、世界の受入基地及び浮体式洋上受入設備の総受入可能容量の 10%強に達したとしている。

4 LNG船

(1) 概要

LNG 船とは、LNG の海上輸送に用いる専用のタンカー船³⁹をいう。約マイナス 162℃の低温の液体であり、蒸発すると可燃性ガスとなる LNG の性質に応じて、LNG 船は、タンクの断熱加工や漏洩対策のための特殊な技術を必要とする。

船体の振動によりタンク内の LNG の液面が大きく波立つ現象（以下「スロッシング」という。）が発生すると、強い衝撃によりタンク等の破損事故につながるおそれがあるため、LNG 船は、スロッシングによる破損を防止できるタンク構造を採用するか、スロッシングの原因となる中間液位の積付けを制限⁴⁰する必要がある。

LNG 船のタンク内は、常に LNG が気化して一定量の BOG が生じるため、BOG を推進機関（ボイラーやエンジン）の燃料とすることで、蒸気タービンの稼動に有効活用していることが多い。BOG が推進機関の燃料として不足する場合は重油を燃焼することで補い、BOG が余る場合は熱交換器を介してボイラーから生じた余剰の熱を海中に放出している。また、現在、BOG 及び重油を用いてディーゼルエンジンで発電機を駆動し、電力で推進力を得る方法や、BOG 再液化装置を搭載して LNG に戻す方法もみられる。

なお、LNG 船 1 隻に積載する LNG の総量を 1 カーゴという。

(2) 荷積み又は荷揚げ

LNG 船は、出荷基地又は受入基地の栈橋に着栈後、約 1 日掛けて荷積み又は荷揚げを実施⁴¹している。ただし、一旦 LNG 船のタンクを常温にしてしまうと、十分な時間を掛けて再冷却する必要があることから、LNG を荷揚げした後も LNG 船のタンク内の低温を維持するため、若干量⁴²の LNG を LNG 船のタンクに残しておく必要がある。

また、LNG 船が荷積みした LNG を二つの受入基地で荷揚げすることを「二港揚げ」という。最初の受入基地で荷揚げした後に LNG 船のタンク内が中間液位となると、スロッシングによるタンク等の破損の危険が生じる場合がある。このため、二港揚げを実施する場合には、スロッシングによる破損を防止できるタンク構造を採用するか、中間液位にならないように荷揚げの方法を工夫する必要がある。二港揚げを実施する場合、一つの受入基地で全て荷揚げする場合に比べ、入港、出航、停泊等の費用や荷揚げ時の BOG の損失が増加する。このため、通常、二港揚げは行われておらず、受入基地の貯蔵タンク容量、タンク内の LNG 量、栈橋等の事情からやむを得ない場合に限られている。

さらに、LNG 船の運航に支障が生じることを未然に防止するため、受入基地について、離着栈の条件、船陸の作業区分、着栈中の荷役、荒天時の遵守事項、防災体制等をあらかじめ確認する必要がある。一般に、船陸双方の設備と操業の整合性を確認するこのような

³⁹ LNG 船には外航船と内航船があるが、本報告書においては、「LNG 船」は外航船を指す。

⁴⁰ 一般に、一つのタンク内の LNG 積付率を 5～10%以下又は 70～90%以上とすることをいう。

⁴¹ 一般に、1 時間当たり最大約 10,000 m³の速度で荷積み又は荷揚げを実施しており、荷積み又は荷揚げに半日から 1 日程度、離着栈に数時間程度掛かるとされている。

⁴² タンクの方式や航海距離により異なるものの、一般に、タンク容量の 0.5～3%程度とされている。

一連の作業を「船陸整合性」の確認という。

なお、船陸整合性の確認以外に、エスコートボートやタグボートの手配など、LNG 船の操業上の安全性の確保も重要となる。また、東京湾、大阪湾、瀬戸内海等の混雑海域では、操船上、一層の注意が必要となる。

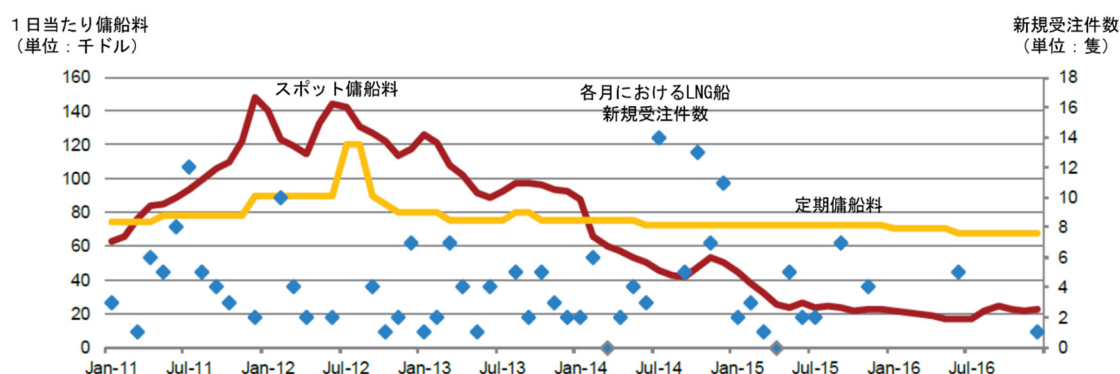
(3) LNG船の傭船

国際 LNG 輸入者協会 (Groupe International des Intertateurs de Gaz Naturel Liquéfié。以下「GIIGNL」という。) によれば、世界では、2016 年末時点で 478 隻の LNG 船が就航している。また、137 隻の LNG 船が新規建造中であり、このうち 64 隻が 2017 年中に就航予定である。

LNG 船は、従来、特定の出荷基地から特定の受入基地までの輸送航路等を常に運航する航路特定船が多かったものの、近年、輸送航路を特定して運航しない航路不特定船も増加している。また、複数の出荷基地と受入基地を往復する運航形態も増加している。

現在、航路不特定船や傭船契約を締結していない LNG 船が増加したため、スポット傭船市場が拡大しつつあるほか、LNG 船が供給過剰となり、スポット傭船料が低下している (図 16)。

図 16 2011 年以降の LNG 船の傭船料及び新規受注件数の推移



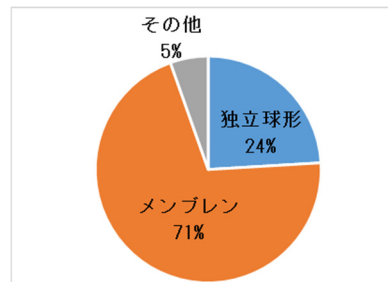
出所： IGU「World LNG Report 2017」を基に当委員会加工。

(4) LNG船の種類

LNG 船は、現在、大型化が進み、145,000 m³船型から 177,000 m³船型が標準船型とされている。

LNG 船の種類は、メンブレン方式と独立タンク方式に大別される。独立タンク方式は、更に独立球形方式と独立角型方式に区別される。現在、世界的にはメンブレン方式の LNG 船の比率が高く、独立タンク方式の LNG 船の比率は低い。将来建造が予定されている LNG 船についても同様の傾向である (図 17)。ただし、日本では、独立球形方式の LNG 船の比率が高い。

図 17 世界におけるメンブレン方式と独立タンク方式（独立球形方式）の割合



出所： GIIGNL「The LNG Industry 2017」を基に当委員会作成。

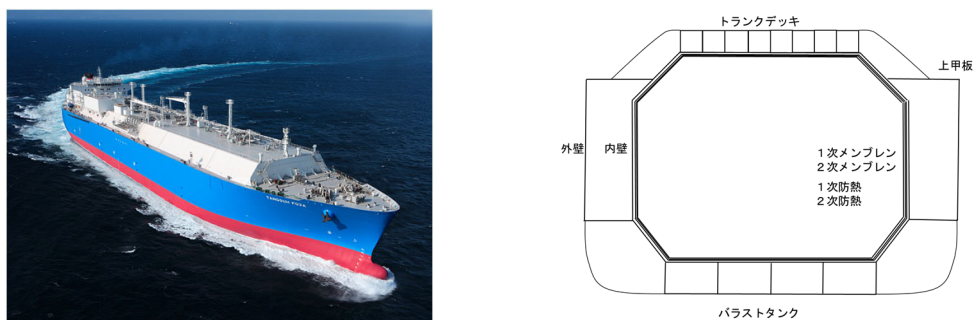
ア メンブレン方式

メンブレン方式は、二重にした船体の内壁に、タンクの温度変化による変形（熱膨張又は熱収縮）を吸収して船体に影響を生じないようにするための金属の薄膜（メンブレン）を取り付ける方式である（図 18）。

メリットとして、安価に建造できること、容積効率が高いこと、船体の容積に応じて決定されているスエズ運河の通行料が比較的低額であること等が挙げられる。他方で、デメリットとして、一般に、スロッシングによる破損が生じやすいタンク構造であること等が挙げられる。また、1970 年代から 1980 年代にかけて故障や事故が多発したため、メンブレン方式の安全性が問題視された時期もあった。

しかし、近年では、中間液位の積付制限を行うことでスロッシングによるタンク等の破損を防止できるという運用上の知見が得られたことや、スロッシングを抑制するタンク構造の工夫が確立されたことにより、安全性に係る信頼が向上したため、現在は再び広く建造されている。

図 18 メンブレン方式の LNG 船及び構造



出所： 川崎汽船㈱ホームページ（左）、各種公表資料を基に当委員会作成（右）。

イ 独立タンク方式

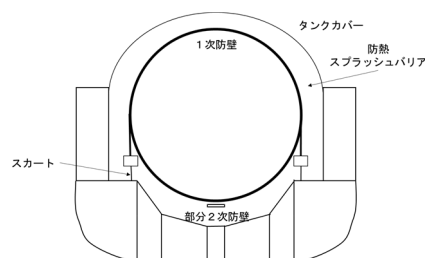
独立タンク方式は、船体とタンクが独立の構造を有し、船体の中に自立タンクを配置する方式である。船体から独立したタンクにすることで、タンクの温度変化による変形が直接船体に影響しない構造となっている。

(7) 独立球形方式

独立球形方式（モス方式⁴³）は、球形タンクを円筒形の支持構造（スカート）で船体に固定する方式である（図 19）。

メリットとして、球形のタンク構造により、スロッシングが発生してもタンク内の破損が生じにくいと、自由な液位による積付けが可能であることが挙げられる。他方で、デメリットとして、容積効率が低いこと、他の方式に比べて船体に高さがあるため、風圧の影響を受けやすく燃費が悪くなること、船体の容積に応じて決定されているスエズ運河の通行料が比較的高額であること等が挙げられる。

図 19 独立球形方式の LNG 船及び構造



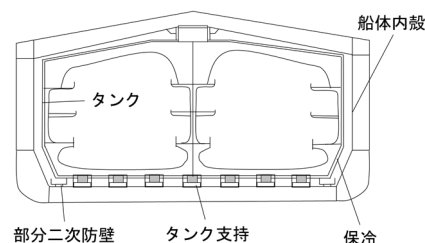
出所： 川崎汽船㈱ホームページ（左）、各種公表資料を基に当委員会作成（右）。

(4) 独立角型方式

独立角型方式（SPB 方式⁴⁴）は、角型タンクを支持用ブロックによる二重底構造で船体に固定する方式である（図 20）。

メリットとして、独立タンク内に自由に仕切り壁を設置することが可能となり、スロッシング自体を抑制できるため、自由な液位による積付けが可能であることに加え、角型タンクであるため、メンブレン方式と同様に、容積効率が低いこと、船体の容積に応じて決定されているスエズ運河の通行料が比較的低額であること等が挙げられる。他方で、デメリットとして、建造コストの更なる低減が必要という指摘がみられる。

図 20 独立角型方式の LNG 船



出所： ジャパンマリンユナイテッド㈱ホームページ(左), 各種公表資料に基づき当委員会作成(右)。

⁴³ モス方式という名称は、ノルウェーの Moss Rosenberg Verft 社が開発したことに由来する。

⁴⁴ SPB 方式は、Self-supporting Prismatic shape IMO type B の頭文字に由来する。IMO type B は、IMO の安全性基準「Type B」に合格していることを示すものである。

なお、独立球形方式も、同様に、IMO の安全性基準「Type B」に合格している。

第4 LNGプロジェクト

1 概要

LNG 取引は、油田・ガス田で天然ガスを生産し、出荷基地で LNG に液化し、LNG 船で輸送し、受入基地で天然ガスに気化し、消費地までパイプラインで輸送するといった一連の工程を鎖のように結び付けることで取引が成り立つものである。LNG 取引を成立させるために必要な一連の工程を一般に「LNG サプライチェーン」という。

LNG サプライチェーンを成立させるため、石油会社は、油田・ガス田の生産施設及び出荷基地に投資する必要がある（多くの場合、LNG 船にも投資する必要がある。）。また、電力・ガス会社等は、受入基地に投資する必要がある（LNG 船にも投資する場合がある。）。

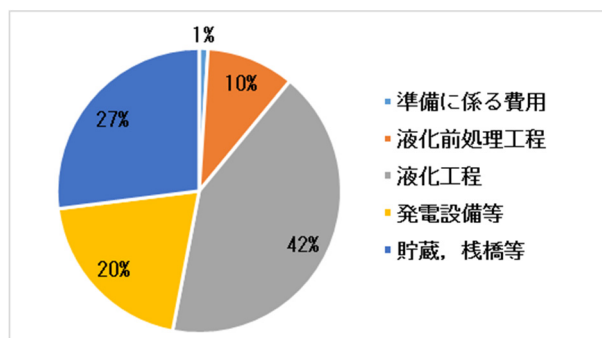
LNG プロジェクトとは、石油会社による LNG 生産・販売の事業計画及び計画に基づく事業活動をいい、通常、LNG サプライチェーンを成立させるために必要となる生産出荷施設に係る最終投資決定（FID）により成立する⁴⁵。

2 資金調達

(1) 概要

石油会社が LNG プロジェクトを立ち上げるためには、油田・ガス田の生産施設及び出荷基地の建設に巨額の初期投資を必要とする。例えば、豪州イクシス LNG プロジェクト（年間生産数量約 890 万トン）の初期投資総額は約 340 億米ドル⁴⁶、パプアニューギニアプロジェクト（年間生産数量約 660 万トン）の初期投資総額は約 200 億米ドル⁴⁷であり、出荷基地の初期投資は、LNG プロジェクト全体において大きな割合を占めている。また、出荷基地における初期投資の多くは、液化プラントの建設コストである（図 21）。

図 21 出荷基地における初期投資の内訳



注： 出荷基地における初期投資の工程別の寄与をそれぞれ表している。

出所： オックスフォード大学エネルギー研究所「LNG Plant Cost Escalation」を基に作成。

⁴⁵ 既存プロジェクトの生産数量を拡大するため、液化プラントの系列を増設する拡張プロジェクトについては、最終投資決定（FID）を別途実施するため、既存プロジェクトとは独立したプロジェクトと取り扱うべきとも考えられるが、本報告書においては、基本的に、新たにプロジェクト会社を設立する場合を除き、便宜上、既存プロジェクトと一体的に取り扱うこととする。

また、本報告書においては、米国の液化事業も LNG プロジェクトに含めている。

⁴⁶ 最終投資決定（FID）時点の見込額。

⁴⁷ 最終投資決定（FID）時点の見込額。

このような巨額の初期投資を事業者単位で調達することは、各石油会社の財務状態の悪化を招くほか、事業が計画どおりに進まなかった場合のリスクも大きい。そのため、石油会社は、資金調達に当たり、コーポレートファイナンス⁴⁸ではなく、プロジェクトファイナンスにより資金を調達することが多い。

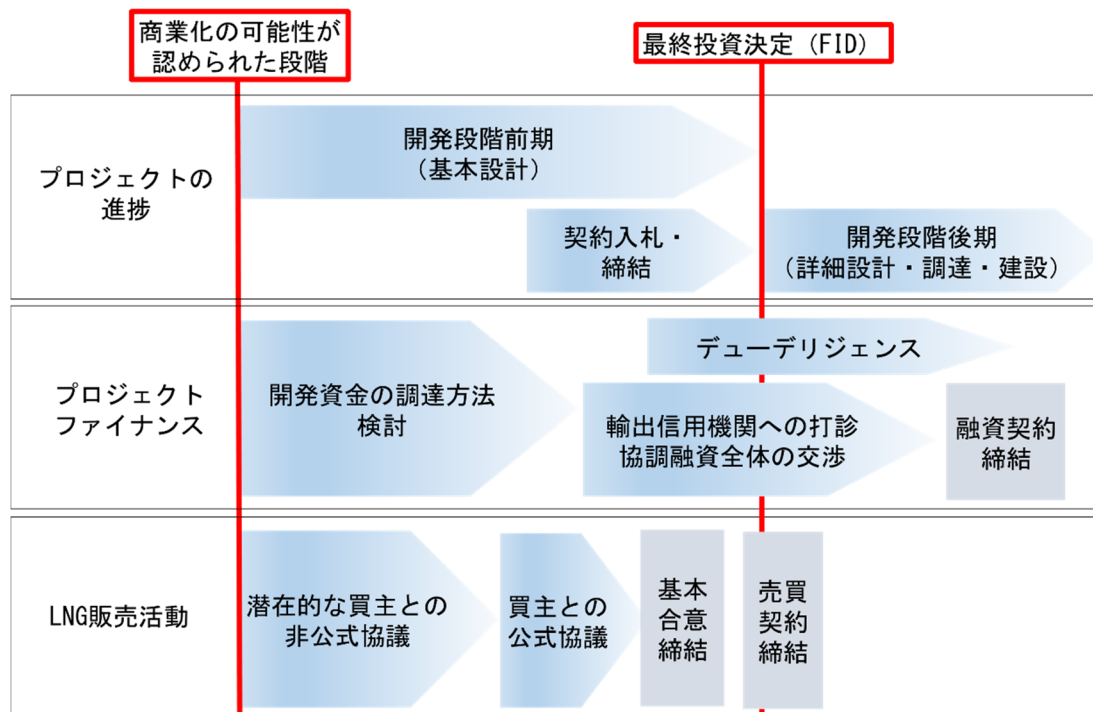
(2) プロジェクトファイナンス

プロジェクトファイナンスとは、特定の事業計画について行われる融資であって、当該事業の収益のみを返済原資とし、当該事業の資産のみを担保とするものをいう。融資先は事業計画に参加する各事業者ではなく、通常、各事業者が共同して事業計画を遂行する特別目的会社（Special Purpose Company：SPC）を設立し、当該特別目的会社を融資先としている。

LNG プロジェクトは、多くの場合、特別目的会社であるプロジェクト会社を設立し、当該プロジェクト会社を融資先としている。

プロジェクトファイナンスは、探鉱段階後期から開発段階前期にかけて、石油会社が金融機関に申入れを行い、事前協議を開始する。生産出荷施設の建設に係る入札や契約締結、LNG 売買契約の基本合意等の締結及び最終投資決定（FID）と並行して、金融機関がプロジェクトファイナンスの可否の判断を進め、融資契約の締結に至る（図 22）。

図 22 プロジェクトの進捗、プロジェクトファイナンス及び LNG 販売活動の関係性



出所： 各種公表資料及びヒアリングを基に当委員会作成。

⁴⁸ コーポレートファイナンスとは、石油会社の信用力に依拠する融資である。特定事業の収益のみを返済原資とするものではなく、担保も特定事業の資産に限定されないため、石油会社が返済責任を負う。

金融機関は、プロジェクトファイナンスの可否を判断するに当たり、各石油会社の責任がプロジェクトの収益及び資産に限定されていることを踏まえ、LNG プロジェクトの事業性を詳細に確認している（デューデリジェンス：due diligence）。具体的には、①天然ガスの確認埋蔵量が十分か、②生産出荷施設等の建設・操業が円滑に行われ、災害・事故に対しても十分な保険が適用されるか、③サプライチェーンが確立し資金回収が可能な状態であるか、④返済原資を充足する LNG の引取契約（offtake contract）が需要者と締結されているか、⑤産ガス国の法制・税制等にリスクがないか等を確認している。

(3) 国家裨益

LNG プロジェクトは、発電事業や鉄道・道路等のインフラ事業に比べ、必要な初期投資の規模が大きいため、融資金額が大きくなる傾向がある。一般的なプロジェクトファイナンスの場合、一融資機関の融資金額は 100 億円程度であり、総額で数千億円規模とされているが、LNG のプロジェクトファイナンスの場合、一融資機関の融資金額は 250 億～1000 億円程度に上り、総額で数兆円規模に達することもある。

このため、LNG のプロジェクトファイナンスを行う場合、巨額の融資・保険が可能である各国の輸出信用機関⁴⁹（Export Credit Agency：ECA）を軸とした官民協調融資⁵⁰が行われることが多い。日本の輸出信用機関は、公的金融の立場から、①当該 LNG プロジェクトに対し日本企業が参画している度合い、②当該 LNG プロジェクトが供給する LNG を日本企業が購入する度合いを確認し、民間金融機関による融資の内容等も踏まえ、融資・保険を実施している。

これを受け、日本の輸出信用機関が関与する融資契約においては、①日本企業が当該 LNG プロジェクトの権益を保有していること、②日本企業が当該 LNG プロジェクトの供給する LNG を購入していること等を融資条件として規定している場合がある。一般に、各国の輸出信用機関が融資条件を検討する際に考慮している当該プロジェクトが当該国にもたらす貢献・利益を国家裨益（National Interest）という。日本の場合、日本裨益（Japan Interest）という。

3 販売先確保

LNG プロジェクトは、油田・ガス田の生産施設及び出荷基地の建設に巨額の初期投資を必要とするため、石油会社が開発段階において事業性を評価する必要があるとともに、融資の可否を審査する金融機関に対し、事業収益による返済の現実性を示す必要がある。そのため、石油会社は、最終投資決定（FID）前に LNG の販売先を確保しておく必要がある。

LNG プロジェクトにおいては、通常、生産出荷施設に設備の余裕を設けず、効率的な運用を前提とした最小限の規模とすることが多いことから、特に液化プラントの高稼働率を維持

⁴⁹ 輸出信用機関とは、輸出金融、投資金融、貿易保険等を行う政府系金融機関をいい、日本では、株式会社国際協力銀行（JBIC）及び株式会社日本貿易保険（NEXI）が該当する。

⁵⁰ 協調融資とは、巨額の資金調達の要望に対し、複数の金融機関が協調して、一つの融資契約書に基づき、同一条件で融資を行うことをいう。シンジケートローンともいう。

するため⁵¹、LNG の引取数量を一定程度確保する必要がある。このため、通常、石油会社は、開発段階において、LNG 購入予定者との間で引取契約の基本合意等を締結し、毎年一定数量の LNG を長期的に引き取るという確約を得ている。

なお、IEA⁵²は、2009 年から 2016 年までの間に稼動した LNG プロジェクトにおいて、平均して、液化プラントの生産可能容量の約 86%の LNG について、長期的な引取契約の基本合意が最終投資決定（FID）前に締結されているとしている。

＜参考＞出荷基地及び受入基地の貯蔵可能容量及び着栈間隔について

出荷基地の年間生産能力に対する貯蔵可能容量は、出荷基地の最大稼動時の貯蔵可能日数⁵³でいえば、平均約 6 日（当委員会試算。以下同じ）であり、最も余裕のある出荷基地で約 8 日、最も余裕のない出荷基地で約 3 日である。

また、出荷基地における LNG 船の推定平均着栈間隔⁵⁴は、平均約 4 日である。離着栈に必要な時間が約 1 日強であることを勘案すると、特に離着栈が頻繁な出荷基地においては、LNG の貯蔵タンクが空となるタイミングはほとんどなく、数時間程度の遅延であっても他の LNG 船の離着栈に影響が出るおそれや貯蔵タンクが溢れるおそれがあることから、出荷基地の安定操業のために、LNG 船が定期的に入出航し、確実に LNG を出荷することが必要となる。

他方、定期点検等で出荷基地が一時的に停止する場合があることや、LNG の需要が季節等により変動することから、一定の設備の余裕が必要となる。ただし、一般に、出荷基地における貯蔵設備の余裕が少ないため、需要変動は主に受入基地の貯蔵設備で対応することが多い。

4 プロジェクトの法的性質等

LNG プロジェクトは、複数の石油会社が共同して LNG の生産・販売事業を実施する合弁事業（joint venture）を立ち上げることが一般的である。

合弁事業契約で定める主な内容として、事業範囲、運営管理、事業に充当する資産、プロジェクトに参加する各石油会社の出資比率や権益割合、責任範囲、生産物の利用・売却方法等がある。

合弁事業の実施方法は、①法人型、②非法人型の 2 種類に大別される。

⁵¹ IEA は、世界の液化プラントの稼働率（＝全生産量／全年間生産能力）は 93%程度であり、イエメン等の出荷停止等の事情を勘案すれば、実質 98～99%程度に達すると推計している。ただし、実際には、定期点検等による停止があるため、稼働率が 100%であっても、液化プラントが常時稼働しているわけではない。

⁵² 本報告書において、単に「IEA」と記載している場合の根拠資料は、IEA「Natural Gas Information 2016」、IEA「Medium-Term Gas Market Report 2016」又は IEA「Global Gas Security Review 2016」である。

⁵³ 最大稼動時の貯蔵可能日数とは、出荷基地において年間生産能力の最大まで稼働した場合（稼働率 100%）に、貯蔵タンクの容量がゼロから最大となるまでに要する日数をいう。

⁵⁴ LNG 船の推定平均着栈間隔は、（1 プロジェクト当たりの年間生産能力）÷（世界の LNG 船の平均容量）を分母、365 日を分子として、日数ベースの平均間隔を試算している。ただし、栈橋数は、1 プロジェクトは 1 栈橋と仮定している。

(1) 法人型合弁事業

法人型合弁事業（incorporated joint venture）とは、合弁事業契約を締結した上で、各プロジェクト参加企業が共同出資し、法人格を有する合弁事業会社を設立する方法による合弁事業を指す。LNG プロジェクトは、多くの場合、合弁事業会社であるプロジェクト会社を設立している。

法人型合弁事業の場合、LNG 売買契約の契約主体は、通常、プロジェクト会社である。

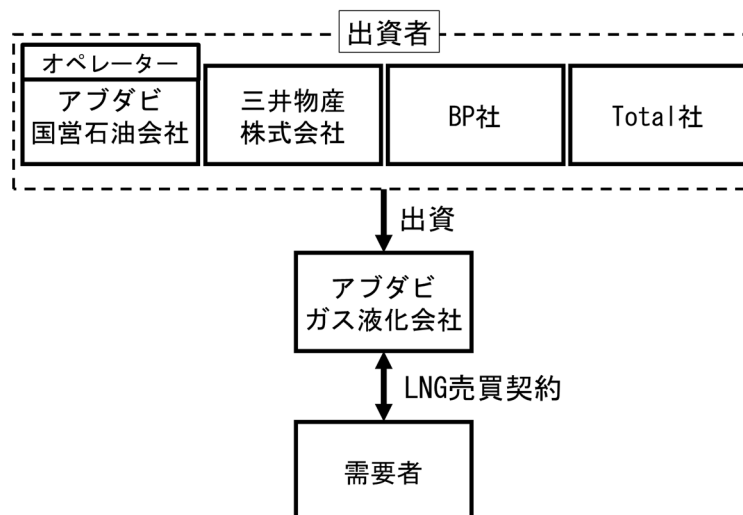
法人型合弁事業の特徴として、プロジェクト会社が法人格を有するため一括で融資を受けることが容易であること、プロジェクトに参加する各石油会社は有限責任となること、各石油会社は利益としてプロジェクト会社から課税後の配当を受け取ること等がある。通常、各石油会社がプロジェクト会社から生産物を現物又は原価で引き取ることはない。

法人型合弁事業は、カタール、マレーシア等の NOC が主導するプロジェクトで採用されている場合が多い。具体例を下記に挙げる。

ア アブダビLNGプロジェクト（図23）

アブダビ LNG プロジェクトは、アブダビ国営石油会社⁵⁵が 70%、三井物産株式会社が 15%、BP 社が 10%、Total 社が 5 %の株式を有するアブダビガス液化会社⁵⁶（プロジェクト会社）が運営している。LNG 売買契約の契約主体はアブダビガス液化会社である。

図 23 アブダビ LNG プロジェクト



出所： プロジェクト関係会社のホームページ及びヒアリングを基に当委員会作成。

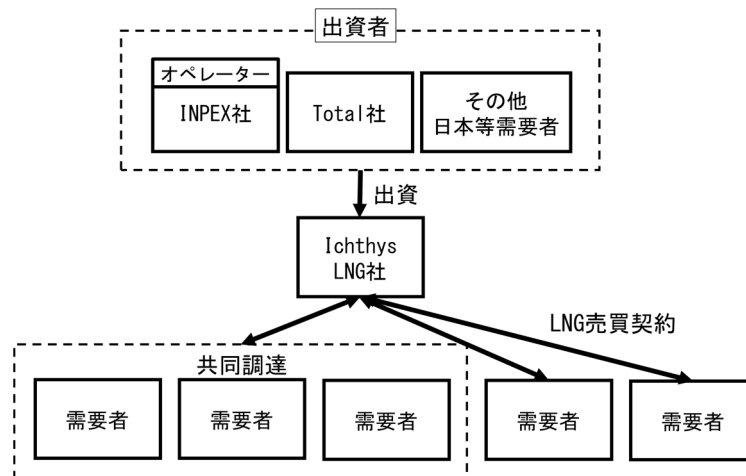
⁵⁵ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)。アブダビ政府が 100%の株式を有する NOC。

⁵⁶ Abu Dhabi Gas Liquefaction Company (ADGAS)。

イ 豪州イクシスLNGプロジェクト（図24）

豪州イクシス（Ichthys）LNG プロジェクトは、国際石油開発帝石株式会社（以下「INPEX 社」という。）が約 62%、Total 社が 30%、その他日本等の需要者が合計約 8 % の株式を有する Ichthys LNG 社（プロジェクト会社）が運営している。LNG 売買契約の契約主体は Ichthys LNG 社である。

図 24 豪州イクシス LNG プロジェクト



出所： プロジェクト関係会社の各社ホームページ及びヒアリングを基に当委員会作成。

(2) 非法人型合弁事業

非法人型合弁事業（unincorporated joint venture）とは、合弁事業契約により、各プロジェクト参加企業が権益保有割合を定めた上で、共同して事業を運営する方法による合弁事業を指す。このような非法人型合弁事業契約は、パートナーシップ契約とも呼称される。

非法人型合弁事業の場合、LNG 売買契約の契約主体については、①オペレーター又は別途設立した販売会社に委託して共同販売（joint marketing）を実施している場合であれば、全プロジェクト参加企業が共同売主となり、②各プロジェクト参加企業が権益保有割合に相当する LNG の引取・販売権を有するエクイティリフティング（equity lifting）を採用している場合であれば、各プロジェクト参加企業がそれぞれ売主となる。

非法人型合弁事業の特徴として、プロジェクトに参加する各石油会社が独立して資金調達を行う必要があること、プロジェクトに参加する各石油会社は無限責任⁵⁷となること、利益は各石油会社が権益保有割合に応じて取得し、各石油会社が課税の対象となること等がある。

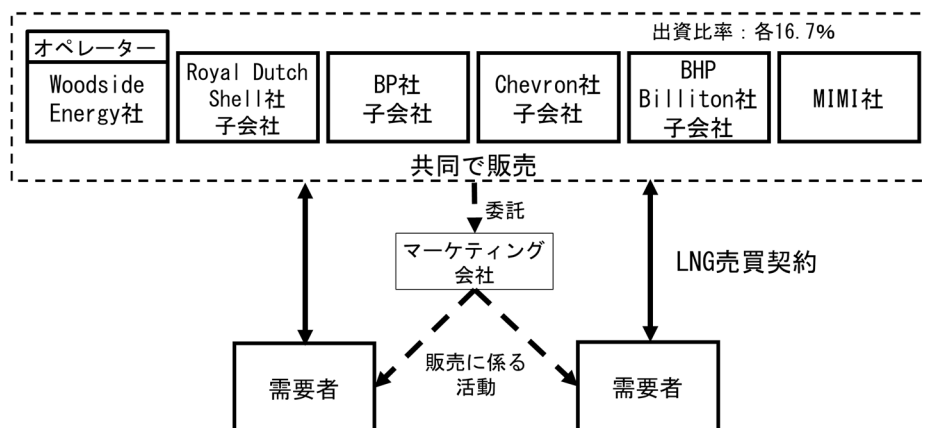
非法人型合弁事業は、豪州のプロジェクトで採用されている場合が多い。具体例を下記に挙げる。

⁵⁷ プロジェクトに参加する際、石油会社が出資を目的とする有限責任の特別目的会社を個別に設立し、各プロジェクトのリスクを軽減している場合がある。

ア 豪州北西大陸棚LNGプロジェクト（図25）

豪州北西大陸棚（North West Shelf）LNG プロジェクトは、IOC 等の6 社が均等に権益を保有し、Woodside Energy 社（豪）がオペレーターとして運営している。LNG の販売については、全プロジェクト参加企業が別途設立したマーケティング会社（North West Shelf Gas 社）に委託して共同販売を実施している。既存の LNG 売買契約の契約主体については、全プロジェクト参加企業が共同売主となっている。

図 25 豪州北西大陸棚 LNG プロジェクト



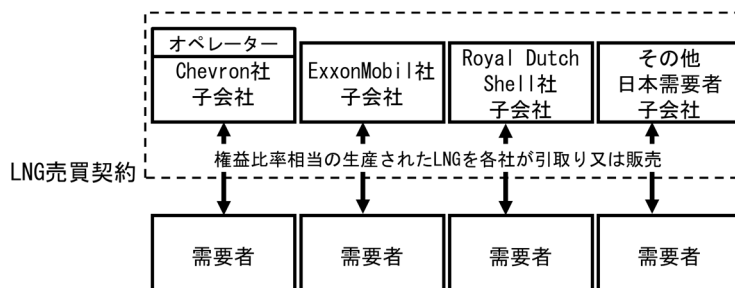
注： MIMI 社（Japan Australia LNG（MIMI）社）とは、三菱商事及び三井物産の各 50% 出資により設立された豪州法人である。

出所： プロジェクト関係会社のホームページ及びヒアリングを基に当委員会作成。

イ 豪州ゴーゴンLNGプロジェクト（図26）

豪州ゴーゴン（Gorgon）LNG プロジェクトは、Chevron 社が約 47%、ExxonMobil 社が 25%、Royal Dutch Shell 社が 25%、その他日本の需要者が合計約 3% の権益を保有し、Chevron 社がオペレーターとして運営している。LNG の販売については、各プロジェクト参加企業が権益保有割合に相当する LNG の引取・販売権を有するエクイティリフティングを採用している。LNG 売買契約の契約主体については、各プロジェクト参加企業がそれぞれ売主となっている。

図 26 豪州ゴーゴン LNG プロジェクト



出所： プロジェクト関係会社のホームページ及びヒアリングを基に当委員会作成。

(3) 液化事業

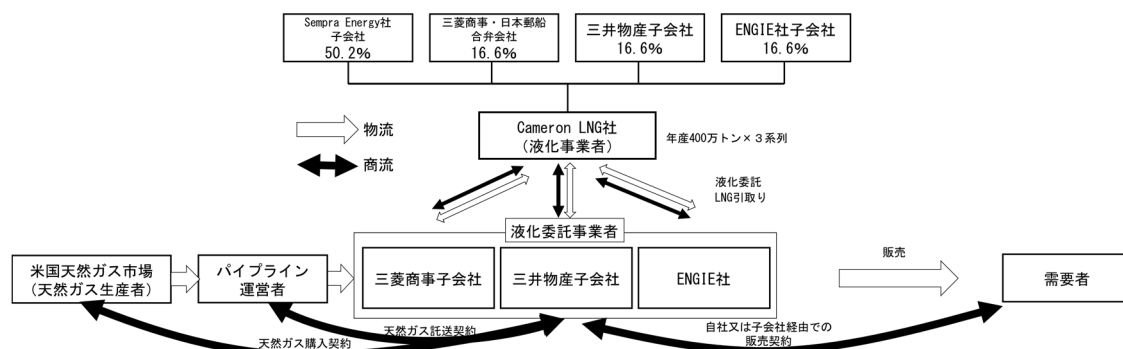
液化事業とは、現状、主に米国でみられる事業形態であり、出荷基地を運営する事業者（以下「液化事業者」という。）が他の事業者からの委託を受けて天然ガスを LNG に液化する事業をいう。

米国において LNG の生産・販売を希望する事業者（以下「液化委託者」という。）は、①米国の天然ガス生産者等から天然ガスを購入し、②パイプラインを運営する事業者（以下「パイプライン運営者」という。）に対し、PNG の引渡地点から出荷基地までの輸送を委託し、③液化事業者と液化委託契約（liquefaction tolling agreement）を締結して当該 PNG の液化を委託し、出荷基地において LNG の引渡しを受け、④出荷基地において LNG 船に荷積みするなどして LNG を販売する。

具体例として、米国キャメロン（Cameron）LNG プロジェクトを挙げる（図 27）。

米国キャメロン LNG プロジェクトは、Sempra Energy 社（米）の子会社が 50.2%、三菱商事株式会社等が出資する合弁会社、三井物産株式会社の子会社及び ENGIE 社の子会社（仏）がそれぞれ 16.6%の株式を有する液化事業者である Cameron LNG 社が運営している。キャメロン出荷基地の液化能力は年間約 1200 万トンであるところ、三菱商事株式会社の子会社、三井物産株式会社の子会社、ENGIE 社の各社が、液化委託契約を Cameron LNG 社と締結しており、それぞれ液化委託者として約 400 万トンの LNG の液化権を有している。LNG 売買契約の契約主体は、液化権を有する各液化委託者である。

図 27 米国キャメロン LNG プロジェクト



出所： プロジェクト関係会社のホームページ及びヒアリングを基に当委員会作成。

5 LNG取引の関係者

(1) 供給者

本報告書においては、産ガス国の LNG プロジェクトにおいて、複数の石油会社又は産ガス国政府が、法人形態のプロジェクト会社を設立し、又は非法人形態のパートナーシップ契約を締結することにより、LNG を継続的に生産及び販売している場合に、当該プロジェクト会社及びその出資者並びにパートナーシップのプロジェクト参加企業を供給者（supplier）という。

また、複数の供給源に由来する LNG を組み合わせて継続的に販売しているポートフォリオプレイヤー⁵⁸も供給者に含む。他方、米国等の液化事業者や LNG プロジェクトに参画している需要者は供給者に含まない。

プロジェクト会社の出資者又はパートナーシップのプロジェクト参加企業としては、産ガス国の政府、NOC、IOC、日本の総合商社等がある。

代表的な NOC として、Gazprom 社（露）、Qatar Petroleum 社（カタール）、Petronas 社（マレーシア）、Sonatrach 社（アルジェリア）、Pertamina 社（インドネシア）、Statoil 社（ノルウェー）等がある。

代表的な IOC として、ExxonMobil 社、BP 社、Royal Dutch Shell 社、Chevron 社、Total 社、ConocoPhillips 社、Woodside Energy 社、Repsol 社（西）、ENI 社（伊）、INPEX 社等がある。

(2) 需要者

本報告書においては、電力事業における LNG 火力発電やガス事業における卸売販売又は小売販売を主目的として LNG を継続的に購入している事業者を需要者（user）という。

代表的な需要者として、株式会社 JERA、関西電力株式会社、東京瓦斯株式会社、大阪瓦斯株式会社、韓国ガス公社（KOGAS）、台湾中油股份有限公司（CPC）、Centrica 社（英）、ENGIE 社、EDF 社（仏）、Gas Natural Fenosa 社（西）、Iberdrola 社（西）、Enel 社（伊）等がある。

(3) トレーダー

本報告書においては、短期間かつスポット的な LNG 売買（以下「トレーディング」という。）を実施している事業者をトレーダーという。供給者や需要者は、トレーディングを実施している場合でもトレーダーには含まない。

代表的なトレーダーとしては、Glencore 社（スイス）、Trafigura 社（蘭）、Vitol 社（スイス）等がある。

⁵⁸ ポートフォリオプレイヤーの主な例としては、IOC が挙げられる。

(4) 売主

売主 (seller) とは, LNG 売買契約における販売者をいい, 主に供給者が売主に該当するが, 需要者やトレーダーが LNG を販売する場合も売主に該当する。

(5) 買主

買主 (buyer) とは, LNG 売買契約における購入者をいい, 主に需要者が買主に該当するが, 供給者やトレーダーが LNG を購入する場合も買主に該当する。

6 ポートフォリオ契約

ポートフォリオ契約とは, 売主が複数の供給源の LNG を組み合わせて買主に販売する契約⁵⁹をいい, 近年, IOC が売主となる契約を中心に増加している。

具体的には, ポートフォリオプレイヤーは, ①プロジェクト会社等の他の供給者から LNG を購入すること, ②エクイティリフティングによって権益保有割合に相当する LNG を引き取ること, ③液化事業者天然ガスの液化を委託し LNG を引き取ること等の方法により, 複数の供給源の LNG を取得し, 自社等が運用する LNG 船を効率的に活用するため, 供給源と販売先を組み合わせ, 買主に LNG を販売している。

ポートフォリオ契約は, 供給源の多様化により, 供給不能となるリスクを減少させることができるものの, LNG の熱量・性状, LNG 船の船型等が必ずしも同一ではない。

一部の需要者からは, ポートフォリオ契約は, LNG の引渡しの直前まで LNG の熱量, LNG 船の船型等が確定しない場合があるため, 売主の操業上の負担が低下する一方, 買主の操業上の負担が増加するという指摘がみられる。

他方で, 供給者及び一部の需要者からは, ポートフォリオ契約は, 単一のプロジェクトと締結する契約に比べスケジュール調整が比較的容易であるというメリットがあるという指摘がみられる。

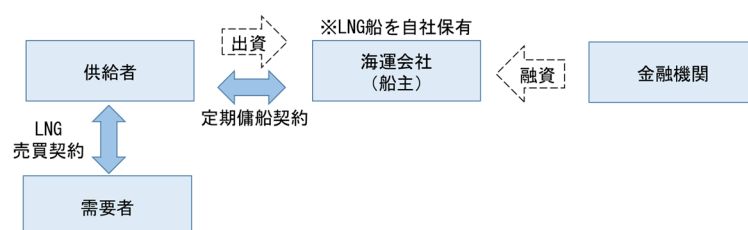
⁵⁹ 売主が調達する LNG の熱量を契約に規定していることが多い。また, 主要な供給源となる出荷基地を契約に規定していることもある。

＜参考＞LNG 船の保有・運用について

LNG 船は、油田・ガス田の生産施設及び出荷基地ほど巨額の初期投資ではないものの、一般の船舶に比べて高額な建造費を必要とする。そのため、産ガス国の海運会社（供給者等の子会社を含む。）が単独で LNG 船を建造及び保有する場合と、複数の海運会社、供給者、需要者等が共同出資して LNG 船を建造及び保有する場合がある。また、高額な建造費を調達するため、共同出資者が特別目的会社を設立してプロジェクトファイナンスを受ける事例もみられる。

LNG 船の保有者は、日本、カタール、マレーシア、ギリシア、北欧等の海運会社が多くを占めている。カタール、マレーシア等の伝統的な供給者は、従来、自らが出資する自国の海運会社と定期傭船契約を締結し、海運会社が LNG 船を運航し、LNG を需要者の受入基地まで輸送してきた（図 28）。ただし、近年は、世界中の海運会社と定期傭船契約を締結している傾向もみられる。

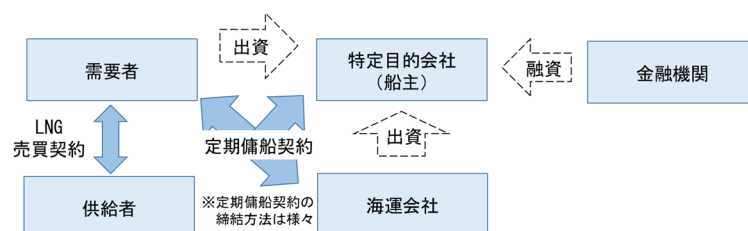
図 28 供給者が LNG 船を運用する場合（例）



出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

他方で、日本、韓国等の大規模な需要者は、近年、自らが共同出資者と共に LNG 船を保有し、海運会社と定期傭船契約を締結し、海運会社が LNG 船を運航し、LNG を供給者の出荷基地で受け取り、自社の受入基地まで輸送する場合がある（図 29）。

図 29 需要者が LNG 船を運用する場合（例）



出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

従来、LNG 取引においては、出荷基地から受入基地までの輸送航路等の特定後に LNG 船を建造し、長期傭船契約を締結することが多かった。しかし、近年、トレーディングのような短期間かつスポット的な LNG 売買契約の増加に併せて、短期傭船契約を締結することが増加し、LNG 船のスポット傭船市場が拡大している。

第5 天然ガス価格

1 価格決定方式

(1) 概要

天然ガスの取引価格は、通常、一定の算定式（フォーミュラ）を用いて決定されている。代表的なフォーミュラは、 $Y=aX+b$ （ Y ：取引価格、 X ：価格指標、 a ：係数、 b ：定数）である。基本的に、価格指標 X は、石油価格又は天然ガス市場価格が採用されている。係数 a 及び定数 b は、個別交渉により決定されている⁶⁰。また、スポット取引の場合、天然ガス市場価格等を参照して指値で決定することが多い。

石油価格を価格指標として採用している価格決定方式を石油価格連動方式といい、天然ガス市場価格を価格指標として採用している価格決定方式を市場価格連動方式という。個別取引で採用する価格指標は当事者間の交渉により決定されるものの、一般に、北米域内取引、欧州向け取引、アジア向け取引において大きく傾向が異なる。

具体的には、北米域内取引においては、市場価格連動方式が基本である。欧州向け取引においては、従来は石油価格連動方式が多かったものの、近年は市場価格連動方式が増加している。アジア向け取引においては、石油価格連動方式が基本である。

(2) 北米

1930 年代から 1940 年代にかけて、パイプラインの建設技術の進歩やコストダウンが実現したことにより、天然ガスの生産地である米国南部（ルイジアナ州、テキサス州等）から消費地である米国北東部や米国中西部等に向けた幹線パイプラインの敷設が進められた。さらに、1950 年代、天然ガスの生産国であるカナダから消費国である米国に向けた基幹パイプラインの敷設が進められた。

その後、北米においては、天然ガスの生産量と消費量が大きいことや、パイプライン網が発達し、1970 年代から 1990 年代にかけて、生産部門、輸送部門及び販売部門の機能分離⁶¹（アンバンドリング）、規制緩和等が進められたことから、天然ガス生産者、パイプライン運営者、天然ガス需要者等による天然ガス取引が容易に成立する環境下にあり、実際にも活発に行われている。

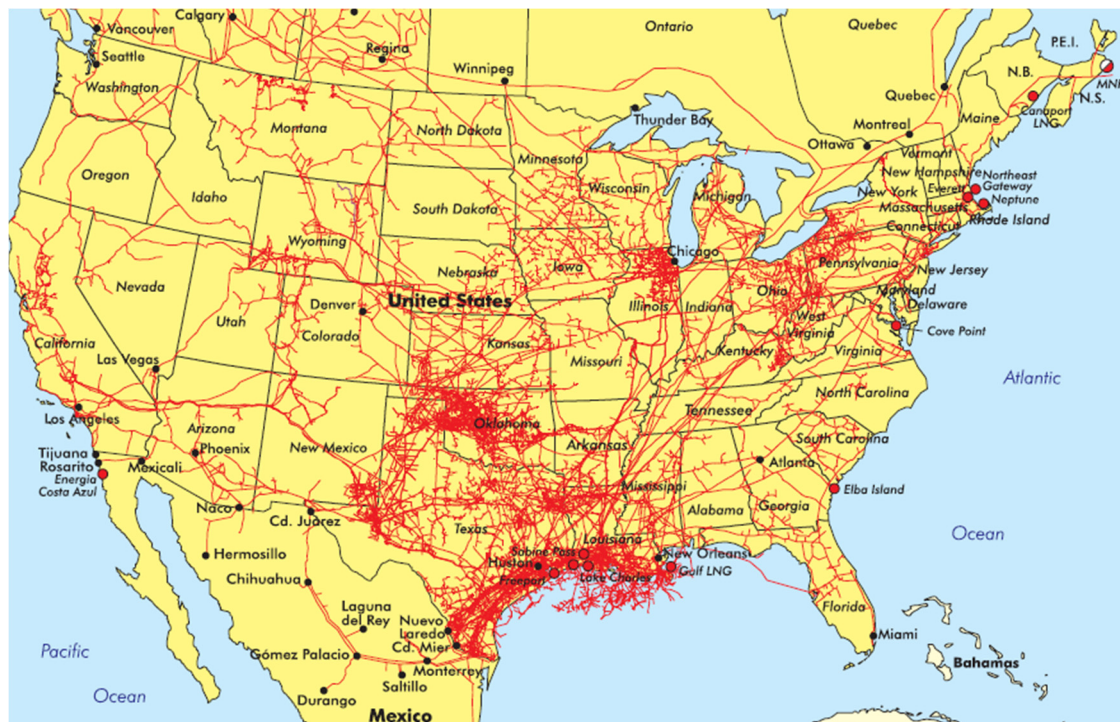
米国において、天然ガス生産者は、生産地に所在する複数の幹線パイプラインが交差する地点を受渡地点として、パイプライン運営者の販売会社、天然ガス需要者等に天然ガスを販売している。パイプライン運営者の販売会社、天然ガス需要者等が購入した天然ガスは、パイプライン運営者が幹線パイプライン網を用いて輸送し、各消費地に所在する幹線パイプラインと配給パイプラインとの接続点（city gate）を受渡地点として、各消費地の天然ガス需要者等に引き渡している。

⁶⁰ 価格指標 X に天然ガス市場価格を採用する PNG 取引では、 $a=1$ として取引する場合が多いとされている。

⁶¹ 米国においては、歴史的に、天然ガス生産者とパイプライン運営者は別々に形成されてきた。また、1970 年代から 1980 年代にかけて、規制緩和が段階的に進められた上、1992 年に米国連邦エネルギー規制委員会が発出した命令の結果、州際パイプライン運営者の輸送機能と販売機能は法的に分離され、別法人とされた。そのため、機能分離が基本的に確立されている。

北米の幹線パイプライン網は、多数の幹線パイプラインが交差する地点（Hub。以下「集積地」という。）が多数あり、現物取引の引渡地点及び先物取引の価格、数量、期日等に関する参照地点として機能している（図 30）。

図 30 米国のパイプライン網



出所： IEA「Natural Gas Information 2016」

特に、ルイジアナ州に所在する集積地であるヘンリーハブ（Henry Hub）は、十数本の幹線パイプラインが交差する米国最大の集積地となっている。

現物取引については、米国の天然ガス需要の約7割にアクセス可能とされていることや、岩塩ドームの貯蔵設備を備えていることにより、ヘンリーハブは、北米における代表的な天然ガス現物価格の形成地点とされている。そのため、多くの北米域内の天然ガスの現物取引は、ヘンリーハブ価格（以下「HH 価格」という。）等の米国内における集積地の取引価格を価格指標とした市場価格連動方式が採用されている。

先物取引についても、ニューヨーク・マーカンタイル取引所（NYMEX）に上場している天然ガス先物価格は、基本的にヘンリーハブで受け渡すことを想定した価格が設定されている。

(3) 欧州

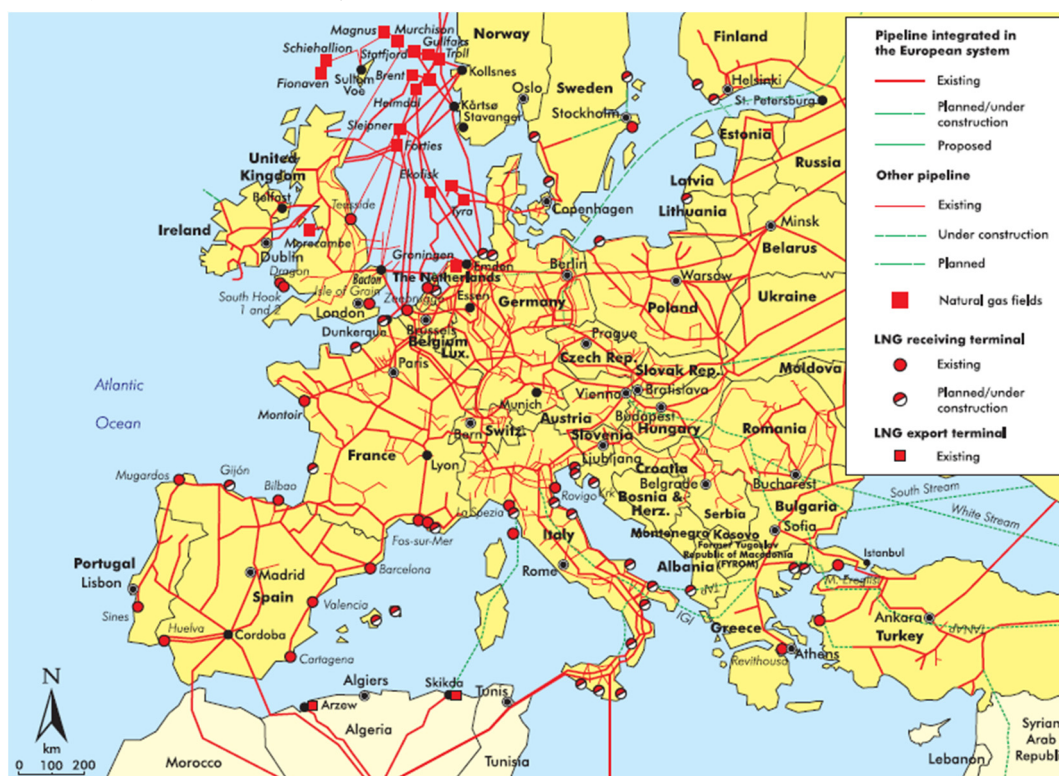
ア 欧州大陸諸国

1950 年代から 1960 年代にかけて、オランダのフローニンゲンガス田の輸出開始、北海やアルジェリアのガス田の発見等を受けて、フランス及びイタリヤは政府主導、ドイツは民間主導で、それぞれ自国内の幹線パイプライン網の敷設が活発化し、結果的に欧

州全域でパイプライン網の整備が進展した。また、1960 年代から 1970 年代にかけて、ロシアやノルウェーからの基幹パイプラインが敷設されたことで、欧州全域に天然ガスパイプライン網が整備された（図 31）。

当時、欧州各国の天然ガス小売価格は認可制であり、価格指標として採用できる天然ガスの市場価格が存在しなかったため、天然ガスと代替関係にある燃料であった軽油、重油等の石油製品の市場価格を天然ガス取引の価格指標として採用した。このため、大部分の欧州大陸諸国向けの天然ガス取引では、従来、ブレント原油⁶²等の原油や石油製品の市場価格を価格指標とした石油価格連動方式が採用されていた。

図 31 欧州のパイプライン網



出所： IEA「Natural Gas Information 2016」

しかし、近年、欧州域内におけるガス市場の自由化に伴い、欧州域内の天然ガス販売市場における調達、幹線パイプライン網を用いた再販売等が活発化し、天然ガス市場価格が形成された結果、欧州大陸諸国向けの天然ガス取引において、オランダの TTF (The Title Transfer Facility)⁶³、ベルギーのゼーブルッヘ (Zeebrugge)⁶⁴等の市場価格を価

⁶² ブレント原油とは、ブレント油田を始めたとする北海で産出した軽質の原油をいい、当該原油を取引した場合の価格をブレント原油価格という。ブレント原油価格は欧州の原油取引の価格指標として用いられており、インターコンチネンタル取引所 (ICE) の原油先物取引も、基本的にブレント原油価格を用いることとされている。

⁶³ TTF は、オランダのパイプライン網を仮想集積地とした市場価格指標である。引渡地点が地理的に特定されておらず、天然ガスの送込先・送込先を自由に選択できる。

⁶⁴ ゼーブルッヘとは、ベルギーにある集積地であり、欧州大陸諸国における代表的な天然ガス現物価格の形成ポイントの一つとされている。

格指標とした市場価格連動方式が増加している。また、石油価格連動方式の契約を締結していた買主は、近年の原油価格高騰に伴い、天然ガス市場価格との乖離が大きくなったため、売主に対し、価格決定方式の変更を要求し、実際に石油価格連動方式から市場価格連動方式に変更した事例が増加している。

なお、欧州大陸諸国向けの天然ガス取引の価格動向として、ドイツ平均輸入価格⁶⁵が参照されることが多い。ドイツ平均輸入価格は、ドイツが各国から輸入する天然ガス売買契約は石油価格連動方式が比較的多いという事情もあり、石油価格の影響を一定程度受けている。

イ イギリス

1960年代に、北海南部で複数のガス田が発見されたことにより、これらのガス田とイギリス国内の各地域を結ぶ幹線パイプラインの敷設が開始された。また、1972年に英国ガス公社が設立され、政府主導でイギリス国内の幹線パイプラインの敷設が進められた。

イギリスにおける天然ガス供給は、①北海の天然ガス田から海底面の基幹パイプラインを用いて揚陸地点まで天然ガスを輸送する場合、②ノルウェー、ベルギー、オランダ等から海底面の基幹パイプラインを用いて揚陸地点に天然ガスを輸入する場合、③LNG船を用いてLNGを受入基地に輸入する場合がある。イギリス国内の幹線パイプライン網は、基幹パイプラインと22か所の結節点で接続しており、各消費地への配給パイプラインとの140か所以上の接続点で各消費地の需要者に受渡しが行われている。

1980年代から1990年代に、イギリスは、天然ガスの取引市場を形成するため、ガス事業の規制緩和、英国ガス公社の民営化や機能分離を実施した。このため、現在、輸送事業と販売事業は別法人となっており、パイプライン等のインフラを所有せずとも、販売事業者が自由に天然ガス市場に参入することが可能となっている。具体的には、イギリス向け天然ガス取引の契約当事者のうち輸送責任を負う者は、イギリス国内のパイプライン運営者に天然ガスの数量に応じた手数料を支払うことで、イギリス全土に天然ガスを輸送することが可能である。

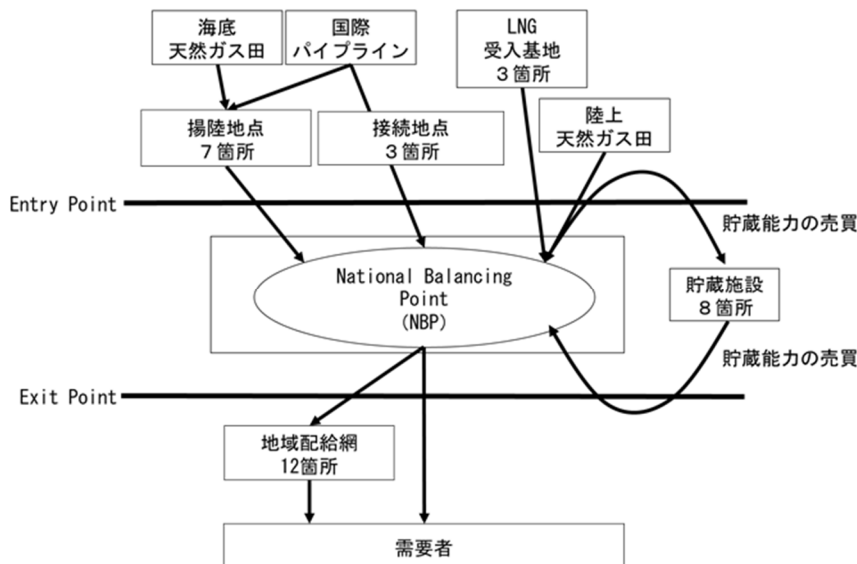
また、イギリスは、日次の需給一致を適時に実現するため、国内パイプライン網の全体を仮想集積地（virtual trading point）とする考え方を導入し、国内パイプライン網における実際の輸送と関係なく、天然ガスの送込先と送付先を特定すれば、取引相手へ天然ガスの権利移転を即時に行うことができるようにするなど、託送における取引ルールを簡素化した。この仮想集積地をNBP（National Balancing Point）といい、（図32）、NBPにおける取引価格をNBP価格という。この結果、新規参入が進み、イギリス国内の天然ガス販売市場における調達、幹線パイプライン網を用いた再販売等が活発化した。

このため、ほとんどのイギリス向けの天然ガスの現物取引においては、NBP価格を価格指標とする市場価格連動方式が採用されている。

⁶⁵ 各国から輸入する天然ガスをドイツ国境等で引き渡す際の全契約の価格の平均値。

また、インターコンチネンタル取引所（ICE）に上場している天然ガス先物価格は、基本的に仮想集積地である NBP を参照地点として価格が設定されている。

図 32 NBP の構造



出所： IEA「Natural Gas Pricing in Competitive Market」等を基に当委員会作成。

(4) アジア

1970 年頃に日本が LNG 輸入を開始したとき、価格指標として採用できる LNG の市場価格は存在しなかった。このため、欧州大陸諸国と同様に、天然ガスと代替関係にある燃料であった石油の輸入価格を LNG 輸入取引の価格指標として採用した。

その後、韓国や台湾が LNG 輸入を開始し、近年、インド、中国等も LNG 輸入を開始したものの、いずれも日本と同様に、石油の輸入価格を LNG 輸入取引の価格指標として採用した。

このため、アジア向けの LNG 取引においては、基本的に、日本輸入原油平均価格⁶⁶（Japan Crude Cocktail。以下「JCC 価格」という。）を価格指標とする石油価格連動方式が採用されている。

なお、アジア向けの LNG 取引の価格動向として、日本輸入 LNG 平均価格⁶⁷（Japan LNG Cocktail。以下「JLC 価格」という。）が参照されることが多い。ただし、日本の LNG 輸入取引は基本的に JCC 価格を価格指標としているため、JLC 価格も石油価格の影響を強く受けている。

近年は、アジア向けの LNG 取引においても、HH 価格等を価格指標とする市場価格連動方式を採用する契約も増加しつつある。

⁶⁶ 財務省が貿易統計において月次公表している。ドバイ原油価格を基礎としたものである。

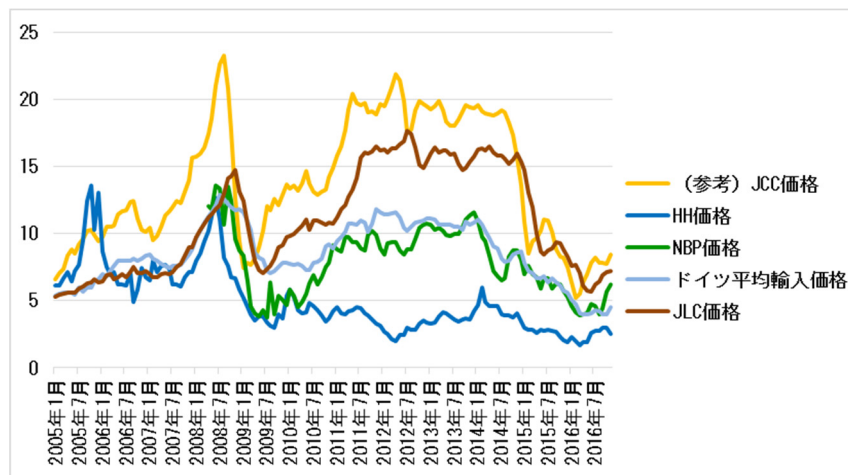
⁶⁷ 財務省が貿易統計において月次公表している。

2 価格指標の水準

(1) 概要

天然ガスの価格指標は、特に 2009 年以降、北米域内取引、欧州向け取引、アジア向け取引で大きく異なる水準にある（図 33）。

図 33 代表的な天然ガス価格指標の推移（単位：米ドル/MMBTU）



注：JCC 価格は原油価格指標、JLC 価格は LNG 価格指標、その他は天然ガス価格指標であるため、単純比較はできない。

出所：各種公表資料を基に当委員会作成。

(2) 動向

2005 年末の HH 価格の高騰は、同年 8 月から 9 月にかけて巨大ハリケーンがメキシコ湾の天然ガス生産施設に被害を与え、冬季の暖房需要に対して供給が不足したことが影響したものである。

2008 年初の世界적인価格高騰は、サブプライムローン問題の顕在化による原油先物市場への投機資金の流入が影響したものであり、2008 年末の世界적인価格下落は、リーマンショック後の投機資金の引揚げ及び世界同時不況による原油需要の低迷が影響したものである。

2009 年から現在までの HH 価格の低水準は、2000 年代後半から米国でシェールガスの生産量が急速に拡大したことが影響したものである。

2009 年後半からの欧州の価格指標（ドイツ平均輸入価格や NBP 価格）及びアジアの価格指標（JLC 価格）の高騰は、石油価格の高騰に連動したものである。

なお、NBP 価格はイギリスの市場価格であるものの、石油価格連動方式を採用していることが多い欧州大陸諸国の価格動向の影響を一定程度受けているため、原油価格高騰の影響も一定程度受けていた。他方、ドイツ平均輸入価格は石油価格連動方式の影響を一定程度受けているものの、当時、原油価格高騰に伴い市場連動価格方式が増加していたため、原油価格高騰の影響を一定程度緩和することができていた。このため、欧州の価格指標の高騰は、アジアの価格指標の高騰に比べれば緩やかであった。

また、アジア向けの LNG 価格は、石油価格高騰の影響を強く受け、アジアプレミアムと呼ばれる高水準であったことに加えて、2011 年 3 月の東日本大震災後の原子力発電所の全基停止を受け、日本の石油及び天然ガスの需給逼迫によりスポット調達価格が高騰したこともあり、日本向けの LNG 価格は更に高水準となった。

2014 年 11 月末の世界的な価格下落は、OPEC 定期総会による原油減産合意の見送りによる原油価格の下落等が影響したものである。

その後、2015 年以降、各価格指標の価格水準の差は縮小傾向にある。

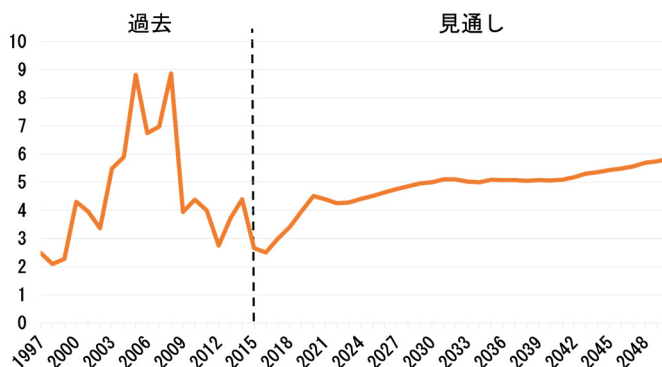
(3) 分析

アジア向け取引の LNG 価格は、基本的に JCC 価格等の原油価格に連動しており、パイプライン網を利用した裁定取引も困難であるため、他の地域向けの価格に比べて原油価格の影響を強く受けている。他方、北米域内取引及び欧州向け取引の天然ガス価格は、パイプライン網を利用した域内の天然ガス取引における需給関係や裁定取引の影響を常に受けている。特に HH 価格は、原油価格の影響がなく、北米域内の天然ガス需給に応じて変動している。

また、HH 価格は、近年、北米のシェールガス開発の採算水準とされている 1 MMBTU 当たり 4.0～4.5 米ドルを下回る水準で推移しているが、この理由は、北米の天然ガス生産者は、通常、収益率が高いシェールオイル、コンデンセート、LPG 等の販売を主な目的としているため、副産物であるシェールガスについては、採算水準を下回る価格で生産・販売している場合があるためといわれている。

なお、米国エネルギー省エネルギー情報局（Energy Information Administration。以下「EIA」という。）⁶⁸は、今後、HH 価格は 1 MMBTU 当たり 4～5 米ドルで推移すると想定している（図 34）。

（図 34）米国の HH 価格の過去の推移と今後の見通し（単位：米ドル/MMBTU）



出所： EIA「Annual Energy Outlook 2017」を基に当委員会作成。

⁶⁸ 本報告書において、単に「EIA」と記載している場合の根拠資料は、EIA「Natural Gas Data」、EIA「Annual Energy Outlook 2017」又はEIA「Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resource」である。

3 LNGの取引価格

(1) LNG平均輸入価格

LNG の平均輸入価格は、欧州とアジアで大きく異なる傾向がみられる（表 2）。

欧州の LNG 平均輸入価格は、欧州の天然ガス市場価格（NBP 価格等）の影響を受けており、例えば、スペイン及びイタリアの LNG 平均輸入価格は石油価格高騰の影響を一定程度受けているとみられるものの、全体的に、2013 年頃が最高値であり、その後、LNG 平均輸入価格が下落している（図 35）。

アジアは、基本的に石油価格連動方式を採用しており、LNG 平均輸入価格の変動については、原油価格が高騰した 2014 年を最高値として、ほとんど同一の傾向を示している。

しかし、LNG 平均輸入価格の水準については、個々に異なる傾向を示している（図 36）。例えば、伝統的に LNG を輸入している日本、韓国及び台湾の LNG 平均輸入価格はほとんど同一の水準であるが、新規に LNG を輸入している中国及びインドの LNG 平均輸入価格は、契約時期に違いはみられるものの、従来、伝統的な LNG 輸入国に比べて低水準であった。しかし、近年、日本、韓国及び台湾の価格水準に近付いている。

表 2 欧州・アジアの LNG 平均輸入価格

（単位：米ドル／MMBTU）

	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
イギリス	9.21	4.43	5.55	8.57	8.36	9.43	7.36	6.03
スペイン	9.22	6.70	7.14	9.08	10.14	10.23	9.87	6.64
イタリア	—	7.86	8.88	11.73	12.98	12.17	9.66	6.85
欧州全域	9.18	6.24	6.86	9.45	10.26	10.60	8.84	6.55
日本	12.64	9.23	11.02	14.73	16.74	16.02	16.34	10.48
韓国	14.15	10.50	10.17	12.67	14.74	14.98	16.50	10.97
台湾	14.50	8.52	9.95	13.46	14.71	14.53	14.07	8.21
中国	—	—	—	9.11	10.79	11.40	11.88	8.73
インド	—	—	—	9.05	10.73	12.22	13.70	10.41

注：イタリアはデータのある 2009 年以降、中国及びインドはデータのある 2011 年以降の LNG 平均輸入価格をそれぞれ示している。

出所：IEA「Natural Gas Information 2016」及びリム情報開発㈱「LNG 年鑑 2016」を基に当委員会作成。

図 35 欧州の LNG 平均輸入価格の推移
(単位：米ドル/MMBTU)

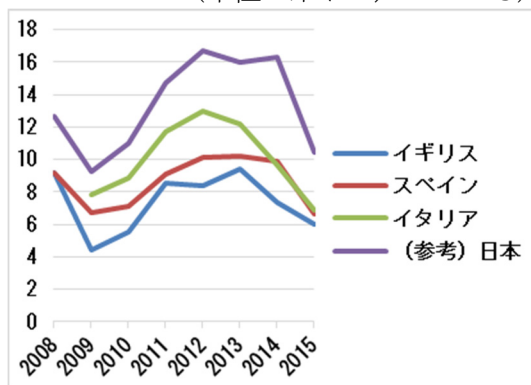
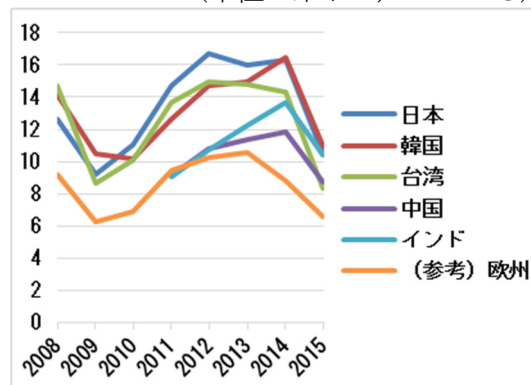


図 36 アジアの LNG 平均輸入価格の推移
(単位：米ドル/MMBTU)



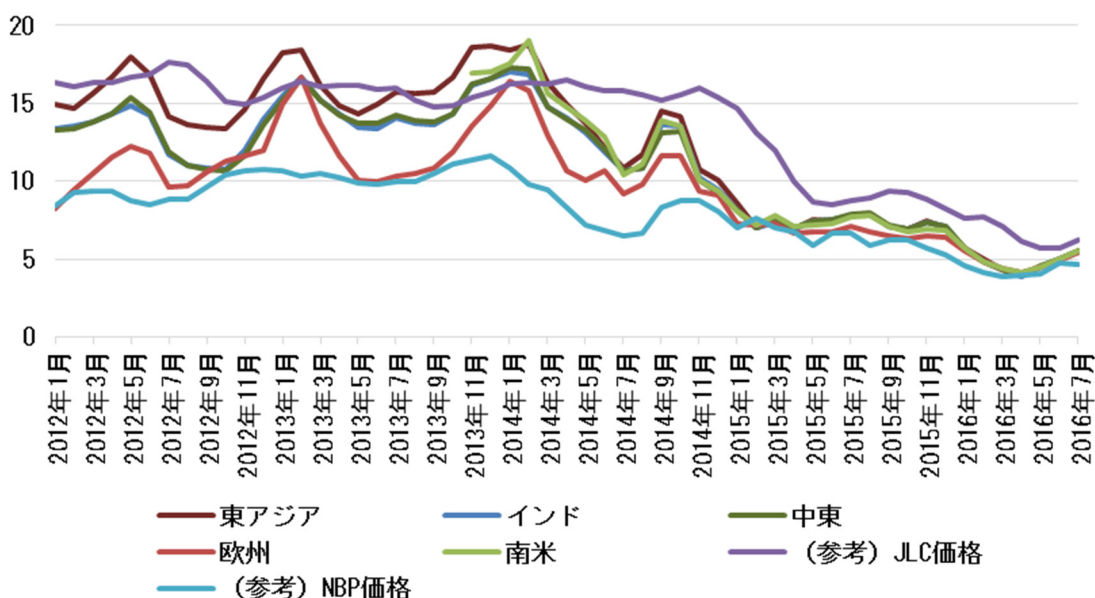
注：イタリアはデータがある 2009 年以降、中国及びインドはデータがある 2011 年以降の LNG 平均輸入価格をそれぞれ示している。

出所：IEA「Natural Gas Information 2016」及びリム情報開発㈱「LNG 年鑑 2016」を基に当委員会作成。

(2) LNG スポット取引価格

LNG のスポット取引価格は、2014 年以前の原油価格高騰期において、特に東アジアの需要が多いこともあり、地域に応じた価格差が存在した。しかし、2015 年以降の原油価格下落期において、新規プロジェクトの稼働や短期的な需要の拡大により、スポット取引が増大した結果、現在、スポット取引価格の水準は世界的に同一となっている（図 37）。

図 37 各地域別の LNG スポット取引価格の推移 (単位：米ドル/MMBTU)



注：南米はデータがある 2013 年 11 月以後のスポット価格を示している。

出所：リム情報開発㈱「LNG 年鑑 2016」等を基に当委員会作成。

＜参考＞日本の需要者の LNG 購入価格について

近年、日本の需要者が不当に高額な LNG 取引を余儀なくされていたという見解がみられる。具体的には、HH 価格、NBP 価格、ドイツ平均輸入価格及び JLC 価格の価格水準を比較すると、2011 年から 2015 年にかけて、JLC 価格が高価格であったことをアジアプレミアム又はジャパンプレミアムと称し、この原因として、①価格決定方式が石油価格連動方式であること、②東日本大震災後の日本の LNG 需要の増加に際して供給者が不当に高額の価格設定をしたことを挙げるものである。

この点、各地域の需要者が購入する天然ガス価格の動きについては、下記のとおりと考えられる。

(1) 日本

日本の需要者が長期契約により輸入する LNG は、基本的に石油価格連動方式であり、価格指標として JCC 価格を採用している。このため、JLC 価格は、2000 年代後半から原油価格高騰の影響を強く受け、東日本大震災後に最も高水準となった。更に、東日本大震災後は、日本の需要者による LNG 需要が急激に増加したものの、スポット取引を活用することで必要な調達数量を確保した。ただし、スポット価格は大きく上昇することとなった。

なお、日本の需要者は、LNG の大部分を長期契約により輸入していたため、JLC 価格の高騰は、原油価格高騰を主な原因としており、LNG スポット価格の高騰の影響は相対的に小さいと考えられる。

(2) 欧州

欧州の需要者は、2000 年代後半からの原油価格高騰や欧州域内の天然ガス需要低迷に伴い、天然ガス市場価格との乖離が大きくなったため、供給者に市場価格連動方式を採用するように交渉した結果、価格決定方式の変更、価格水準の引下げ等により、原油価格高騰の影響を抑制することが可能となった。このため、NBP 価格又はドイツ平均輸入価格の高騰は、JLC 価格の高騰に比べて低水準となったと考えられる。ただし、このような交渉が成功した背景として、欧州は、欧州域内におけるガス市場の自由化に伴い、域内の天然ガス販売市場における調達、幹線パイプライン網を用いた再販売等が活発化したため、既に天然ガス市場価格が形成されていたことから、当該天然ガス市場価格を価格指標として採用できたことが考えられる。

(3) 北米

米国の需要者が購入する天然ガスは、基本的に市場価格連動方式であり、価格指標として HH 価格等を採用している。HH 価格等は、原油価格高騰の影響を受けていないことに加え、シェールガス革命による供給量増加等により米国天然ガス価格が下落したことに伴い、HH 価格は低水準となったと考えられる。

以上を踏まえると、近年、日本の需要者が不当に高額な LNG 取引を余儀なくされていたという見解については、次のように考えられる。

第 1 に、天然ガス価格である HH 価格、NBP 価格、ドイツ平均輸入価格等と LNG 価

格である JLC 価格を単純に比較して、後者の価格を高いと評価すること自体が、下記の二つの理由から、必ずしも適切ではないと考えられる。

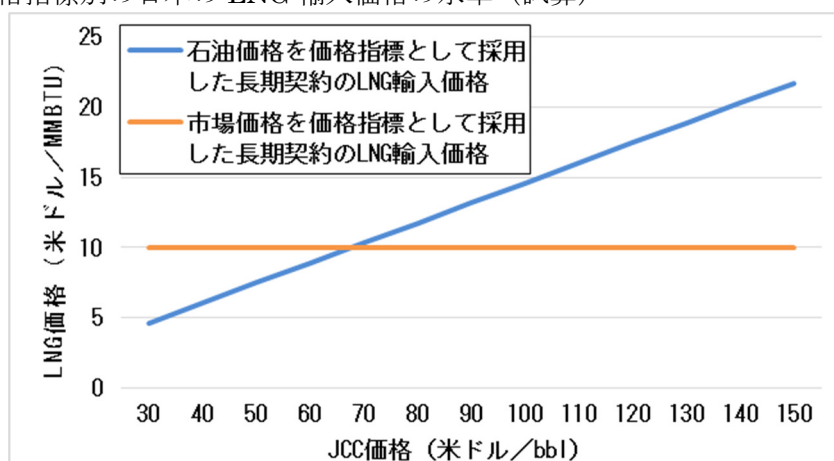
第1の理由は、天然ガスを LNG にするためには、少なくとも天然ガスの液化費用が必要となるということである。

第2の理由は、HH 価格、NBP 価格、ドイツ平均輸入価格等が JLC 価格より安価であっても、北米や欧州⁶⁹の天然ガスを液化して日本向けに LNG として輸送した場合の価格は、JLC 価格より安価となるとは限らないということである。

例えば、HH 価格はシェールガス革命により低水準で推移しているが、米国の天然ガスを日本に輸出するために、液化費用として 1 MMBTU 当たりおおむね 3 米ドル弱、米国から日本までの輸送費⁷⁰として 1 MMBTU 当たりおおむね 2 米ドル前後を要するとされているため、HH 価格と JLC 価格に 1 MMBTU 当たりおおむね 5 米ドル以上の価格差がなければ、米国産 LNG を購入することが安価であるとはいえない。

しかし、2015 年以降の JCC 価格の低下傾向と、HH 価格が今後 1 MMBTU 当たり 4～5 米ドルで推移するという EIA の想定を踏まえれば、今後、このようなスポット取引の成立は原油価格の動向次第であると考えられる（図 38）。

図 38 価格指標別の日本の LNG 輸入価格の水準（試算）



注1： 市場価格を価格指標として採用した長期契約の LNG 輸入価格は、EIA が今後の中長期的な HH 価格として予測する 1 MMBTU 当たり 4～5 米ドルに、液化に必要な燃料相当（115%）を掛けて、輸送費 1 MMBTU 当たり 2 米ドル及び液化費用 1 MMBTU 当たり 3 米ドルの 1 MMBTU 当たり計 5 ドルを加え、1 MMBTU 当たり約 10 米ドルと便宜的に計算している。

注2： 石油価格を価格指標として採用した長期契約の LNG 輸入価格は、日本の需要者の報告を基に、2016 年 4 月時点において石油価格連動方式を採用した場合のフォーミュラの係数及び定数を推計している。

出所：需要者からの報告及び各種公表資料等から当委員会作成。

⁶⁹ 欧州に大型の液化設備はない。

⁷⁰ 輸送費については、中東、東南アジア等の供給国と比べると、日本までの輸送距離が長く、かつ、パナマ運河を通行する必要があるため、備船料や燃料費が高くなるほか、運河の通行料が必要となり、高額となりやすい。

第2に、日本の需要者が長期契約により輸入する LNG 価格は、北米や欧州の天然ガス価格に比べて高価格であるところ、この原因は、石油価格連動方式により、JCC 価格を価格指標として採用したことであるという見解は基本的に正しいものと考えられる。

しかし、2005 年以前の原油価格下落期に JLC 価格が HH 価格を下回っていたように、石油価格連動方式は市場価格連動方式よりも常に価格が高くなるものではなく、契約当事者のいずれかにとって常に有利又は不利に働くものではない。

また、日本を含むアジアにおいて石油価格連動方式が採用された理由としては、欧米のように天然ガスパイプライン網や地下貯蔵設備が存在しておらず、天然ガス市場価格に基づく価格指標が存在しないという歴史的経緯が大きい。

第3に、供給超過時の北米・欧州域内の取引価格と需要超過時の日本を含むアジアの輸入価格とを比較すれば、前者より後者が高水準となること自体は自然であり、それらの価格差も需給を反映した結果にすぎない可能性もあると考えられる。

したがって、HH 価格、NBP 価格、ドイツ平均輸入価格及び JLC 価格の価格水準を比較すると、2011 年から 2015 年にかけて、JLC 価格が高価格であったことのみに基づき、日本の需要者が不当に高額な LNG 取引を余儀なくされていたと判断することは適切でないと考えられる。

第6 世界の需給状況

1 概要

(1) 天然ガスの確認埋蔵量

世界の天然ガス確認埋蔵量は、新規ガス田の発見や採掘技術の向上を背景として、1995 年末時点で約 120 兆 m^3 、2005 年末時点で約 157 兆 m^3 、2015 年末時点で約 187 兆 m^3 と大幅に増加してきた。

地域別にみると、2015 年末時点で、中東が約 80 兆 m^3 と最も多く、世界の 42.8%を占めている。また、国別にみると、2015 年末時点で、イラン、ロシア、カタール、トルクメニスタン及び米国の 5 か国で合計約 119 兆 m^3 であり、世界の 63.5%を占めている（表 3）。

表 3 地域別の天然ガス確認埋蔵量（2015 年末時点）

欧州	3.8 兆 m^3	2.0%	アジア	12.0 兆 m^3	6.4%
ロシア等	53.0 兆 m^3	28.4%	オセアニア	3.6 兆 m^3	1.9%
ロシア	32.3 兆 m^3	17.3%	北米	12.8 兆 m^3	6.8%
トルクメニスタン	17.5 兆 m^3	9.4%	米国	10.4 兆 m^3	5.6%
中東	80.0 兆 m^3	42.8%	アフリカ	14.1 兆 m^3	7.5%
イラン	34.0 兆 m^3	18.2%	ラテンアメリカ	7.6 兆 m^3	4.1%
カタール	24.5 兆 m^3	13.1%	合計	186.9 兆 m^3	100%

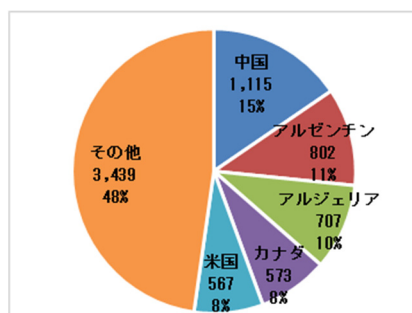
注：四捨五入の関係により、各項目の和が合計値に合わないことがある（以下同じ）。

出所：BP「Statistical Review of World Energy 2016」を基に当委員会作成。

近年、米国において非在来型天然ガスの探鉱及び開発が進展した結果、米国の確認埋蔵量は 2005 年末時点で約 5.8 兆 m^3 であったが、2015 年末時点で約 10.4 兆 m^3 に達した。また、米国以外に、中国、アルゼンチン、アルジェリア、カナダ等にもシェールガスの推定埋蔵量が認められる（図 39）。しかし、各地域によって要因は異なるものの、地質構造が複雑である又は人口密集地域であるために探鉱及び開発コストが高いこと、パイプライン網が未整備であること、環境問題を生じる懸念が強いこと等の理由から、米国と異なり商業生産が開始されていない状況にある。

図 39 各国のシェールガス推定埋蔵量（2013 年末時点）

（単位：兆 ft^3 ）



出所：EIA「Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resource」（2013 年）を基に当委員会作成。

(2) 天然ガスの生産・消費量

天然ガスは、石油とは異なり、季節間調整を除き、基本的に⁷¹貯蔵を行わないため、生産量と消費量がおおむね一致する。

ア 生産量

(7) 生産量の実績

世界の天然ガス生産量は、2000年に約2兆5027億 m^3 、2010年に約3兆2873億 m^3 、2015年に約3兆5895億 m^3 と増加傾向にある。

国別にみると、2015年時点で、米国が約7690億 m^3 で世界の約21.4%、ロシアが約6379億 m^3 で世界の約17.8%であり、両国の生産量が突出して多い(表4)。

(4) 生産量の見通し

従来、北米、欧州、ロシア、東南アジア等が天然ガスの主な生産地域であったが、近年、豪州、中東、アフリカ等の生産量が増加している。また、米国は、シェール革命により2000年代後半からシェールガスの生産量が急速に増加している。米国及び豪州の生産量の増加は今後も堅調に続く見込まれる一方で、他の国・地域における天然ガスの生産量の増加は減速する見込みである。しかし、世界全体の生産量は、当面、増加を続ける見込みである。

他方、近年の天然ガスの供給超過と価格の低下を受け、上流分野の開発投資が急速に減速した(図40)ため、潜在的な生産余力を有する豪州や米国を含め、2016年は新規プロジェクトの最終投資決定(FID)がほとんど実施されていない状況(図41)にあり⁷²、長期的には世界全体の天然ガスの需給が逼迫する可能性がある。

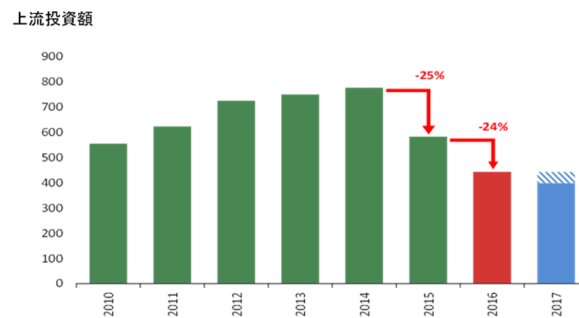
IEAは、世界の天然ガス生産量は、2015年から2021年までに約3340億 m^3 増加するものの、当該期間の平均増加率は年1.5%となり、近年に比べて増加率は緩やかになると予測している。

⁷¹ 北米や欧州においては、枯渇した油田・ガス田、岩塩層など、天然ガスの貯蔵に比較的適した堅固な地層があること等から、天然ガスを長期的に貯蔵するための地下貯留が商業的に行われてきたが、北米及び欧州における地下貯留が可能な天然ガスは、合計約2733億 m^3 に過ぎず、一般的には気体による保存は体積が大きいため困難である。液化してLNGとすれば体積が約600分の1となり、タンクへの貯蔵も気体に比べ容易となるが、BOGの発生による損失や低温を維持するコスト等を考慮する必要があるため、長期間の貯蔵に向いているとはいえない。

⁷² 豪州や米国で今後予定されている大部分の新規プロジェクトの生産開始は、今後の天然ガス需要及びガス価格の見通しが現在よりも高かった時期(2009年～2015年頃)に行われた最終投資決定(FID)によるものである。

図 40 2010 年～2017 年の世界の開発投資の推移

(単位:10 億ドル)

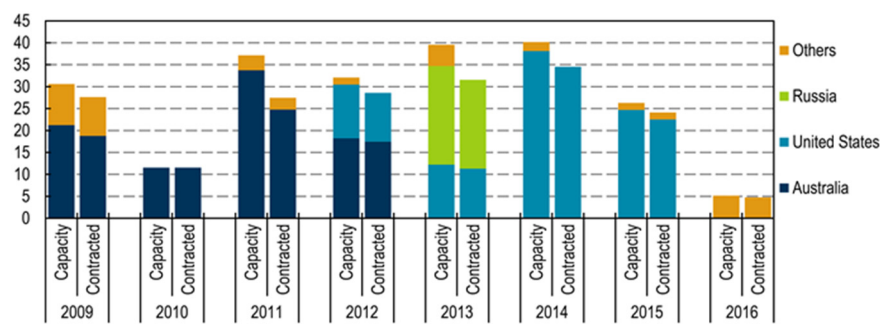


注 : 2016 年は見込み。2017 年は予想。

出所 : IEA「World Energy Investment 2016」を基に当委員会加工。

図 41 2009 年～2016 年の最終投資決定 (FID) 総決定量

(単位:10 億 m³)



出所 : IEA「Medium-Term Gas Market Report 2016」

イ 消費量

(7) 消費量の実績

世界の天然ガス消費量は、2000 年に約 2 兆 5073 億 m³、2010 年に約 3 兆 3321 億 m³、2015 年に約 3 兆 5712 億 m³と増加傾向にある。

国別にみると、2015 年時点で、米国が約 7780 億 m³で世界の 21.8%、ロシアが約 4615 億 m³で世界の 12.9%であり、両国の消費量が突出して多い(表 5)。

(4) 消費量の見通し

従来、日本、北米、欧州、ロシア等が天然ガスの主な消費国であったが、近年、中国、インド、東南アジア等のアジア諸国や中東諸国の天然ガス消費量が増加している。

IEA は、世界の天然ガス消費量は、2015 年から 2021 年までに約 3400 億 m³増加するものの、当該期間の平均増加率は年 1.5%となり、過去 5 年間に比べて増加率は緩やかになると予測している。具体的には、経済成長等を背景として、中国、東南アジア、南アジア、中東等の消費量が増加するが、北米及び欧州の消費量の増加は減速し、日本の消費量は減少すると予測している。また、IEA は、2020 年代半ばまで世界の天然ガス市場は供給超過が続くと予測しており、特に中国の天然ガス消費量が増加しなければ、その想定よりも供給超過は長期にわたるとしている。

表4 地域別の天然ガス生産量（2015年）

欧州	2789 億m ³	7.8%
ノルウェー	1216 億m ³	3.4%
ロシア等	8350 億m ³	23.3%
ロシア	6379 億m ³	17.8%
中東	5821 億m ³	16.2%
イラン	1839 億m ³	5.1%
カタール	1640 億m ³	4.6%
アジア	4611 億m ³	12.8%
中国	1339 億m ³	3.7%
オセアニア	710 億m ³	2.0%
北米	9745 億m ³	27.1%
米国	7690 億m ³	21.4%
カナダ	1635 億m ³	4.6%
アフリカ	2084 億m ³	5.8%
中南米	1785 億m ³	5.0%
合計	3 兆 5895 億m ³	100%

表5 地域別の天然ガス消費量（2015年）

欧州	5048 億m ³	14.1%
ロシア等	5877 億m ³	16.5%
ロシア	4615 億m ³	12.9%
中東	5173 億m ³	14.5%
イラン	1827 億m ³	5.1%
アジア	6619 億m ³	18.5%
中国	1909 億m ³	5.3%
日本	1239 億m ³	3.5%
オセアニア	438 億m ³	1.2%
北米	9580 億m ³	26.8%
米国	7780 億m ³	21.8%
カナダ	1025 億m ³	2.9%
アフリカ	1280 億m ³	3.6%
中南米	1697 億m ³	4.8%
合計	3 兆 5712 億m ³	100%

出所： IEA「Natural Gas Information 2016」を基に当委員会作成。

(3) 天然ガスの輸出入量

ア 輸出入量の実績

世界の天然ガス輸出入量は、輸入量でみると、2000年に約6445億 m^3 、2010年に約9883億 m^3 、2015年に約1兆334億 m^3 と増加傾向にある。

世界の天然ガス生産・消費量に占める天然ガス輸出入量の割合は、2000年に約26%、2010年に約30%、2015年に約29%となっている。

国別の天然ガス輸出量をみると、2015年時点で、ロシア、カタール、ノルウェー、カナダの4か国で合計約5092億 m^3 であり、世界の48.4%を占めている（表6）。

国別の天然ガス輸入量をみると、2015年時点で、日本、ドイツ、米国、イタリア、中国の5か国で合計約4165億 m^3 であり、世界の40.3%を占めている（表7）。

表6 各国別の天然ガス輸出量（2015年）

ロシア	2007 億 m^3	19.1%
カタール	1154 億 m^3	11.0%
ノルウェー	1148 億 m^3	10.9%
カナダ	783 億 m^3	7.4%
オランダ	510 億 m^3	4.8%
トルクメニスタン	505 億 m^3	4.8%
米国	504 億 m^3	4.8%
アルジェリア	439 億 m^3	4.2%
その他	3463 億 m^3	32.9%
合計	1 兆 512 億 m^3	100%

表7 各国別の天然ガス輸入量（2015年）

日本	1170 億 m^3	11.3%
ドイツ	1031 億 m^3	10.0%
米国	770 億 m^3	7.4%
イタリア	612 億 m^3	5.9%
中国	582 億 m^3	5.6%
トルコ	482 億 m^3	4.7%
イギリス	447 億 m^3	4.3%
フランス	444 億 m^3	4.3%
韓国	434 億 m^3	4.2%
その他	4363 億 m^3	42.2%
合計	1 兆 334 億 m^3	100%

注：輸出量と輸入量は、通関手続、輸送等による時間差が存在するため、一致しない。

出所：IEA「Natural Gas Information 2016」を基に当委員会作成。

イ 輸出入量の見通し

従来は、ロシア、カナダ、オランダ等が天然ガスの主な輸出国であったが、近年、カタール、ノルウェー、トルクメニスタン等の天然ガス輸出量が増加し、輸出国が多様化してきた。

従来、米国、ドイツ、日本等が天然ガスの主な輸入国であったが、近年、シェール革命により米国の天然ガス輸入量が減少に転じ、また、経済成長等によって中国等の天然ガス輸入量が大幅に増加し、輸入国が多様化してきた。

BP統計⁷³は、天然ガス生産・消費量に占める天然ガス輸出入量の割合は、今後も引き続き30%程度と予測している。

⁷³ 本報告書において、BP統計とは、BP「Energy Outlook 2017」又はBP「Statistical Review of World Energy 2016」をいう。

(4) PNGの輸出入量

世界の PNG 輸出入量は、2000 年に約 5246 億 m^3 、2010 年に約 6803 億 m^3 、2015 年に約 7113 億 m^3 と増加傾向にある。

国別の PNG 輸出量をみると、2015 年時点で、ロシア、ノルウェー、カナダの 3 か国で合計約 3638 億 m^3 であり、世界の 51.2%を占めている（表 8）。

国別の PNG 輸入量をみると、2015 年時点で、ドイツ、米国、イタリアの 3 か国で合計約 2327 億 m^3 であり、世界の 32.7%を占めている（表 9）。

表 8 各国別の PNG 輸出量（2015 年）

ロシア	1900.6 億 m^3	26.7%
ノルウェー	994.3 億 m^3	14.0%
カナダ	743.5 億 m^3	10.5%
オランダ	557.6 億 m^3	7.8%
米国	491.0 億 m^3	6.9%
トルクメニスタン	364.4 億 m^3	5.1%
アルジェリア	293.4 億 m^3	4.1%
カタール	198.4 億 m^3	2.8%
ボリビア	174.8 億 m^3	2.5%
ミャンマー	149.3 億 m^3	2.1%
インドネシア	144.4 億 m^3	2.0%
イギリス	130.0 億 m^3	1.8%
その他	971.0 億 m^3	13.7%
合計	7112.7 億 m^3	100%

表 9 各国別の PNG 輸入量（2015 年）

ドイツ	1030.6 億 m^3	14.5%
米国	743.8 億 m^3	10.5%
イタリア	552.6 億 m^3	7.8%
トルコ	405.8 億 m^3	5.7%
フランス	378.8 億 m^3	5.3%
オランダ	354.3 億 m^3	5.0%
中国	330.0 億 m^3	4.6%
イギリス	309.5 億 m^3	4.4%
メキシコ	300.8 億 m^3	4.2%
カナダ	190.2 億 m^3	2.7%
スペイン	188.8 億 m^3	2.7%
ベラルーシ	187.9 億 m^3	2.6%
アラブ首長国連邦	178.5 億 m^3	2.5%
ウクライナ	161.7 億 m^3	2.3%
ベルギー	161.2 億 m^3	2.3%
その他	1638.2 億 m^3	23.0%
合計	7112.7 億 m^3	100%

出所：IEA「Natural Gas Information 2016」を基に当委員会作成。

(5) LNGの輸出入量

世界の LNG 輸出入量は、2000 年に約 1385 億 m^3 、2010 年に約 2994 億 m^3 、2015 年に約 3222 億 m^3 と増加傾向にある。

また、天然ガス輸出入量に占める LNG 輸出入量の割合は、2000 年時点で約 19%、2010 年時点で約 30%、2015 年時点では約 31%と増加傾向にある。背景として、アジアの天然ガス需要が経済成長に伴い増加しているところ、アジアは、一般に天然ガスの生産地から離れていること、島国であること等の理由から、パイプラインに経済性がない国も少なくないなどの事情により、LNG 取引が基本である国が多いことが挙げられる。

BP 統計は、天然ガス輸出入量に占める LNG 輸出入量の割合は、今後も増加する見込みであり、2035 年には天然ガス輸出入量の約半分が LNG 輸出入量になるものと予測としている。

国別の LNG 輸出量をみると、2015 年時点で、カタール、豪州、マレーシアの 3 か国で合計約 1706 億 m^3 であり、世界の 52.9%を占めている（表 10）。

国別の LNG 輸入量をみると、2015 年時点で、日本、韓国、中国の 3 か国で合計約 1856 億 m^3 であり、世界の 57.6%を占めている（表 11）。

表 10 各国・地域別の LNG 輸出量 (2015 年)

カタール	993.4 億 m^3	30.8%
豪州	374.8 億 m^3	11.6%
マレーシア	337.3 億 m^3	10.5%
ナイジェリア	238.1 億 m^3	7.4%
インドネシア	216.9 億 m^3	6.7%
アルジェリア	166.1 億 m^3	5.2%
トリニダード・トバゴ	154.5 億 m^3	4.8%
ロシア	141.2 億 m^3	4.4%
オマーン	104.6 億 m^3	3.2%
ブルネイ	86.3 億 m^3	2.7%
アラブ首長国連邦	80.8 億 m^3	2.5%
ノルウェー	58.4 億 m^3	1.8%
赤道ギニア	47.2 億 m^3	1.5%
ペルー	44.8 億 m^3	1.4%
その他	177.4 億 m^3	5.5%
合計	3221.8 億 m^3	100%

表 11 各国・地域別の LNG 輸入量 (2015 年)

日本	1170.0 億 m^3	36.3%
韓国	434.3 億 m^3	13.5%
中国	251.6 億 m^3	7.8%
インド	177.9 億 m^3	5.5%
台湾	172.9 億 m^3	5.4%
イギリス	137.5 億 m^3	4.3%
スペイン	135.5 億 m^3	4.2%
トルコ	76.5 億 m^3	2.4%
メキシコ	65.9 億 m^3	2.0%
フランス	65.0 億 m^3	2.0%
ブラジル	63.3 億 m^3	2.0%
イタリア	59.4 億 m^3	1.8%
アルゼンチン	53.5 億 m^3	1.7%
その他	358.5 億 m^3	11.1%
合計	3221.8 億 m^3	100%

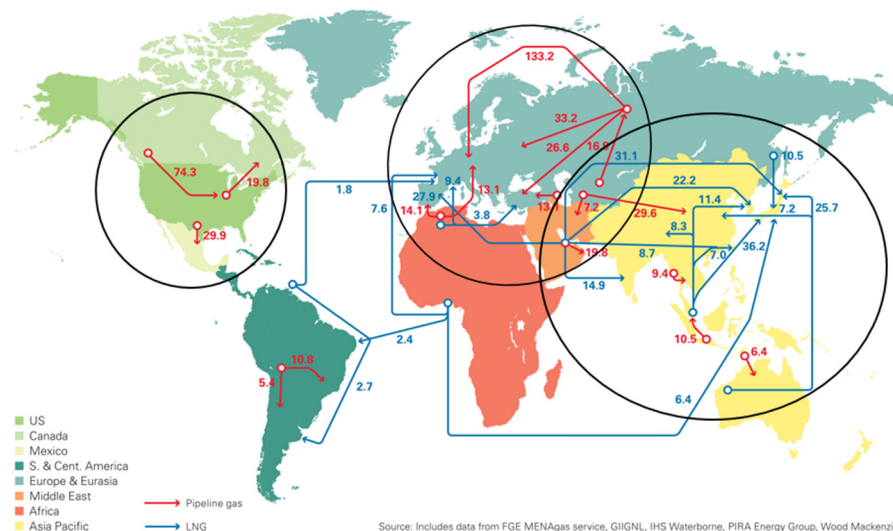
出所： IEA「Natural Gas Information 2016」を基に当委員会作成。

(6) 輸送距離

天然ガスの長期契約による輸出入取引は、現状、主に輸送距離の関係上、北米域内、欧州向け及びアジア向けに大きく区分できる（図 42）。

図 42 世界の主な天然ガス輸出入取引（2015 年）

（単位：10 億 m³）



注：矢印に記載した数字は取引量（単位：10 億 m³）を表す。

出所：BP「Statistical Review of World Energy 2016」。ただし、黒円は当委員会付記。

欧州及びアジアの天然ガスの輸入割合を供給国別に比較すると、欧州の天然ガス輸入量の供給国別のシェアは、ロシア、ノルウェー、オランダ、アルジェリアの4か国で約78%を占めている（図 43）。アジアの天然ガス輸入量の供給国別のシェアは、カタール、豪州、インドネシア、マレーシア、トルクメニスタンの5か国で約69%を占めている（図 44）。

図 43 欧州の天然ガス輸入量の供給国別のシェア（2015 年）

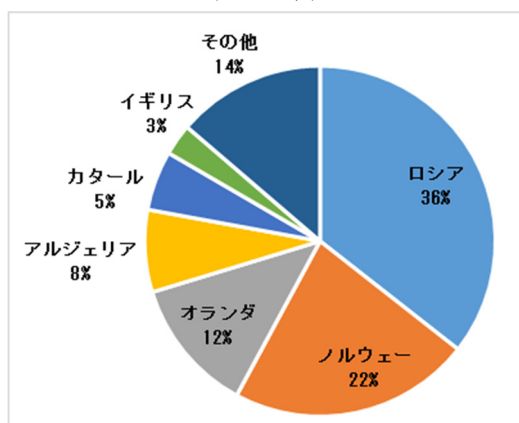
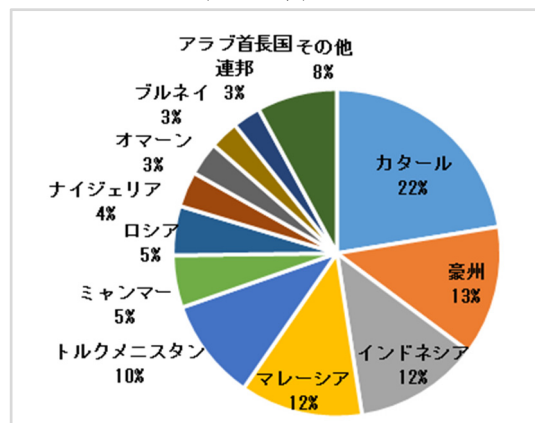


図 44 アジアの天然ガス輸入量の供給国別のシェア（2015 年）

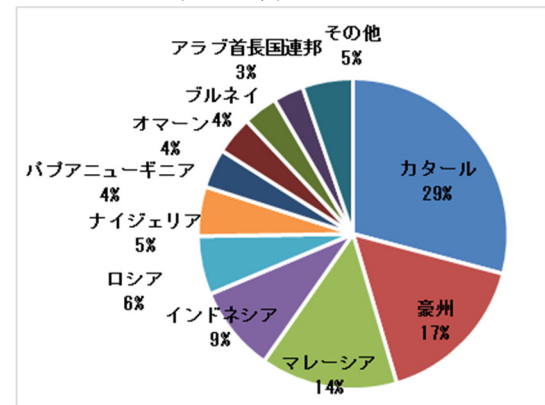
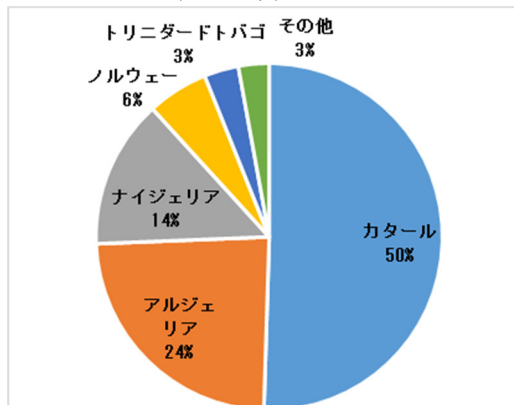


注：欧州及びアジアの輸入量の統計を用いたものである。

出所：IEA「Natural Gas Information 2016」を基に当委員会作成。

また、欧州及びアジアの LNG 輸入割合を供給国別に比較すると、欧州の LNG 輸入量の供給国別のシェアは、カタール、アルジェリア、ナイジェリアの3か国で約88%を占めている（図45）。アジアの LNG 輸入量の供給国別のシェアは、カタール、豪州、マレーシアの3か国で約60%を占めている（図46）。

図 45 欧州の LNG 輸入量の供給国別のシェア（2015 年）



注： 欧州及びアジアの輸入量の統計を用いたものである。自国で生産・消費する数量は含まない。

出所： BP「Statistical Review of World Energy 2016」を基に当委員会作成。

このように、天然ガスの輸出入取引は、輸送距離が近い供給国と需要国の間の取引において輸出入量が多い。この傾向は、取引数量の大きい長期契約の輸出入取引において顕著である。

しかし、LNG のスポット輸出入取引は、多くの場合、天然ガスの価格差を利用した収益の確保を目的とする裁定取引として実施されているため、販売価格とコストが見合えば世界全体で取引が実施されている。実際に、少量ではあるものの、欧州、アルジェリア、エジプト、赤道ギニア、トリニダード・トバゴ等から日本や韓国への輸出や、東南アジアや豪州から中東やメキシコへの輸出がスポット取引により実施されている。

＜参考＞LNG の短期・スポット輸出入取引

近年，LNG 取引においては，短期・スポット契約⁷⁴が増加している。

LNG 輸出入量に占める短期・スポット契約の割合は，2005 年時点で 12.9%，2010 年時点で 18.9%，2015 年時点では 27.9%と増加傾向にある。このうちスポット契約⁷⁵の割合は，2015 年時点で約 15%，2016 年で約 18%と増加傾向にある。

国別の短期・スポット契約による LNG 輸出量をみると，2016 年時点で，カタール，ノルウェー，豪州の 3 か国で合計約 4163 万トンであり，世界の 55.8%を占めている（表 12）。

国別の短期・スポット契約による LNG 輸入量をみると，2016 年時点で，日本，インド，エジプトの 3 か国で合計約 3250 万トンであり，世界の 43.6%を占めている（表 13）。

表 12 各国別の短期・スポット契約における LNG 輸出量（2016 年）

カタール	2039 万トン	27.3%
ナイジェリア	1078 万トン	14.5%
豪州	1046 万トン	14.0%
トリニダード・トバゴ	505 万トン	6.8%
インドネシア	478 万トン	6.4%
その他	2311 万トン	31.0%
合計	7457 万トン	100%

表 13 各国別の短期・スポット契約における LNG 輸入量（2016 年）

日本	1506 万トン	20.2%
インド	994 万トン	13.3%
エジプト	750 万トン	10.1%
中国	531 万トン	7.1%
韓国	490 万トン	6.6%
その他	3186 万トン	42.8%
合計	7457 万トン	100%

出所： GIIGNL 「The LNG Industry 2017」を基に当委員会作成。

⁷⁴ 本参考では，GIIGNL の定義に基づき，4 年未満の契約を短期・スポット契約とし，4 年以上の契約を中・長期契約としている。

⁷⁵ 本参考では，GIIGNL の定義に基づき，契約締結後，LNG を 3 か月以内に全て引き渡す契約をスポット契約としている。

2 欧州

(1) 概要

欧州は、発電用、産業用及び民生用に、ロシア、ノルウェー、オランダ、アルジェリア等から天然ガスを輸入している。現在、イギリス、ドイツ、イタリア及びフランスの4か国で消費する天然ガスは、欧州で消費する天然ガスの約7割を占めている。

IEA は、今後、欧州の天然ガス生産量は減少する一方、欧州の天然ガス消費量は現在の水準を維持するため、欧州の天然ガス輸入量は増加すると予測している。また、IEA は、今後、欧州は LNG の輸入比率を増加する方針であるとしている。

(2) 天然ガス生産国

オランダは、主に、1959 年に発見したフローニンゲンガス田の天然ガスを PNG として輸出している。フローニンゲンガス田の生産量減退に伴い、輸出量は減少傾向にある。

ノルウェーは、北海や北極海の天然ガスを PNG 又は LNG として輸出しており、現在、世界第3位の天然ガス輸出国である。天然ガス生産量は2013年以降減少していたが、新規プロジェクトの開始により回復傾向にある。現在、PNG 輸出先は欧州であり、LNG 輸出先は欧州及びラテンアメリカがほとんどである。同国唯一の LNG プロジェクトであるスノービットプロジェクトの LNG 生産能力は年間約420万トンであり、輸出量も同水準にある。

(3) 天然ガス消費国

現在、ドイツ、イタリア、フランス、オランダ及びイギリスの5か国で欧州の PNG 輸入量の過半を占めている。また、現在、イギリス、スペイン、フランス及びイタリアの4か国で欧州の LNG 輸入量の大半を占めている。

イギリスやフランスは、オランダやノルウェーからの PNG 輸入が多く、ドイツは、ロシア、オランダ、ノルウェー等からの PNG 輸入が多い。中東欧はロシアからの PNG 輸入が多い。スペインやイタリアは、カタールやアルジェリアからの LNG 輸入が多い。

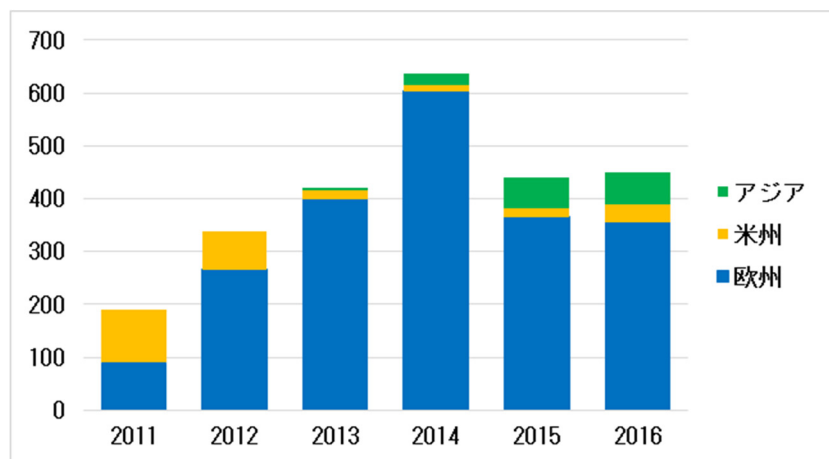
また、欧州の電力・ガス事業を実施しているユーティリティ企業⁷⁶が天然ガスを欧州域内外で調達している。ユーティリティ企業は、価格変動リスクの緩和等を目的として、天然ガスの調達先の多様化を進めている。また、上流事業に積極的に進出しているほか、ポートフォリオ契約やスポット契約の売主としても活動している。2012年以降、アジアの需給逼迫を背景として、欧州のユーティリティ企業は、アジアに対して再出荷設備を用いた LNG の再販売を実施していた（図47）。

再出荷設備を用いた再販売は、一定の再出荷コストを必要とするため、欧州のユーティリティ企業は、自社の LNG 調達価格と再販売先の LNG 調達価格に一定の価格差があり、再出荷コストを上乗せしても利益が得られる場合に再販売を実施している。

⁷⁶ 欧州のユーティリティ企業の例として、Centrica 社、ENGIE 社、EDF 社、E.ON 社（独）、RWE 社（独）、Gas Natural Fenosa 社、Iberdrola 社、Enel 社等が挙げられる。

IEA は、欧州のユーティリティ企業による再出荷設備を用いた LNG の再販売は、主に、カタール産やアルジェリア産の LNG について、契約当事者間で仕向地変更による再販売が合意できない場合に利用されているとしている。

図 47 再出荷設備を用いて LNG の再販売を実施する受入基地の所在地域（単位：万トン）



出所： GIIGNL「The LNG Industry 2017」等を基に当委員会作成。

3 ロシア等

(1) 概要

ロシア等においては、主にロシアが欧州に大量の PNG を輸出している。近年もパイプラインの建設が進められており、中国の需要増加等を踏まえたパイプラインの建設も計画されている。

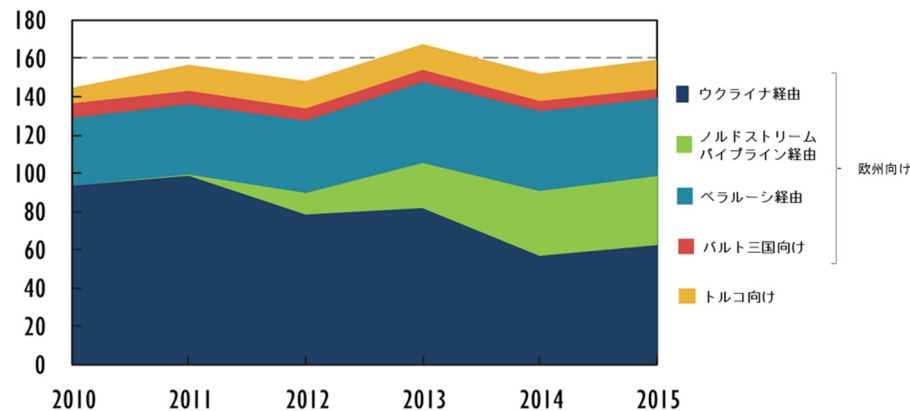
IEA は、今後、ロシア等の天然ガス生産量は、トルクメニスタン及びアゼルバイジャンの両国を中心として増加する一方、ロシア等の天然ガス消費量は、基本的に現在の水準を維持すると予測している。

(2) ロシア

ロシアは、世界第2位の確認埋蔵量を有しており、現在、世界第1位の天然ガス輸出国である。現在の PNG 輸出先は、欧州、トルコ等がほとんどである（図 48）。

図 48 ロシアの PNG 輸出量の推移

(単位：10 億 m³)



出所： IEA「Medium-Term Gas Market Report 2016」を基に当委員会加工。

IEA は、現在、ロシアによる欧州向け PNG 輸出量は、欧州の消費量の約 30%、欧州の輸入量の約 65%を占めているが、今後、欧州が LNG の輸入比率を増加させる方針であるため、ロシアによる欧州向け PNG 輸出量は若干減少すると予測している。

現在、サハリンにおいて、NOC の Gazprom 社が過半を出資する Sakhalin Energy Investment 社がサハリン II プロジェクトを運営している。同プロジェクトは、2009 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。LNG 生産能力は年間約 960 万トンであり、輸出量も同水準にある。

また、北極海に面したロシア中央北部のヤマル半島において、民間企業の Novatek 社がヤマルプロジェクトの開発を進めている。同プロジェクトの LNG 輸出先は欧州やアジアを想定している。LNG 生産能力は年間約 1650 万トンである。

(3) その他

トルクメニスタンは、世界第四位の確認埋蔵量を有しており、現在の PNG 輸出先はロシア及び中国である。IEA は、トルクメニスタンの今後の輸出量は中国の需要動向の影響を受けると予測している。

アゼルバイジャンは、一般に、今後、欧州向けの PNG 輸出量が増加するといわれている。

4 中東

(1) 概要

中東においては、主にカタールが欧州やアジアに大量の LNG を輸出している。近年、中東では天然ガス国内需要が増加し、一部で LNG 輸入を開始する動きがみられる。

IEA は、今後、中東の天然ガス生産量はイラン及びサウジアラビアの両国⁷⁷を中心として増加し、同時に、中東の天然ガス消費量も増加すると予測している。

(2) カタール

カタールは、世界第3位の確認埋蔵量を有しており、現在、世界第2位の天然ガス輸出国である。カタールでは、NOC の Qatar Petroleum 社が大部分を出資する Qatargas 社及び RasGas 社の両社⁷⁸が LNG プロジェクトを運営している。カタールは、1997 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先はアジア及び欧州がほとんどである。カタールの LNG 生産能力は年間約 7700 万トンであり、輸出量も同水準で、世界の LNG 輸出量の約 31% を占めており、2006 年以降、世界第1位の LNG 輸出国である。

なお、今後、カタールの LNG 輸出量は増加するといわれている⁷⁹。

(3) オマーン

オマーンでは、政府が過半を出資するプロジェクト会社である Oman LNG 社が LNG プロジェクトを運営している。オマーンは、2000 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。オマーンの LNG 生産能力は年間約 1070 万トンであるが、輸出量は近年減少しており、年間 750～850 万トンである。LNG 輸出量の減少は、近年、発電用等の天然ガス国内需要が増加し、国内で生産した天然ガスを国内消費に充てているためであるが、今後、国内ガス開発の進展により、LNG 輸出量は回復する見込みであるといわれている。

(4) アラブ首長国連邦

アブダビでは、NOC のアブダビ国営石油会社が大部分を出資するアブダビガス液化会社が LNG プロジェクトを運営している。アブダビは、1977 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は日本がほとんどである。アブダビの LNG 生産能力は年間約 580 万トンであり、輸出量も同水準にある。

他方、アブダビやドバイでは、近年、発電用等の天然ガス国内需要が増加しているが、2007 年に PNG 輸入、2010 年に LNG 輸入を開始して国内需要に充てているため、アブダビの LNG 輸出量は維持されている。

⁷⁷ IEA は、イラン及びサウジアラビアは、少なくとも 2021 年まで LNG 輸出入取引のない孤立した市場であると予測しており、生産量の増加が国外市場に影響を与えとしても近隣諸国に限られるとしている。

⁷⁸ Qatar Petroleum 社は、2016 年 12 月に、2017 年中に Qatargas 社及び RasGas 社を統合するという計画を発表している。

⁷⁹ Qatar Petroleum 社は、2017 年 4 月に、ノースフィールドガス田の開発中止を解除し、開発の再開を検討すると発表している。

(5) その他

イランは、世界第1位の確認埋蔵量を有しているものの、従来、経済制裁によって、トルコに対する PNG 輸出を除き、天然ガスの輸出を見込めず、天然ガス開発は進んでいなかった。現在、経済制裁の解除を受け、新規プロジェクトの検討が進められている。

サウジアラビアは、従来、石油生産の随伴ガスとしてのみ天然ガスを生産していたものの、近年、非随伴ガスとしての天然ガスの生産を拡大している。ただし、現在、生産した天然ガスは自国内で消費している。

イエメンは、2009 年に LNG 輸出を開始し、その後の LNG 輸出先は東アジアがほとんどであった。LNG 生産能力は年間約 670 万トンであったが、2015 年 4 月に内戦のために生産を停止しており、現状、生産再開は難しいといわれている。

クウェートやヨルダンでは、天然ガス国内需要が増加しているため、LNG 輸入を開始しており、今後も LNG の輸入量は増加するといわれている。

5 東南アジア・南アジア

(1) 概要

東南アジアは、従来、主要な LNG 輸出地域であったが、近年、天然ガス国内需要の増加を踏まえ、一部で LNG 輸出を削減する又は LNG 輸入を開始する動きがみられる。

IEA は、今後、東南アジアや南アジアの天然ガス生産量は、基本的に現在の水準を維持する一方、東南アジアや南アジアの天然ガス消費量は、インドネシア及びインドの両国を中心として増加すると予測している。

(2) マレーシア

マレーシアでは、NOC の Petronas 社が大部分を出資する Malaysia LNG 社等が LNG プロジェクトを運営している。マレーシアは、1983 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。マレーシアの LNG 生産能力は年間約 2780 万トンであり、輸出量も同水準で、世界第3位の LNG 輸出国である。

近年、発電用等の天然ガス国内需要が増加しているものの、マレーシアは、LNG 輸出を維持しつつ国内供給量を確保するため、2013 年に LNG 輸入を開始した。そのため、一般に、今後も堅調な LNG 輸出を維持するといわれている。

(3) インドネシア

インドネシアでは、一般に、天然ガスの生産・販売にはインドネシア政府の意向が強く反映されるといわれている。

インドネシアは、1977 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。インドネシアは、1984 年から 2005 年までの間、世界第1位の LNG 輸出国であったが、その後、既存ガス田の生産量の減退、国内需要の増加等を受けて LNG 輸出を漸次削減している。現在の輸出量は年間 1700～1800 万トンであり、世界第五位の LNG 輸出国である（表 14）。

表 14 インドネシアの LNG プロジェクト（現在生産中）⁸⁰

プロジェクト名	稼働開始	年間生産能力	オペレーター
ボンタン	1977 年	約 2230 万トン	Badak NGL 社
タンゲー	2009 年	約 760 万トン	BP Berau 社
ドンギ・スノロ	2015 年	約 200 万トン	Donggi Senoro LNG 社

出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

近年、産業用（化学肥料等）や発電用の天然ガス国内需要が増加したため、インドネシア政府は、ボンタン LNG プロジェクトにおいて 2010 年以降に契約期間が満了となる長期契約は原則延長しない方針とし、LNG 輸出を大幅に削減して国内向け LNG 供給に振り替えた。

IEA は、既存ガス田の生産量の減退、天然ガス国内需要の増加等により、インドネシアの LNG 輸出は今後減少していくと予測している。

（4）ブルネイ

ブルネイでは、政府が半数を出資するプロジェクト会社である Brunei LNG 社が LNG プロジェクトを運営している。ブルネイは、1972 年に日本への LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。LNG 生産能力は年間約 710 万トンであり、輸出量は年間 650～700 万トンである。一般に、今後も堅調な LNG 輸出を維持するといわれている。

（5）インド

インドは、産業用（化学肥料等）の天然ガス国内需要が増加したため、2004 年に LNG 輸入を開始し、現在の LNG 輸入先はカタールが大半である。近年の輸入量は年間 1300～1400 万トンであり、現在、世界第四位の LNG 輸入国である。一般に、今後、天然ガス消費量が増加し、LNG 輸入が増加するといわれている。

（6）その他

近年、産業用や発電用の天然ガス国内需要の急増に国内生産等が追い付かないとして、タイが 2011 年、シンガポールが 2013 年、パキスタンが 2015 年に LNG 輸入を開始した。また、ベトナム、フィリピン及びバングラデシュも LNG 輸入を開始する予定である。

一般に、東南アジア・南アジアの各国は、今後、天然ガス消費量が増加し、LNG 輸入が増加するといわれている。

⁸⁰ アルン LNG プロジェクトは生産減退により 2014 年に生産停止となった。また、新規プロジェクトとして、センカン LNG プロジェクト及びアバディ LNG プロジェクトが計画されている。

6 東アジア

(1) 概要

東アジアは、発電用、産業用及び民生用に、主に、東南アジア、豪州、中東等から天然ガスを輸入している。日本、韓国、中国及び台湾の LNG 輸入量の合計は、世界の LNG 輸入量の約 6 割を占めている。

IEA は、日本、韓国等⁸¹の天然ガス消費量は、今後、日本の消費低迷により若干減少するものの、基本的に現在の水準を維持すると予測している。

(2) 日本

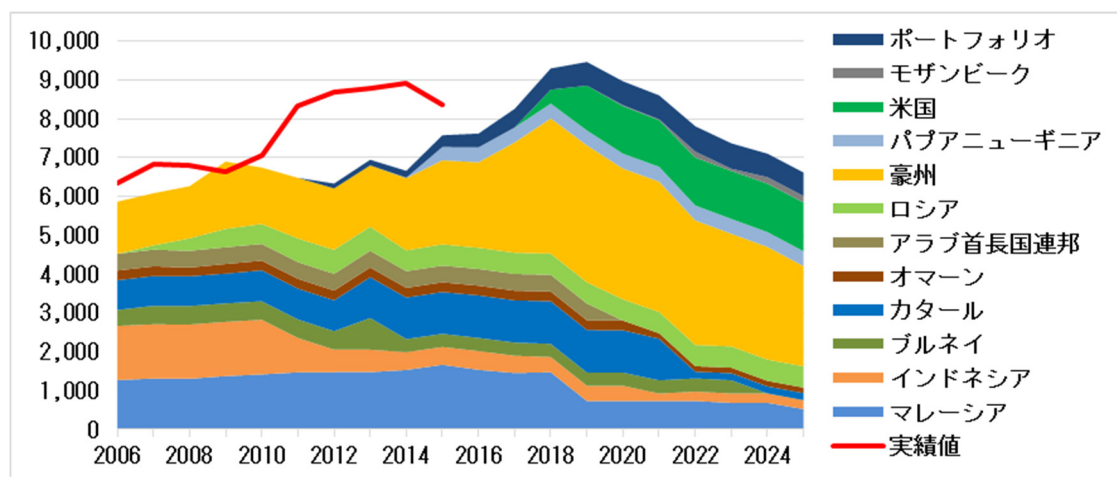
日本は、1969 年にアラスカから LNG 輸入を開始し、現在、豪州、マレーシア及びカタールの 3 カ国からの輸入量は総輸入量の過半を占めている。近年の LNG 輸入量は年間 8500 ～9000 万トンで、世界の LNG 輸入量の約 36%を占めており、世界第 1 位の LNG 輸入国である。

日本は天然ガス国内需要の 97%を LNG 輸入に依存している。日本の天然ガス国内需要は発電用、産業用及び民生用であり、電力会社及びガス会社が LNG を調達している。

IEA は、今後、日本の天然ガス消費量は、原子力発電所の再稼働、再生可能エネルギーの利用の拡大等の理由から、2021 年までに減少すると予測している。ただし、原子力発電所が再稼働するという前提に基づく不確実性の高い予測であると注記している。

また、IEA は、契約締結時に想定していたよりも天然ガス国内需要の増加率が低いため、今後、過剰契約になる可能性が高いとしている（図 49）。

図 49 日本の LNG 長期契約と LNG 輸入量 (単位:万トン)



出所： JOGMEC「天然ガスリファレンス・ブック」等を基に当委員会作成。

⁸¹ 日本、韓国等とは、経済協力開発機構（Organisation for Economic Co-operation and Development : OECD）に加盟するアジア・オセアニア地域の 4 か国（日本、韓国、豪州及びニュージーランド）を指す。

(3) 韓国

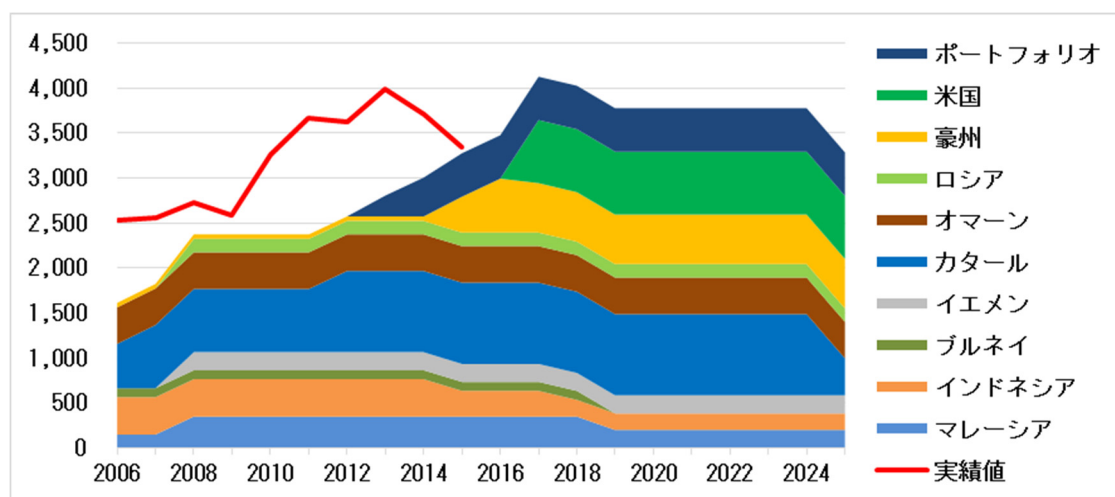
韓国は、1986年にLNG輸入を開始し、現在、カタール、オマーン、マレーシア、インドネシア及び豪州の5か国からの輸入量は総輸入量の大部分を占めている。近年の輸入量は年間3350～4000万トンであり、世界第2位のLNG輸入国である。

韓国のLNG輸入は、基本的に、韓国ガス公社（KOGAS）⁸²が調達している。

IEAは、今後、韓国の天然ガス消費量は、経済成長の減速、新規の石炭火力発電所の稼働、原子力発電所の再稼働等の理由から、2021年までに若干増加するものの、基本的に現在の水準を維持するにとどまると予測している。

また、IEAは、契約締結時に想定していたより国内の天然ガス需要の増加率が低いため、今後、過剰契約になる可能性があるとしている（図50）。

図50 韓国のLNG長期契約とLNG輸入量（単位：万トン）



出所： JOGMEC「天然ガスリファレンス・ブック」等を基に当委員会作成。

⁸² Korea Gas Corporation。韓国の天然ガスの卸売販売はKOGASが独占しており、各地域のガス会社等に天然ガスを供給している。また、韓国では、KOGASが国内パイプライン網の整備を進めており、日本と比べて国内パイプライン網が発達している。

(4) 中国

中国は、2006 年に LNG 輸入を開始し、現在、豪州、カタール、マレーシア及びインドネシアの 4 カ国からの輸入量は総輸入量の大部分を占めている。近年の輸入量は年間 1800～2000 万トンであり、世界第 3 位の LNG 輸入国である。

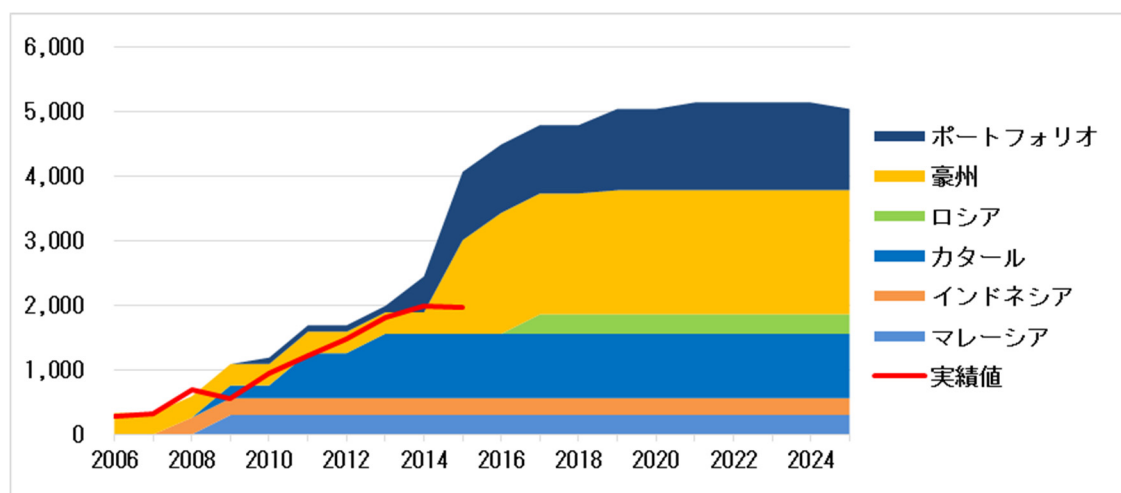
中国の LNG 輸入は、中国海洋石油総公司 (CNOOC)、中国石油化工集团公司 (Sinopec) 及び中国石油天然気股份有限公司 (ペトロチャイナ) の 3 社がほとんど寡占的に調達している。

IEA は、今後、中国の天然ガス生産量は大きく増加するものの、中国の天然ガス消費量は生産量以上に大幅に増加し、世界の天然ガス消費の増加量の 3 分の 1 以上を占めると予測している。この理由は、中国の経済成長は緩やかになっているものの、中国の天然ガス生産量の増加に伴う天然ガス価格の低下、環境規制の強化、中国の LNG 需要者の過剰調達等が消費を支えるためとしている。ただし、経済成長及び環境規制の今後の見通しが不透明であるため、中国の天然ガス国内需要の増加の見通しは不確実性が高いとしている。

また、IEA は、契約締結時に想定していたよりも国内の天然ガス需要の増加率が低いいため、今後、過剰契約になる蓋然性が高いとしている (図 51)。

図 51 中国の LNG 長期契約と LNG 輸入量

(単位: 万トン)



出所: JOGMEC「天然ガスリファレンス・ブック」等を基に当委員会作成。

(5) 台湾

台湾は、1990 年に LNG 輸入を開始し、現在、カタール、マレーシア及びインドネシアの 3 カ国からの輸入量は総輸入量の大部分を占める。近年の輸入量は年間 1250～1450 万トンである。

台湾の LNG 輸入は、台湾中油股份有限公司 (CPC) が独占的に調達している。

一般に、今後、台湾の天然ガス消費量は増加するといわれている。また、台湾の需要者は、現在、受入基地の増設を進めており、LNG 輸入量が今後増加するといわれている。

7 オセアニア

(1) 概要

オセアニアにおいては、豪州が東アジアに大量の LNG を輸出している。

IEA は、今後、オセアニアの天然ガス生産量は、新規 LNG プロジェクトの稼働により大きく増加すると予測している。

(2) 豪州

豪州では、複数の IOC 等が合弁事業会社を設立し、又はパートナーシップ契約を締結することで LNG プロジェクトが運営されている。豪州は、1989 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアが大部分である。

LNG 生産能力は、2015 年から 2017 年にかけて多数の新規プロジェクトが稼働開始した又は稼働予定であるため、2014 年の 2360 万トンから、2015 年は 3990 万トン、2016 年は 6450 万トンと大幅に増加しており、2017 年には 8590 万トンへ更なる増加が見込まれている（表 15）。輸出量も同水準であり、現在でも世界第 2 位の LNG 輸出国であるが、順調に新規プロジェクトの操業が開始されれば、2018 年に世界最大の LNG 輸出国となる見込みである⁸³。

表 15 豪州の LNG プロジェクト（現在、生産中又は建設中）⁸⁴

プロジェクト名	稼働開始	年間生産能力	オペレーター
北西大陸棚 (North West Shelf)	1989 年	約 1580 万トン	Woodside Energy 社
ダーウィン	2006 年	約 350 万トン	Darwin LNG 社
プルート	2012 年	約 430 万トン	Pluto LNG 社
グラッドストーン	2015 年	約 780 万トン	Santos 社
クィーンズランド・カーティス	2015 年	約 850 万トン	Royal Dutch Shell 社子会社
オーストラリア・パシフィック	2016 年	約 900 万トン	APLNG 社
ゴーゴン	2016 年	約 1560 万トン	Chevron 社子会社
ウィートストーン	2017 年	約 890 万トン	Chevron 社子会社
イクシス	2017 年	約 890 万トン	Ichthys LNG 社
プレリユード	2018 年	約 360 万トン	Royal Dutch Shell 社子会社

出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

なお、グラッドストーン LNG、クィーンズランド・カーティス LNG 及びオーストラリア・パシフィック LNG は、炭層ガス（CBM）プロジェクトである。

⁸³ ただし、豪州東海岸では、天然ガス需給が逼迫しており、今後、輸出量に影響が出る可能性がある。

⁸⁴ この外、新規プロジェクトとして、ブラウズ LNG プロジェクト、スカーバロー LNG プロジェクト、サンライズ LNG プロジェクト等が計画されている。

(3) パプアニューギニア

パプアニューギニアでは、IOC 等がパートナーシップ契約を締結して LNG プロジェクトを運営している。パプアニューギニアは、2014 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先は東アジアがほとんどである。LNG 生産能力は年間約 690 万トンであるが、新規 LNG プロジェクトの計画もある。一般に、LNG 輸出量が今後増加するといわれている。

8 北米

(1) 概要

北米、特に米国では、2000 年代後半以降、シェール革命により天然ガス生産量が大幅に増加した。同時に、それを契機として天然ガス価格が下落したため、天然ガス消費量も発電用を中心に大幅に増加した。

IEA は、北米の天然ガス生産量は、米国のシェールガスの生産拡大により、引き続き大きく増加し、世界の天然ガス生産の増加量の 3 分の 1 以上を占めると予測している。また、米国の新規 LNG プロジェクトの稼働により LNG 生産量も大きく増加する見込みである。他方、北米の天然ガス消費量も増加すると予測している。

(2) 米国

米国では、天然ガス生産者、パイプライン運営者及び液化事業者が垂直分離されている。米国の LNG プロジェクトは基本的に液化事業のみを対象としており、液化事業者が運営している。

米国は、従来、天然ガスの輸入国（輸入超過）であったが、シェールガスの生産量が拡大した 2008 年以降、天然ガスの輸入を削減し、輸出を拡大してきた。2016 年 2 月には米国本土からの LNG 輸出を開始⁸⁵しており、今後の PNG の輸出先はメキシコ、LNG の輸出先はアジア、欧州及び南米が多くなる見込みである。

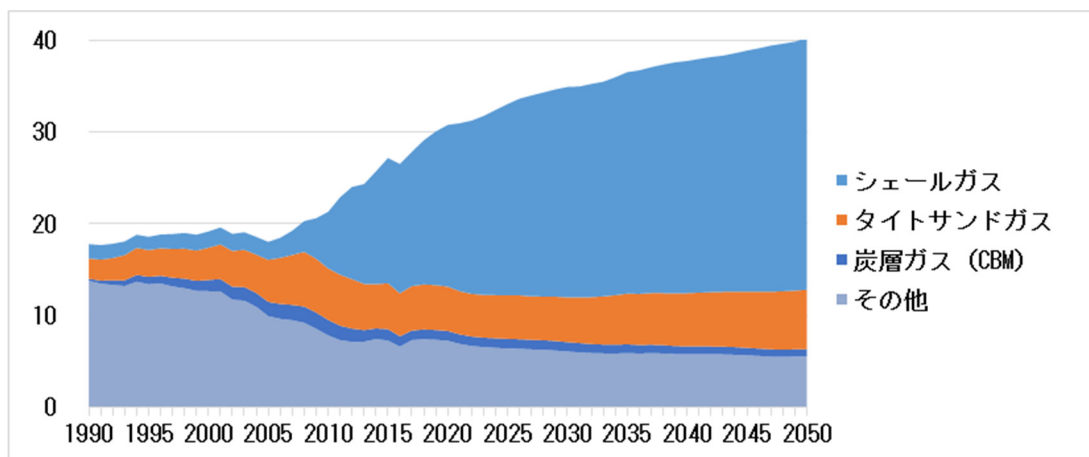
米国の天然ガス生産量は、2000 年から 2007 年まで横ばいであったが、2008 年以降、シェール革命により急速に増加している。

EIA は、生産技術の向上等により、米国の天然ガス生産量の増加は今後も続くと予測している。（図 52）。

⁸⁵ サビン・パス出荷基地からブラジルへ初カーゴを出荷した。この出荷が米国本土 48 州初の LNG 輸出である。日本においても、2017 年 1 月にサビン・パス出荷基地からの LNG 輸入を実施している。
なお、1969 年にアラスカ州から日本へ出荷したカーゴが米国初の LNG 輸出である。

図 52 米国の天然ガス生産量の今後の見通し

(単位:兆 ft³)



出所： EIA「Natural Gas Data」を基に当委員会作成。

米国の LNG 生産能力は、2016 年から 2018 年にかけて多数の新規プロジェクトが稼働開始した又は稼働予定であるため、現在の 1350 万トンから、2017 年に 1870 万トン、2018 年に 5290 万トンへ大幅な増加が見込まれている。その後も、新規 LNG プロジェクトが多数見込まれており、計画段階の LNG プロジェクトが最終投資決定（FID）に至れば、LNG 生産能力も一層増加することとなる。

表 16 米国の LNG プロジェクト

プロジェクト名	稼働開始	年間生産能力	液化系列数
サビン・パス	2016～19 年	約 2250 万トン (約 450 万トン)	合計 5 基（2 基建設中） 1 基追加予定（計画中）
コーブ・ポイント	2017 年	約 520 万トン	1 基（建設中）
キャメロン	2018 年	約 1200 万トン (約 800 万トン)	合計 3 基（建設中） 2 基追加予定（計画中）
フリーポート	2018 年	約 1320 万トン (約 440 万トン)	合計 3 基（建設中） 1 基追加予定（計画中）
コパス・クリスティ	2018 年	約 900 万トン (約 450 万トン)	合計 2 基（建設中） 1 基追加予定（計画中）
エルバ島	2018 年	約 250 万トン	合計 1 基（建設中）
レイク・チャールズ	2019 年	(約 1500 万トン)	合計 3 基予定（計画中）
マグノリア	2019 年	(約 800 万トン)	合計 4 基予定（計画中）
ゴールデン・パス	2020～21 年	(約 1560 万トン)	合計 3 基予定（計画中）

注 1： 米国エネルギー省及び米国連邦エネルギー規制委員会承認済みのプロジェクトを記載している。

注 2： 年間生産数量の括弧書きは計画中（米国連邦エネルギー規制委員会承認済）の液化系列を指す。

出所： 各種公表資料を基に当委員会作成。

米国の LNG 生産能力の増加に伴い、LNG 輸出量も増加が見込まれる。米国天然ガス法に基づき、①米国で生産された天然ガスを海外に輸出するには米国エネルギー省の承認⁸⁶が必要であり、②LNG 基地の建設・操業には米国連邦エネルギー規制委員会の承認が必要であるが、現在、米国エネルギー省及び米国連邦エネルギー規制委員会の両方から承認を受けている LNG プロジェクト（計画段階を含む。）の LNG 生産能力は合計約 1 億 2440 万トンに達し、米国エネルギー省のみから承認を受けている LNG プロジェクトを含めると合計約 3 億 1380 万トンに達している。

IEA は、米国の天然ガス生産量は、2016 年に一旦減少したものの、2017 年に緩やかに回復し、今後、原油価格の上昇に伴い随伴ガス及び重質ガスの経済性が改善するため、2018 年に増加すると予測している。

また、EIA は、米国は 2020 年に天然ガスの純輸出国（輸出超過）に転換すると予測している。

(3) その他

カナダは、米国向けの PNG が輸出量のほとんどを占める。しかし、米国の天然ガス生産量増加及び米国の天然ガス価格下落に伴い、米国向けの PNG 輸出量が減少している。また、カナダ西海岸のブリティッシュ・コロンビア州を中心に、新規の LNG プロジェクトが多数計画されている。LNG 輸出先はアジアが多くなる見込みである。

メキシコは、天然ガス輸入国であり、PNG は米国からの輸入量が大半を占めており、LNG はペルー及びナイジェリアの両国からの輸入量が総輸入量の大部分を占めている。近年の天然ガス輸入量は年間 500～650 万トンである。一般に、米国の天然ガス生産量増加及び米国の天然ガス価格下落に伴い、今後、米国からの PNG 輸入量が増加し、LNG 輸入量が減少するといわれている。また、メキシコは、既存ガス田の生産量の減退等により国内の天然ガス生産量は減少する見込みである一方、発電用の天然ガス国内需要の増加がみられることから、天然ガス輸入量は全体として増加する見込みである。

⁸⁶ FTA 締結国向けの LNG 輸出については、ほぼ自動的に許可されるものの、非 FTA 締結国向けの LNG 輸出については、ケースバイケースで当該輸出が公益にかなうか否か厳密に審査しなければならないこととなっている。

9 アフリカ

(1) 概要

アフリカでは、従来、アルジェリアが欧州に大量の PNG 及び LNG を輸出していたが、その後、ナイジェリア等が輸出を開始した。他方、近年、エジプトでは、天然ガス国内需要の増加を踏まえ、LNG 輸出を禁止し、LNG 輸入を開始する動きもみられる。

IEA は、今後、アフリカの天然ガス生産量と消費量は、いずれも増加すると予測している。

(2) アルジェリア

アルジェリアでは、NOC の Sonatrach 社が LNG プロジェクトを運営している。アルジェリアは、1964 年にイギリスへの LNG 輸出を開始⁸⁷し、現在の LNG 輸出先は欧州等が大部分である。LNG 生産能力は年間約 2850 万トンであり、近年の輸出量は年間 1150～1300 万トンである。近年、LNG 輸出量は減少しているが、発電用等の天然ガス国内需要が増加したため、国内で生産した天然ガスを国内消費に充てていることによる。

(3) ナイジェリア

ナイジェリアでは、NOC のナイジェリア国営石油会社が約半数を出資する Nigeria LNG 社が LNG プロジェクトを運営している。ナイジェリアは、1999 年に LNG 輸出を開始した。当初想定していた LNG 輸出先は欧州及び米国であったが、米国の天然ガスの生産量増加及び価格下落に伴い、米国向けの LNG 輸出が困難となったため、現在の LNG 輸出先はアジア、中南米など幅広いものとなっており、多くは IOC のポートフォリオ契約及びスポット契約により輸出している。LNG 生産能力は年間約 2180 万トンであり、近年の輸出量は年間約 2000 万トン弱で、世界第四位の LNG 輸出国である。近年、治安悪化等の影響により外資企業の撤退が相次いでいる。

(4) エジプト

エジプトは、従来、LNG 輸出国であったが、既存ガス田の生産量の減退及び発電用の天然ガス国内需要の増加を受け、2015 年に政府が LNG の輸出を禁止し、LNG 輸入を開始した。現在、カタールからの LNG 輸入量が総輸入量の過半を占めており、近年の輸入量は年間約 250 万トンである。

なお、2015 年に発見された巨大ガス田の開発が進行中であり、2019 年の生産開始を予定しているため、その後は再び天然ガスの生産量が消費量を超過するといわれている。

(5) その他

赤道ギニアは、2007 年に LNG 輸出を開始した。当初想定していた LNG 輸出先は米国であったが、米国の天然ガスの生産量増加及び価格下落に伴い、米国向けの LNG 輸出が

⁸⁷ 世界初の LNG 輸出とされている。

困難となったため、現在の LNG 輸出先はアジア、中南米など幅広いものとなっており、IOC のポートフォリオ契約及びスポット契約により輸出している。LNG 生産能力は年間約 370 万トンであり、一般に、今後も堅調な LNG 輸出を維持するといわれている。

アンゴラでは、2013 年にアンゴラ LNG プロジェクトが操業を開始した。2014 年中頃に設備の故障等を理由に操業を一旦停止したが、現在は再開している。

カメルーンでは、現在、カメルーン LNG プロジェクトが建設中である。

モザンビーク、タンザニア等では、現在、大型 LNG プロジェクトが計画中である。

10 ラテンアメリカ

(1) 概要

ラテンアメリカでは、トリニダード・トバゴ及びペルーが LNG を、ボリビアが PNG を輸出している。他方、主にブラジル及びアルゼンチンが LNG 及び PNG を輸入している。

IEA は、今後、ラテンアメリカの天然ガス生産量と消費量は、いずれも現在の水準を維持すると予測している。

(2) 天然ガス生産国

トリニダード・トバゴは、1999 年に LNG 輸出を開始した。現在の LNG 輸出先はラテンアメリカ及び欧州が大部分である。LNG 生産能力は年間約 1550 万トンであり、一般に、今後も堅調な LNG 輸出を維持するといわれている。

ペルーは、2010 年に LNG 輸出を開始し、現在の LNG 輸出先はメキシコ及びスペインが大部分である。LNG 生産能力は年間約 450 万トンであり、一般に、今後も堅調な LNG 輸出を維持するといわれている。

ボリビアは、ブラジル及びアルゼンチンに PNG を輸出している。一般に、今後も堅調な PNG 輸出を維持するといわれている。

(3) 天然ガス消費国

ブラジルは、現在の PNG 輸入先はボリビアである。LNG は、ナイジェリア及びトリニダード・トバゴの両国からの輸入量が総輸入量の過半を占める。発電用の天然ガス国内需要は増加していたものの、現在、深刻な不況や再生可能エネルギーの導入により、天然ガス消費量の増加は減速がみられる。

アルゼンチンは、現在の PNG 輸入先はボリビアである。LNG は、ナイジェリア及びトリニダード・トバゴの両国からの輸入量が総輸入量の大部分を占める。発電用の天然ガス国内需要の増加がみられる。

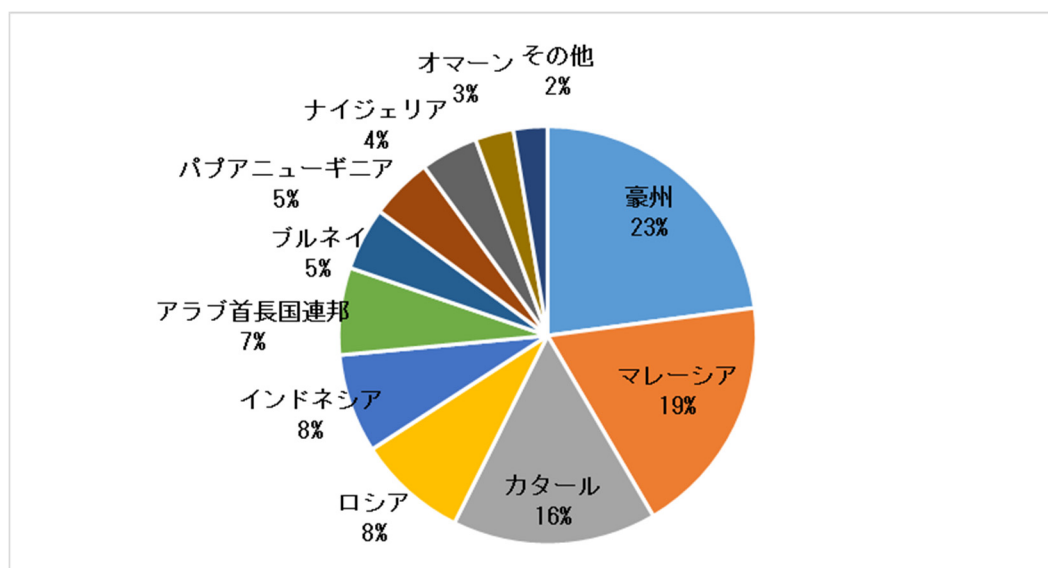
第7 日本の需給状況等

1 日本のLNG輸入における市場シェア

(1) 供給国シェア

日本は、現在、LNGは、豪州、マレーシア及びカタールの3カ国からの輸入量が総輸入量の過半を占める（図53及び図54）。近年の輸入量は年間8500～9000万トンであり、世界第1位のLNG輸入国であり、世界のLNG輸入量の36%を占める。

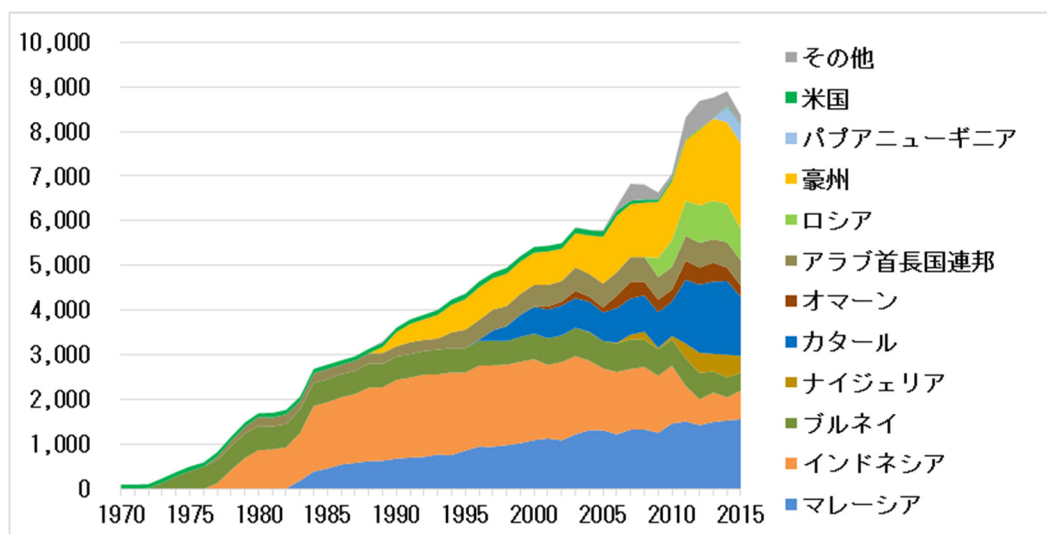
図53 日本のLNG輸入量の供給国別のシェア（2015年度）



出所：財務省「貿易統計」を基に当委員会作成。

図54 日本のLNG輸入量の推移

(単位:万トン)



出所：財務省「貿易統計」を基に当委員会作成。

(2) 買主

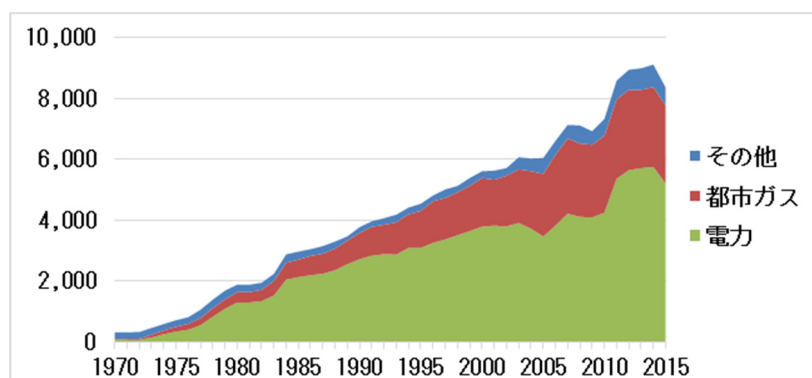
日本は、天然ガス国内需要の 97%を LNG 輸入に依存している。天然ガス国内需要は発電が多く、これに都市ガス用を加えるとほとんどであり（図 55）、LNG を輸入している主な需要者は電力会社及びガス会社である（表 17）。

発電用の天然ガス需要は、他のエネルギー源（石炭、原子力、再生可能エネルギー等）の利用が促進されれば減少する可能性がある。また、電力小売市場及びガス小売市場の全面自由化の結果、発電用と都市ガス用の双方で、電力会社とガス会社の競合や新規参入が生じている。

IEA は、今後、日本の天然ガス消費量は、原子力発電所の再稼働、再生可能エネルギーの利用の拡大等の理由から、2021 年までに減少すると予測している。ただし、原子力発電所が再稼働するという前提に基づく不確実性の高い予測であると注記している。

図 55 日本における天然ガスの用途別消費量の推移

（単位：万トン）



出所： 経済産業省「平成 27 年度エネルギーに関する年次報告」を基に当委員会作成。

表 17 日本の需要者の LNG 調達数量（2015 年度）

買主名	調達数量	シェア
東京電力株式会社 ⁸⁸	2289 万トン	27.4%
中部電力株式会社	1251 万トン	15.0%
関西電力株式会社	874 万トン	10.5%
東北電力株式会社	413 万トン	4.9%
九州電力株式会社	408 万トン	4.9%
東京瓦斯株式会社	1327 万トン	15.9%
大阪瓦斯株式会社	780 万トン	9.3%
その他	1015 万トン	12.1%
合計	8357 万トン	100.0%

出所： 財務省「貿易統計」、JOGMEC「天然ガスリファレンス・ブック」等を基に当委員会作成。

⁸⁸ 東京電力株式会社及び中部電力株式会社は、2015 年 4 月 30 日に、LNG を含む燃料調達事業を実施する合併会社として株式会社 JERA を設立している。東京電力株式会社及び中部電力株式会社は、2016 年 7 月 1 日に、株式会社 JERA に燃料調達事業を引き継いでいる。

(3) 売主

日本の需要者は、国内外の供給者と LNG 売買契約を締結している。現在、日本の需要者が締結している LNG 売買契約の主な売主は、Malaysia LNG 社、Qatargas 社及び豪州北西大陸棚 LNG パートナースhipである（表 18）。

表 18 日本の需要者が締結している LNG 売買契約の売主別の契約数量（2016 年 4 月 1 日時点で取引中のもの）

売主名	出荷基地の所在国名	契約数量	シェア
Malaysia LNG 社 ⁸⁹	マレーシア	1692 万トン	21.0%
Qatargas 社 ⁹⁰	カタール	1169 万トン	14.5%
豪州北西大陸棚 LNG パートナースhip	豪州	964 万トン	11.9%
Sakhalin Energy Investment 社	ロシア	547 万トン	6.8%
アブダビ液化ガス会社	アラブ首長国連邦	430 万トン	5.3%
Chevron 社 ⁹¹	豪州	422 万トン	5.2%
Royal Dutch Shell 社	(ポートフォリオ)	363 万トン	4.5%
Brunei LNG 社	ブルネイ	340 万トン	4.2%
Pluto LNG 社	豪州	339 万トン	4.2%
PNG LNG 社	パプアニューギニア	330 万トン	4.1%
Darwin LNG 社	豪州	306 万トン	3.8%
Pertamina 社	インドネシア	240 万トン	3.0%
タングー LNG パートナースhip	インドネシア	161 万トン	2.0%
Oman LNG 社	オマーン	143 万トン	1.8%
Donggi Senoro LNG 社	インドネシア	130 万トン	1.6%
BP 社	(ポートフォリオ)	110 万トン	1.4%
その他		385 万トン	4.8%
合計		8069 万トン	100%

注 1： Chevron 社、Royal Dutch Shell 社、BP 社を始めとする IOC は、通常、子会社を設立して LNG を販売している（表中では売主の親会社である IOC の名称を記載）。

注 2： 期間契約の年間契約数量に基づき算出しており、スポット契約の年間契約数量を含まない。

出所： 日本の需要者の報告等を基に当委員会作成。

⁸⁹ Malaysia LNG 社、Malaysia LNG II 社及び Malaysia LNG III 社の三社がある。いずれも NOC である Petronas 社が大部分を出資している。

⁹⁰ Qatargas 1 社、Qatargas 2 社、Qatargas 3 社及び Qatargas 4 社の 4 社がある。いずれも NOC である Qatar Petroleum 社が大部分を出資している。

⁹¹ 子会社である Chevron Australia 社及び Chevron (TAPL) 社の共同販売である。

2 日本の需要者のLNG調達及び天然ガスの流通

(1) 日本の需要者のLNG調達方法

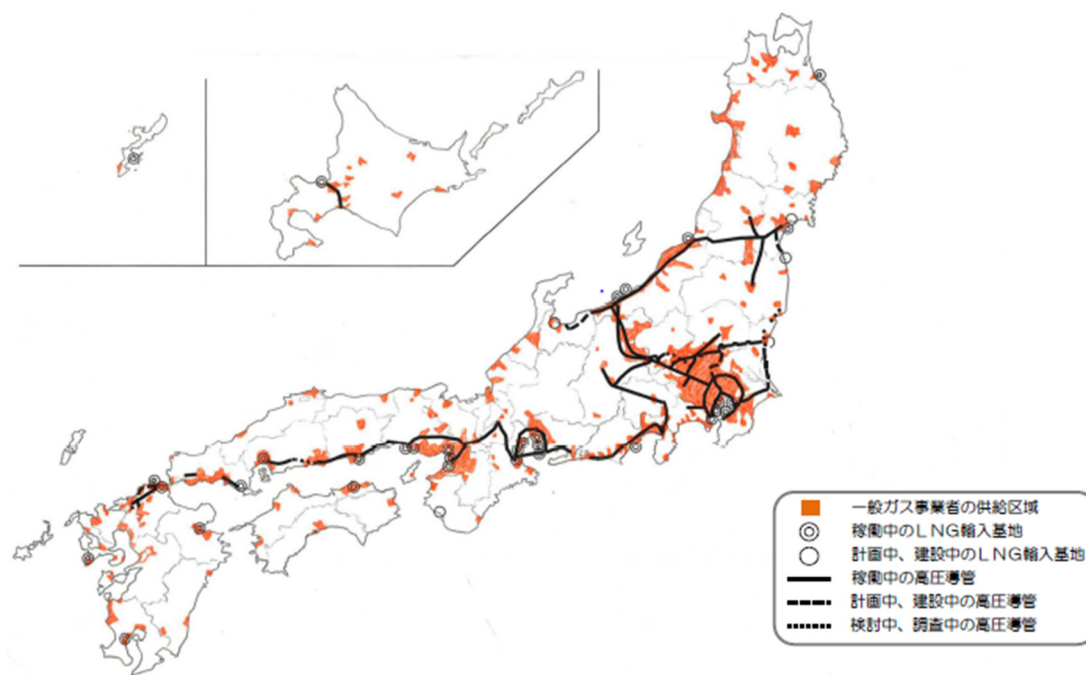
日本の需要者は、天然ガスを安定的に調達する観点から、長期契約を締結している。日本の大規模需要者は、一般に、自社の需要を満たすため、カンントリーリスク、LNG プロジェクトの年間生産能力等を勘案して、多数の供給者とそれぞれ年間数十万トンから数百万トン程度の長期契約を締結している。他方で、日本の小規模需要者は、一般に、自社の需要を満たすため、1社のみ又は数社程度の供給者と年間数十万トン程度の長期契約を締結している。

(2) 日本の天然ガスの流通と国内幹線パイプライン

日本においては、各地域に需要者が存在し、民間企業である各需要者が各地域に受入基地を建設している。電力会社は、受入基地で気化した天然ガスを発電所まで直接送出している。ガス会社は、受入基地で気化した天然ガスを都市ガスに転換して、配給パイプラインにより自社の供給区域内の家庭や事業者に供給している。

国内の各地域の間を結ぶ幹線パイプラインは、巨額の初期投資が必要となり、事業の採算性が十分見込めないとされているため、ほとんど整備されていない（図 56）。

図 56 日本の国内幹線パイプライン網



出所： 経済産業省総合資源エネルギー調査会ガスシステム改革小委員会資料。

第3章 LNG売買契約

第1 契約期間

1 概要

LNG 売買契約は、一般に、契約期間の長短により、長期契約、中期契約、短期契約及びスポット契約に区分されている。

本報告書においては、カーゴ単位⁹²又は1年未満の契約をスポット契約、1年以上4年未満の契約を短期契約、4年以上10年未満の契約を中期契約、10年以上の契約を長期契約という⁹³。また、短期契約、中期契約及び長期契約を総称して期間契約（term contract）という。世界のLNGの大部分は、長期契約により取引されている。

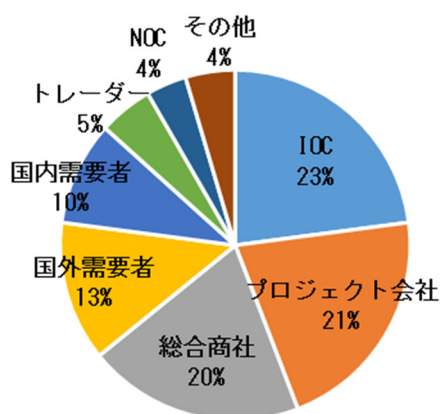
期間契約においては、通常、契約数量、引渡条件、仕向地（輸送先）、取引価格、LNGの熱量、責任範囲等の契約条件を定める売買契約書（Sales and Purchase Agreement：SPA）を締結している。

日本の大規模需要者は、一般に、多数の供給者と長期契約を締結している。他方、日本の小規模需要者は、一般に、1社のみ又は数社程度の供給者と長期契約を締結している。

スポット契約においては、通常、引渡条件、LNGの熱量、責任範囲その他の契約条件を概括的に定める基本契約書（master sales and purchase agreement）⁹⁴を契約当事者があらかじめ締結した上で、スポット取引を実施するときに、確認通知書（confirmation notice）により、取引数量、仕向地（輸送先）、取引価格等の個別の契約条件を取り決めている⁹⁵。

なお、日本の需要者は、IOC、プロジェクト会社、総合商社、国内外需要者、トレーダー等の多様な事業者と基本契約書を締結している（図57）。

図57 日本の需要者が締結しているスポット契約の基本契約書（締結数ベース）の売主



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

⁹² カーゴ単位とは、契約締結後、短期間で一又は複数のカーゴを引き渡すことをいう。

⁹³ なお、GIIGNLは、4年未満の契約を短期・スポット契約とし、4年以上の契約を中・長期契約としている。

⁹⁴ 既に期間契約を締結している契約当事者間でスポット取引を実施する場合、期間契約が基本契約の役割を果たす場合もある。

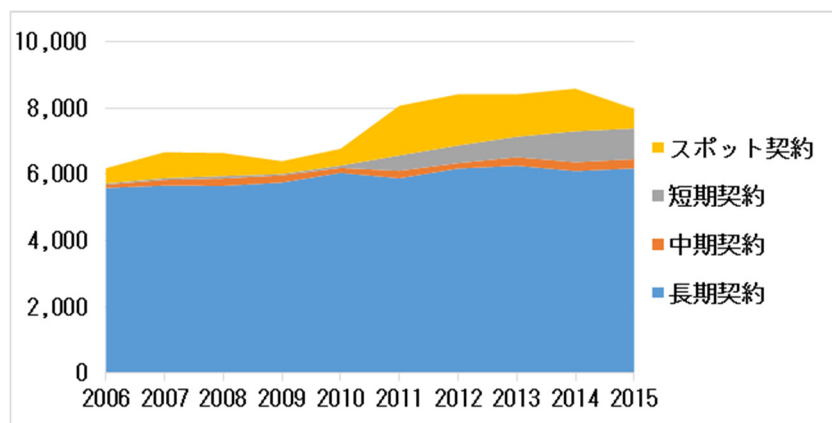
⁹⁵ 短期契約においても、スポット契約と同様に、契約条件を概括的に定める基本契約書をあらかじめ締結した上で、スポット取引を実施するときに、確認通知書により、個別の契約条件を取り決めている場合が存在する。

2 調達数量

日本における LNG 輸入の年間調達数量の総量⁹⁶は、2010 年度以前はおおむね横ばいであったが、東日本大震災後の原子力発電所の稼働停止等の影響により、電力会社を中心として、2011 年度から 2014 年度にかけて、短期契約及びスポット契約が増加した。その後、2015 年度には、短期契約は引き続き増加したものの、年間調達数量の総量が減少に転じた結果、スポット契約は減少した（図 58）。

この結果、日本における LNG 輸入の年間調達数量の総量は、従来、長期契約が約 9 割を占めていたものの、現在、長期契約が約 8 割、中期契約及び短期契約の合計が約 1 割、スポット契約が約 1 割を占めている。

図 58 日本における契約期間別の年間調達数量の総量の推移（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

⁹⁶ 年間調達数量の総量とは、日本の需要者による 1 年度（4 月～翌年 3 月）の現実の調達数量を合計したものである。

第2 契約数量

1 概要

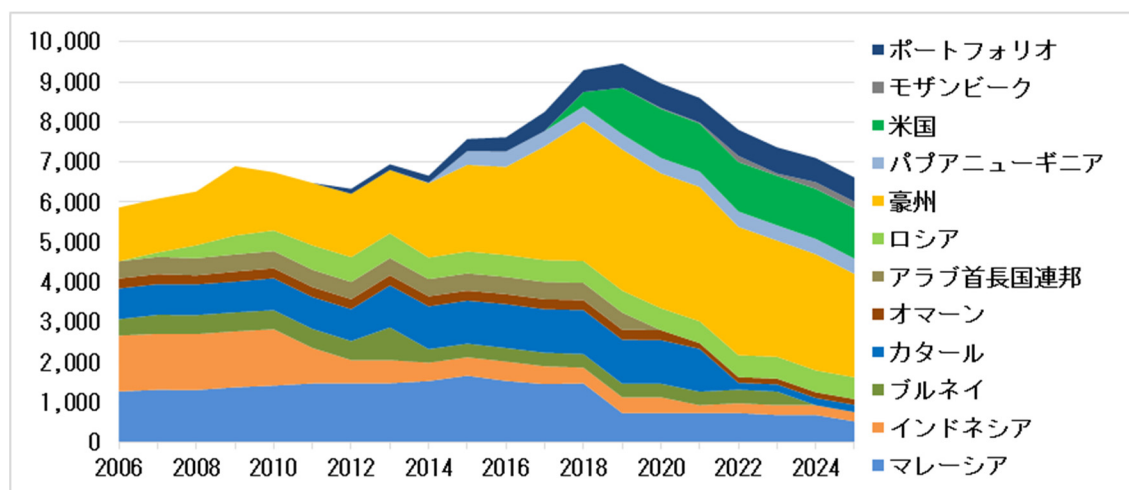
期間契約においては、通常、1年間当たりの契約当事者の取引数量を「年間契約数量」(Annual Contract Quantity : ACQ)として規定している。年間契約数量は、契約期間中の各年で同一数量を規定していることが多いが、各年で異なる数量を規定していることもある。また、売主と買主には年間契約数量の供給義務と引取義務がそれぞれ課されている。

2 長期契約の年間契約数量の推移

日本におけるLNG輸入の年間契約数量の総量⁹⁷は、長期契約⁹⁸が大部分を占めている。

長期契約の年間契約数量の総量は、2019年度に約9500万トンで頂点を迎えるものと見込まれる。供給国別にみると、従来、インドネシア、マレーシア、カタール等の伝統的供給国の契約数量が大部分を占めていたが、今後、2018年度には豪州、2019年度には米国の契約数量が増加し、伝統的供給国の契約数量は減少していくと見込まれる(図59)。

図59 長期契約における供給国別の年間契約数量の総量の推移 (単位：万トン)



出所：日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

⁹⁷ 年間契約数量の総量とは、調査時点において契約締結又は契約締結の基本合意が終了している契約の年間契約数量を合計したものである。そのため、2017年度以降の年間契約数量の総量は、今後の契約の締結状況によって増加する可能性がある。また、図表における年間契約数量の各年度の総量は、各年4月時点において取引中である契約の年間契約数量を合計したものである。以下同じ。

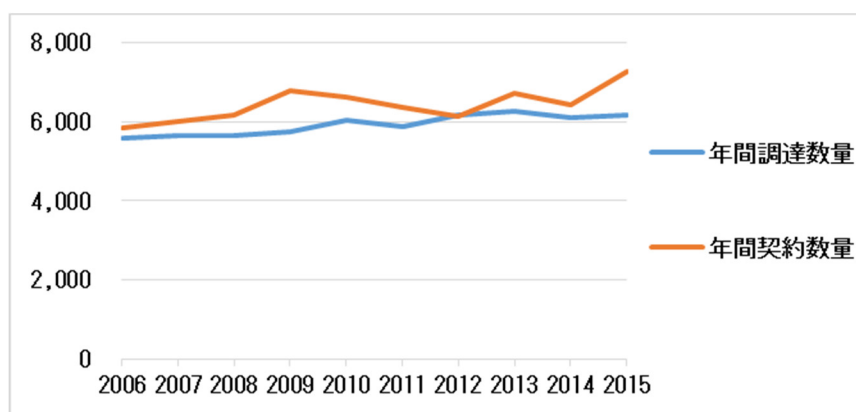
⁹⁸ 以下、期間契約、長期契約、中期契約、短期契約及びスポット契約は、特段の記載がない限り、日本の需要者が締結している契約をいう。

3 調達数量と契約数量の比較

長期契約の年間調達数量の総量と年間契約数量の総量を比較すると、ほとんど全期間において年間調達数量の総量が年間契約数量の総量を下回っている（図 60）。

この差については、需要者が削減許容量の活用等により、当該年の LNG の引取数量を削減しているか、又は、需要者が仕向地変更により、売主に対する引取義務を果たしつつも、他の買主の受入基地へ LNG を輸送しているためとみられる。

図 60 長期契約の年間調達数量の総量と年間契約数量の総量の推移（単位：万トン）



出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

今後、日本の天然ガス消費量が減少すると見込まれている中、契約締結済みの年間契約数量は少なくとも 2019 年度まで増加するため、日本の天然ガス消費量（年間調達数量）を年間契約数量が超過する程度が大きくなり、削減許容量の規定の活用等や仕向地変更により対応が可能な範囲を超えて余剰 LNG が発生することが懸念されている。

需要者からは、今後の原子力発電所の再稼働の見通しが不透明であることや、電力小売市場及びガス小売市場の全面自由化等により、これまで以上に LNG の需給予測の困難性が増しているという指摘もみられる。

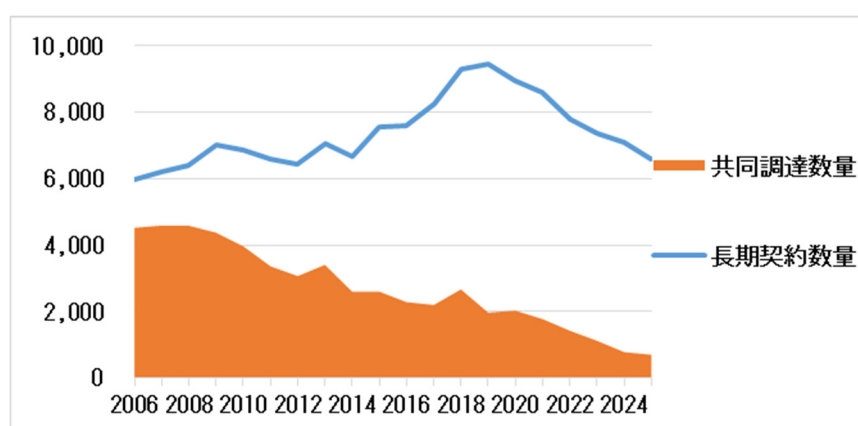
4 共同調達数量

従来、長期契約においては、複数の日本の需要者がコンソーシアムを結成して共同調達を行うことが一般的であった。しかし、近年、共同調達の契約数量は大きく減少し、今後も更に減少していく見込みである（図 61）。

需要者からは、電力小売市場及びガス小売市場の全面自由化が進む中、今後、競争相手となる他の需要者と共同調達を行うことは減少していくという指摘がみられる。他方、供給者からは、複数の需要者が合弁事業や提携を行い、戦略的な連携を行うことにより購買力を向上させている事例が増加しているという指摘もみられる。

図 61 長期契約数量に占める共同調達数量の推移

（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

<参考>国内需要者による戦略的な連携の動き

近年、LNG 売買契約自体は各需要者が独自に締結するものの、共同調達に代わる戦略的な提携を行う動きがみられる。

国内需要者間においては、東京電力株式会社と中部電力株式会社は、燃料事業、火力発電事業等における包括的な提携を行うこととし、2015 年 4 月に両社が半数ずつ出資する株式会社 JERA を設立した。また、2016 年に 4 月に東京瓦斯株式会社と関西電力株式会社、2017 年 4 月に東京瓦斯株式会社と九州電力株式会社は、それぞれ LNG を交換・融通をはじめとした戦略的提携を進めることとしている。

国内需要者と国外需要者の間においては、例えば、株式会社 JERA は、2017 年 3 月に韓国ガス公社（KOGAS）及び中国海洋石油総公司（CNOOC）の関係会社と LNG ビジネスに関する覚書を締結し、LNG の共同調達、上流事業への共同参画等を協議することとしているほか、自社が売主として LNG 販売数量を自由に調整できる LNG 売買契約を 2016 年 5 月に EDF Trading 社、2016 年 12 月に Centrica 社とそれぞれ締結し、2018 年～2019 年に取引を開始する。また、関西電力株式会社は、2015 年 7 月に、GDF Suez 社（現：ENGIE 社）と LNG スワップ取引、LNG カーゴ交換等を内容とする協調契約を締結し、2019 年に取引を開始する。さらに、東京瓦斯株式会社は、2016 年 11 月に、Centrica 社と LNG カーゴ交換等を内容とする相互協力協定を締結している。

5 数量弾力条項

(1) 概要

期間契約においては、通常、買主に年間契約数量の全数量について引取義務を負わせるのではなく、年間契約数量のうち一定の範囲について、一定の条件の下、買主が引取数量を増減させることを可能とする「数量弾力条項」を規定している。

数量弾力条項は、多くの場合、削減許容量及び増加許容量を別個に規定している。

本報告書においては、契約上又は運用上、買主による引取数量の増減を柔軟に許容している程度を「数量柔軟性」(volume flexibility) という。

(2) 削減許容量

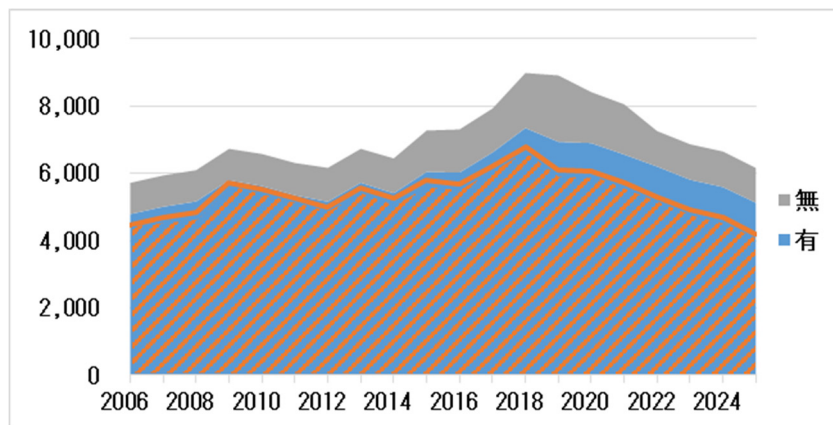
削減許容量 (Downward Quantity Tolerance : DQT) とは、買主が引取数量を削減することができる範囲⁹⁹をいう。

長期契約の大部分は削減許容量を規定している¹⁰⁰が、一部は規定していない (図 62)。

なお、短期・中期契約の大部分は削減許容量を規定していない。

また、削減許容量を規定している長期契約のほとんどは、買主が当該規定に基づき削減した引取数量と同じ数量を後年度 (例えば契約終了年まで) に引き取る義務又は努力義務等があるとする「Make Good 条項」も規定している。

図 62 長期契約における削減許容量の規定の有無別の年間契約数量の推移 (単位: 万トン)



注： 橙の斜線部分は、削減許容量が規定されている長期契約のうち Make Good 条項を規定している契約の年間契約数量を表している。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

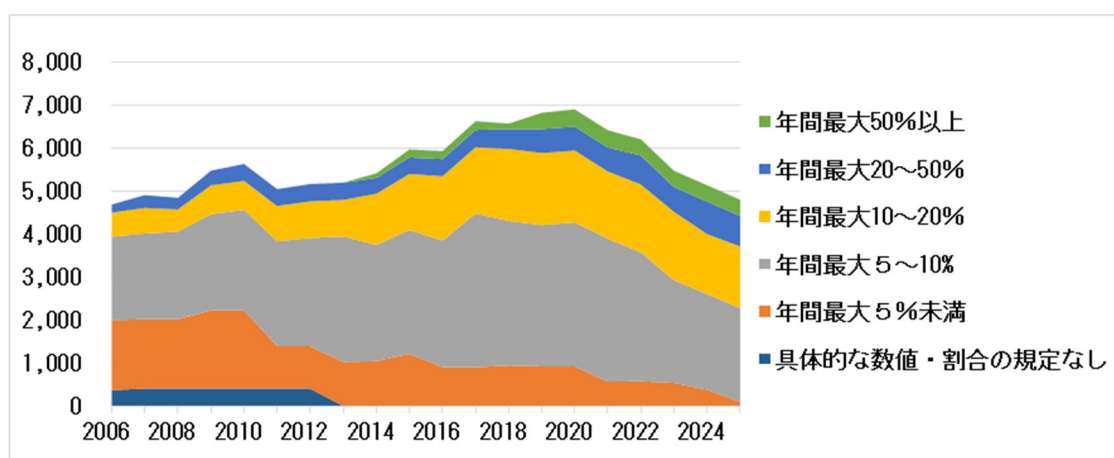
⁹⁹ 削減許容量は、年間契約数量に占める割合、カーゴ数、トン数、熱量等の数値で定められている。

¹⁰⁰ 例外的に、買主が削減を申し出ることができる旨のみ定め、具体的な割合や数値を定めていない契約もあるが、このような契約も削減許容量を規定している契約に含む。

削減許容量を規定している長期契約の過半は、少なくとも年間契約数量の5～10%を削減許容量として規定しており、近年の長期契約は、削減許容量の割合を拡大している傾向にある（図 63）。

しかし、削減許容量を規定している長期契約の大部分は、年間契約数量に係る削減許容量の規定のほかに、例えば、契約期間全体で削減できる引取数量の総量を制限し、又は、2年連続の削減許容量の規定の行使を制限している規定があるため、実際に引取数量を削減できる割合を契約期間全体で平均すると、削減許容量を規定している長期契約の過半で、年間平均5%未満となる（図 64）。

図 63 長期契約における最大削減割合別の年間契約数量の推移（単位:万トン）



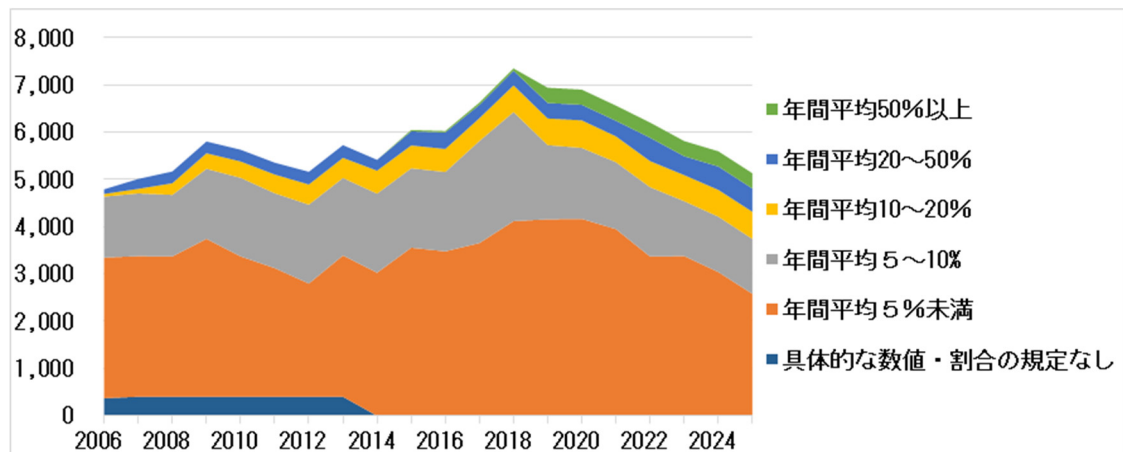
注1： 削減許容量を規定している長期契約について、削減許容量が年間契約数量に占める割合を、他の制約条件を考慮せずに各年度で算出したもの（以下「最大削減割合」という。）を6類型（①5%未満，②5～10%，③10～20%，④20～50%，⑤50%以上，⑥具体的な数値・割合の規定なし）に分類し、それぞれに該当する契約の年間契約数量を合計したものである。

注2： 例えば、ある長期契約の最大削減割合が3%の場合は「年間最大5%以下」、最大削減割合が17%の場合は「年間最大10～20%」にそれぞれ分類している。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

図 64 長期契約における平均削減割合別の年間契約数量の推移

(単位:万トン)



注1： 削減許容量を規定している長期契約について、削減許容量が年間契約数量に占める割合を基に、他の制約条件を考慮して算出した契約期間全体で行使可能な削減許容量の累計を算出し、それに契約期間（年数）で除したもの（以下「平均削減割合」という。）を6類型（①5%未満、②5~10%、③10~20%、④20~50%、⑤50%以上、⑥具体的な数値・割合の規定なし）に分類し、それぞれに該当する年間契約数量を合計したものである。

注2： 例えば、ある長期契約の平均削減割合が3%の場合は「年間最大5%以下」、平均削減割合が17%の場合は「年間最大10~20%」にそれぞれ分類している。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

また、削減許容量を規定している長期契約の一部は、買主の需要変動等を理由とする場合のみ引取数量の削減を認める旨を規定している場合や、他の売主から LNG を調達することを目的とした引取数量の削減を禁止する旨を規定している場合もみられる。

さらに、削減許容量を規定している長期契約の多くは、買主が引取数量の削減を希望する場合、例えば引渡地点の出港日又は入港日から起算して一定期間前までに売主に通知する必要がある旨を規定している¹⁰¹。

¹⁰¹ 事前通知を要する期日は、緊急時であれば出港開始前まで認めとする契約、引渡地点の出港日又は入港日の45日前、90日前、3か月前、半年前等とする契約、年間配船計画作成時までに通知する必要があるとする契約など様々である。

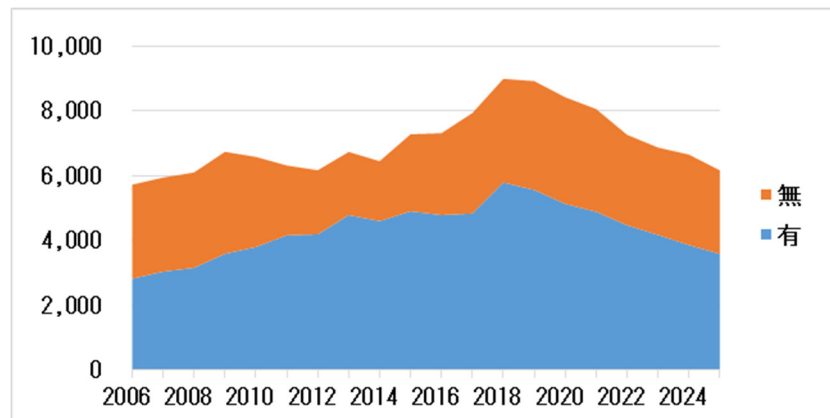
(3) 増加許容量

増加許容量（Upward Quantity Tolerance : UQT）とは、買主が引取数量を増加することができる範囲¹⁰²をいう。

長期契約の過半は増加許容量を規定している¹⁰³が、一部は規定していない（図 65）。

なお、短期・中期契約の大部分は増加許容量を規定していない。

図 65 長期契約における増加許容量の規定の有無別の年間契約数量の推移(単位:万トン)



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

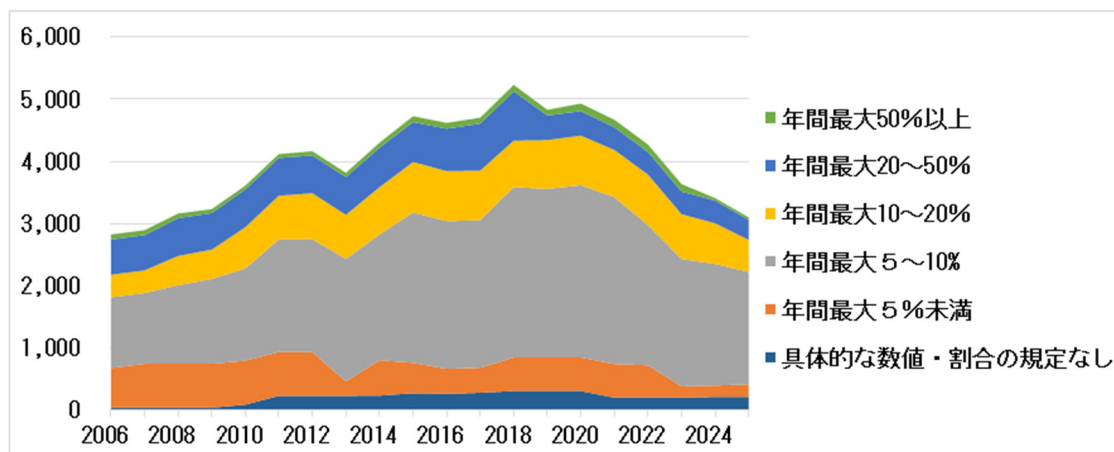
¹⁰² 増加許容量は、年間契約数量に占める割合、カーゴ数、トン数、熱量等の数値で定められている。

¹⁰³ 例外的に、買主が増加を申し出ることができる旨のみ定め、具体的な割合や数値を定めていない契約もあるが、同様に増加許容量を規定している契約に含む。

増加許容量を規定している長期契約の過半は、少なくとも年間契約数量の5～10%を増加許容量として規定している（図66）。

また、増加許容量を規定している長期契約の一部は、年間契約数量に係る増加許容量の規定のほかに、例えば、契約期間全体で増加できる引取数量の総量を制限し、又は、2年連続の増加許容量の規定の行使を制限している規定があるものの、実際に引取数量を増加できる割合を契約期間全体で平均すると、増加許容量を規定している長期契約の過半で、年間平均5～10%となる（図67）。

図66 長期契約における最大増加割合別の年間契約数量の推移（単位：万トン）



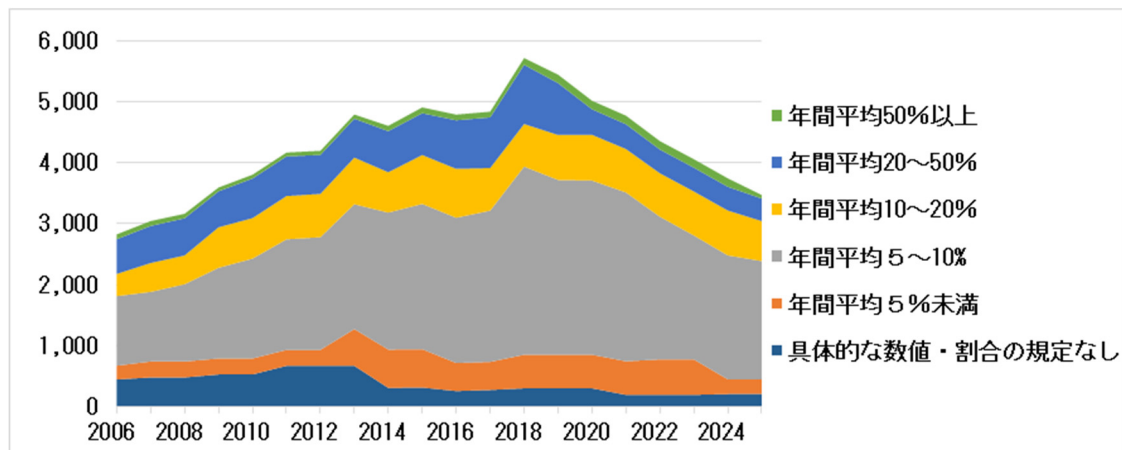
注1： 増加許容量を規定している長期契約について、増加許容量が年間契約数量に占める割合を、他の制約条件を考慮せずに各年度で算出したもの（以下「最大増加割合」という。）を6類型（①5%未満、②5～10%、③10～20%、④20～50%、⑤50%以上、⑥具体的な数値・割合の規定なし）に分類し、それぞれに該当する年間契約数量を合計したものである。

注2： 例えば、ある長期契約の最大増加割合が3%の場合は「年間最大5%以下」、最大増加割合が17%の場合は「年間最大10～20%」にそれぞれ分類している。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

図 67 長期契約における平均増加割合別の年間契約数量の推移

(単位:万トン)



注1： 増加許容量を規定している長期契約について、増加許容量が年間契約数量に占める割合を基に、他の制約条件を考慮して算出した契約期間全体で行使可能な増加許容量の累計を算出し、それを契約期間（年数）で除したもの（以下「平均増加割合」という。）を6類型（①5%以下、②5～10%、③10～20%、④20～50%、⑤50%以上、⑥具体的な数値・割合の規定なし）に分類し、それぞれに該当する年間契約数量を合計したものである。

注2： 例えば、ある長期契約の平均増加割合が3%の場合は「年間最大5%以下」、平均増加割合が17%の場合は「年間最大10～20%」にそれぞれ分類される。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

また、増加許容量を規定している長期契約の多くは、売主に供給余力がある場合のみ引取数量の増加を認める旨を規定している。

さらに、増加許容量を規定している長期契約の多くは、買主が引取数量の増加を希望する場合、例えば引渡地点の出港日又は入港日から起算して一定期間前までに売主に通知する必要がある旨を規定している¹⁰⁴。

¹⁰⁴ 事前通知を要する期日は、緊急時であれば出港開始前まで認めとする契約、引渡地点の出港日又は入港日の45日前、90日前、3か月前、半年前等とする契約、年間配船計画作成時までに通知する必要があるとする契約など様々である。

6 Take or Pay条項

(1) 概要

期間契約においては、数量弾力条項に基づき買主が年間契約数量を増減した後の年間取引数量について買主に引取義務が発生するところ、この引取義務が発生する数量（以下「引取義務数量」という。）について、買主の現実の引取数量が不足する場合、買主が当該不足分の代金全額を支払う義務を負うとする「Take or Pay 条項」を規定している。例外的に、不足分の代金の一定割合を支払う義務を負うとする契約や輸送コスト相当額は除くという契約もみられる。通常の LNG プロジェクトにおいては、売主が販売している LNG の引取数量の不足が Take or Pay 条項の対象となる¹⁰⁵。

Take or Pay 条項は、買主による将来の代金支払を期間契約締結時点で保証するものである¹⁰⁶。一般に、巨額の初期投資と融資を必要とする LNG プロジェクトにおいては、需要者による安定的な代金全額の支払保証が最終投資決定（FID）の重要な要素となる。

また、Take or Pay 条項の義務を買主が履行し、実際には引き取らない数量の代金を支払った場合、買主は、当該数量を後年度に引き取る権利を有するとする「Make Up 条項」を規定している場合も多い。

なお、Take or Pay 条項を規定している期間契約は、通常、年間契約数量の対象である 1 年間の終了時点で、不足する引取義務数量の代金を清算することとしている。

¹⁰⁵ 米国の液化事業においては、液化委託者による委託数量の不足が「Liquefied or Pay 条項」の対象となる。

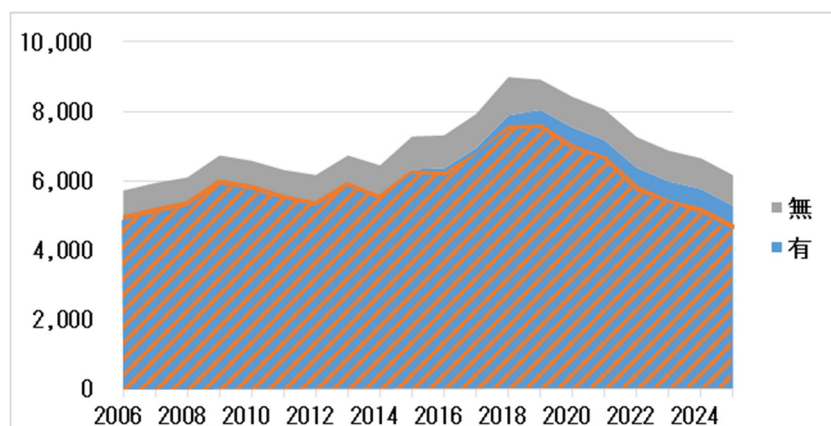
¹⁰⁶ Take or Pay 条項を規定していない場合であっても、買主が引取義務を果たさなければ、買主の契約違反となるため、契約当事者の協議又は訴訟手続により売主の損害を補填することとなる。ただし、この場合、訴訟等の結果として当初想定していた代金全額が回収できないリスクを売主が負うこととなる。

(2) 実態

長期契約の大部分は、新規契約と延長契約の別にかかわらず、Take or Pay 条項を規定しており、ほとんどの長期契約は Make Up 条項も規定している（図 68）。ただし、売主に供給余力がある場合のみ Make Up 条項の行使を認める旨を規定している契約が多く、Make Up 条項の行使期間を限定している契約もある¹⁰⁷。

なお、短期・中期契約の傾向も同様である。

図 68 長期契約における Take or Pay 条項の有無別の年間契約数量の推移(単位:万トン)



注： 橙の斜線部分は、Take or Pay 条項が規定されている長期契約のうち Make Up 条項を規定している契約の年間契約数量を表している。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

また、Take or Pay 条項に基づく買主の代金支払義務を軽減するため、買主の現実の引取数量が契約上の引取義務数量に不足する場合、売主が当該不足分を第三者に対して販売する努力義務を負う旨を規定している契約もある。この際、売主による当該不足分の販売金額が本来の取引価格に満たない場合の差額については、通常、買主が負担する旨を規定している。

¹⁰⁷ 具体的には、Take or Pay 条項の義務を買主が履行して、実際には引き取らない数量の代金支払後の一定年数、例えば5年間までとする契約、期間契約終了時までとする契約、期間契約終了後の一定年数（例えば翌年）までとする契約がみられる。

7 Deliver or Pay条項

(1) 概要

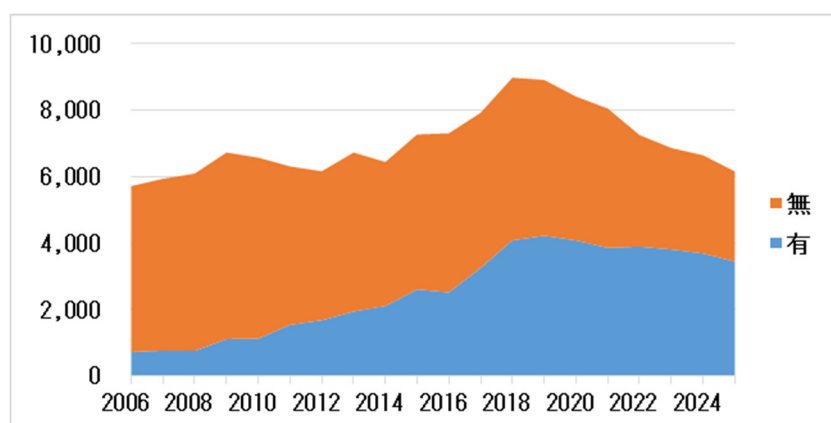
期間契約においては、数量弾力条項に基づき買主が年間契約数量を増減した後の年間取引数量について売主に供給義務が発生するところ、この供給義務が発生する数量（以下「供給義務数量」という。）について、売主の現実の供給数量が不足する場合、売主が一定の補償義務を負うとする「Deliver or Pay 条項」を規定している場合がある¹⁰⁸。

なお、Deliver or Pay 条項を規定している期間契約は、通常、年間契約数量の対象である1年間の終了時点で、不足する供給義務数量に係る LNG、金銭等を補償することとしている。

(2) 実態

期間契約の多くは、Deliver or Pay 条項を規定しておらず、売主の供給数量が不足する場合の規定が一切ない、又は契約当事者が協議すべき旨のみを規定しているにとどまる。他方、近年の期間契約の一部は Deliver or Pay 条項を規定している（図 69）。

図 69 長期契約における Deliver or Pay 条項の有無別の年間契約数量の推移（単位：万トン）



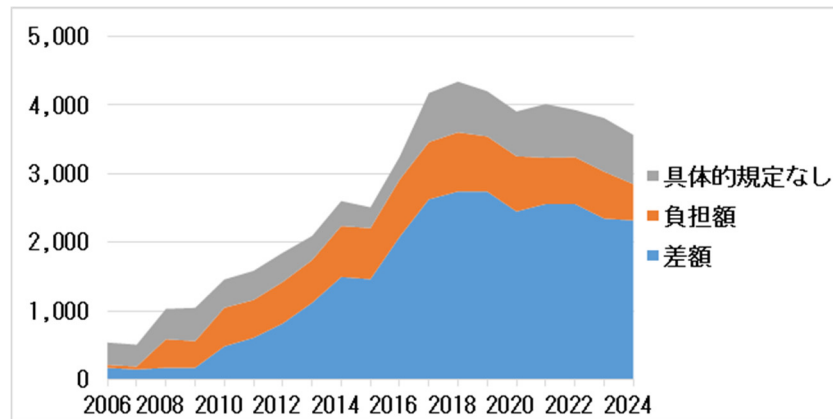
出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

また、売主の供給数量が不足する場合、買主は代替する LNG を調達する必要があるため、Deliver or Pay 条項は、代替する LNG の調達金額が本来の取引価格に不足数量を乗じた額を超過した場合の差額又は代替する LNG の調達金額そのものを一定の限度で補償する旨を規定している（図 70）。

大部分の Deliver or Pay 条項は、当該差額を補償の範囲とし、補償の上限として本来の取引価格に一定割合を乗じた額とする旨を規定している（図 71）。

¹⁰⁸ Deliver or Pay 条項を規定していない場合であっても、売主が供給義務を果たさなければ、売主の契約違反となるため、契約当事者の協議又は訴訟手続により買主の損害を補填することとなる。ただし、この場合、訴訟等の結果として損害が補填できないリスクを買主が負うこととなる。

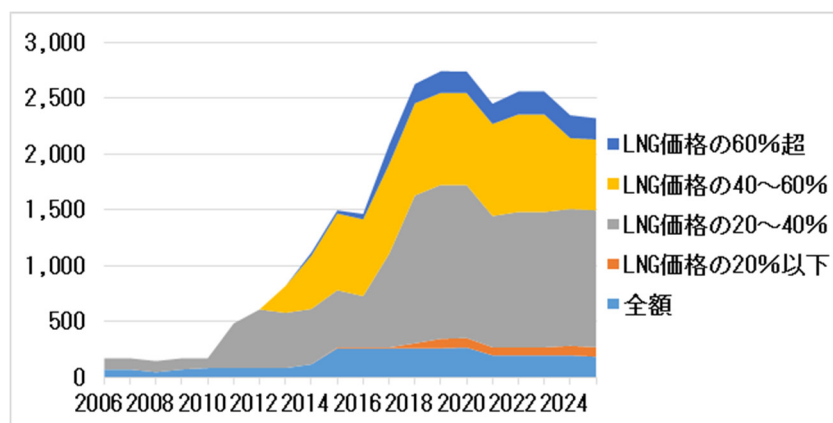
図 70 Deliver or Pay 条項が対象とする補償範囲別の年間契約数量の推移(単位:万トン)



注：「差額」は、代替する LNG の調達金額が本来の取引価格に不足数量を乗じた額を超過した場合の差額を補償の範囲とする旨を規定している契約を指し、「負担額」とは、代替する LNG の調達金額そのものを一定の限度で補償の範囲とする旨を規定している契約を指す。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

図 71 Deliver or Pay 条項の補償義務の上限割合別の年間契約数量の推移(単位:万トン)



注：Deliver or Pay 条項が対象とする補償範囲が「差額」である長期契約について 1 MMBTU 当たりの補償義務の上限割合（＝単位当たり補償金額／LNG の本来の取引価格）で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

8 不可抗力条項

不可抗力（force majeure）とは、当事者の支配・管理可能性のない外部原因による債務不履行の免責事由をいう。災害、戦乱・動乱等が代表例である。通常、国際取引においては、不可抗力に該当する事項を網羅的に規定しておく必要があるとされている。

LNG 取引の期間契約においては、通常、引取義務数量又は供給義務数量に対する現実の引取数量又は供給数量の不足が不可抗力による場合、Take or Pay 条項や Deliver or Pay 条項の対象とはならないという不可抗力条項を規定している。不可抗力条項の適用を売主が宣言した事例として、イエメン、エジプト、アンゴラの事例が挙げられる。

イエメンでは、内戦が激化し LNG プラント等の安全が懸念されたため、Yemen LNG 社が操業を停止し、不可抗力条項の適用を宣言した。

エジプトでは、政府が天然ガスの国内優先配分を決定し LNG 輸出が困難となったため、BG 社（現：Royal Dutch Shell 社）が不可抗力条項の適用を宣言した。

アンゴラでは、液化プラントの設計ミス、機器の故障等の理由でメンテナンスの必要が生じて液化プラントの稼働を長期間停止したため、Angola LNG 社が不可抗力を宣言した。

9 Take or Pay条項等に係る契約当事者の認識・意見

(1) 需要者の認識・意見

【Take or Pay 条項の必要性】

- Take or Pay 条項は、売主が金融機関からプロジェクトファイナンスを受ける際、買主による将来の代金支払を事前に保証するために必要な条項であると認識している。他方、初期投資回収後、例えば長期契約の途中でプロジェクトファイナンスを完済した後の期間の場合や延長契約の場合、Take or Pay 条項を維持する必要性はないのではないか。
- LNG ビジネスの黎明期は、Take or Pay 条項により安定的な販売先を確保することにも一定の合理性があった。しかし、LNG ビジネスが成熟してきている現在の市場環境においては、大規模な買主は多数存在するため、現状、リスクを全て買主に転嫁する Take or Pay 条項は一方的な条項であり、売主や金融機関も公平にリスクを分担すべきである。
- 買主としては、年間契約数量を全て引き取ることが難しい場合もあるため、Take or Pay 条項はない方が望ましい。ただし、買主がこれまで全量を引き取る努力をしてきた結果、Take or Pay 条項が実際に適用された事案はない。他方、確実な初期投資の回収のために必要な条項であるという売主の主張もよく理解できる。

【売主と買主の公平性、買主の利益・不利益】

- 数量弾力条項（削減許容量）は、買主の需給調整のために重要な条項であるが、削減を認められる幅が小さく、商業目的による削減は認められないなど、行使の条件も厳しいため、柔軟性が不十分であり、需給調整の手段として十分なものではない。
- 数量弾力条項（削減許容量）を適用して引取数量を削減しても、Make Good 条項により後年に引き取ることを求められるので、余剰 LNG を引き取らずに済むものではない。
- 数量弾力条項（削減許容量）の柔軟性が高い場合、その代償として取引価格の水準が高くなるので、買主に利益となる条項とはいえない。需給調整を柔軟に行うためには再販売を行うことが必要である。
- DES 条件において、売主がスケジュールどおりに LNG を引き渡さない場合、契約書上、売主に損害賠償又は補償を請求できるとされていても、実際には損害の算定は困難である等の問題があるため、そのような損害賠償又は補償を求めることは難しい。
- 売主が削減許容量を行使することができる契約も一部にみられる。

(2) 供給者の認識・意見

【Take or Pay 条項の必要性】

- LNG は、石油とは異なり、用途が限定的かつ長期保存が困難であるため、買主が限定されるほか、低温まで冷却し、低温状態を維持するための生産出荷施設の建設に要するコストは巨額となる。LNG プロジェクトにおいて、巨額の初期投資を買主の支払により確実に回収できるという見通しを立てるために **Take or Pay** 条項が必要である。**Take or Pay** 条項を規定しない場合、初期投資回収の不確実性が増加し、開発投資が縮小するため、新規プロジェクトの抑制につながる。
- 初期投資回収後も、出荷基地の維持コストだけでなく、LNG プロジェクトの原料ガスの生産量を維持するためにガス田開発等への追加投資が必要である。初期投資に比べれば追加投資の金額は大きくないものの、確実な投資回収の見通しを立てるために **Take or Pay** 条項は必要である。
- 初期投資回収後も、プロジェクト会社の出資者に対し、開発投資のリターンを保証するために **Take or Pay** 条項は必要である。
- 売主としては、設備稼働率を高く維持することを前提にプロジェクトを運営しているにもかかわらず、買主の実際の引取数量が不明となれば、プロジェクトの運営が困難となる。**Take or Pay** 条項は、持続可能なサプライチェーンを構築・維持するために、買主が確実に LNG を引き取ることを動機付けるものであり、初期投資の回収とは関係なく継続的に必要な条項である。
- 初期投資回収後であれば、初期投資回収前と同程度に厳格な **Take or Pay** が必要というものではない。数量弾力条項の削減許容量を拡大すること等を含め、契約当事者において交渉すべきことである。
- **Take or Pay** 条項は、契約履行、損害補償及び訴訟の未然防止の観点から必要な条項である。**Take or Pay** 条項を規定しない場合、買主が契約の履行と不履行を選択的なものと認識する可能性があり、契約不履行の損害賠償を訴訟により解決する必要が生じる。この場合、売主に訴訟リスク及び十分な補償が得られないリスクが生じる。

【売主と買主の公平性、買主の利益・不利益】

- LNG 売買契約は、仮に買主の需要が低迷した場合であっても、買主が引き取ることを約束した数量へ支払いを行う代わりとして、売主が生産と供給の責任を負うものであり、売主と買主の権利義務のバランスを考慮して契約条項が設計されている。
- 買主は **Take or Pay** 条項に基づく代金支払義務を負うものの、**Make Up** 条項に基づく引取権がある。また、LNG の市場価格が変動した場合には差額を調整する規定もある。したがって、**Take or Pay** 条項は、**Make Up** 条項がセットで規定されていることを踏まえれば、代金の前払機能を有する条項にすぎず、買主に実質的な不利益はない。
- 買主は **Take or Pay** 条項に基づく代金支払義務を負うものの、**Make Up** 条項に基づく引取権に加えて、削減許容量の範囲で引取数量を削減する権利も有するため、**Take or Pay** 条項が売主に一方的に有利な条項とはいえない。

- 買主は **Take or Pay** 条項に基づく代金支払義務を負うものの、**Make Up** 条項に基づく引取権に加えて、削減許容量の範囲で引取数量を削減する権利も有するものの、売主には **Make Up** 条項に相当する仕組みが無く、供給数量を削減する権利も無いことがほとんどであり、**Deliver or Pay** 条項に基づき補償した金額を後年度に回収できないことも考慮すれば、売主と買主は同等の権利及び義務を有するといえる。
- 実態として、**Take or Pay** 条項を適用するような状況となれば、契約当事者が協議し、後年度に引取りを先送りするなど、**Take or Pay** 条項には至らないような解決策を講じることが一般的である。
- 買主と売主は、LNG サプライチェーンを共同で構築・維持する実質的なパートナーであり、**Take or Pay** 条項により出荷基地における引取りの確実性を高めることを、買主の不利益と捉えるべきではない。
- スポット市場は未だに取引数量が少なく、流動性が乏しいことや価格変動が大きいことから安定性を欠いている。市場がいかなる状況であっても、売主が LNG を継続的かつ安定的に生産・供給する責任を負うことを可能とする **Take or Pay** 条項は、買主にとっても利益がある条項といえる。
- FOB 条件において、買主がスケジュールどおりに LNG を引き取らない場合、契約書上、買主に損害賠償又は補償を請求できるとされていても、実際には損害の算定は困難である等の問題があるため、そのような損害賠償又は補償を求めることは難しい。

第3 引渡条件

1 概要

LNGに限らず、物品の引渡しを伴う取引においては、引渡地点（delivery point）を定めるとともに、輸送責任、費用負担、危険負担、通関手続等に係る契約当事者間の処理を定める必要がある。国際契約における取引条件は、国際商業会議所（International Chamber of Commerce : ICC）が策定しているインコタームズ（international commercial terms : Incoterms）規則¹⁰⁹に準拠して定められることが一般的である。

国際的な LNG 売買契約のほとんど全ては、インコタームズ規則の分類における DES 条件又は FOB 条件を採用している。契約当事者は、DES 条件や FOB 条件という用語を使用することが慣習となっており、必ずしもインコタームズ規則を意識してはいないものの、実際の契約条件はインコタームズ規則に準拠していることがほとんどであるとしている。

なお、インコタームズ規則は、所有権の移転時期の解釈を示すものではないが、LNG 売買契約は、通常、引渡地点で所有権が移転するとしている。

¹⁰⁹ 正式名称は、国内及び国際取引条件の使用に関する ICC 規則（ICC rules for the use of domestic and international trade terms）。

インコタームズ規則は、国際商慣習の具体化を目的としており、一般原則や商慣習の下であれば、契約書に明記しなくとも売買契約の一部となり得る。他方、インコタームズ規則は一般に使用されている商慣習を反映したものにすぎず、契約当事者がインコタームズ規則を採用しないことも可能である。

また、インコタームズ規則は、一定間隔で改定されているため、過去の「インコタームズ 2000 規則」や最新の「インコタームズ 2010 規則」が存在し、過去の規則を適用することも可能である。ただし、インコタームズ規則の改定による混乱を避けるため、最も新しいインコタームズ規則を使用することや、いずれの時点の規則を適用するか明記することが推奨されている。

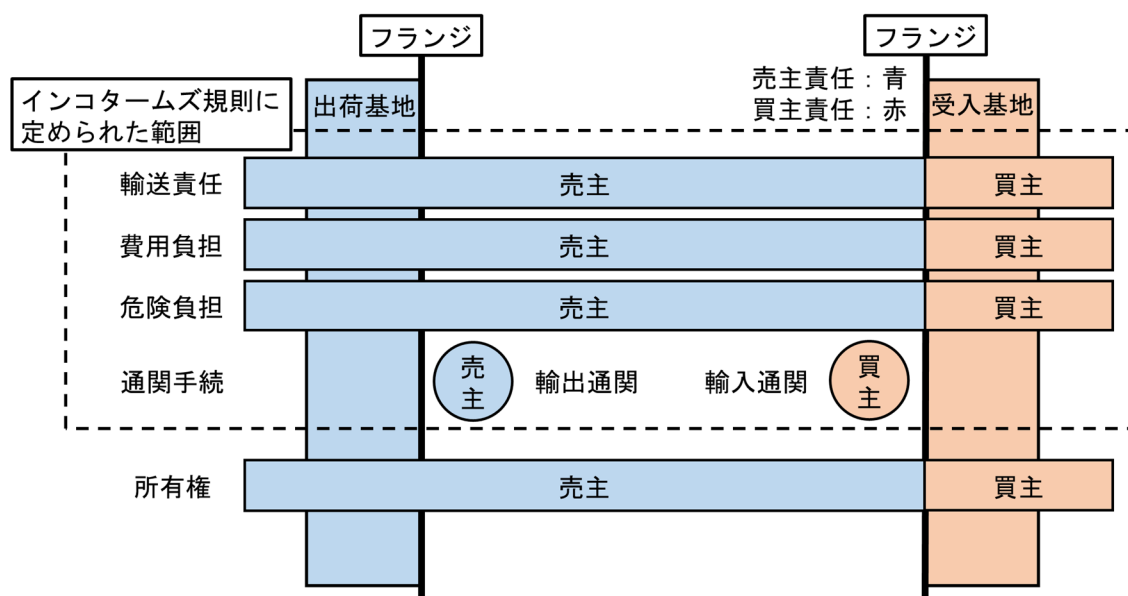
なお、インコタームズ規則は、国際契約だけでなく国内契約に用いることもできる。

2 DES条件

DES (Delivered Ex Ship) 条件¹¹⁰とは、物品の引渡地点を輸入国の仕向港 (destination port) とする揚地渡し取引条件をいう。売主は、仕向港まで物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用と危険を負担する (図 72)。国際的な LNG 売買契約においては、一般に、輸入国の受入基地が仕向港に該当する。

物品が液体の場合、ホースにより荷揚げしたときに引渡しが行なわれたものとしている。LNG 売買契約においては、LNG 船から受入基地へと LNG が移動する際に配管フランジを通過した時点で引渡しが行なわれたものとしている。

図 72 DES 条件の概要



出所： 国際商業会議所「ICC インコタームズ 2000 の手引き」等を基に当委員会作成。

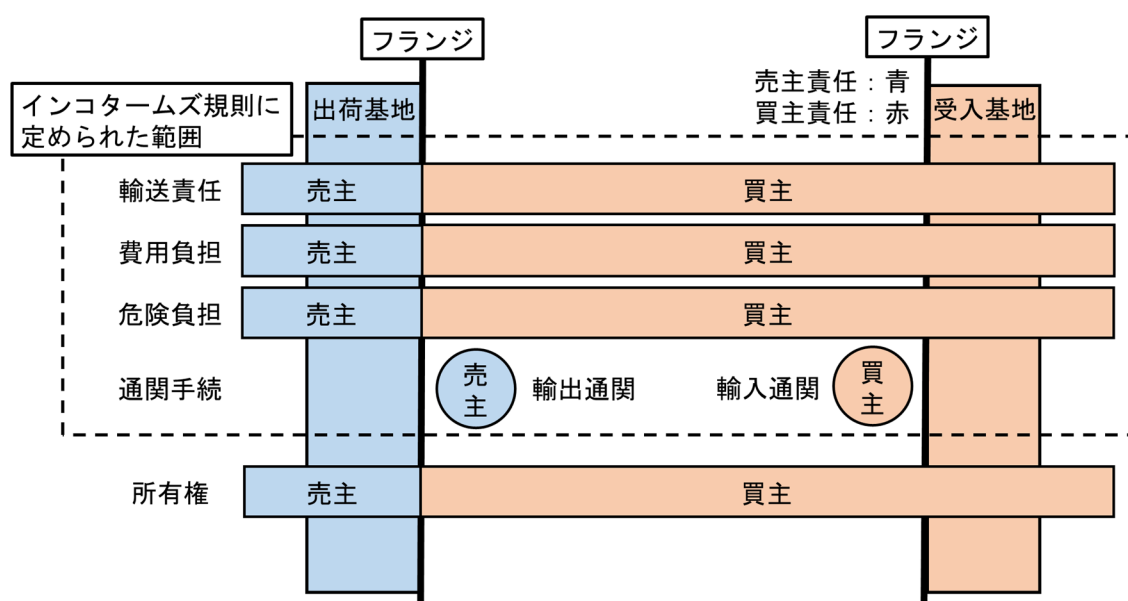
¹¹⁰ DES 条件はインコタームズ 2000 の用語であり、インコタームズ 2010 では同様の契約条件を DAP (Delivered At Place) 条件と呼称している。しかし、LNG 売買契約のほとんどは、現在も DES 条件の用語を使用している。なお、LNG 売買契約においては、DES 条件を Ex Ship 条件と呼称することも少なくない。

3 FOB条件

FOB (Free On Board) 条件とは、物品の引渡地点を輸出国の船積港 (shipment port) とする積地渡し取引条件をいう。買主は、船積港から物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用と危険を負担する (図 73)。国際的な LNG 売買契約においては、一般に、輸出国の出荷基地が船積港に該当する。

物品が液体の場合、ホースにより荷積みしたときに引渡しがなされたものとしている。LNG 売買契約においては、出荷基地から LNG 船へと LNG が移動する際に配管フランジを通過した時点で引渡しがなされたものとしている。

図 73 FOB 条件の概要



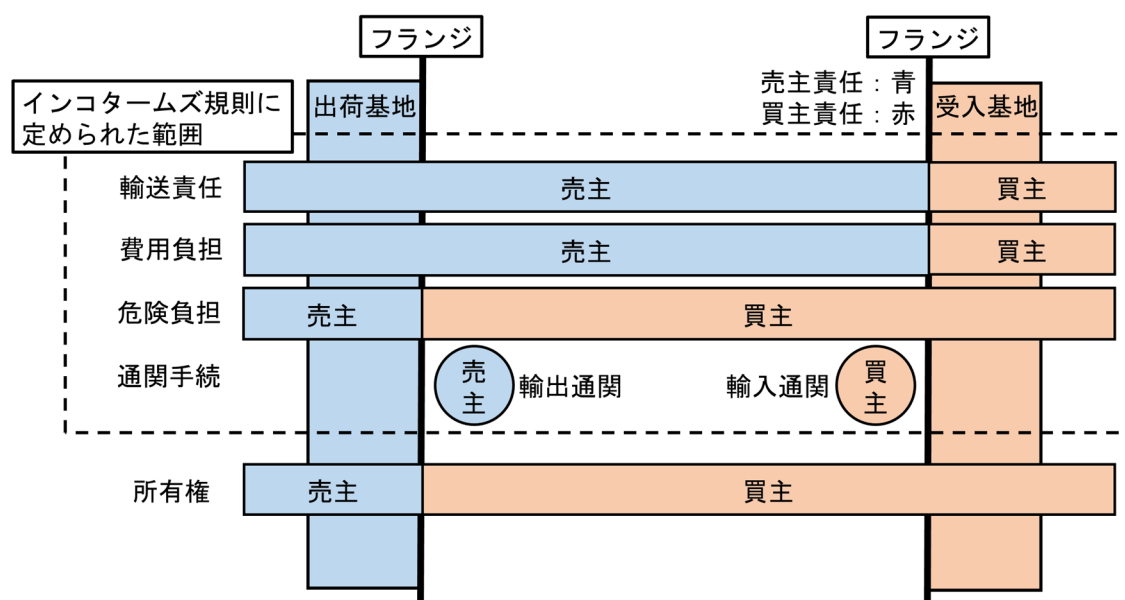
出所： 国際商業会議所「ICC インコタームズ 2000 の手引き」等を基に当委員会作成。

<参考>CIF 条件

CIF (Cost, Insurance and Freight) 条件とは、物品の引渡地点を輸出国の船積港とする積地渡しの取引条件である。売主は、仕向港まで物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用を負担し、他方、買主は、輸送に伴う一切の危険を負担する (図 74)。

原油取引は CIF 条件又は FOB 条件の契約が多いところ、LNG 取引は DES 条件又は FOB 条件の契約がほとんどであり、CIF 条件はほとんどみられない。この理由として、LNG 取引においては、BOG が生じるために輸送中の LNG 数量が変化することから、出荷基地で危険負担及び所有権が移転し、受入基地で輸送責任及び費用負担が移転する CIF 条件の場合には、輸送前後の LNG 数量の変化を契約条件に細かく反映することが困難であることが挙げられる。

図 74 CIF 条件の概要



出所： 国際商業会議所「ICC インコタームズ 2000 の手引き」等を基に当委員会作成。

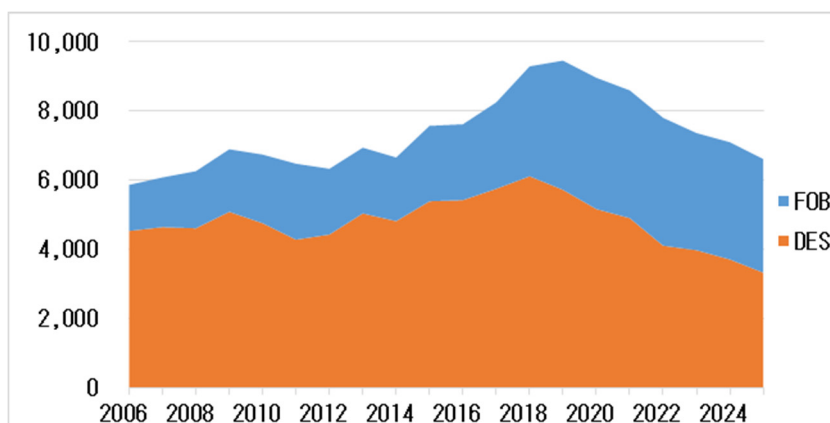
4 期間契約における引渡条件

長期契約における引渡条件別の年間契約数量の割合は、直近5年間、DES条件が7割程度、FOB条件が3割程度で推移してきた（図75）。長期契約でDES条件が多い理由について、契約当事者は、①LNG取引の黎明期においては、需要者にLNGの輸送に係る技術的知見がなく、需要者も安定供給を重視していたため、供給者が輸送を担当する必要があったという歴史的経緯のほか、②伝統的供給国における造船・海運業を育成するという政府方針、③伝統的供給国のプロジェクト会社やポートフォリオプレイヤーが自社で管理しているLNG船を有効活用したいという意向、④供給者が自社の年間配船計画を最適化したいという意向等を挙げている。

近年、新規の長期契約ではFOB条件が増加する傾向がみられる。今後の契約締結状況にも左右されるものの、長期契約におけるFOB条件の年間契約数量は、2025年には過半となる見込みである（図76）。

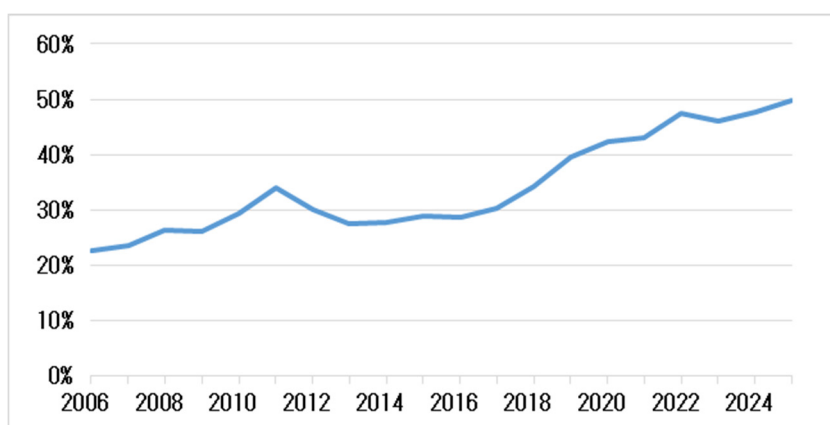
図75 長期契約における引渡条件別の年間契約数量の推移

（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

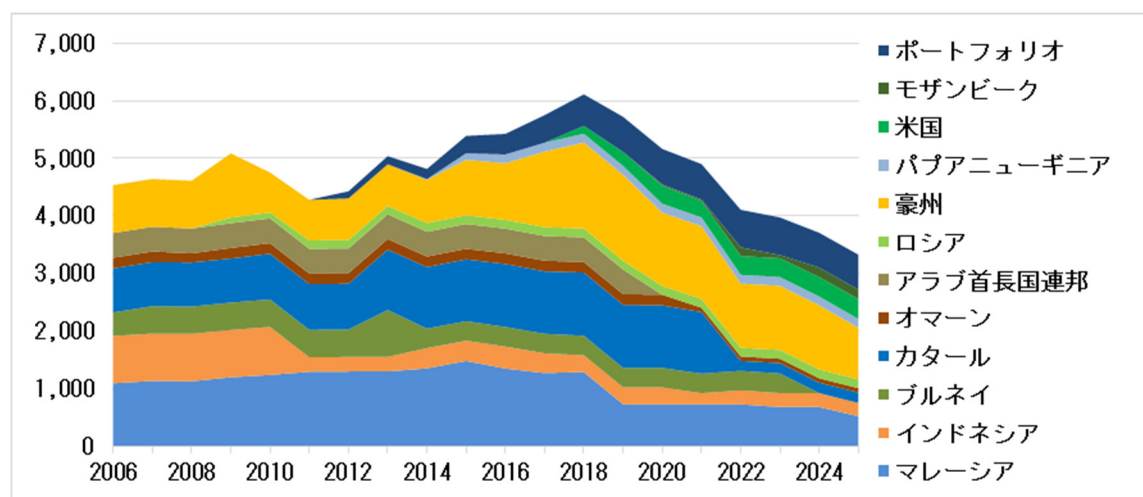
図76 長期契約の全契約数量に占めるFOB条件の年間契約数量の割合の推移



出所： 日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

DES 条件の長期契約は、マレーシア、ブルネイ、カタール、アラブ首長国連邦等の伝統的供給国の売主が主要な契約先である（図 77）。伝統的供給国の売主は、歴史的経緯等により LNG 船を自ら管理している場合が多く、自国の LNG 船を有効利用することができる DES 条件を志向している場合が多い。

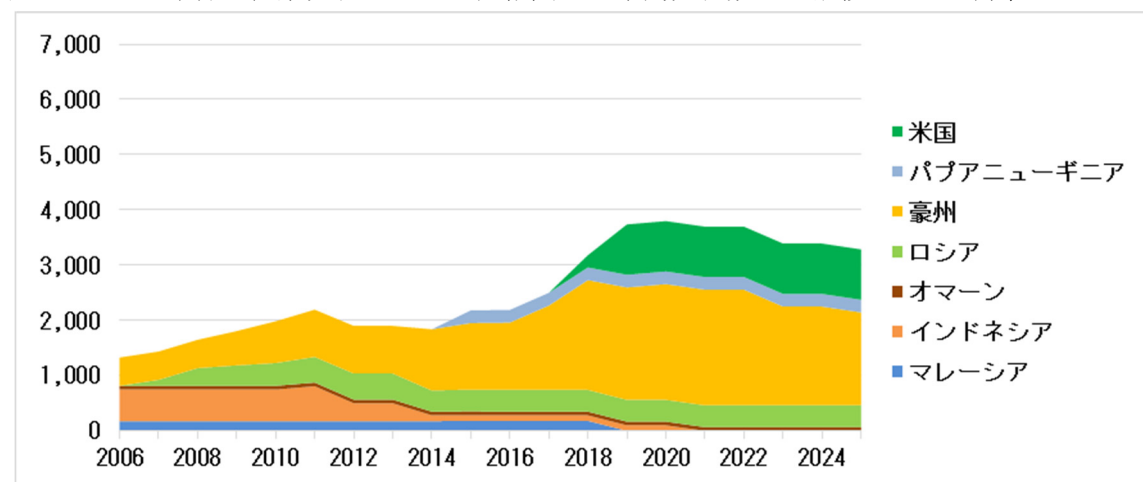
図 77 DES 条件の長期契約における供給国別の年間契約数量の推移（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

FOB 条件の長期契約は、現時点で豪州のプロジェクトが主要な契約先である。今後、豪州及び米国等の新規プロジェクトが新たな契約先となる見込みである（図 78）。新規契約においては、一般に、FOB 条件の長期契約を締結することが比較的容易になりつつあるとされている。近年、新規プロジェクトにおいて、FOB 条件の契約とする割合が相対的に多い傾向がみられる。

図 78 FOB 条件の長期契約における供給国別の年間契約数量の推移（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

なお、短期・中期契約は、現在、全て DES 条件である（表 19）。

短期・中期契約は、例えば、①プロジェクト会社が生産した LNG に余剰が発生し、かつ、プロジェクト会社が保有・管理している LNG 船に余裕が発生した場合に締結する場合や、②ポートフォリオプレイヤーがプロジェクト会社等から余剰 LNG を購入して再販売を行う場合にポートフォリオ契約を締結することが多いため、DES 条件が基本となっているものと考えられる。

表 19 契約期間別・引渡条件別の契約数量の割合

	長期契約	中期契約	短期契約	期間契約全体
DES 条件	71.2%	100%	100%	73.4%
FOB 条件	28.8%	0%	0%	26.6%

注：2016 年 4 月時点。年間契約数量ベース。

出所：日本の需要者の報告及び各種公表資料を基に当委員会作成。

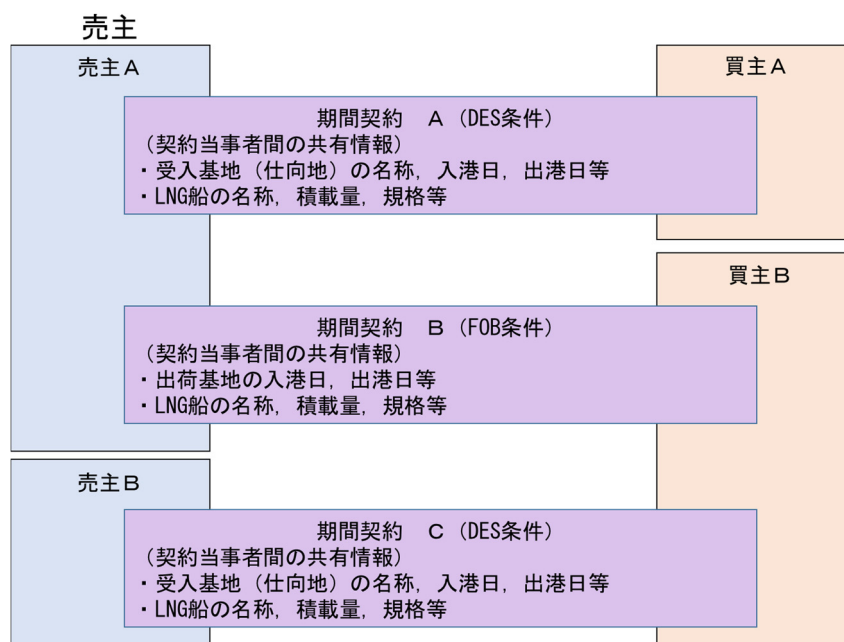
5 年間配船計画

契約当事者は、年間契約数量に基づき、毎年、LNG の引渡・受取日程及び出荷基地と受入基地の間の LNG 船の配船日程を合意する必要があるため、契約年度の前年度までに共同で「年間配船計画」(Annual Delivery Program : ADP) を策定している (図 79)。

DES 条件の期間契約の年間配船計画は、受入基地 (仕向地) の名称、受入基地における LNG 船の入港日及び出港日、LNG 船の名称、積載量及び規格等を記載する。また、ポートフォリオ契約の場合、LNG の熱量及び性状を特定するため、更に出荷基地の名称を記載する。

FOB 条件の期間契約の年間配船計画は、出荷基地における LNG 船の入港日及び出港日、LNG 船の名称、積載量及び規格等を記載する。このほか、契約上の義務又は参考情報として受入基地 (仕向地) の名称を記載する場合がある。

図 79 年間配船計画のイメージ



出所： ヒアリング等を基に当委員会作成。

年間配船計画の策定は、対象となる契約年度の前年度において、買主が、年間契約数量を踏まえ、削減許容量や増加許容量の規定の活用等により、あらかじめ希望する引取数量を売主に通知し、売主が、買主の希望する引取数量に基づき、四半期別又は各月別に配船日程を配分した年間配船計画の大枠を提示する。契約当事者が大枠に合意した後、個別の配船日程の詳細を決定していく。

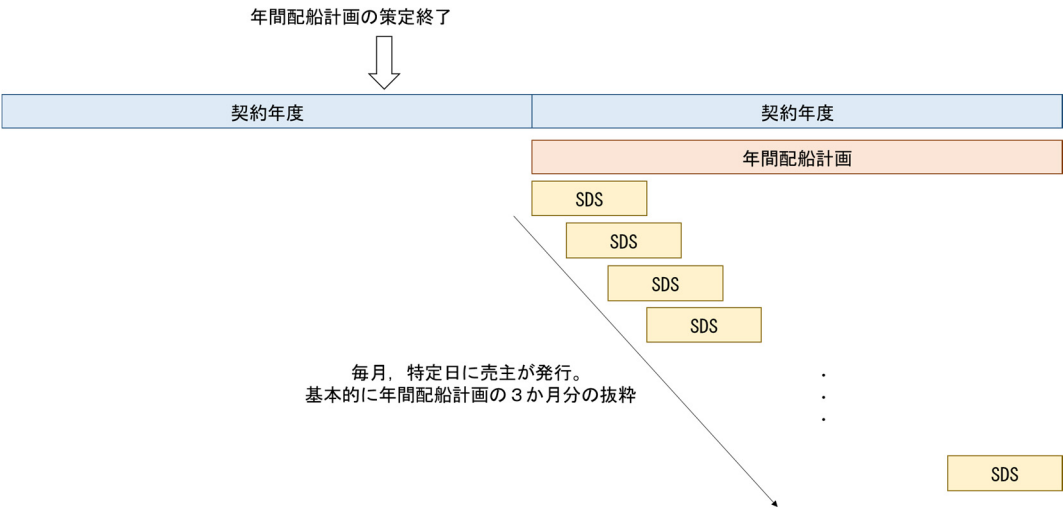
例えば、4月に契約年度が開始する契約であれば、契約年度開始の約半年前から協議を開始し、前年中に年間配船計画を合意している。また、複数の期間契約を有する売主は、契約の間で出荷日時が重複しないように、出荷基地の入港日及び出港日を調整する必要がある。他方、複数の期間契約を有する買主は、契約の間で受入日時が重複しないように、受入基地の入港日及び出港日を調整する必要がある。

基本的に、年間配船計画の策定時点で、買主の引取義務数量と売主の供給義務数量が確定する。ただし、年間配船計画の策定後であっても、契約に定められた範囲内で需給変動等に対応するため、削減許容量や増加許容量の規定の活用等により、買主が引取数量を増減できる場合もある。

また、対象となる契約年度の開始後において、売主又は買主の事情変更に対応するため、例えば、毎月の特定期日に、売主は、今後3か月間の具体的な配船日程（Specific Delivery Schedule：SDS）を記載した通知文を買主に発出している。このとき、必要に応じて、年間配船計画を修正している（図80）。

なお、具体的な配船日程（SDS）の発出後であっても、契約当事者の合意があれば、日程変更は可能である。

図80 年間配船計画（ADP）と具体的な配船日程（SDS）の関係



出所： ヒアリング等を基に当委員会作成。

6 引渡条件に係る契約当事者の認識・意見

(1) 需要者の認識・意見

- LNG取引の黎明期は、需要者は、LNGの輸送リスク等に係る技術的知見がなく、供給の安定性を重視していたため、DES条件の長期契約がほとんどであった。他方、近年、需要者の技術的知見が向上し、輸送コストを効率化する観点からFOB条件の長期契約も増加している。
- 輸送費の最小化を志向するポートフォリオプレイヤーや、市場のコントロールを志向する供給者は、DES条件を志向する傾向がみられる。
- 長期契約は、プロジェクト会社が設備投資をする前に契約条件の交渉をすることが多く、いことから、FOB条件とするように交渉する余地が比較的大きい。他方、短期・中期契約は、プロジェクト会社が余剰LNGを販売したい場合に契約を締結することが多いため、プロジェクト会社が保有又は管理するLNG船の余力を用いることを前提に交渉することが多く、DES条件となることが多い。

(大規模需要者)

- FOB条件は、①買主が輸送費、保険料等を自ら管理することで輸送コストを削減できること、②買主が出港後のスケジュールを管理できること、③LNGの再販売が容易であること等のメリットがあるため、今後、FOB条件の契約の割合を増加していきたい。
- DES条件にもLNG船の維持・管理コストを要しないというメリットがあるため、DES条件とFOB条件をバランスよく採用していきたい。

(小規模需要者)

- 調達規模が小さく、LNG船の高い操業率を維持できないため、FOB条件には経済的なメリットが無く、DES条件を志向している。FOB条件の契約締結は予定していない。
- 現状、DES条件の契約のみを締結している。機会があればFOB条件の契約締結も検討したい。ただし、現状、FOB条件の契約締結は予定していない。

(2) 供給者の認識・意見

- LNG プロジェクト稼動時に、契約当事者が DES 条件とすることを合意したことから、プロジェクト会社が保有又は管理している LNG 船が既にあるため、当該 LNG 船を有効活用する必要がある。また、DES 条件は年間配船計画の一体的な管理を始めとした売主の操業上の自由度が高まる。このため、DES 条件を志向しているものの、買主の要望があれば、条件次第で FOB 条件の新規契約を締結することも検討したい。
- ポートフォリオプレイヤーとしては、世界各地の LNG 出荷基地と買主のニーズを組み合わせ、自社の配船を常に最適化しているため、FOB 条件の契約締結は困難である。基本的に DES 条件の契約のみ締結しており、FOB 条件の契約は締結していない。
- ポートフォリオプレイヤーとしては、世界各地の LNG 出荷基地と買主のニーズを組み合わせたポートフォリオ契約を締結していることから、自社の利益を最大化するために、自社の配船計画を常に最適化しなければならない。基本的に DES 条件の契約を志向しており、FOB 条件の契約は限定的である。
- DES 条件は、売主がサプライチェーンをコントロールできるが、LNG 船の建造・運用コストや輸送リスクを負う必要がある。他方、FOB 条件は、売主がサプライチェーンをコントロールできないものの、LNG 船の建造・運用コストや輸送リスクを負う必要はない。売主がサプライチェーンをコントロールできるという観点では DES 条件が好ましいが、他方、様々なコストを勘案すれば、DES 条件と FOB 条件をバランスよく締結することが良いと考える。
- DES 条件と FOB 条件の組合せについては、プロジェクト稼動時に検討すべきであり、一旦契約を締結した後に引渡条件を変更することは操業上又は経済上効率的ではない。
- プロジェクトの新規契約及び延長契約を FOB 条件で締結することは可能である。

第4 仕向地

1 仕向地条項

(1) 概要

「仕向地条項」(destination clauses)とは、契約書において、仕向地すなわち LNG 船の目的地である仕向港として、一定の範囲の受入基地¹¹¹を指定している条項をいう。

DES 条件の契約においては、引渡地点が受入基地であり、受入基地までの輸送責任を売主が負うことから、売主の輸送先となる引渡地点を特定するため、引渡地点を定める仕向地条項は必要不可欠な条項である¹¹²。

FOB 条件の契約においては、引渡地点が出荷基地であり、出荷基地からの輸送責任を買主が負うことから、売主の引渡地点ではない受入基地を定める仕向地条項は必要不可欠な条項とはいえない¹¹³。

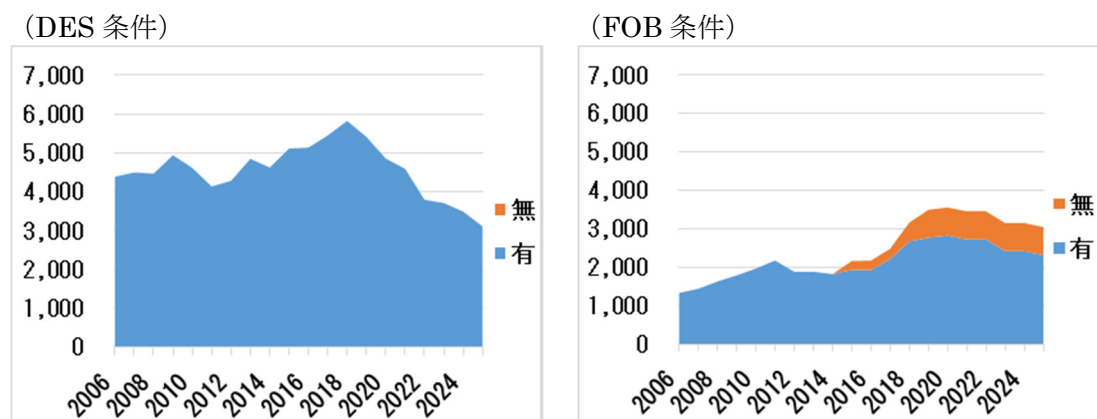
(2) 実態

DES 条件の長期契約は全て仕向地条項を規定しており、FOB 条件の長期契約も大部分は仕向地条項を規定している(図 81)。

FOB 条件の長期契約のうち仕向地条項を規定していない契約のほとんどは、①LNG プロジェクトに参加した需要者がエクイティリフティングにより権益保有割合に相当する LNG を引き取るために自社の現地子会社等と締結した購入契約、又は、②需要者が液化委託契約により生産した LNG を引き取るために自社の現地子会社等と締結した購入契約である。

なお、短期・中期契約は、現在、全て DES 条件であり、仕向地条項を規定している¹¹⁴。

図 81 長期契約における仕向地条項の有無別の年間契約数量の推移 (単位：万トン)



出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

¹¹¹ 「受入基地」について、売買契約書では、Buyer's facility, Receiving Terminal, Unloading Terminal 等の表現を用いることが多い。

¹¹² ほとんどの需要者も、DES 条件の契約で引渡地点を契約書又は確認通知書で定める必要性は認めている。

¹¹³ 現に仕向地条項を規定していない FOB 条件の契約も一定程度存在する。

¹¹⁴ 確認通知書に仕向地を規定している短期・中期契約も存在する。

2 仕向地の範囲

(1) 概要

長期契約の仕向地条項において、一定の範囲の受入基地を仕向地として指定する方法は、①個別の受入基地名を列挙する限定列挙方式と、②「買主の受入基地」、「日本国内の受入基地」などと包括的に記載する包括指定方式の2種類に大別できる。

また、限定列挙方式と包括指定方式のいずれも、買主の受入基地のみを仕向地として指定する場合と、買主以外の受入基地も仕向地として指定する場合に区別できる。さらに、買主以外の受入基地も仕向地として指定する場合は、共同買主の受入基地を含む場合、他の国内の受入基地を含む場合及び他の国外の受入基地を含む場合に細分できる。

(2) 実態

長期契約における仕向地条項の具体的な記載振りは区々であるが、上記の分類に基づき整理すると下表のとおりである（表20）。

国外の受入基地を仕向地の指定に含む契約は僅かであり、FOB条件の契約の15.9%のみである。また、買主以外の受入基地を仕向地の指定に含む契約は一定程度存在し、FOB条件の契約の60.6%、DES条件の契約の27.3%である。

なお、短期・中期契約における仕向地条項の記載振りの傾向も同様である。

表20 長期契約における仕向地条項が仕向地として指定している受入基地の範囲

規定方法	仕向地の範囲	割合 (DES)	割合 (FOB)
限定列挙方式		93.8%	49.7%
	買主の受入基地名のみを列挙して記載	68.9%	33.9%
	買主以外の受入基地名を含め列挙して記載	24.9%	15.8%
	共同買主の受入基地を含む	18.4%	3.8%
	他の国内の受入基地を含む	8.5%	12.0%
	他の国外の受入基地を含む	0%	0%
包括指定方式		6.2%	50.3%
	買主の受入基地のみを包括的に記載	3.7%	5.5%
	買主以外の受入基地を含めて包括的に記載	2.4%	44.8%
	共同買主の受入基地を含む	1.7%	32.6%
	他の国内の受入基地を含む	0.7%	38.0%
	他の国外の受入基地を含む	0%	15.9%

注：2016年4月時点。年間契約数量ベース。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

3 運用上の仕向地変更

(1) 概要

期間契約を締結している買主は、個別のカーゴの仕向地について、仕向地として指定している範囲外の受入基地に変更することを希望する場合がある。

仕向地変更を希望する理由としては、①需要量の減少に伴う需給調整、受入基地の貯蔵タンクの受入可能容量の不足、配船日程の調整等の操業上（operational）の理由や、②利益目的の再販売のような商業上（commercial）の理由が挙げられる。

本報告書においては、契約書を改定することなく、個別のカーゴの仕向地について、仕向地条項で指定した仕向地の範囲外の受入基地へ運用上変更することを「仕向地変更」（diversion）といい、このような仕向地変更の条件を定める条項を契約書に規定している場合、当該条項を「仕向地変更条項」（diversion clauses）という。

また、国内の受入基地への仕向地変更の条件を定める条項を「国内仕向地変更条項」といい、国外の受入基地への仕向地変更の条件を定める条項を「国外仕向地変更条項」という。

(2) 仕向地変更条項の有無

国内仕向地変更条項は、仕向地条項を規定している DES 条件及び FOB 条件の長期契約の大部分が規定しており、規定割合には増加傾向がみられる（図 82）。

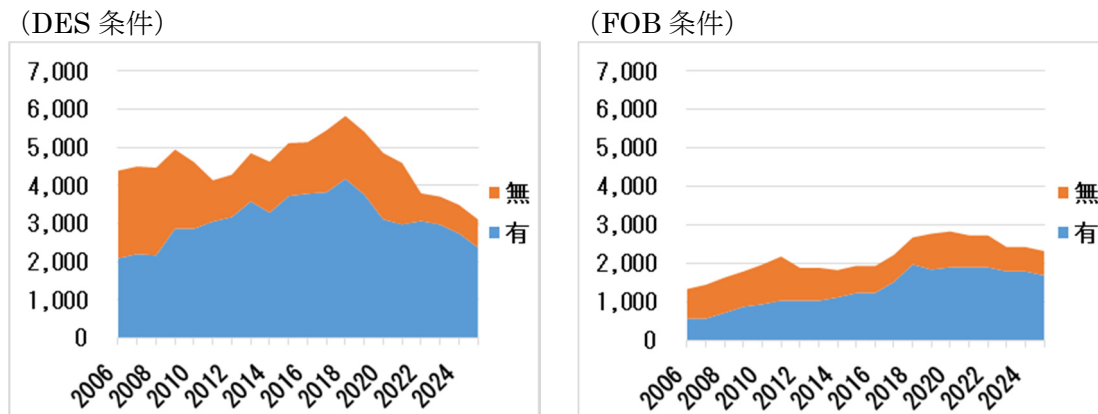
国外仕向地変更条項は、仕向地条項を規定している FOB 条件の長期契約の大部分が規定しており、仕向地条項を規定している DES 条件の長期契約の一部のみが規定しているものの、近年、規定割合には増加傾向がみられる（図 83）。

また、供給国別にみると、伝統的供給国のプロジェクトに係る長期契約においては、国内仕向地変更条項のみを規定している契約が多く、また、仕向地変更条項自体を規定していない契約も比較的多くみられる。

なお、短期・中期契約の規定状況の傾向も同様である。

図 82 長期契約における国内仕向地変更条項の有無別の年間契約数量の推移

(単位：万トン)

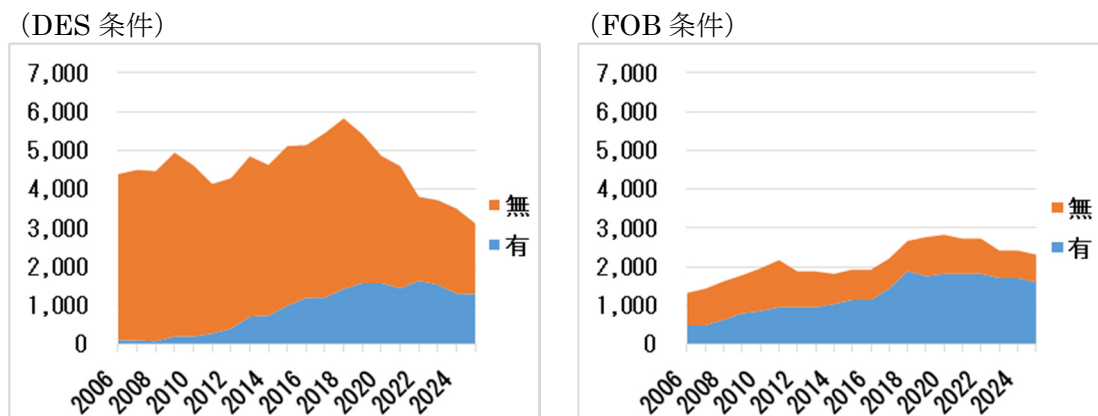


注：仕向地条項を規定している長期契約について、国内仕向地変更条項の有無で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

図 83 長期契約における国外仕向地変更条項の有無別の年間契約数量の推移

(単位：万トン)



注：仕向地条項を規定している長期契約について、国外仕向地変更条項の有無で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(3) 仕向地変更条項の内容

ア 概要

長期契約の仕向地変更条項において、仕向地変更の条件の規定方法としては、契約書に「売主が同意すること」のみを規定している場合と、契約書に「売主が同意すること」以外の具体的な仕向地変更の条件を規定している場合の2種類に大別できる。

仕向地変更の条件としては、下記が挙げられる（表 21）。

表 21 仕向地変更の条件

①売主同意	売主が同意すること
②安全性	仕向地変更先の受入基地の安全性（船陸整合性等）が確認されていること
③追加コスト支払	仕向地変更により売主に発生する追加費用 ¹¹⁵ を買主が全額支払うこと
④配船上の許容性	売主が配船上対応可能であること （仕向地変更により年間配船計画に支障が生じないこと）
⑤操業理由限定	買主の操業上の理由（需要量の減少に伴う需給調整，受入基地の貯蔵タンクの受入可能容量の不足，配船日程の調整等）による仕向地変更の場合に限定すること
⑥商業理由禁止	買主の商業上の理由（利益目的）による仕向地変更でないこと
⑦売主顧客再販売禁止	売主の他の顧客への再販売を目的とした仕向地変更ではないこと
⑧買主直接再販売禁止	売主が仕向地変更先の第三者に直接販売すること ¹¹⁶ ※買主による再販売は一切認めていない。

¹¹⁵ 例えば、輸送費，BOG 相当額，備船料，各種港費，保険料等が挙げられる。

¹¹⁶ DES 条件の場合，買主が第三者への再販売（仕向地変更）を希望した数量は，買主の引取義務数量から減少させ，売主が当該第三者に直接販売する契約を締結することとなる。

FOB 条件の場合，買主が第三者への再販売（仕向地変更）を希望した数量は，仕向地変更後の受入基地において，売主が買主から買い戻した上で，売主が当該第三者に直接販売する契約を締結することとなる。

イ 実態

(7) DES条件の長期契約

DES 条件の長期契約における仕向地変更の条件の実態は下記のとおりである（表 22）。

- a 仕向地変更条項を規定している契約のほとんど全ては、仕向地変更の条件として、①売主同意を規定している。しかし、「売主は同意を不当に留保しない」旨を規定している例は多いものの、具体的にどのような条件を満たせば売主が同意するのかを規定している例はほとんどみられない。
- b 仕向地変更条項を規定している契約の大部分は、仕向地変更の条件として、②安全性、③追加コスト支払又は④配船上の許容性のいずれかを規定しており、当該契約の半数近くは、②安全性、③追加コスト支払及び④配船上の許容性の全てを規定している。
- c 国内仕向地変更条項を規定している契約の過半は、国内仕向地変更の条件として、⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止又は⑦売主顧客再販売禁止のいずれかを規定している。他方、国外仕向地変更条項を規定している契約の一部は、国外仕向地変更の条件として、⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止又は⑦売主顧客再販売禁止のいずれかを規定している

表 22 DES 条件の長期契約のうち仕向地変更条項を規定している契約に占める具体的な仕向地変更の条件（①～⑧）を定めている契約の割合

	国内仕向地変更条項	国外仕向地変更条項
①売主同意	70.9% [96.1%]	23.4% [100%]
②安全性	48.4% [65.6%]	17.4% [74.1%]
③追加コスト支払	48.2% [65.4%]	20.2% [86.2%]
④配船上の許容性	36.0% [48.8%]	17.4% [74.1%]
⑤操業理由限定	28.2% [38.3%]	5.2% [22.4%]
⑥商業理由禁止	20.0% [27.1%]	1.8% [7.8%]
⑦売主顧客再販売禁止	1.0% [1.3%]	1.0% [4.1%]
⑧買主直接再販売禁止	0% [0%]	0% [0%]
②～④のいずれかに該当する契約	55.1% [74.7%]	21.1% [90.3%]
⑤～⑧のいずれかに該当する契約	41.1% [55.7%]	6.1% [26.1%]
仕向地変更条項のある契約	73.8% [100%]	23.4% [100%]
仕向地条項のある契約	100%	
DES 条件の長期契約	100%	

注：2016年4月時点。各条件（①～⑧）が定められている契約の割合について、左側の数字は長期契約全体に占める割合であり、右側の数字（[]内の数字）は仕向地変更条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(4) FOB条件の長期契約

FOB 条件の長期契約における仕向地変更の条件の実態は下記のとおりである（表23）。

- a 仕向地変更条項を規定している契約の過半は、仕向地変更の条件として、①売主同意を規定している。「売主は同意を不当に留保しない」旨を規定している例は多いものの、具体的にどのような条件を満たせば売主が同意するのかを規定している例はほとんどみられない。
- b 仕向地変更条項を規定している契約の一部は、仕向地変更の条件として、②安全性又は④配船上の許容性を規定しており、③追加コスト支払を規定している契約はみられない¹¹⁷。
- c 国内仕向地変更条項を規定している契約の一部は、国内仕向地変更の条件として、⑤操業理由限定又は⑥商業理由禁止のいずれかを規定している。他方、国外仕向地変更条項を規定している契約の一部は、国外仕向地変更の条件として、⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止、⑦売主顧客再販売禁止又は⑧買主直接再販売禁止のいずれかを規定している。

表 23 FOB 条件の長期契約のうち仕向地変更条項を規定している契約に占める具体的な仕向地変更の条件（①～⑧）を定めている契約の割合

	国内仕向地変更条項		国外仕向地変更条項	
①売主同意	28.7%	[51.0%]	48.2%	[90.9%]
②安全性	7.6%	[13.6%]	4.6%	[8.7%]
③追加コスト支払	0%	[0%]	0%	[0%]
④配船上の許容性	7.4%	[13.1%]	4.6%	[8.7%]
⑤操業理由限定	7.4%	[13.1%]	8.3%	[15.6%]
⑥商業理由禁止	5.8%	[10.3%]	4.6%	[8.7%]
⑦売主顧客再販売禁止	0%	[0%]	7.4%	[13.9%]
⑧買主直接再販売禁止	0%	[0%]	8.9%	[16.8%]
②～④のいずれかに該当する契約	7.6%	[13.6%]	8.9%	[16.8%]
⑤～⑧のいずれかに該当する契約	12.9%	[22.9%]	21.8%	[41.2%]
仕向地変更条項のある契約	56.3%	[100%]	53.0%	[100%]
仕向地条項のある契約	88.7%			
FOB 条件の長期契約	100%			

注：2016年4月時点。各条件（①～⑧）が定められている契約の割合について、左側の数字は長期契約全体に占める割合であり、右側の数字（[]内の数字）は仕向地変更条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

¹¹⁷ FOB 条件は買主が輸送に伴う一切の費用及び危険を負担するものであることを反映している。

(4) 仕向地変更に係る事前連絡

ア 概要

買主が仕向地変更を希望する場合について、あらかじめ事前連絡を必要とする旨を定めた事前通知義務を規定している場合がある。

具体的には、「合理的な期間」や「海上保安機関の確認に必要な期間」のように、具体的な日数を明示しない契約もあれば、具体的な日数として、前契約年度の特定日や、出荷基地の出航予定日又は受入基地の入港予定日から一定期間を置いた事前通知を必要とする場合もみられる。

イ 実態

(7) DES条件の長期契約

DES 条件の長期契約の約半数は事前通知義務を規定しているものの、事前通知の具体的期限を規定している契約は一部にすぎない（表 24）。

表 24 DES 条件の長期契約のうち仕向地変更条項を規定している契約に占める事前通知義務の有無別及び期限別の割合

		国内仕向地変更条項	国外仕向地変更条項
事前通知義務	明記あり	44.9%	63.4%
	具体的な期限なし	33.4%	31.4%
	前契約年度中	0.8%	6.6%
	90 日以上前	0%	0%
	60 日以上前	1.7%	5.4%
	30 日以上前	6.4%	20.0%
	30 日未満	2.6%	0%
事前通知義務	明記なし	55.1%	36.6%
仕向地変更条項あり		100%	100%

注 1： 2016 年 4 月時点。年間契約数量ベース。

注 2： 事前通知を要する期日については、緊急時であれば出港開始前まで認めるとする契約、引渡地点の出港日又は入港日の 45 日前、90 日前、3 か月前、半年前等とする契約、年間配船計画作成時までには通知する必要があるとする契約など様々であるところ、6 類型（①具体的な期限なし、②前契約年度中、③出港日又は入港日の 90 日以上前、④60 日以上前、⑤30 日以上前、⑥30 日未満）に分類したものである。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(4) FOB条件の長期契約

FOB 条件の長期契約の一部は事前通知義務を規定しているものの、事前通知の具体的期限を規定している契約はみられない（表 25）。

表 25 FOB 条件の長期契約のうち仕向地変更条項を規定している契約に占める事前通知義務の有無別及び期限別の割合

		国内仕向地変更条項	国外仕向地変更条項
事前通知義務	明記あり	17.5%	18.6%
	具体的な期限なし	17.5%	18.6%
	前契約年度中	0%	0%
	90 日以上前	0%	0%
	60 日以上前	0%	0%
	30 日以上前	0%	0%
	30 日未満	0%	0%
事前通知義務 明記なし		82.5%	81.4%
仕向地変更条項あり		100%	100%

注 1： 2016 年 4 月時点。年間契約数量ベース。

注 2： 事前通知を要する期日については、緊急時であれば出港開始前まで認めるとする契約、引渡地点の出港日又は入港日の 45 日前、90 日前、3 か月前、半年前等とする契約、年間配船計画作成時までには通知する必要があるとする契約など様々であるところ、6 類型（①具体的な期限なし、②前契約年度中、③出港日又は入港日の 90 日以上前、④60 日以上前、⑤30 日以上前、⑥30 日未満）に分類したものである。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(5) 仕向地変更の実施状況

大規模需要者からは、仕向地変更の条件が厳しくない契約の売主に優先的に仕向地変更を依頼し、無理のない条件で交渉した結果、仕向地変更が実現した事案も少なくない一方、売主との交渉の負担を勘案し、仕向地変更を依頼すること自体を躊躇した事案もあるという指摘がみられる。

小規模需要者からも、従来の契約は、仕向地変更条項が規定されていないため、仕向地変更を禁止する条項があるわけではないものの、仕向地変更を求めても同意を得られない状況にあると考えているという指摘がみられる。

また、大規模需要者からは、売主に仕向地変更を依頼したが、同意を得られず実現しなかった事案も多く、同意を得られない場合、単に契約違反として拒否されるだけで、理由の説明がなされないこともあるという指摘がみられる。

他方、小規模需要者からは、年間配船計画の作成後も売主に仕向地変更を依頼しているが、同意を得られなかった事案はないという指摘もみられる。

4 契約書上の仕向地追加

(1) 概要

期間契約を締結している買主は、仕向地として指定している受入基地の範囲に、新設した受入基地等を追加することを希望する場合がある。

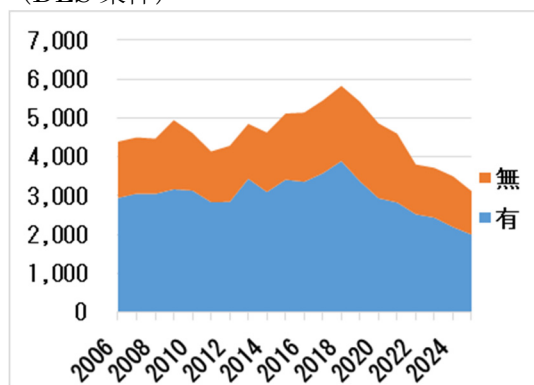
本報告書においては、契約書を改定することにより、仕向地として指定している受入基地の範囲に新設した受入基地等を追加することを「仕向地追加」といい、このような仕向地追加の条件を定める条項を契約書に規定している場合、当該条項を「仕向地追加条項」という。

(2) 仕向地追加条項の有無

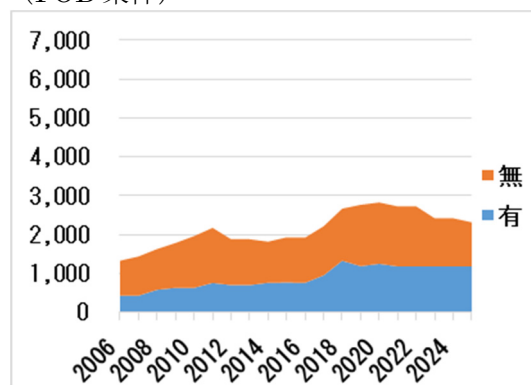
仕向地条項を規定している長期契約の過半は、仕向地追加条項を規定している（図 84）。

なお、仕向地追加条項を規定している長期契約の大部分は、追加できる仕向地の範囲を買主の受入基地又は国内の受入基地に限定している。また、国外の受入基地を明示的に追加可能としている契約はみられない。

図 84 長期契約における仕向地追加条項の有無別の年間契約数量の推移（単位：万トン）
（DES 条件）



（FOB 条件）



注：仕向地条項を規定している長期契約について、仕向地追加条項の有無で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

(3) 仕向地追加条項の内容

ア 概要

長期契約の仕向地追加条項において、仕向地追加の条件の規定方法としては、契約書に「売主が同意すること」のみを規定している場合と、契約書に「売主が同意すること」以外の具体的な仕向地追加の条件を規定している場合の2種類に大別できる。

イ 実態

(7) DES条件の長期契約

DES 条件の長期契約における仕向地追加の条件の実態は下記のとおりである（表26）。

- a 仕向地追加条項を規定している長期契約のほとんど全ては、仕向地追加の条件として、①売主同意を規定している。しかし、「売主は同意を不当に留保しない」旨を規定している例は多いものの、具体的にどのような条件を満たせば売主が同意するかを規定している例はほとんどみられない。
- b 仕向地追加条項を規定している長期契約は、仕向地追加の条件として、②安全性を規定している契約は過半であるが、④配船上の許容性を規定している契約は一部である。

なお、指定している受入基地の範囲を追加する仕向地追加条項において、仕向地追加の条件として、③追加コスト支払を規定していることは想定されない。

- c 仕向地追加条項を規定している長期契約の一部は、仕向地追加の条件として、⑤操業理由限定や⑨自己利用目的限定¹¹⁸を規定している。

表 26 DES 条件の長期契約のうち仕向地追加条項を規定している契約に占める具体的な仕向地追加の条件（①～⑨）が定められている契約の割合

	DES 条件	
①売主同意	61.9%	[94.8%]
②安全性	38.4%	[58.8%]
③追加コスト支払	—	
④配船上の許容性	21.3%	[32.6%]
⑤操業理由限定	2.0%	[3.1%]
⑥商業理由禁止	0%	[0%]
⑦売主顧客再販売禁止	—	
⑧買主直接再販売禁止	—	
⑨自己利用目的限定	1.4%	[2.1%]
仕向地追加条項のある契約	65.3%	[100%]
仕向地条項のある契約	100%	
長期契約	100%	

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

注： 2016 年 4 月時点。各条件（①～⑨）が定められている契約の割合について、左側の数字は長期契約全体に占める割合であり、右側の数字（[]内の数字）は仕向地追加条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

¹¹⁸ 買主の自社事業（発電事業、ガス事業等）のみに利用すること。

(イ) FOB条件の長期契約

FOB 条件の長期契約における仕向地追加の条件の実態は下記のとおりである（表 27）。

- a 仕向地追加条項を規定している長期契約の大部分は、仕向地追加の条件として、①売主同意を規定している。「売主は同意を不当に留保しない」旨を規定している例は多いものの、具体的にどのような条件を満たせば売主が同意するのかを規定している例はほとんどみられない。
- b 仕向地追加条項を規定している長期契約は、仕向地追加の条件として、②安全性を規定している契約は一部であるが、④配船上の許容性を規定している契約はほとんどみられない。
- c 仕向地追加条項を規定している長期契約の一部は、仕向地追加の条件として、⑨自己利用目的限定を規定している。

表 27 FOB 条件の長期契約のうち仕向地追加条項を規定している契約に占める具体的な仕向地追加の条件（①～⑨）が定められている契約の割合

	FOB 条件	
①売主同意	25.4%	[72.5%]
②安全性	14.8%	[42.0%]
③追加コスト支払	—	
④配船上の許容性	0.6%	[1.7%]
⑤操業理由限定	0%	[0%]
⑥商業理由禁止	0%	[0%]
⑦売主顧客再販売禁止	—	
⑧買主直接再販売禁止	—	
⑨自己利用目的限定	6.9%	[19.7%]
仕向地追加条項のある契約	35.1%	[100%]
仕向地条項のある契約	88.7%	
長期契約	100%	

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

注： 2016 年 4 月時点。各条件（①～⑨）が定められている契約の割合について、左側の数字は長期契約全体に占める割合であり、右側の数字（[]内の数字）は仕向地追加条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

(4) 仕向地追加の実施状況

需要者は、仕向地追加の交渉を行った期間契約の大部分で売主の同意が得られているとしている。ただし、同意が得られた事案のほとんどは、買主の国内の受入基地の追加であり、買主以外の国内の受入基地の追加が認められた事案は僅かである。

なお、国外の受入基地の追加を要求した事案はみられなかった。

5 仕向地制限の緩和

(1) 仕向地制限／仕向地柔軟性

本報告書においては、契約上又は運用上、買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限を「仕向地制限」(destination restrictions)といい、契約上又は運用上、買主が仕向地を自由に設定・変更することができる程度を「仕向地柔軟性」(destination flexibility)という。

需要者からは、従来の仕向地制限の背景として、①売主はサプライチェーンの安定的な操業のため、LNG 船の出荷基地と受入基地の間の往復予定を変更したくないこと、②売主は巨額の初期投資回収の必要性及び初期投資回収後の収益性を維持する必要性から、できるだけ安定的な収益を上げたいため、買主が再販売により自らと競合することを制限し、再販売先市場の値崩れを防止したいことの二点があるという指摘がみられる。

供給者からは、売主の仕向地制限の理由として、①買主が必要とする熱量と数量の LNG を生産し、当該買主の受入基地に輸送することを前提としてオーダーメイドで LNG プロジェクトを立ち上げてきたこと、②売主や他の買主等に大きな損失が生じる事態を避けるため、年間配船計画の安定性を確保する必要があること、③産ガス国政府の国益最大化の意向に基づく価格設定の前提となっている仕向地を別の国・地域に変更することは困難な場合があること、④輸出信用機関のプロジェクトファイナンスへの参画を背景として、国家裨益の観点から、売買契約等において仕向地として受入基地を指定する場合があること等に言及する指摘がみられる。

(2) 仕向地制限の緩和の交渉状況

需要者からは、近年、余剰 LNG の発生リスク等を踏まえ、仕向地制限の緩和を求めており、近年の買手市場の影響もあり、新規契約については仕向地制限の緩和が進んでいる事例もあるが、既存契約については余り進んでいないという指摘がみられる。また、仕向地制限の緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げや利益分配条項の追加を要求してきた事例があったという指摘や、今後、仕向地制限の緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げを要求することはあり得るという指摘がみられる。他方、仕向地制限の緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げを要求してきたことはないという指摘もみられる。

供給者からは、仕向地制限を緩和する場合、利益分配条項を挿入する可能性、各設備の貯蔵容量に余裕を持たせるための設備投資に応じて LNG 価格を引き上げる可能性、各設備の貯蔵容量への影響を最小化するために削減許容量を減少させる可能性、供給源や LNG の性状の柔軟性を高める可能性に言及する指摘がみられる。他方、LNG 価格は、市場価格を参照して決定する部分が大きいため、売主が自らの利益を確保するために仕向地制限を行いつつ、仕向地制限の代償として市場の相場より安値で LNG を販売することは考え難いという指摘や、契約内容は、配船計画の最適化、仕向地柔軟性、数量柔軟性、価格競争

力等の要素を総合考慮しているため、仕向地制限を緩和するたびに取引価格が上がることはないという指摘もみられる。

＜参考＞仕向地条項の廃止又は緩和

一般に、「仕向地条項の廃止又は緩和」という主張がいわれる場合、①仕向地条項の廃止と②仕向地変更条項が定める条件の緩和の二つの意味で用いられている可能性がある。

①仕向地条項の廃止を議論する場合、**FOB** 条件では、引渡地点が出荷基地であり、出荷基地からの輸送責任を買主が負うことから、仕向地条項は、売主の引渡地点ではない受入基地を定める仕向地条項は必要不可欠な条項とはいえないが、**DES** 条件では、引渡地点が受入基地であり、受入基地までの輸送責任を売主が負うことから、売主の引渡地点を定める仕向地条項は必要不可欠な条項であることに留意する必要がある。

②仕向地変更条項が定める条件の緩和を議論する場合、仕向地変更の条件として、困難な条件を多数規定している契約は仕向地制限が厳しい（仕向地柔軟性が低い）と考えられるが、仕向地変更条項がない契約は売主が仕向地変更を想定していないため、仕向地制限が最も厳しい（仕向地柔軟性が最も低い）と需要者が認識している場合がみられるほか、仕向地変更条項の仕向地制限（仕向地柔軟性）の程度は、仕向地変更の条件の内容に加え、売主の解釈・運用にもよることに留意する必要がある。

＜参考＞仕向地自由

一般に「仕向地自由」（**destination free**）といわれる場合、①特に **FOB** 条件において仕向地条項がないこと、②仕向地変更条項において買主による最大限自由な仕向地変更を認めていることの二つの意味で用いられている可能性がある。

②について、需要者は、売主への事前連絡も売主の同意も不要という場合を指して用いることがある一方で、供給者は、売主への事前連絡も売主の同意も必要ではあるものの、売主が合理的と考える条件のみを課している場合を指して用いることがあり、契約当事者間の解釈に幅があることも多い。

また、特に米国産 **LNG** が仕向地自由といわれることが多いが、米国の液化事業における売主が買主による仕向地変更を最大限認めている場合もあるものの、①**LNG** プロジェクトに参加した需要者がエクイティリフティングにより権益保有割合に相当する **LNG** を引き取るために自社の現地子会社等と締結した購入契約、又は、②需要者が液化委託契約により生産した **LNG** を引き取るために自社の現地子会社等と締結した購入契約において、通常、仕向地制限が馴染まないことを指して用いられている可能性もある。

6 仕向地制限に係る契約当事者の認識・意見

(1) 需要者の認識・意見

【仕向地制限の現状・理由】

- 従来の LNG 取引においては、FOB 条件であっても仕向地条項が規定されており、DES 条件と FOB 条件のいずれも仕向地制限が存在する。仕向地制限の背景として、①売主はサプライチェーンの安定的な操業のため、LNG 船の出荷基地と受入基地の間の往復予定を変更したくないこと、②売主は巨額の初期投資回収の必要性及び初期投資回収後の収益性を維持する必要性から、できるだけ安定的な収益を上げたいため、買主が再販売により自らと競合することを制限し、再販売先市場の値崩れを防止したいことの二点があると考えられる。また、DES 条件で販売したい意向が強い売主は仕向地制限にもこだわる傾向があり、新規に FOB 条件の契約を締結する場合であっても仕向地制限に強くこだわる売主もいる。他方、FOB 条件の契約であれば仕向地変更を制限しないという売主もいる。

【仕向地変更による再販売等の必要性】

(大規模需要者)

- 現在、原子力発電所の再稼働、電力小売市場及びガス小売市場の自由化等により、今後の LNG の需要変動の予測が困難となっている。短期・スポット契約の割合を増加すれば需要変動への対応可能性は高まるものの、需給逼迫時の価格高騰のリスクも高まるため、長期契約の仕向地柔軟性を確保することの重要性は今後も変わらない。また、数量弾力条項における削減許容量の範囲までは引取数量を削減可能であり、Take or Pay 条項の適用等による損失を免れることができる。しかし、元より売主が大幅な需要変動リスクを負うものではなく、削減許容量には上限があり、行使の条件にも一定の制約がある。
したがって、売主の意向に左右されず、買主の自助努力により需要変動に対処するため、仕向地変更による再販売等を柔軟に行うことができるようにする必要があり、実際に余剰 LNG が発生している場合は一層必要性が高まる。
- 日本全体で LNG が供給過剰気味であるので、国外に再販売の販路を広げられるようになることが望ましい。また、世界的にも LNG が供給過剰になりつつある中で、少しでも再販売の機会を増やすためには、仕向地変更できる契約の選択肢が増えることが一層重要である。
- 今後、LNG の国内需要の拡大が見込めない中、事業活動を最適化し収益基盤の強化を図るため、仕向地変更による再販売等を柔軟に行うことができるようにしたい。例えば、①余剰 LNG をスポット市場で再販売することによる収益確保、②国内外の小規模需要者のニーズを取りまとめて自社が調達した LNG を再販売するアグリゲータービジネスによる収益向上等を推進したい。
- 仕向地制限の緩和により、バーター取引や配船調整を円滑に行えるようになれば、輸送能力の有効活用につながり、輸送コストの削減や新規の LNG 取引の実現につながり得る。
- 仕向地制限があっても、一旦荷揚げした LNG を再度荷積みして出荷する方法による再販売は制限されていない。しかし、このような再販売は、毎回の輸送コストが増加するほ

か、再出荷設備、貯蔵タンク、栈橋等の新設・増設のコストも生じる。その結果、需要変動目的の再販売は困難となり、収益目的の再販売も価格差が小さいアジア地域内で行うことは採算が合わないなど、再販売の機会が失われる。

- LNG の効率的な調達を実現するためには、JCC 価格に加え、様々な価格指標が採用されることが望ましく、最終的に日本の需給を反映した価格指標が成立すべきである。他方で、日本の需給を反映した価格指標が成立するためには、スポット市場の拡大が不可欠であるところ、仕向地制限の緩和は、スポット市場の拡大に資する。

(小規模需要者)

- 現時点で需給調整のために再販売しなければならないケースは少ないものの、今後の需要変動への対応や事業拡大を妨げられないようにするため、再販売が可能な状態にしておく必要はある。
- 自社の天然ガス需要に応じた LNG を計画的に調達しているため、仕向地変更による再販売の必要性は感じていない。ただし、日本全体の LNG 調達の柔軟性の観点からは、仕向地制限がない方が望ましい。

【DES 条件における仕向地制限の合理性】

(仕向地条項)

- DES 条件では、船積港を出港後の輸送責任は売主にあり、通常、受入基地の引渡時点で LNG の所有権が移転するため、仕向地条項により売主の輸送先を定める必要があること自体は理解できる。

(①売主同意)

- DES 条件であっても、売主に操業上の支障が生じる場合を除き、売主が同意を留保することに合理性があるとは考えられない。
- DES 条件において、仕向地変更売主の同意を要する旨の条項は多くみられるが、同意しない理由について売主から説明がなされない場合もある。少なくとも「売主は同意を不当に留保しない」旨の条項を規定すべきである。
- 「売主は同意を不当に留保しない」旨の規定のみでは不十分であり、売主が仕向地変更を拒否することが認められる範囲を限定列举し、これらの事由に該当しない場合、売主は同意を留保できない旨を規定すべきである。
- 売主が仕向地変更を同意しない理由について十分説明しない場合、買主は売主の主張が妥当であるか判断できず、結果として、仕向地変更が阻害される結果につながることも考えられる。仕向地変更同意しない理由が合理的であることを担保するために、売主による理由の説明は、買主が納得できる形で具体的に行われるべきである。

(②安全性)

- DES 条件では、売主が輸送責任を負うため、LNG 船の海上運送には物理的な危険が大きいことを踏まえれば、仕向地をみだりに変更しないよう売主が一定の制限をかけることに合理性が全くないとはいえない。
- DES 条件では、売主が輸送責任を負うため、買主が仕向地変更を希望しているカーゴ

の LNG 船が、仕向地変更後の受入基地のある仕向港に過去に入港したことがない場合に、売主が船陸整合性を確認する必要があることは理解できる。

- LNG 取引が十分に普及した現在、LNG 船の安全運航のルールが確立されており、船陸整合性が確認されている受入基地は相当数存在する。また、各受入基地における船陸整合性の確認基準やルールの整備も進んでおり、安全上の問題は相当程度解消されている。

(③追加コスト支払)

- DES 条件では、売主がコストを負担して輸送するため、買主が希望した仕向地変更に伴い売主に実際に生じた追加コストの範囲内であれば、買主が追加コスト相当額を支払うことを不合理とは思わない。

(④配船上の許容性)

- 当初の仕向地と比較して輸送距離が長くなる受入基地への仕向地変更を行う場合、LNG 船が次の荷積予定日に出荷基地に到着しなくなり、売主が定期的な配船スケジュールを組んでいると出荷基地のオペレーションに支障が生じることも考えられるが、オペレーションに支障が生じない場合は仕向地変更が認められるべきである。
- 当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる又は大差ない受入基地への仕向地変更であれば、実質的な問題は生じないはずであり、抽象的な懸念だけで仕向地変更を認めないことは不合理である。
- 従来、年間配船計画に基づいてスケジュール変更が生じる場合、契約当事者はスケジュールを調整することで対応してきた。仕向地変更により操業上の支障が生じる懸念があれば、双方が協議し、出荷基地の操業リスクを増大させることなく、仕向地変更を行うことも可能である。

(⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止、⑦売主顧客再販売禁止、⑧買主直接再販売禁止)

- 買主の操業上の理由による仕向地変更以外は認めない条項・運用や、買主の商業上の理由による仕向地変更を認めない条項・運用は、需給調整目的の再販売は制限しないが、収益目的の再販売は制限するため、買主が LNG 市場に参入する機会を制限するものである。
- 売主の他の顧客への再販売のための仕向地変更を認めない条項・運用は、買主が LNG 市場で売主と競合することを妨害する意図が明白である。
- 買主が再販売のための仕向地変更を希望した場合、売主から当該第三者に直接販売するという条項・運用は、買主が LNG 市場に参入することを不可能とし、買主の情報・ノウハウを売主が吸い上げるものであるため、買主の不利益が大きい。
- 売主の操業上の理由により仕向地変更ができないことは理解できるが、代替的な手段を講じることができる場合には仕向地変更が可能な限り認められるべきである。
- LNG の対価と輸送の対価は、切り分けて決定されるべきものである。たとえ、特定の仕向地を念頭に LNG 価格を設定していたとしても、一般に、仕向地変更に係る追加費用は買主に請求できるため、そのような主張は妥当ではない。

【FOB 条件における仕向地制限の合理性】

（仕向地条項）

- FOB 条件では、船積港を出港後の輸送責任は買主にあり、通常、出荷基地の引渡時点で LNG の所有権も移転しているため、仕向地条項を規定すること自体に合理性がない。
- 仕向地条項を規定している場合、仕向地変更の際に売主の同意が不要であっても、例えば、仕向地変更後の受入基地名の通知義務等が規定されていれば、買主の再販売先の情報が売主に伝わるといった不利益が生じるおそれがある。

（①売主同意）

- FOB 条件では、仕向地は買主が自由に変更可能であるべきであり、仕向地変更は売主の同意が必要という条項には合理性がない。
- FOB 条件では、DES 条件に比べて、売主の同意が容易に得られる傾向がある。

（②安全性）

- FOB 条件では、買主の責任で航路及び仕向地の港に関する技術上又は安全上の問題がないことを確保する以上、売主がこれらの問題を理由に仕向地変更を拒むことには合理性がない。
- FOB 条件では、あるカーゴの仕向地を変更した結果、次のカーゴの輸送について、買主が当初の予定と異なる LNG 船を用意した場合、売主は出荷基地における当該 LNG 船の船陸整合性等を確認することとなるが、これ以外に、安全性の観点からの合理的な制約は思い浮かばない。

（③追加コスト支払）

- FOB 条件では、買主がコストを負担して輸送するため、売主が追加コストを理由に仕向地変更を拒む合理性はなく、追加コスト支払を仕向地変更条件とする規定もない。

（④配船上の許容性）

- FOB 条件でも、売主は、次回の荷積予定日に買主の LNG 船が到着しないことにより、出荷基地のオペレーションに支障が生じる事態を避けたいために、なるべく仕向地を制限したいのではないかと。しかし、現在では LNG 船の市場が拡大し、買主が別の船を用意することが可能であるため、そのような事態は想定されない。
- 従来、年間配船計画に基づく具体的な配船日程に変更が生じる場合には、契約当事者は具体的な配船日程を調整することで対応してきた。仕向地変更により操業上の支障が生じる懸念があれば、契約当事者が協議し、出荷基地の操業リスクを増大させることなく、仕向地変更を行うことも可能である。
- 買主の仕向地変更に伴い、万が一、配船遅延が発生した場合でも、運用上、他の買主への引渡しを繰り上げて行うことや損害賠償請求を行うことも可能であり、売主が一方的に損害を負うわけではない。

（⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止、⑦売主顧客再販売禁止、⑧買主直接再販売禁止）

- DES 条件の場合と同様、競争制限的な条件であり合理性がない。

【仕向地変更の交渉・実施状況】

(大規模需要者)

- 売主に仕向地変更を依頼する場合、売主に説明や交渉を行う必要がある。仕向地変更が実現した事案も少なくないが、それらは、仕向地変更の条件が厳しくない契約の売主に優先的に依頼し、無理のない条件で交渉した結果である。他方、売主との交渉の負担を勘案し、仕向地変更を依頼すること自体を躊躇した事案もある。
- 売主に仕向地変更を依頼したが、同意を得られず実現しなかった事案も多い。同意を得られない場合は、単に契約違反として拒否されるだけで、理由の説明がなされないこともある。

(小規模需要者)

- 従来、契約は、仕向地変更条項が規定されていないため、仕向地変更を禁止する条項があるわけではないものの、仕向地変更を依頼しても同意を得られない状況にあると考えている。
- 年間配船計画の作成後も在庫の推移が想定と変わることはあり、配船日程の繰上げ・繰下げの調整は頻繁に行っている。また、他の需要者とのバーター取引を行うこともある。その場合、売主に仕向地変更を依頼しているが、主に国内向けであることもあり、同意を得られなかった事案はない。

【仕向地制限の緩和の交渉・実施状況】

(大規模需要者)

- 従来、指定された仕向地以外に輸送したいというニーズがない又は小さく、仕向地制限があっても余り問題が生じなかった。近年、余剰 LNG の発生リスク等を踏まえ、国外仕向地変更を可能とすることも含め、売主に仕向地制限の緩和を求めている。近年の買手市場の影響もあり、新規契約については仕向地制限の緩和が進んでいる事例もあるが、既存契約については余り進んでいない。
- 仕向地制限の緩和を求めた際に、緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げや利益分配条項の追加を要求してきた事例があった。
- 今後、仕向地制限の緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げを要求することはあり得る。

(小規模需要者)

- 今後、新規契約締結時や既存契約改定時に、仕向地制限の緩和に取り組んでいく。
- 買主が仕向地制限の緩和を求めた際に、仕向地制限の緩和を認める条件として、売主が取引価格の引上げを要求してきたことはない。
- 再販売により利益を得るつもりはなく、余剰 LNG が発生した場合に再販売で大きな損失が生じることも考えられることから、自社の天然ガス需要に応じて、慎重に調達する方針である。このため、仕向地制限があっても、取引価格が安ければ契約したい。

(2) 供給者の認識・意見

【仕向地制限の現状・理由】

- LNG の買主が限定されている中で、巨額の初期投資を行うためには、長期的な購入を約束する買主を確保するだけでなく、買主が第三者への再販売を前提としなくとも持続的に LNG を購入する能力があることも重要である。このため、従来、売主は、買主が必要とする熱量と数量の LNG を生産し、当該買主の受入基地に輸送することを前提として、オーダーメイドで LNG プロジェクトを立ち上げてきたという経緯がある。
- LNG サプライチェーンの各設備は、巨額の初期投資を抑制するために稼働率を最大化する前提で設計していることから、通常、年間配船計画における出荷基地の入港日・出港日は、短い間隔で緻密に組んでおり、出荷基地で LNG を一時保存する貯蔵タンクも容量の余裕がほとんどない。このため、仕向地変更により、航海日数の増加、仕向地変更後の受入基地で LNG を荷揚げできない事態等が発生し、LNG 船が出荷基地に到着するスケジュールに遅延が発生した場合、他の買主との契約に係る配船にも大きな影響が生じるとともに、天然ガス等の生産の一時停止も必要となりかねない。また、複数の買主と苦労して合意に至った年間配船計画を変更することは極めて困難な作業となる。加えて、LPG やコンデンセートを生産している場合、それらの買主にも大きな影響が生じる。さらに、生産停止が長期間にわたる場合、ガス田の貯留層に悪影響が生じ、生産量の低下等につながるリスクもある。

このため、買主が遠隔地や LNG 輸入経験の少ない新興国に仕向地変更することを希望する場合、仕向地変更を認めると、サプライチェーンに影響が生じる可能性が特に高い。このように、売主や他の買主に大きな損失が生じる事態を避けるため、仕向地変更を制限し、年間配船計画の安定性を確保する必要がある。

- 産ガス国政府は、国益を最大化した販売価格の設定がなされるべきで、買主が利益目的で再販売することは好ましくないという意向がある。このため、価格設定の前提となっている仕向地を別の国・地域に変更することは、FOB 条件であっても困難である。また、産ガス国政府による輸出規制に鑑み、輸出可能な国・地域の受入基地を仕向地として指定することが必要な場合がある。
- 日本の輸出信用機関がプロジェクトファイナンスに参画している場合、日本裨益の観点から、当該プロジェクトの LNG の一定数量は日本に輸入されることが前提となっており、日本への輸入を確実にするため、売買契約等において仕向地として日本の受入基地を指定する場合がある。
- 他の供給者から LNG を購入した上で他の需要者に LNG を販売している売主としては、購入契約の仕向地変更が制限されている場合、販売契約においても仕向地変更を制限する必要がある。

【仕向地変更による再販売等の必要性】

- 買主は、仕向地として指定された受入基地で LNG を一旦荷揚げした後で再出荷して再販売先の受入基地に輸送することは、何ら制限されていない。

【売主と買主の公平性、買主の利益・不利益】

- 買主は仕向地条項により指定された受入基地で LNG を荷揚げする義務を負う一方で、売主は供給源を特定する条項により指定された出荷基地で LNG を荷積みする義務を負う。特に DES 条件の場合、買主が仕向地変更の柔軟性を高めることを希望するのであれば、売主も供給源や LNG の熱量の柔軟性を高めることを希望する。
- 契約当事者は、LNG サプライチェーンを共同で構築・維持するパートナーであるため、年間配船計画の安定性を確保するために仕向地条項を規定することや仕向地変更を制限することを買主の不利益と捉えるべきではない。
- 売主は、第三者に LNG を販売した方が利益を得られる場合であっても、供給義務を果たす必要があるため、そのような取引を行うことは制限されている。したがって、買主が仕向地変更による再販売を認められていなくとも、売主が一方的に利益を得ているわけではない。

【DES 条件における仕向地制限の合理性】

(仕向地条項)

- DES 条件において、売主の輸送先（引渡地点）である仕向地を規定することは当然のことである。

(事前連絡)

- 十分な時間的余裕をもって仕向地変更の希望の連絡がなければ、売主の出荷基地の操業への影響が大きくなるため、仕向地変更に対応することは困難となる。仕向地は年間配船計画を作成する段階で決定してほしいが、少なくとも、具体的な配船日程の調整の際には、仕向地変更の希望を連絡してほしい。
- 船陸整合性等の確認が不要な場合、売主のオペレーションに支障が生じなければ、別の受入基地に入港すること自体は直前の連絡でも可能である。しかし、船陸整合性等の確認が必要な場合、遅くとも 1 か月前に事前通知がほしい。

(①売主同意)

- DES 条件では、売主が輸送責任を負うため、仕向地変更の内容が売主として責任を負うことができるかどうか事前に調査した上で同意する必要がある。

(②安全性)

- DES 条件では、紛争当事国や経済制裁対象国への仕向地変更、安全性に問題のある受入基地への仕向地変更等は、航海日数の増加、仕向地変更後の受入基地で LNG を荷揚げできない事態等が発生し、LNG 船が出荷基地に到着するスケジュールに遅延等が発生し、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるため、認められない。
- DES 条件では、売主に仕向地変更後の受入基地の利用実績がない場合、受入基地が安全基準を満たしていることを確認する必要があるため、許認可の取得等の手続も必要となる。また、売主に仕向地変更後の受入基地の利用実績がある場合であっても、入港する LNG 船が異なるときには、船陸整合性の確認が必要である。

(③追加コスト支払)

- DES 条件では、売主が輸送責任を負うため、買主も合意した上で、買主の希望による仕向地変更に伴い売主に生じる追加費用は買主が負担するという条項が盛り込まれている。売主に生じる追加費用の例としては、輸送費、BOG 相当額、傭船料、各種港湾費、保険料等が挙げられる。

(④配船上の許容性)

- 当初の仕向地と比較して輸送距離や輸送時間が増加する受入基地への仕向地変更又は出荷基地からの出航直前に希望を受けた仕向地変更は、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるため、基本的には認められない。出荷基地にもよるが、LNG 船の到着が2～3日遅延した場合、その後の全てのスケジュールに影響が及ぶこととなる。また、数時間の遅延で影響が及ぶ場合もある。
- LNG 船が出荷基地に到着するタイミングが遅延しても、代替りの LNG 船を都合よくスポット的に調達できればよいが、従来はそのような LNG 船は存在しなかった。また、他の買主に販売する LNG について、年間配船計画の組み直しにより、輸送する LNG 船の規格等を変更せざるを得なくなる場合、仕向地変更に応じられないことも考えられる。さらに、LNG 船のタンクを低温に維持するための余分な LNG の積み込みや、一度空になった LNG 船のタンクを再冷却するための余分な時間が必要となることも考えられる。
- 当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる受入基地への仕向地変更は、基本的に支障はない。船足が余ることにはなるが、年間配船計画の組み直しは比較的容易であろう。
- 当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる又は大差ない受入基地への仕向地変更であっても、売主と買主の協議は必要である。例えば、異なる国・地域の受入基地への仕向地変更の場合、LNG 船の乗組員の教育など、必要な準備に差がある。
- ポートフォリオ契約の場合、LNG 船は出荷基地と受入基地の間を往復するとは限らず、様々な出荷基地と受入基地の間を移動することがあるため、当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる受入基地への仕向地変更であっても、輸送時間の短縮につながるとは限らない。また、年間配船計画の最適化の過程においても、他の買主に販売する LNG の熱量を変更せざるを得なくなるときは、仕向地変更に応じられないことも考えられる。

(⑤操業理由限定、⑥商業理由禁止、⑦売主顧客再販売禁止、⑧買主直接再販売禁止)

- LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を設定している。そのような特定の仕向地を前提とした価格決定をしているにもかかわらず、買主が自らの利益のために、仕向地を変更して第三者に再販売することは不公平である。

【FOB 条件における仕向地制限の合理性】

(仕向地条項)

- FOB 条件においても、仕向地条項を規定し、具体的な仕向地及び航路を知ること、売主は安定したサプライチェーンを維持する観点から、買主の LNG 船が出荷基地に予定どおり到着しないことによる損失や影響を被るリスクを軽減できる。すなわち、航海に必要な日数を正確に把握し、その仕向地で確実に LNG を荷揚げすることができるかを事前に把握することで、年間配船計画の実行可能性を高めることができる。
- FOB 条件においても、LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を設定している。このため、FOB 条件でも、適切な価格設定を行うために仕向地を定める必要がある。
- FOB 条件でも、現行契約においては、LNG 船に生じた海難事故、受入基地の災害等の事情について、買主が不可抗力を主張できる規定となっている場合があるため、カーゴが行き先を失った場合、売主も代替の輸送先を探す責任があると考えている。仮に、FOB 条件の契約から仕向地条項だけが削除されると、買主から不可抗力を主張されるリスクが一方的に高まる。
- FOB 条件では、出荷基地で LNG を引き渡した時点で売主の責任は消滅し、その後は買主が自由に処分する権利を有しているため、買主は任意の仕向地に自由に輸送することができる。ただし、例えば、経済制裁対象国の受入基地に輸出する場合は別の話になる。
- FOB 条件では、買主の責任で輸送等を実施している以上、売主が自社のカーゴ同士の競争を防止し、できるだけ自社が適切と考える価格で販売したいという以外には、仕向地を定める理由は余り考えられない。

(事前連絡)

- DES 条件の場合と同様、十分な時間の余裕をおいて仕向地変更の希望の連絡がなければ、売主の出荷基地の操業への影響が大きくなるため、対応は困難となる。

(①売主同意)

- FOB 条件でも、仕向地変更は、年間配船計画の安定性を確保できること等を売主として確認できなければ、同意できない。

(②安全性)

- FOB 条件でも、仕向地条項のある契約では、売主が安全性を確認できていない受入基地への仕向地変更等は、LNG 船に生じた海難事故や受入基地に生じた災害等の事情について、買主が不可抗力を主張するリスクが高まるため、認められない。

(③追加コスト負担)

- ※ FOB 条件は買主が輸送に伴う一切の費用及び危険を負担するものであるため、供給者から売主の追加コスト負担が必要である旨の意見はみられなかった。

(④配船上の許容性)

- DES 条件の場合と同様、当初の仕向地と比較して輸送距離や輸送時間が増加する受入基地への仕向地変更は、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるため、基本的

に認められない。

(⑤操業理由限定, ⑥商業理由禁止, ⑦売主顧客再販売禁止, ⑧買主直接再販売禁止)

- LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、仕向地の市場において競争力のある価格を設定している。そのような特定の仕向地を前提とした価格決定をしているにもかかわらず、買主が自らの利益のために、仕向地を変更して第三者に再販売することは、FOB 条件であっても不公平である。

【仕向地制限の緩和】

- 仕向地条項は、独立した条項として定められているのではなく、他の契約条項等を含めた契約全体のパッケージとして合意されている。仕向地制限を緩和するのであれば、契約書全体における契約当事者の契約関係のバランスを保つため、買主は、より高い価格を支払うか、又は、その他の契約条件において売主に代償を支払う必要がある。買主は、仕向地柔軟性を高めるために一定のコストが掛かることを認識すべきである。
- 仕向地制限を緩和することで、持続可能なサプライチェーンを維持することが困難となる場合、売主としては、間接的に仕向地変更を制限する条項である利益分配条項の挿入を希望するかもしれない。
- 仕向地制限を緩和した場合、LNG 船が予定どおりに出荷基地に到着しないなどの不測の事態に備えるため、LNG 船を余分に保有する、貯蔵タンクを追加で建設するなど、各設備の貯蔵容量に余裕を持たせておく必要がある。その設備投資に必要となる追加コストに応じて LNG 価格も高くなる可能性がある。また、各設備の貯蔵容量への影響を最小化するため、買主の削減許容量を減少させることも考えられる。
- LNG 価格は、市場価格を参照して決定する部分が大きいため、売主が自らの利益を確保するために仕向地制限を行いつつ、仕向地制限の代償として市場の相場より安値で LNG を販売することは考え難い。契約条件によって価格が多少上下することはあるが、契約内容は、配船計画の最適化、仕向地柔軟性、数量柔軟性、価格競争力等の要素を総合考慮しているため、仕向地制限を緩和するたびに取引価格が上がることはない。
- 日本の大規模需要者が、これまでのような自家消費のための調達でなく、再販売を視野に入れた調達が供給の安定性を確保できると判断したものと認識している。他方で、日本の小規模需要者は、仕向地制限の緩和が取引価格の上昇に結び付くことを嫌うであろう。仕向地制限は、今後数年間の交渉において、売主と買主の双方が納得できる契約条件に移行し、LNG がコモディティ化する中で、自然に解消されていくべきものである。
- LNG の市場環境が供給過剰となり供給者間の競争が激化しているため、買主の仕向地変更の要望は契約の枠内で可能な限り対応したい。仕向地制限の緩和のための協議も歓迎する。
- 近年の市場環境の変化に伴い、売主も仕向地制限の緩和を受け入れており、ある程度、仕向地柔軟性を認めている契約もある。

第5 利益分配条項

1 概要

「利益分配条項」(profit share clauses)とは、買主が第三者に LNG を再販売した場合に、買主が取得した利益の一部を売主に分配することを義務付ける条項をいう¹¹⁹。ただし、通常、仕向地変更の方法による再販売のみを利益分配の対象とし、一旦荷揚げした後で再出荷設備を用いる方法による再販売は利益分配の対象としていない。

また、分配の対象となる「利益」の算定方法として、売上総利益¹²⁰ (gross profit) による場合と純利益¹²¹ (net profit) による場合がある。

仕向地変更条項を規定していない長期契約は、通常、仕向地変更を想定していないため、利益分配条項も規定していない。他方、仕向地変更条項を規定している長期契約は、利益分配条項を規定している場合がある。

需要者からは、新規契約締結時や既存契約改定時に、仕向地制限の緩和を求めて交渉する際に、仕向地制限の緩和の言わば引換条件として売主から要求された結果、利益分配条項を規定することが増加してきたという指摘がみられる。

¹¹⁹ 仕向地変更条項において「⑧買主直接再販売禁止」の条件を設けている契約においては、買主が仕向地変更により第三者に再販売を行うことは許されず、売主が当該第三者に直接販売することとなる。このような契約において、当該第三者への販売により売主が取得した利益の一部を買主に分配することを義務付ける条項を規定している場合もあり、当該条項も「利益分配条項」といわれることがある。しかし、本報告書においては、このような条項は「利益分配条項」に含めない。

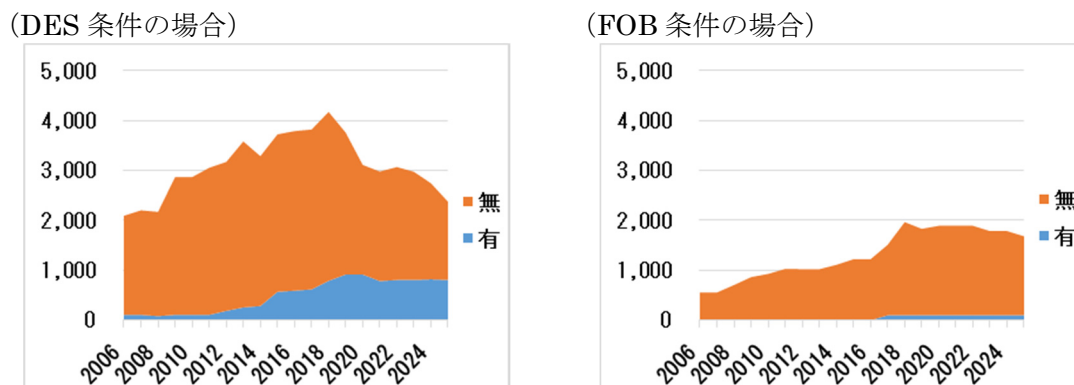
¹²⁰ (再販売価格 - 原契約の販売価格) × 数量 = 売上総利益。raw profit ともいう。

¹²¹ (再販売価格 - 原契約の販売価格) × 数量 - 再販売コスト = 純利益。

2 利益分配条項の有無

国内仕向地変更条項を規定している長期契約のうち、国内仕向地変更に関する利益分配条項を規定している契約は一部にとどまる。DES 条件の場合と FOB 条件の場合を比べると、DES 条件の場合の方が利益分配条項を規定している割合が高い（図 85）。

図 85 長期契約における国内仕向地変更に係る利益分配条項の有無別の年間契約数量の推移
(単位：万トン)

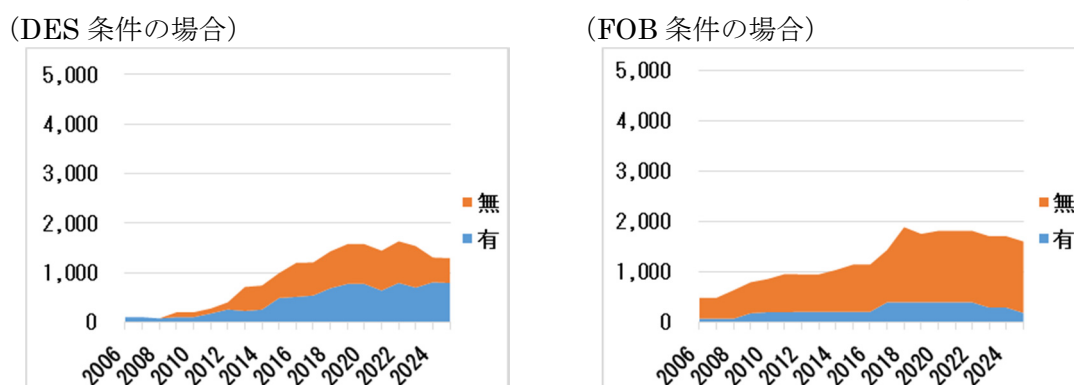


注：国内仕向地変更条項を規定している長期契約について、国内仕向地変更に関する利益分配条項の有無で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

国外仕向地変更条項を規定している長期契約のうち、国外仕向地変更に関する利益分配条項を規定している DES 条件の長期契約は半数程度であり、FOB 条件の長期契約は一部にとどまる。DES 条件の場合と FOB 条件の場合を比べると、DES 条件の場合の方が利益分配条項を規定している割合が高い（図 86）。

図 86 長期契約における国外仕向地変更に係る利益分配条項の有無別の年間契約数量の推移
(単位：万トン)



注：国外仕向地変更条項を規定している長期契約について、国外仕向地変更に関する利益分配条項の有無で分類し、それぞれの年間契約数量を合計したものである。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

なお、短期・中期契約においても、利益分配条項の有無の傾向は長期契約と同様である（表 28 及び表 29）。

表 28 国内仕向地変更に関する利益分配条項の有無別の契約数量の割合

	長期契約	中期契約	短期契約	期間契約全体
DES 条件	11.5% [15.6%]	8.2% [11.7%]	18.8% [25.7%]	12.0% [16.3%]
FOB 条件	0% [0%]	—	—	0% [0%]

注：2016 年 4 月時点。上側の数字は各契約全体に占める割合であり、下側の数字（[]内の数字）は国内仕向地変更条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

表 29 国外仕向地変更に関する利益分配条項の有無別の契約数量の割合

	長期契約	中期契約	短期契約	期間契約全体
DES 条件	10.1% [42.9%]	22.2% [64.4%]	19.3% [49.7%]	11.1% [44.6%]
FOB 条件	9.7% [18.3%]	—	—	9.7% [18.3%]

注：2016 年 4 月時点。上側の数字は各契約全体に占める割合であり、下側の数字（[]内の数字）は国外仕向地変更条項のある契約に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

3 再販売利益の算定方法及び分配割合

長期契約における利益分配条項の具体的な記載振りは区々であるが、売上総利益による場合と純利益による場合の分類に基づき整理すると次頁の表のとおりである（表 30）。

利益の算定方法については、利益分配条項を規定している長期契約の約半数が定めていない。利益の算定方法を定めている場合も、DES 条件では、売上総利益を用いる契約が多く、純利益を用いる契約は一部にとどまる。

表 30 長期契約における利益分配条項が定めている利益の算定方法

利益の算定方法	国内仕向地変更に係る 利益分配条項		国外仕向地変更に係る 利益分配条項	
	DES 条件	FOB 条件	DES 条件	FOB 条件
売上総利益	3.2% [27.9%]	—	3.6% [35.8%]	0% [0%]
純利益	1.7% [14.6%]	—	2.2% [21.8%]	4.8% [49.8%]
規定なし	6.6% [57.5%]	—	4.3% [42.4%]	4.9% [50.2%]

注：2016年4月時点。上側の数字は長期契約全体に占める割合であり、下側の数字（[]内の数字）は国内仕向地変更又は国外仕向地変更に係る利益分配条項に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

同様に、再販売利益の算定において再販売コストとして考慮する要素については、現状、利益分配条項を規定している長期契約の過半が定めていない。例えば、FOB条件においても、利益分配条項を規定している長期契約の過半は、買主の輸送費を考慮要素として定めていない。また、考慮要素として機会費用を定める利益分配条項を規定している契約は、現時点で取引中の長期契約には存在しない（表31）。

表 31 長期契約における利益分配条項が定めている利益の考慮要素

利益の考慮要素	国内仕向地変更に係る 利益分配条項		国外仕向地変更に係る 利益分配条項	
	DES 条件	FOB 条件	DES 条件	FOB 条件
買主の輸送費	—	—	—	4.8% [49.8%]
輸送費以外の費用	3.6% [31.3%]	—	4.0% [40.0%]	4.8% [49.8%]
機会費用	0% [0%]	—	0% [0%]	0% [0%]
規定なし	7.9% [68.7%]	—	6.1% [60.0%]	4.9% [50.2%]

注：2016年4月時点。上側の数字は長期契約全体に占める割合であり、下側の数字（[]内の数字）は国内仕向地変更又は国外仕向地変更に係る利益分配条項に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

利益の分配割合については、利益分配条項を規定している長期契約の大半が折半としているが、売主への分配割合を 50%超とする契約も一部にみられる。また、2016 年 4 月時点で取引中の長期契約においては、売主への分配割合を 50%未満とする契約はみられない（表 32）が、現時点又は今後取引する長期契約において、50%未満とする契約がみられる。

表 32 長期契約における利益分配条項が定めている利益の分配割合

利益の売主への 分配割合	国内仕向地変更に係る 利益分配条項		国外仕向地変更に係る 利益分配条項	
	DES 条件	FOB 条件	DES 条件	FOB 条件
50%超	0.7% [6.3%]	—	2.2% [21.8%]	0% [0%]
折半	7.5% [64.9%]	—	6.9% [68.5%]	9.7% [100%]
50%未満	0% [0%]	—	0% [0%]	0% [0%]
規定なし	3.3% [28.8%]	—	1.0% [9.7%]	0% [0%]

注：2016 年 4 月時点。上側の数字は長期契約全体に占める割合であり、下側の数字（[]内の数字）は国内仕向地変更又は国外仕向地変更に係る利益分配条項に占める割合である（いずれも年間契約数量ベース）。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

4 再販売利益の分配に係る契約当事者の認識・意見

(1) 需要者の認識・意見

【再販売利益の分配の現状・理由】

- 利益分配条項は、仕向地変更の方法による再販売が対象であるため、仕向地変更が認められる可能性が低い従来の契約においては、利益分配条項は最初から規定されていない。他方、新規契約締結時や既存契約改定時に、仕向地制限の緩和を求めて交渉する際に、仕向地制限の緩和の言わば引換条件として売主に要求された結果、利益分配条項を規定することが増加してきた。

【再販売利益の分配の合理性】

(大規模需要者)

- 買主が再販売先を探した上で、各種取引コストも負担して再販売先と契約するにもかかわらず、売主に再販売利益の分配を要求されること自体が不当である。
- 売主に再販売利益の分配を義務付けられることで、本来なら利益を得られた取引が採算の合わない取引となるおそれがある。その結果、トレーディング事業の展開等が妨げられることで、余剰 LNG の再販売の機会も失われている。

また、売主に分配する再販売利益として、買主の再販売コストを除かない売上総利益を用いることとされている場合、この問題は一層大きい。

- 再販売利益の算定方法が契約上不明確なことが多い。この場合、買主として再販売の損益を見極めることが困難となり、また、売主との協議が必要となるため、再販売の時機を逸するおそれがある。
- 売主から再販売利益の算定に必要な情報の提供を求められるが、再販売先や再販売価格は競争上機微な情報である。このような情報については、買主としては、売主に知られたくないため、再販売のインセンティブが失われるおそれがあるほか、売主に開示することについて再販売先等の合意も要する。

また、再販売利益から買主の再販売コストを除く場合、算出根拠も提出するよう求められるが、算出根拠の提供が困難な場合は再販売の機会が失われるおそれがある。加えて、再販売コストとして認められる範囲の協議を要する場合には、協議のために再販売の時機を逸するおそれがある。

- 利益分配条項も再販売を制限する効果を有する条項であるため、今後、仕向地制限の緩和を求める交渉の結果としてやむを得ずに規定することはあるとしても、仕向地制限の緩和と引換えであれば利益分配条項が規定されてもよいとは考えていない。
- 利益分配条項は不当な条項であるため、今後、利益分配条項を規定することに同意するつもりはない。
- FOB 条件では、荷積港を出港後の輸送責任は買主にあり、通常、出荷基地の引渡時点では LNG の所有権も移転しているため、再販売により生じた利益も全て買主に帰属すべきである。

DES 条件では、荷積港を出港後の輸送責任は売主にあり、通常、受入基地の引渡時点

で LNG の所有権が移転するため、再販売により生じた利益が売主・買主の双方の努力により生じた場合、両者の努力の程度に応じて、再販売利益を分配することもやむを得ない。
(小規模需要者)

- 自社の天然ガス需要に応じた LNG を調達していることから、需要変動に対応するための再販売も考えていないため、利益分配条項には関心がない。
- 需要変動への対応を第一に考えており、また、再販売を行えば必ず利益が出るわけでもないため、トレーディングによる利ざやの獲得は志向していない。このため、仕向地制限を緩和することの重要性に比べれば、引換えに利益分配条項を規定されても仕方がないと考えている。
- 仮に売主が再販売先を探して買主に紹介した結果として利益が出たという場合、再販売契約をまとめ上げるために貢献した売主が相応の利益を得ることは自然なことである。

(2) 供給者の認識・意見

【再販売利益の分配の現状・理由】

- 従来、売主は、買主が必要とする熱量と数量の LNG を生産し、当該買主の受入基地に輸送することを前提として、オーダーメイドで LNG プロジェクトを立ち上げてきたという経緯があり、LNG の販売価格も、特定の買主の取引条件に応じたものとなっている。このため、買主が仕向地変更により再販売を行い、利益を得るのであれば、利益の一部は売主にも分配すべきという考え方が出てきたものである。
- 従来、基本的に仕向地変更が可能とされている契約ではないため、買主が仕向地変更を希望する際は、毎回売主と交渉する必要があった。この中で、売主は「買主が再販売利益を得られるようにするために LNG を生産・販売しているわけではない」と主張し、他方、買主は「買主の努力により再販売先を探してきた以上は再販売利益がほしい」と主張し、この結果、再販売利益を分配するという方法に落ち着いたものである。
- 産ガス国政府は、販売価格は国家収入が最大化されるように設定されるべきという意向を有しており、買主が利益を得る目的で再販売することは好ましくないと考えていることから、再販売により利益が生じた場合、国家収入を最大化するために再販売利益の分配を要求するものと思われる。
- 仕向地制限は、年間配船計画の安定性を確保し、持続可能なサプライチェーンを構築・維持する目的のものであるが、利益分配条項も実現しようとしている目的は同じであり、再販売利益の一部を売主に分配することを規定し、間接的に仕向地変更を制限するものである。

【再販売利益の分配の合理性】

- LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を決定している。

買主が仕向地変更により再販売を行うのであれば、売主は、コスト、リスク、価格水準等を考慮して LNG 価格を再計算しなければならないが、そのような調整の計算には時間が掛かり、短期間で仕向地変更後の正しい価格を算出することは困難である。利益分配条項は、このような困難な価格の再計算に代わり、事前に利益の分配方法を定めることで、迅速かつ円滑な解決策を提供しているものである。

- 売主が買主の再販売を支援した場合、売主は正当な対価として再販売利益の分配を受けるべきである。
- DES 条件の場合、仕向地変更を行うと、カントリーリスク、ターミナルリスク、オペレーターリスク、最終買主リスク、配送スケジュールリスクといった追加リスクが売主に生じるが、これらの追加リスクを全て定量化した上で、追加費用として買主に負担してもらうことは困難である。このため、追加リスクに対する補償として、買主の再販売利益を売主に分配することが必要となる。
- DES 条件の場合、仕向地として指定されている特定の受入基地まで売主が LNG を輸送し、買主に引き渡すことを合意した上で契約を締結している。買主が仕向地変更を希望するということは、買主に利益となる契約条件の変更に同意するように売主に依頼していることと同義である。仕向地変更に伴う追加コストを買主が負担することは当然であるが、通常とは異なるオペレーションを行うことから、売主にも相応の実務負担が生じるため、売主が仕向地変更に積極的に協力する理由がない。

このため、買主は、売主に再販売利益を分配することで、売主が仕向地変更に協力するインセンティブを与えるべきである。再販売利益の分配によるインセンティブがあれば、売主が仕向地変更に同意する可能性は高くなる。

- FOB 条件においても、再販売利益を分配することで、契約当事者が収益目的の再販売機会を互いに探すインセンティブが与えられる。このため、利益分配条項は win-win の環境を創造するものである。
- FOB 条件では、出荷基地で LNG を引き渡した時点で売主の責任は消滅し、その後は買主が自由に処分する権利を有しているため、利益分配条項を含め、その後の買主の事業活動に条件を付すことは考えていない。
- DES 条件においても、利益分配条項を規定することは一般的でない。利益分配条項を規定している場合、売主と買主の間で、再販売利益の分配が仕向地変更に伴う売主の追加リスクの適切な補償であることの合意や、仕向地変更に伴う売主の追加コストを買主が負担しない代わりに再販売利益を分配することの合意がなされている可能性がある。

第6 取引価格

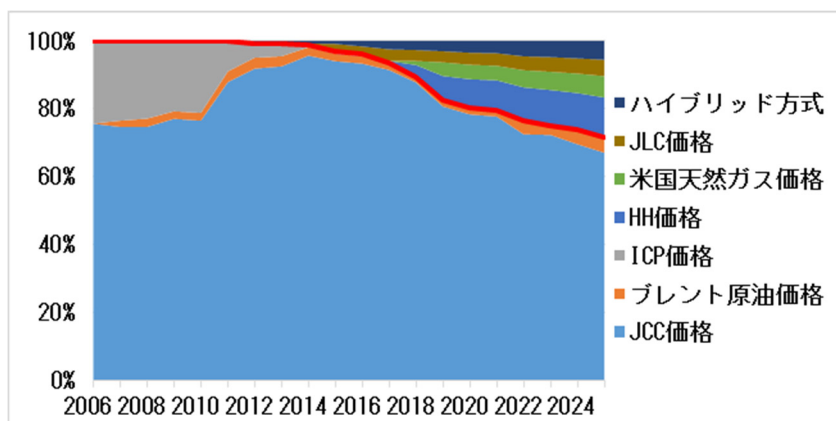
1 価格決定方式

長期契約における LNG の取引価格は、通常、一定の算定式（フォーミュラ）を用いて決定されている。代表的なフォーミュラは、 $Y=aX+b$ （Y：取引価格，X：価格指標，a：係数，b：定数）である。基本的に、価格指標 X は、石油価格又は天然ガス市場価格が採用されている。係数 a 及び定数 b は、個別交渉により決定されている。

なお、係数及び定数については、特に長期契約の場合、契約期間中、定期的に又は契約に定められた取引価格が市場の実勢から乖離した場合に再交渉を実施すると規定していることが多い。

長期契約においては、現在、JCC 価格を価格指標とする石油価格連動方式を採用する契約が大部分である。ただし、今後、HH 価格等を価格指標とする市場価格連動方式を採用する契約が増加していく見込みである。また、石油価格連動方式と市場価格連動方式を組み合わせるハイブリッド方式の契約も増加していく見込みである（図 87）。

図 87 日本の長期契約において採用されている価格指標の割合の推移



注1： 赤線は、石油価格連動方式の長期契約の契約数量の割合の合計を表している。

注2： 「米国天然ガス価格」は、HH 価格とは別の米国内の天然ガス調達価格に基づく価格指標を指す。

注3： 「ICP 価格」(Indonesia Crude Oil Price) はインドネシアの原油価格である。従来、インドネシア産 LNG は ICP 価格を価格指標としていたが、現在、ICP 価格を価格指標としている長期契約はない。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

なお、短期・中期契約における価格決定方式も、長期契約の傾向と変わらない（表 33）。

表 33 期間契約別の価格決定方式の割合

価格決定方式	長期契約	中期契約	短期契約	期間契約全体
石油価格連動方式 ¹²²	97.7%	96.0%	84.0%	96.9%
市場価格連動方式 ¹²³	0%	4.0%	5.3%	0.4%
ハイブリッド方式等 ¹²⁴	2.3%	0%	10.6%	2.8%

注：2016 年 4 月時点。年間契約数量ベース。

出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

ほとんど全ての需要者は、石油価格連動と市場価格連動の価格決定方式は、売主と買主のいずれかに常に有利又は不利に働くものではなく、一つの価格決定方式のみ採用することによる取引価格の乱高下を回避することが重要であるとして、複数の価格指標が存在することが望ましいとしている。

¹²² JCC 価格、ブレント原油価格又は ICP 価格を価格指標として採用しているもの。

¹²³ HH 価格、米国天然ガス価格、NBP 価格又は JKM 価格（Japan Korea Marker。日本及び韓国が輸入する LNG スポット取引を基に Platts 社が作成している LNG 価格指標）を価格指標として採用しているもの。

¹²⁴ ハイブリッド方式又は JLC 価格を価格指標として採用しているもの。

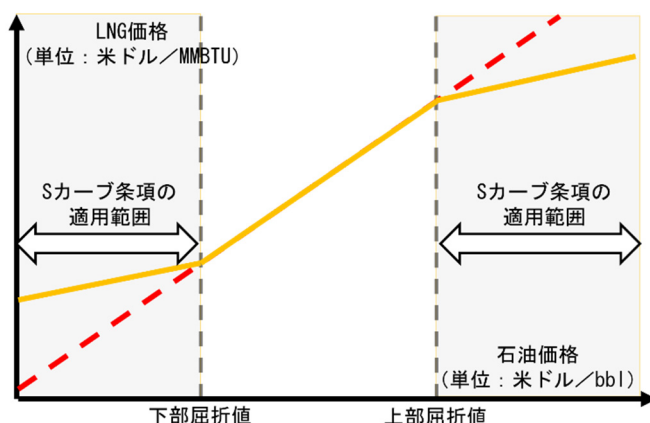
＜参考＞石油価格連動方式における S カーブ条項

石油価格連動方式を採用している長期契約では、石油価格が大きく下落し続けた場合には、売主が LNG プロジェクトの巨額の初期投資等を確実に回収できなくなる事態も考えられる。実際に、1980 年代から 2000 年代前半にかけて、非 OPEC 諸国による原油の増産やアジア通貨危機等の世界的な景気後退の影響を背景に、原油価格が低迷し、LNG についても石油価格連動方式を採用している長期契約において、採算が合う水準を下回る局面が繰り返し発生した。

そのような状況の下で、売主のコスト回収を確実にするために、石油価格が所定の価格を超えて下落した場合の LNG 価格の下落幅を小さくし、同時に、買主に不公平とならないように、石油価格が所定の価格を超えて上昇した場合の LNG 価格の上昇幅も小さくする条項（以下「S カーブ条項」という。）を規定する長期契約が増加した。

S カーブ条項を導入した場合の LNG 価格と石油価格の関係は下図のとおりである（図 88）。

図 88 S カーブ条項のイメージ



注：一般的な S カーブ条項における石油価格と LNG 価格の対応関係を記載しているものの、一部の長期契約はより複雑なフォーミュラを採用している場合もある。

出所：各種公表資料を基に当委員会作成。

しかし、2000 年代中頃から、既存契約において、中国をはじめとする新興国の石油需要の急増等を背景として原油価格が大きく高騰し、S カーブ条項の適用範囲を超える価格となった結果、既存契約の価格フォーミュラの見直しが必要となった。また、売主は、①投資意欲の観点から、原油と比べて割安な水準とならないように LNG 価格を維持・上昇させることを志向したこと、②高い石油価格が売主の利益につながるように、LNG 価格と価格の動きが大幅に乖離することを望まなかったこと等を背景に、売主の希望により S カーブ条項を廃止又は縮小した契約もみられる。

2 価格決定方式に係る契約当事者の認識・意見

(1) 需要者の認識・意見

- LNG 価格は天然ガスの需給に応じて変動することが望ましく、最終的に日本の需給を反映した価格指標が成立することが望ましい。しかし、現時点で直ちに日本の需給を反映した価格指標が成立するわけではないので、様々な価格指標を組み合わせ、複数の価格指標によるポートフォリオを組んでいきたい。
- 石油価格連動方式と市場価格連動方式のいずれかの指標が優れているというものではない。他方、石油価格と市場価格が異なる値動きをする場合に、例えば JCC 価格と HH 価格のような複数の価格指標を組み合わせることは価格変動リスクの抑制につながるもので、複数の価格指標によるポートフォリオを組むことは望ましい。また、複数の価格指標を組み合わせることで買主の交渉力が向上すると感じている。さらに、日本の需給を反映した価格指標が成立することは需要者の交渉力の向上に資するため望ましい。
- 長期契約における価格の見直し規定については一長一短である。例えば、契約期間中の経済情勢及び市場動向により、価格決定方式を固定することが需要者に有利になるケースも供給者に有利になるケースも考えられる。
- 国別の LNG 調達価格に価格差があることは事実であるが、近年はそれほど差異がないと認識している。また、価格差は国や事業者の交渉力の差により生じているというよりも、むしろ LNG を購入するタイミングにより生じている。
- 他の需要者との競争を考えると、なるべく JLC 価格に近い価格水準で LNG を調達したい。また、現在は石油価格連動方式であっても十分安価に調達することができる。このため、あえて市場価格連動方式を採用したいとは考えていない。

なお、今後、米国産 LNG の取引が増加する場合、他の需要者の採用状況をみつつ、HH 価格を価格指標として採用する契約の割合を増加することも検討していきたい。

(2) 供給者の認識・意見

- 天然ガス市場は未だに地域性が強く、特定の市場において採用されている価格指標を基に、特定の市場において競争力のある形で逆算して算定することが一般的である。市場としては、アジア、欧州、米国といった範囲を念頭に置くことが多い。
- 天然ガスの価格が需給に応じて形成されることは望ましいが、現状の大規模な取引単位（カーゴ単位）では、現物が頻繁に取引されないため、そもそも適正な価格指標を形成することが難しい。
- 日本においては、パイプライン網が整備されておらず、各地域における需要者は、活発にスポット取引を実施するよりも期間契約による安定供給を確保することが課題となっており、再出荷を積極的に行うという機運にも乏しいため、日本における価格指標の形成は難しい面もあろう。

第7 実証分析

1 契約条件が取引価格に与えている影響等

一部の供給者からは、「仕向地条項は、独立した条項として定められているのではなく、他の契約条項等を含めた契約全体のパッケージとして合意されている。仕向地制限を緩和するのであれば、契約書全体における契約当事者の契約関係のバランスを保つため、買主は、より高い価格を支払うか、又は、その他の契約条件において売主に代償を支払う必要がある。」という指摘がみられる。他方、別の供給者からは、「契約内容は、配船計画の最適化、仕向地柔軟性、数量柔軟性、価格競争力等の要素を総合考慮しているため、仕向地制限を緩和するたびに取引価格が上がることはない。」という指摘もみられる。

前者の指摘が事実とすれば、既存契約においても、仕向地柔軟性の高い契約については取引価格が高い又は削減許容量の幅が小さい、また、仕向地柔軟性の低い契約については取引価格が安い又は削減許容量の幅が大きいといった傾向がみられることが考えられる。このため、期間契約において、仕向地柔軟性や数量柔軟性を含む契約条件が取引価格に与えている影響と仕向地柔軟性が数量柔軟性に与えている影響について、計量経済学的な分析を行った。

具体的には、取引価格と①供給国等、②引渡条件、③仕向地柔軟性（仕向地条項の有無、仕向地条項の範囲、仕向地変更条項の有無、仕向地変更の条件）、④利益分配条項の有無、数量柔軟性（⑤削減許容量・⑥増加許容量の有無及び幅）、⑦Take or Pay 条項の有無、Deliver or Pay 条項の有無等に関する重回帰分析を行った。また、⑧仕向地柔軟性と数量柔軟性との間における連関係数の分析を実施した。

その結果は下記のとおりである。

- ① 供給国等と取引価格の間には、基本的に有意な関係が認められなかった。
- ② 引渡条件の別と取引価格の間には、有意な関係が認められた。すなわち、FOB 条件より DES 条件の方が取引価格は高い。ただし、これは輸送費の有無による影響が大きいと考えられる。
- ③ 仕向地柔軟性（仕向地条項の有無、仕向地条項の範囲、仕向地変更条項の有無、仕向地変更の条件）と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。
- ④ 利益分配条項の有無と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。
- ⑤ 削減許容量と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。
- ⑥ 増加許容量と取引価格の間には、有意な関係が認められた。すなわち、増加許容量が大きい（買主に有利な）方が取引価格は高く、増加許容量が小さい（買主に不利な）方が取引価格は低い。
- ⑦ Take or Pay 条項の有無、Deliver or Pay 条項の有無等と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。
- ⑧ 仕向地柔軟性と数量柔軟性の間には、基本的に有意な関係が認められなかった。

このように、上記⑥の増加許容量と取引価格の関係を除き、前者の指摘を裏付ける結果は計量経済学的な分析からは得られなかった。

2 仕向地変更条項の有無が利益分配条項の有無に与えている影響

一部の供給者からは、「DES 条件の場合、仕向地変更に伴う追加コストを買主が負担することは当然であるが、通常とは異なるオペレーションを行うことから、売主にも相応の実務負担が生じるため、売主が仕向地変更に積極的に協力する理由がない。このため、買主は、売主に再販売利益を分配することで、売主が仕向地変更に協力するインセンティブを与えるべきである。再販売利益の分配によるインセンティブがあれば、売主が仕向地変更に同意する可能性は高くなる。」という指摘がみられる。

この指摘が事実とすれば、既存契約においても、仕向地変更を認める契約は、利益分配条項を規定しているという傾向がみられることが考えられる。このため、期間契約において、国内外の仕向地変更条項の有無が国内外の利益分配条項の有無に与えている影響について、計量経済学的な分析を行った。

具体的には、①国内仕向地変更条項の有無と国内利益分配条項の有無、また、②国外仕向地変更条項の有無と国外利益分配条項の有無との間における連関係数の分析を実施した。

その結果は下記のとおりである。

- ① 国内仕向地変更条項の有無と国内利益分配条項の有無は、相関が弱い。すなわち、国内仕向地変更条項を規定している契約の多くは、利益分配条項を規定していない。
- ② 国外仕向地変更条項の有無と国外利益分配条項の有無は、相関が強い。すなわち、国外仕向地変更条項を規定している契約の多くは、利益分配条項を規定している。

この結果からは、売主は、国内仕向地変更については、再販売利益の分配がなくとも対応してもよいと考えている場合が多く、他方、国外仕向地変更については、再販売利益の分配がなければ対応したくないと考えている場合が多いと推測することができる。

第8 再販売

1 概要

本報告書においては、需要者が売主から購入した LNG を他の買主に再度販売することを「再販売」という。再販売は、仕向地変更の方法又は再出荷設備を用いる方法による LNG の再販売を指し、受入基地で気化した後の天然ガスの再販売を含まない。

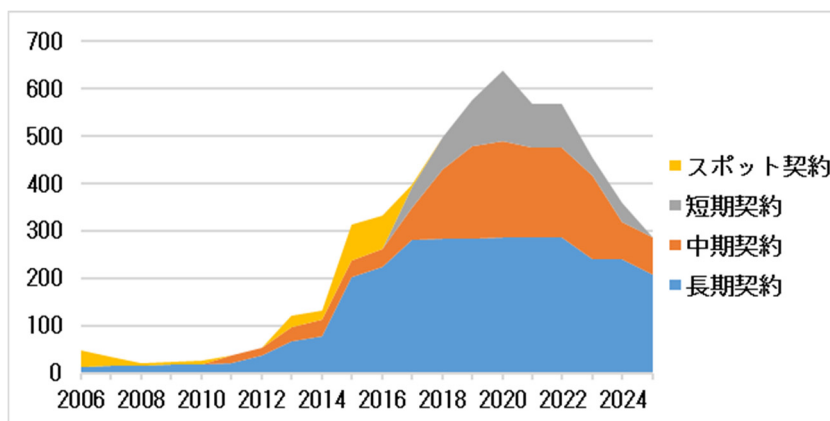
2 日本における再販売

再販売により日本の需要者が売主となる売買契約（以下「再販売契約」という。）は、2011年から増加傾向にある（図 89）。現在、日本の需要者が締結している全長期契約の年間契約数量に占める再販売契約の年間契約数量は約 4 %であるが、今後、2020 年には約 7 %となる（図 90）。

なお、日本の需要者のうち再出荷設備を有する需要者は、関西電力株式会社及び静岡ガス株式会社の 2 社のみであり、また、再出荷設備を用いた再販売の実績はごく僅かである。

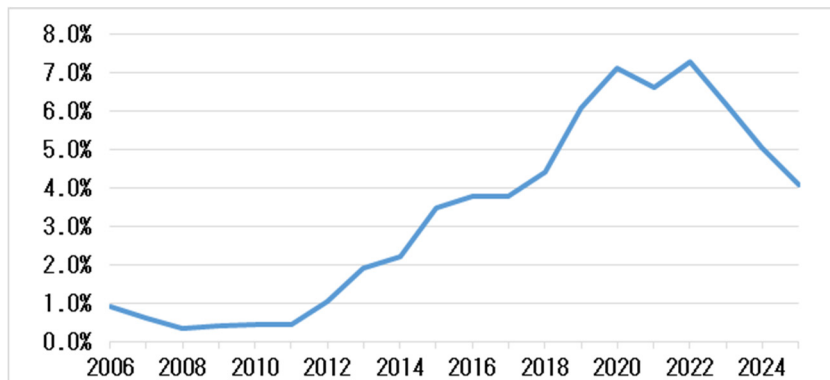
図 89 再販売契約の年間契約数量の推移

（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

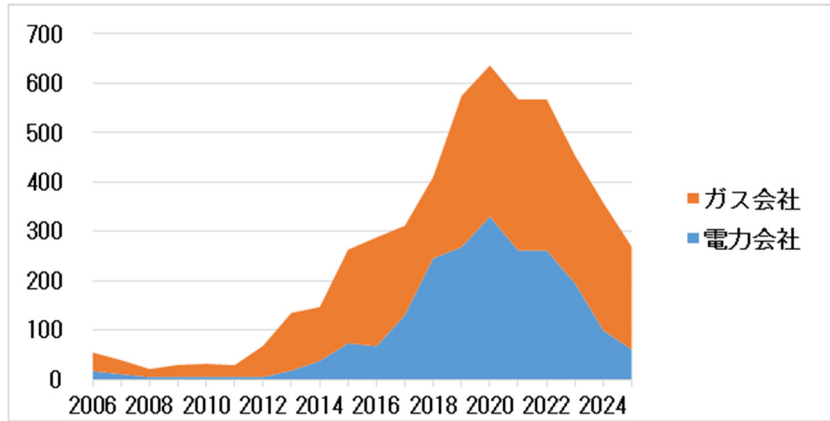
図 90 長期契約の年間契約数量に占める再販売契約の年間契約数量の割合



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

再販売契約の年間契約数量のほとんどは、大規模需要者による再販売である。現在、ガス会社による再販売が大部分であるが、今後、電力会社による再販売が増加していく見込みである（図 91）。

図 91 売主の属性別の再販売契約の年間契約数量の推移（単位：万トン）

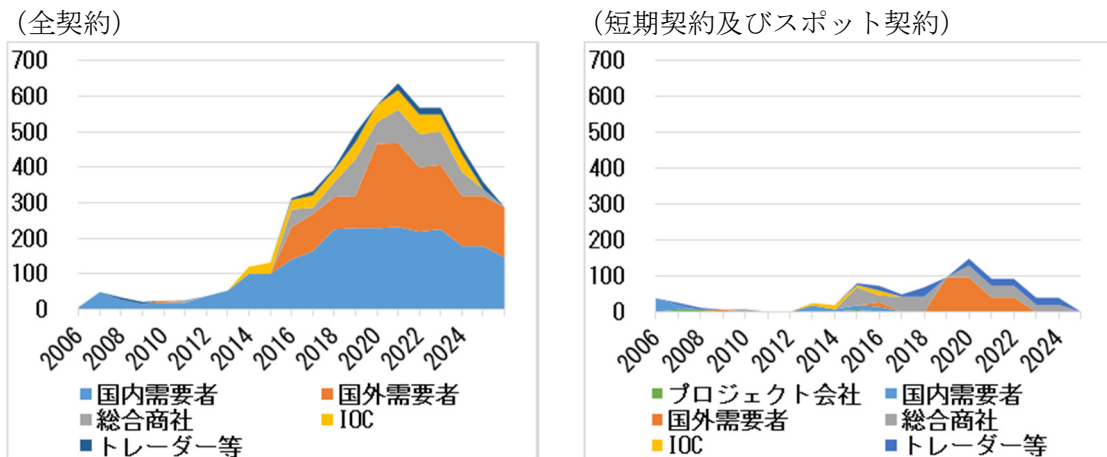


出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

再販売契約の年間契約数量のほとんどは、これまで国内の小規模需要者向けの再販売であったが、今後は、①国内の小規模需要者向けに加え、②商社及び IOC 向けや、③国外需要者向け¹²⁵の再販売が増加していく見込みである（図 92）。

再販売契約の年間契約数量は、現在、長期契約がほとんど全てであり、短期・スポット契約は僅かな数量にとどまるものの、今後、短期・スポット契約の数量は増加傾向がみられる。

図 92 買主の属性別の再販売契約の年間契約数量の推移（単位：万トン）



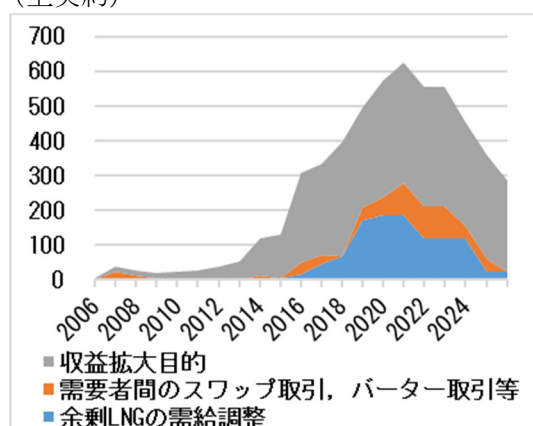
出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

¹²⁵ 米国産 LNG を活用した欧州ユーティリティ企業向けを中心とする。

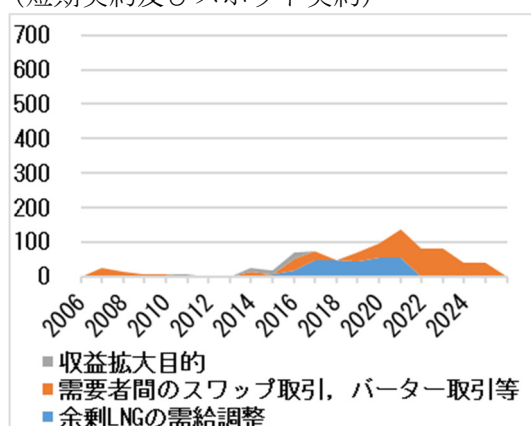
再販売契約の年間契約数量の大部分は、これまで収益拡大を目的として実施されている。しかし、需要者は、現在、原契約¹²⁶の年間契約数量が需要を超過するという将来の見通しに対応するため、再販売契約の締結を進めており、今後、余剰 LNG の需給調整を目的とする再販売契約の年間契約数量も増加する見込みである（図 93）。

需要者は、収益拡大目的の再販売については、基本的に利益を見込んでいるものの、需給調整目的の再販売については、利益を見込んでいる場合は少ないとしている。

図 93 再販売に係る売主の目的別の年間契約数量の推移（単位：万トン）
（全契約）



（短期契約及びスポット契約）



出所：日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

¹²⁶ 原契約とは、需要者が再販売契約における LNG の供給元としている期間契約をいう。

＜参考＞再販売契約の原契約

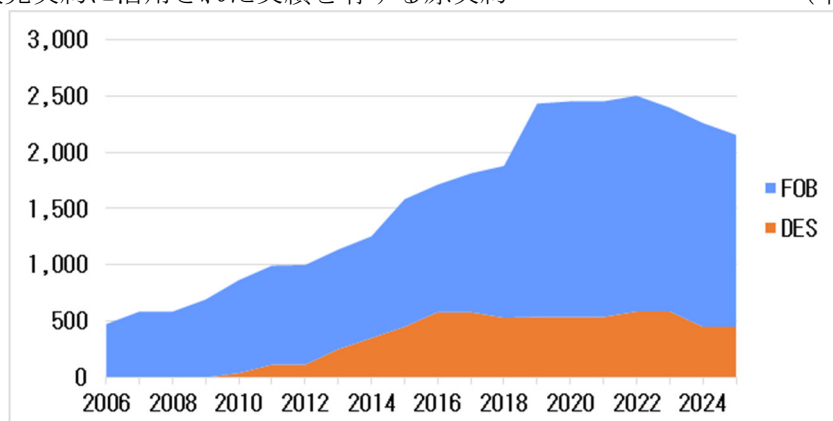
再販売契約の原契約とは、需要者が再販売契約における LNG の供給元としている期間契約をいう。再販売契約は、原契約の引渡条件、仕向地柔軟性等の影響を大きく受けている。

長期契約の再販売契約においては、継続的に特定の受入基地に LNG を輸送するため、通常、再販売契約の売主は、①仕向地の範囲が広範な原契約を活用し、原契約の仕向地の範囲内で再販売を実施することや、②原契約の仕向地追加条項を用いるなど原契約の仕向地に再販売契約の仕向地を追加することが一般的である。

スポット契約の再販売契約においては、予定していない受入基地にカーゴ単位で LNG を輸送する場合があるため、通常、仕向地柔軟性の高い原契約の仕向地変更によることが一般的である。

また、再販売契約の原契約の大部分は FOB 条件である（図 94）。

図 94 再販売契約に活用された実績を有する原契約（単位：万トン）



出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

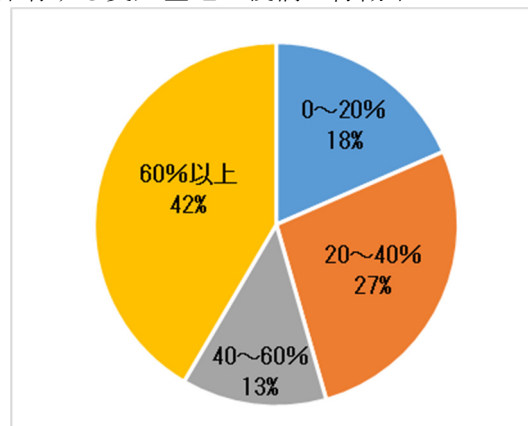
再販売契約の原契約は、現在、豪州及びパプアニューギニアの取引が占める割合が大きいところ、今後、米国の取引が占める割合が増加する見通しである。

＜参考＞再出荷による再販売

日本においては、再出荷設備を有する需要者は関西電力株式会社及び静岡ガス株式会社の2社のみであり、そもそも再出荷により再販売を行うことができない需要者が多い。

需要者からは、受入基地建設後に再出荷設備を設置する場合は数十億円程度の投資が必要となる上、大規模需要者は受入基地の栈橋の稼働率が既に高く、受入栈橋等において再出荷のためにLNG船を着栈する余裕がないという指摘がみられる（図95）。

図95 日本の需要者が保有する受入基地の栈橋の稼働率



注1： 日本の需要者の受入基地について、稼働率（＝月平均の栈橋の使用日数／30日）別で4類型（①0～20％，②20～40％，③40～60％，④60％以上）に分類した上で、各分類の受入基地の年間受入可能容量の合計が全受入基地の年間受入可能容量の総量に占める割合を示している。

注2： 日本の需要者の報告において、稼働率が80％以上の受入基地はみられなかった。

出所： 日本の需要者の報告を基に当委員会作成。

他方、欧州においては、再出荷設備を有する受入基地が多く、日本に比べ、再出荷設備を用いた再販売は困難ではない。しかし、欧州においても近年の天然ガス価格の低迷により、再出荷設備を用いた再販売の採算性が悪化しており、再出荷設備を用いた再販売は2014年を頂点に減少に転じている。

需要者からは、今後再出荷設備を設置する場合、初期投資を十分に回収できないリスクが高いという指摘や、再出荷設備を用いた再販売は、あくまで仕向地変更の同意が得られない場合に買主が実施する例外的な行為であり、仕向地変更の同意が得られるのであれば、通常、再出荷設備を用いた再販売は行わないという指摘がみられる。

このように、再出荷設備を用いた再販売は、追加コストを踏まえても採算が合う場合等に例外的に実施されている。

3 再販売に係る需要者の認識・意見

【自社の再販売について】

- 自社の需要変動に柔軟に対応するため、スポット販売を実施する必要性が高まっている。今後、国内外の第三者に対し、積極的に再販売を実施したい。
- 自社の需要変動に柔軟に対応するのみならず、小規模需要者による LNG 需要の取りまとめやトレーディング事業の拡大にも取り組みたい。国内外の第三者に対し、積極的に再販売を実施したい。
- 今後の再販売先として、南アジアや東南アジアの新規 LNG 輸入国の需要者を念頭に置いている。
- 今後の再販売先として、国内需要者を念頭に置いている。また、韓国や台湾の需要者も念頭に置いている。
- 米国の LNG プロジェクトと契約を締結しているため、欧州や南米の需要者がアジアの LNG プロジェクトと契約を締結している場合、バーター取引等による再販売を検討したい。
- Take or Pay 条項による支払義務があるため、再販売利益が出ない場合であっても、需要変動に対応するため、再販売を実施することは十分に考えられる。
- 再販売を実施することは考えていない。

【他社からの再販売について】

- 自社の需要変動に柔軟に対応するため、今後、国内外の第三者からのスポット購入は増加していきたい。
- 期間契約により自社の需要は充足しているため、スポット購入を行う予定はない。

第4章 LNG取引における公正な競争の確保

第1 LNG取引の市場環境

1 商品の範囲

天然ガスは、輸送方法に応じて、パイプライン輸送による PNG と海上輸送による LNG の 2 種類に区分されるところ、日本、韓国及び台湾は、国際的な基幹パイプラインを敷設していないため、通常、天然ガスは LNG の国際取引により調達している。

また、天然ガスは、熱量に応じて、一般に、重質ガス、軽質ガス及び超軽質ガスの 3 種類に区分できるところ、いずれも、主な用途は発電用、産業用及び民生用である。

需要者においては、自国で普及するガスタービンや燃焼機器の品質基準に適合する熱量の天然ガスを使用・販売する必要がある、通常、受入基地の設備も当該熱量を念頭に設計されている。例えば、アジアにおいては、歴史的に重質ガスの利用が進められた経緯があるため、需要者ごとに程度は異なるものの、軽質 LNG や超軽質 LNG の受入可能な数量や頻度に制約がある（特に超軽質 LNG の制約は高い。）。この受入可能な数量や頻度を超えて軽質 LNG や超軽質 LNG を受け入れるためには熱量調整等のコストを要する。

しかし、多くの日本の需要者は、取引価格、仕向地柔軟性¹²⁷等の取引条件次第で軽質 LNG も積極的に購入するとし、一部の日本の需要者は、仕向地柔軟性が高い米国産 LNG（軽質 LNG）を受け入れるため、実際に受入基地の設備改造等を実施した又は実施する予定としている。このように、重質 LNG、軽質 LNG 及び超軽質 LNG の間には、受入可能性の程度に差はあるものの、一定程度の代替性は存在すると考えられる。

さらに、LNG 売買契約は、一定の契約期間を定めた期間契約とカーゴ単位のスポット契約に大別される。日本の需要者は、基本的には一定数量の期間契約を締結して安定的に LNG 需要を満たしているものの、需給変動に対応することや、予測しない需要の増加に対応することを目的として、カーゴ単位のスポット契約を締結している。このため、期間契約とスポット契約の間には、基本的に代替性は存在しないと考えられる。

以上を踏まえると、商品の範囲は、期間契約の LNG（以下「期間契約市場」という。）とスポット契約の LNG（以下「スポット契約市場」という。）とすることができる。

2 地理的範囲

LNG については、既に出荷基地を有している供給国と受入基地を有している需要国の間であれば、巨額の初期投資を要せず取引可能である。ただし、輸送距離が大きくなる場合に、燃料費、人件費等の変動費が高くなることや航海日数の不確実性が高まることとの関係上、需要者は、通常、比較的近距离の供給国から期間契約により LNG を調達している。

したがって、アジアの需要者は、主に、中東、東南アジア、豪州等から期間契約により LNG を調達している。他方、欧州の需要者は、主に、欧州域内、アフリカ、中東等から期間契約により LNG を調達している¹²⁸。

¹²⁷ 仕向地柔軟性とは、買主が仕向地を自由に設定・変更することができる程度をいう（再掲）。

¹²⁸ アジア及び欧州の需要者は、今後、北米等からも LNG を調達する見込みである。

期間契約における LNG の価格決定方式及び価格水準は、欧州とアジアで大きく異なる。アジアでは、各国の国内消費量、国内生産量等の条件は異なるものの、価格決定方式は各国共通で主に石油価格連動方式（JCC 価格）を採用しているほか、例えば日本と韓国では価格水準にも大きな差異はない。

他方、スポット契約については、裁定取引による利益が見込める場合や、急な需要に対応する場合、カーゴ単位の取引が行われているため、輸送距離は重要な要素ではあるものの、世界の供給者と需要者の間で LNG のスポット取引が行われている。また、スポット契約における LNG の価格は、世界的に相対交渉で決定されている。スポット取引の価格水準は、2014 年までの原油価格高騰時においては欧州とアジアで異なるものの、2015 年以降の原油価格下落時には世界的に同一水準となっている。

以上を踏まえると、期間契約市場における地理的範囲については、日本を含むアジアの需要者を対象とする中東、東南アジア、豪州等の供給者による LNG 販売市場（以下「アジア市場」という。）とすることができる¹²⁹。

また、スポット契約市場における地理的範囲については、世界の需要者を対象とする世界の供給者による LNG 販売市場（以下「世界市場」という。）とすることができる¹³⁰。

3 小括

本報告書においては、以上を踏まえ、主に、期間契約市場のうち日本向けの仕向地制限¹³¹が、①期間契約市場（アジア市場）及び②スポット契約市場（世界市場）における競争に与えている影響を検討する。

なお、多くの LNG が期間契約により取引されている現状においては、需要者にとっては、スポット契約市場で調達可能な数量は限られており、かつ、期間契約においては売主の供給義務及び買主の引取義務があるため、需要者が新たに調達することの可能な LNG の数量は、①供給者が供給可能な LNG の数量¹³²から期間契約締結済みの数量を除いた残余の数量¹³³と、②供給者と期間契約を締結済みの需要者から再販売される LNG の数量に限られている。日本向けの取引の実態（特に再販売に係る内容）が、期間契約市場（アジア市場）及びスポット契約市場（世界市場）の競争に与えている影響を検討するに当たっては、このことを念頭に置く必要があると考えられる。

¹²⁹ 日本を含むアジアの需要者を対象とする北米等の供給者による LNG 販売は、今後増加することが確実と見込まれており、近い将来のアジア市場への競争圧力として考慮することが適当と考えられるものの、現時点でほとんど取引が開始されていないため、地理的範囲には含めていない。

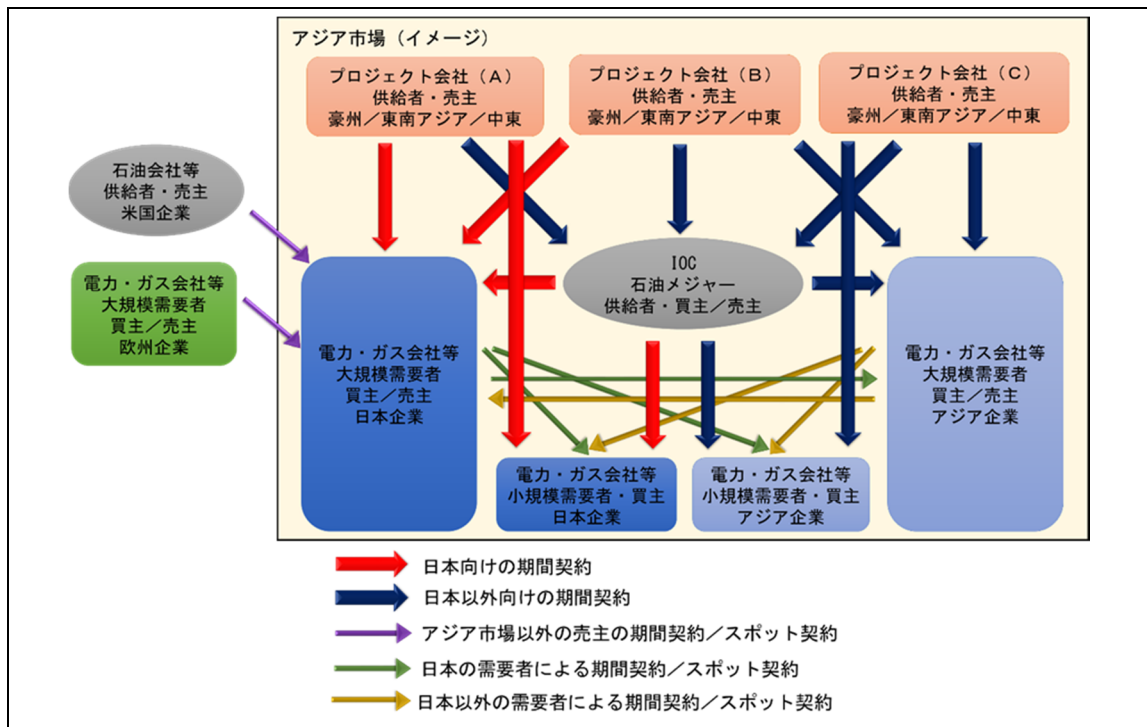
¹³⁰ スポット契約の増加を希望する需要者の声はみられるものの、現時点では限定的であり、期間契約の市場に対する競争圧力としても十分には機能していないと考えられる。

¹³¹ 仕向地制限とは、買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限をいう（再掲）。

¹³² 米国等の天然ガス生産者が供給可能な米国等の天然ガスを含む。

¹³³ 世界の LNG プロジェクトの生産可能数量の一部にとどまる。

(参考) LNG 取引の市場構造



<参考> 「LNG 市場」

近年、日本に「LNG 市場」又は LNG ハブを構築すべきではないかという議論がある。ここでいう「LNG 市場」は、多数当事者が現物取引又は先物取引を実施するための特定の場所としての市場（marketplace）を指しており、供給者及び需要者のグループによる取引の場としての市場（market）を指しているものではないと解される。

競争法又は競争政策は、取引の場としての市場（market）における公正かつ自由な競争の促進を命題としており、この意味における LNG の期間契約市場及びスポット契約市場は既に存在しているが、需要者による再販売が制限されることによりこれらの市場における競争が阻害されていれば、改善を求めることとなる。

他方、特定の場所としての市場（marketplace）の構築も、それにより取引が活発化し、取引の場としての市場も拡大する可能性があるという意味において、競争政策上も望ましいことである。ただし、特定の場所としての市場が構築されていないことが競争法又は競争政策上問題ということではなく、また、特定の場所としての市場が構築されれば競争の阻害の問題が解決されるというものでもない。

第2 競争政策上の考え方

1 仕向地制限

(1) 基本的な考え方

ア 仕向地制限の現状

日本の需要者は、LNG を主として期間契約の売主である国内外の供給者から調達している。当該期間契約のうち、DES 条件¹³⁴の契約の全て、FOB 条件¹³⁵の契約の大部分において、仕向地条項¹³⁶が規定されている。

LNG の期間契約の買主は、需要量の減少、受入基地の貯蔵タンクの受入可能容量の不足等の操業上の理由や、利益目的の裁定取引等の商業上の理由により、年間配船計画の作成の前後を問わず、個別のカーゴの仕向地について、仕向地変更¹³⁷を希望する場合がある。しかし、日本の需要者が LNG を購入する期間契約においては、仕向地変更条項¹³⁸を規定していない契約もみられる。

需要者からは、仕向地変更条項を規定していない契約については、仕向地変更を禁止する条項があるわけではないものの、仕向地変更を要求しても同意を得られない状況にあると考えているという指摘がみられる。また、仕向地変更条項を規定している契約についても、①「売主が同意すること」が必要という条件しか定められていないため、買主が売主の同意を得るための具体的な条件が不明確な場合がある。

仕向地変更条項において、一定の必要性・合理性が認められる条件として、②「変更先の受入基地の安全性（船陸整合性等）が確認されていること」、③「変更のために生じる追加コスト（輸送費、BOG 相当額、傭船料、各種港湾費、保険料等）を買主が全額支払うこと」、④「売主が配船上対応可能であること（年間配船計画に支障が生じないこと）」を定めている契約もみられるが、需要者が条件を満たすと考える場合であっても、供給者が条件を満たすと認めない場合があるなど、契約当事者で条件の解釈に相違がある場合が見受けられる。また、仕向地変更条項において、競争制限的な条件として、⑤「買主の操業上の理由（需要量の減少、受入基地の貯蔵タンクの受入可能容量の不足等）による変更の場合に限定すること」、⑥「買主の商業上の理由（利益目的の裁定取引等）による変更でないこと」、⑦「売主の他の顧客への再販売のための変更でないこと」、⑧「売主が変更先の受入基地を保有・管理する第三者に直接販売すること」を定めている契約もみられる。

¹³⁴ DES (Delivered Ex Ship) 条件とは、物品の引渡地点を輸入国の仕向港とする揚地渡し取引条件をいう。売主は、仕向港まで物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用と危険を負担する。国際的な LNG 売買契約においては、一般に、輸入国の受入基地が仕向港に該当する（再掲）。

¹³⁵ FOB (Free On Board) 条件とは、物品の引渡地点を輸出国の船積港とする積地渡し取引条件をいう。買主は、船積港から物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用と危険を負担する。国際的な LNG 売買契約においては、一般に、輸出国の出荷基地が船積港に該当する（再掲）。

¹³⁶ 仕向地条項とは、契約書において、仕向地すなわち LNG 船の目的地である仕向港として、一定の範囲の受入基地を指定している条項をいう（再掲）。

¹³⁷ 仕向地変更とは、契約書を改定することなく、個別のカーゴの仕向地について、仕向地条項で指定した仕向地の範囲外の受入基地へ運用上変更することをいう（再掲）。

¹³⁸ 仕向地変更条項とは、仕向地変更の条件を定める条項をいう（再掲）。

需要者からは、売主との交渉の負担を勘案し、仕向地変更を依頼すること自体を躊躇した事案もあるという指摘や、売主に仕向地変更を依頼したが、同意を得られず実現しなかった事案も多く、同意を得られない場合、単に契約違反として拒否されるだけで、理由の説明がなされないこともあるという指摘がみられる。

このように、日本の需要者は、期間契約において購入する LNG を輸送する LNG 船の目的地を自由に設定・変更することについて、一定の制限（仕向地制限）を受けている。

イ 仕向地制限の競争制限効果

LNG の期間契約における仕向地制限は、事実上、日本の需要者が LNG を他の需要者等に対し、期間契約又はスポット契約により再販売することを制限しているものと考えられる。

LNG の期間契約の売主である供給者が、仕向地制限によって買主である需要者が行う LNG の再販売を制限することにより、再販売を行おうとする又は行っている需要者が、期間契約の売主である供給者の競争者として期間契約市場（アジア市場）に参入する機会を排除し若しくは当該市場で取引する機会を減少させ、又は、供給者若しくはトレーダーの競争者としてスポット契約市場（世界市場）に参入する機会を排除し若しくは当該市場で取引する機会を減少させるような状態をもたらすおそれ（以下「市場閉鎖効果」という。）が生じる場合には、原則として、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となる。

LNG の期間契約の売主である供給者の期間契約市場（アジア市場）又はスポット契約市場（世界市場）におけるシェアは、個々にみれば必ずしも高いとはいえないが、LNG の期間契約における仕向地制限は、複数の供給者がそれぞれ並行的に行っていることから、一の供給者のみが行う場合と比べ、期間契約市場（アジア市場）又はスポット契約市場（世界市場）全体として市場閉鎖効果が生じる可能性が高い。

また、多くの LNG が長期契約により取引されている現状においては、多くの需要者にとっては、契約中の期間契約の期間満了・更新の機会においても、期間契約により調達している規模の数量について代替的な供給者を見出すことは容易でない。すなわち、契約中の期間契約においては、売主の供給義務及び買主の引取義務があるため、需要者が期間契約市場において新たに供給者から調達することの可能な数量は、供給者が供給可能な数量から期間契約締結済みの数量を除いた残余の数量に限られている。また、現状ではスポット契約市場の規模が小さいため、需要者がスポット契約市場において供給者から調達可能な数量をもって、期間契約により調達している規模の数量を満たすこともできない。加えて、他の需要者が供給者と締結中の期間契約により購入している LNG を当該他の需要者から期間契約市場又はスポット契約市場で調達することも、多くの場合は当該他の需要者が供給者から仕向地制限を受けているために困難である上、仕向地制限の問題がない場合であっても調達可能な数量は、当該他の需要者から再販売される数量に限られている。このように、需要者が新たに調達することの可能な LNG の数量が限られていることから、一の供給者のみが行う仕向地制限であっても、期間契約市場（アジア市場）又はスポット契約市場（世界市場）全体として市場閉鎖効果が生じる可

能性が高い。

なお、市場閉鎖効果が生じる場合は、それ自体、原則として独占禁止法上問題となるものであるが、再販売先の市場価格よりも低い価格による再販売が制限されることから、仕向地制限を行っている LNG の期間契約の売主である供給者の期間契約市場（アジア市場）又はスポット契約市場（世界市場）における販売価格を維持する効果も生じるものと考えられる¹³⁹。

ウ 再出荷方式は再販売を行う代替手段として十分でないこと

需要者が売主として LNG を再販売する方法には、仕向地変更による方法のほか、再出荷設備を用いる方法（以下「再出荷方式」という。）がある。しかし、需要者は、再出荷方式では、輸送費が増加するほか、受入基地によっては、再出荷設備、貯蔵タンク、栈橋等の新設又は増設のコストも生じるため、需要変動に対応するための再販売も困難となり、収益目的の再販売も価格差が小さいアジア間で行うことは採算が合わないなど再販売の機会が失われるとしている。現時点で再出荷設備を備えている受入基地は日本にほとんど存在しない上に、再出荷方式による再販売の実績のある一部の需要者においても、再出荷方式は一定のコストが掛かるため、再出荷先の市場価格と自社の購入価格に一定の価格差がある場合に限り実施しており、地域間価格差が縮小しつつある現在では、日本の需要者が再出荷方式による再販売を実施することは一層困難となっている。

このため、再出荷方式による再販売は、仕向地変更による再販売を代替する十分な手段とはなり得ず、仕向地制限が日本の需要者による LNG の再販売を制限する効果は大きいと考えられる。

(2) FOB条件における仕向地制限の必要性・合理性

ア 前提

FOB 条件の契約においては、引渡地点は船積港の出荷基地であり、出荷基地からの輸送責任等を買主が負うことから、仕向地条項は引渡地点を定める条項ではないという意味において、売主の引渡地点ではない受入基地を定める仕向地条項は必要不可欠な条項とはいえない¹⁴⁰。

FOB 条件の契約においては、通常、出荷基地の引渡時点で LNG の所有権、危険負担等が売主から買主へと移転する。したがって、FOB 条件の契約においては、仕向地制限は、既に買主に所有権、危険負担等が移転した LNG について、買主が自ら適切と判断する形で再販売する自由を制限するものであることから、仕向地条項を定めた上で仕向地変更を制限することに、通常、合理性は認められない。

¹³⁹ スポット契約市場（世界市場）の価格低下は期間契約市場（アジア市場）の価格低下につながる競争圧力として一定程度機能すると考えられる。

¹⁴⁰ 現に仕向地条項を規定していない FOB 条件の契約も一定程度存在する。

イ 仕向地制限の必要性・合理性①（年間配船計画の実行可能性を高める観点）

FOB 条件の期間契約を有している供給者からは、売主が具体的な仕向地及び買主の航路を知ることによって年間配船計画の実行可能性を高めることができることから、FOB 条件でも仕向地条項を規定し、その上で仕向地変更を制限することが合理的であるという指摘がみられる。

しかし、FOB 条件の契約においては、船積港を出港後の輸送責任等は買主にあることから、売主にとって必要なことは、買主の運用する LNG 船が次回の荷積みのために出荷基地に到着するスケジュールに遅延が発生しないことの担保であって、仕向地条項を規定し、その上で仕向地変更を制限すること自体が必要とまではいえないと考えられる。

また、供給者からは、DES 条件の場合と同様、当初の仕向地と比較して輸送距離や輸送時間が増加する受入基地への仕向地変更は、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるため、基本的に認められないという指摘もみられるが、需要者からは、現在では LNG 船の市場が拡大し、買主が別の船を用意することが可能であるため、そのような事態は想定されないという指摘がみられる。

買主が別の船を用意できず、買主の運用する LNG 船が次回の荷積みのために出荷基地に到着するスケジュールに遅延が発生した場合、他の買主との契約に係る配船に影響が生じることや、状況次第では出荷基地の貯蔵タンクに余裕がなくなり生産した LNG を貯蔵できない事態が生じることも考えられるが、年間配船計画の見直しの可否の調整は定期的に行われており、売主として許容できない幅の遅延が見込まれるような調整は合意されないものと考えられる。

なお、一部の供給者からは、天然ガス等の生産が長期間停止するリスクがあるという指摘もみられるが、そのようなリスクは一層小さく、また、スケジュールの遅延により売主に生じた直接的な損害は買主が賠償する責任を負うことも踏まえれば、売主に回復不能な損害が生じるおそれ大きいともいえない。

ウ 仕向地制限の必要性・合理性②（適切な価格設定を行う観点）

FOB 条件の期間契約を有している供給者からは、LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を決定しているため、適切な価格設定を行うためには、FOB 条件でも仕向地条項を規定することが必要であり、その上で仕向地変更を制限することが合理的であるという指摘がみられる。

仕向地を特定することを前提として定めた取引価格の条件をそのままに、仕向地条項を廃止する又は仕向地変更の条件を緩和することは公平ではないという限りにおいて、このような供給者の指摘に一定の合理性は認められる。ただし、この議論は、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時には成り立たない。また、第3章第7に記載のとおり、実証分析を実施した結果、仕向地柔軟性（仕向地条項の有無、仕向地条項の範囲、仕向地変更条項の有無、仕向地変更の条件）と取引価格の間には、有意な関係が認められな

かった。

なお、需要者からは、FOB 条件では、船積港を出港後の輸送責任等は買主にあり、通常、出荷基地の引渡時点で LNG の所有権も移転しているため、仕向地条項を規定すること自体に合理性がないという指摘がみられるところ、供給者からも、FOB 条件の期間契約を締結していない者を中心に、FOB 条件では、出荷基地で LNG を引き渡した時点で売主の責任は消滅し、その後は買主が自由に処分する権利を有しているため、買主は任意の仕向地に自由に輸送することができるという指摘がみられる。

エ 小括

以上を踏まえれば、通常、FOB 条件の期間契約において、仕向地条項を規定すること自体、必要性があるとまではいえず、合理性があるともいい難いと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

また、仕向地条項を規定するとともに仕向地変更を制限することは、DES 条件の場合に比して必要性・合理性が認められる範囲がより狭いと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

(3) DES条件における仕向地制限の必要性・合理性

ア 前提

DES 条件の契約においては、引渡地点は仕向港の受入基地であり、仕向港までの輸送責任等を売主が負うことから、仕向地条項が引渡地点を定める条項であるという意味において、仕向地条項は必要不可欠な条項である。ただし、買主が、操業上又は商業上の理由により、個別のカーゴの仕向地を運用上変更することを希望する場合があり、このような場合、買主は、仕向地変更の希望を売主に伝えて売主の同意を得ることができれば、個別のカーゴの仕向地を変更することができる。

イ 仕向地変更条項が規定されていない契約

DES 条件の期間契約において、仕向地変更条項を規定していない契約も一部にみられる。仕向地変更の条件を契約に規定していなくても、運用上合理的な変更が認められていけば、独占禁止法上問題となるものではない。

しかし、需要者からは、仕向地変更条項を規定していない契約について、仕向地変更を禁止する条項があるわけではないものの、仕向地変更を依頼しても同意を得られない状況にあると考えているという指摘もみられる。

したがって、仕向地変更の条件を明示することにより、買主の予見可能性を高めることが望ましい。

ウ 仕向地変更条項が定める条件①（売主同意）

仕向地変更条項を規定している契約についても、契約書に「売主が同意すること」が必要という条件しか定められていないため、同意を得るための具体的な条件が不明確な

場合がある。

DES 条件の長期契約のうち、仕向地変更条項を規定している契約のほとんどは、「売主が同意すること」を仕向地変更の条件として規定している。しかし、「売主は同意を不当に留保しない」旨を規定している例は多いものの、具体的にどのような条件を満たせば売主が同意するのかを規定している例はほとんどみられない。

供給者からは、DES 条件では売主が輸送責任等を負うため、仕向地変更の内容が売主として責任を負担できるものかどうか、事前に調査した上で同意する必要があるという指摘がみられるところ、「売主が同意すること」は、必要性・合理性を満たしていることを売主が確認するという意味において、自然な手続であると考えられる。

他方、需要者からは、売主に操業上の支障が生じる場合を除き、売主が同意を留保することに合理性があるとは考えられないという指摘や、同意しない理由について売主から説明がなされない場合もあるという指摘もみられるところ、必要性・合理性のある条件を満たしているにもかかわらず同意しない場合には、運用上合理的な変更が認められていないものと考えられる。

エ 仕向地変更条項が定める条件②～④（一定の必要性・合理性が認められる条件）

仕向地変更条項において、一定の必要性・合理性が認められる条件¹⁴¹を定めている契約もみられるが、需要者は条件を満たすと考えた場合であっても、供給者は条件を満たすとは認めない場合があるなど、契約当事者で条件の解釈に相違がある場合が見受けられる。

DES 条件の長期契約のうち、仕向地変更条項を規定している契約の多くが、一定の必要性・合理性が認められる条件のいずれかを仕向地変更の条件として規定しており、当該契約の半数近くは、これらの全てを仕向地変更の条件として規定している。

②（安全性）について、紛争当事国や経済制裁対象国の受入基地その他安全性に問題のある受入基地への仕向地変更は、スケジュールの遅延等が発生し、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるとする供給者の指摘には、合理性が認められる。買主が仕向地変更を希望するカーゴの LNG 船が、変更後の受入基地のある仕向港に過去に入港したことがない場合についても、売主が船陸整合性を確認する必要がある、確認できない場合には売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあるという限りにおいて、供給者の指摘には、合理性が認められる。

③（追加コスト支払）について、買主が希望した仕向地変更に伴い売主に実際に生じた追加コストの範囲内であれば、買主が追加コストを支払うよう求められることには、合理性が認められる。

④（配船上の許容性）について、当初の仕向地と比較して輸送距離や輸送時間が増加する受入基地への仕向地変更は、売主のオペレーションに支障が生じるおそれがあると

¹⁴¹ 一定の必要性・合理性が認められる条件とは、②「変更先の受入基地の安全性（船陸整合性等）が確認されていること」、③「変更のために生じる追加コスト（輸送費、BOG 相当額、備船料、各種港湾費、保険料等）を買主が全額支払うこと」、④「売主が配船上対応可能であること（年間配船計画に支障が生じないこと）」をいう。

いう供給者の指摘には、合理性が認められる。ただし、具体的に、LNG 船が出荷基地に到着するタイミングが何日又は何時間遅延するとその後のスケジュールに影響が及ぶこととなるかは出荷基地により異なり、また、その時点の具体的な配船日程の状況次第と考えられる。買主の負担において売主のオペレーションに支障が生じない代替的な措置（買主が別の船を用意する等）が可能な場合には、売主が仕向地変更を拒否することに合理性は見出し難い。

なお、供給者からは、他の買主に販売する LNG について、年間配船計画の組み直しにより、輸送する LNG 船の規格等を変更せざるを得なくなる場合や、LNG 船のタンクを低温に維持するための余分な LNG の積み込みや一度空になった LNG 船のタンクを再冷却するための余分な時間が必要となる場合があるという指摘もみられる。このような事情により、売主のオペレーションに支障が生じない代替的な措置が不可能な場合には、仕向地変更を拒否することに合理性が認められる一方、そのような事情が発生し得るというだけで、買主が申し出た代替的な措置の可能性を検討しない場合には、合理性は見出し難い。

また、供給者からは、当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる又は大差ない受入基地への仕向地変更については、そのような場合でも売主と買主の協議は必要であるという指摘もみられる。売主のオペレーションに支障が生じる特段の事情の有無を確認するという意味において、両者が協議を行うこと自体には合理性が認められる。他方、供給者からも、年間配船計画の組み直しは比較的容易であるという指摘がみられるところ、抽象的な懸念だけで仕向地変更を認めないことに合理性は見出し難い。ただし、ポートフォリオ契約の場合、LNG 船が仕向地から荷積みした出荷基地ではなく別の出荷基地に移動するときには、当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる受入基地への仕向地変更であっても輸送時間は増加することも考えられ、その場合の考え方は、当初の仕向地と比較して輸送距離が長くなる受入基地への仕向地変更の場合と同様である。反対に、当初の仕向地と比較して輸送距離が長くなる受入基地への仕向地変更であっても輸送時間が短縮することも考えられ、その場合の考え方は、当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる受入基地への仕向地変更の場合と同様である。また、ポートフォリオ契約の場合、他の買主に販売する LNG の熱量を変更せざるを得なくなるときは、仕向地変更に応じられないことも考えられるという供給者の指摘には、合理性が認められる。

オ 仕向地変更条項が定める条件⑤～⑧（競争制限的な条件）

仕向地変更条項に、競争制限的な条件¹⁴²を定めている契約もみられる。

DES 条件の長期契約のうち仕向地変更条項を規定している契約の多くは、競争制限的な条件のいずれかを仕向地変更の条件として規定している。

¹⁴² 競争制限的な条件とは、⑤「買主の操業上の理由（需要量の減少、受入基地の貯蔵タンクの受入可能容量の不足等）による変更の場合に限定すること」、⑥「買主の商業上の理由（裁定取引により利益を得たいなど）による変更でないこと」、⑦「売主の他の顧客への再販売のための変更でないこと」、⑧「売主が変更先の受入基地を保有・管理する第三者に直接販売すること」をいう。

供給者からは、LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を決定しているため、そのような特定の仕向地を前提とした価格決定をしているにもかかわらず、買主が自らの利益のために、仕向地を変更して第三者に再販売することは不公平であるという指摘がみられる。この点については、仕向地を特定することを前提として定めた取引価格の条件をそのままに、仕向地変更の条件を緩和することは公平でないという限りにおいて、供給者の主張にも一定の合理性は認められる。ただし、この議論は、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時には成り立たない。また、第3章第7に記載のとおり、実証分析を実施した結果、仕向地柔軟性（仕向地条項の有無、仕向地条項の範囲、仕向地変更条項の有無、仕向地変更の条件）と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。

他方、⑤（操業理由限定）及び⑥（商業理由禁止）は収益目的の再販売のための仕向地変更を禁止するものであり、⑦（売主顧客再販売禁止）は売主と競合する顧客への再販売のための仕向地変更を禁止するものであり、⑧（買主直接再販売禁止）は一切の再販売を禁止するものであり、いずれも競争制限的な目的を有することは明らかと考えられる。

カ 小括

以上を踏まえれば、DES 条件の期間契約において、引渡地点を定めるために、仕向地条項を規定すること自体は、独占禁止法上問題となるものではない。

また、仕向地変更条項に「売主が同意すること」を条件として定めることや、一定の必要性・合理性のある条件を定めること自体は、直ちに独占禁止法上問題となるものではない。ただし、仕向地変更条項を規定していない場合も含め、運用において、必要性・合理性のある条件を満たしているにもかかわらず、条件を満たしていないものと主張して同意を拒否する場合、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある¹⁴³。

他方、仕向地変更条項に競争制限的な条件を定めることや、運用において、競争制限的な条件を仕向地変更の条件とすることは、通常、合理性がないと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

¹⁴³ 特に、④（配船上の許容性）について、当初の仕向地と比較して輸送距離や輸送時間が増加する受入基地への仕向地変更であっても、買主が申し出た代替的な措置（買主が別の船を用意する等）の可能性を検討しない場合には合理性は見出し難く、当初の仕向地と比較して輸送距離が短くなる又は大差ない受入基地への仕向地変更については、売主のオペレーションに支障が生じる特段の事情の有無を確認する必要はあるとしても、抽象的な懸念だけで仕向地変更を認めないことに合理性は見出し難い。

2 利益分配条項

(1) 基本的な考え方

ア 利益分配条項の現状

利益分配条項¹⁴⁴は、仕向地変更により行う再販売のみを対象としているところ、仕向地変更条項を規定していない長期契約は、通常、仕向地変更を想定していないため、利益分配条項も規定していない。他方、仕向地変更条項を規定している長期契約は、利益分配条項を規定している場合がある。

分配の対象となる「利益」の算定方法として、売上総利益（gross profit）による場合と純利益（net profit）による場合があるが、利益分配条項を規定している長期契約の約半数が利益の算定方法を定めていない。利益の算定方法を定めている場合も、DES 条件では、売上総利益を用いる契約が多く、純利益を用いる契約は一部にとどまる。

再販売利益として純利益を用いる場合に再販売コストとして考慮する要素については、利益分配条項を規定している長期契約の過半が定めていない¹⁴⁵。

利益の分配割合については、利益分配条項を規定している長期契約の大半が折半としているが、売主への分配割合を 50% 超とする契約も一部みられる。また、現在取引中の長期契約において、売主への分配割合を 50% 未満とする契約はみられないが、今後取引を開始する長期契約において、50% 未満とする契約も一部みられる。

需要者からは、①利益分配の結果として採算が合わなくなりトレーディング事業の展開等が妨げられるおそれ、②再販売利益の算定方法が不明確で売主との協議が必要になる場合に再販売の時機を逸するおそれ、③再販売利益の算定に必要であるとして売主から提供するように求められる情報（再販売先、再販売価格等）は、競争上機微な情報であり売主に知られたくないため、再販売を行うインセンティブが失われるおそれがあるという指摘もみられる。

イ 利益分配条項の競争制限効果

LNG の期間契約における利益分配条項は、売主に分配する再販売利益の算定方法及び分配割合に応じて、買主の収益が悪化するため、収益目的の場合を中心に、再販売の機会を喪失させる効果があり、事実上、日本の需要者が LNG を他の需要者等に再販売することを間接的に制限しているものと考えられる。

また、再販売利益の算定方法及び分配割合が不明確な場合や、売主が買主に競争上機微な情報を提供するように求める場合には、再販売の機会を喪失させる効果は更に強くなるものと考えられる。

LNG の期間契約の売主である供給者が、利益分配条項によって買主である需要者が行う LNG の再販売を間接的に制限することにより、市場閉鎖効果が生じる場合には、原

¹⁴⁴ 利益分配条項とは、買主が第三者に LNG を再販売した場合に、買主が取得した利益の一部を売主に分配することを義務付ける条項をいう（再掲）。

¹⁴⁵ 例えば、FOB 条件においても、利益分配条項を規定している長期契約の過半は、買主の輸送費を考慮要素として定めていない。

則として、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となる。

ウ 再出荷方式は再販売を行う代替手段として十分でないこと

利益分配条項は、仕向地変更による再販売のみを対象としており、再出荷方式による再販売を含め、仕向地で荷揚げした後の再販売は対象とならない。しかし、再出荷方式による再販売は、仕向地変更による再販売を代替する十分な手段とはなり得ないと考えられる。

(2) FOB条件における利益分配条項の必要性・合理性

ア 前提

FOB 条件の契約においては、通常、出荷基地の引渡時点で LNG の所有権、危険負担等が売主から買主へと移転する。したがって、FOB 条件の契約においては、利益分配条項は、既に買主に所有権、危険負担等が移転した LNG について、買主が自ら適切と判断する形で再販売する自由を間接的に制限するものであることから、利益分配条項を規定することに、通常、合理性は認められない。

イ 利益分配条項の必要性・合理性（適切な価格設定を行う観点）

FOB 条件の期間契約を有している供給者からは、LNG の販売価格は、特定の仕向地に輸送することを前提とした様々なコスト（輸送費、BOG 発生による損失等）及びリスクを考慮し、北米、欧州、アジアで異なる価格水準を踏まえ、その地域の市場において競争力のある価格を決定しており、仕向地変更を行うのであれば、困難な価格の再計算が必要となるところ、利益分配条項は、それに代わり、事前に利益の分配方法を定めることで、迅速かつ円滑な解決策を提供しているという指摘がみられる。

しかし、仕向地変更を行うのであれば価格の再計算が必要となるという議論は、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時においては成り立たない。また、第3章第7に記載のとおり、実証分析を実施した結果、利益分配条項の有無と取引価格の間には、有意な関係が認められなかった。

ウ 小括

以上を踏まえれば、FOB 条件の期間契約において、利益分配条項を規定することは、通常、合理性がないと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

(3) DES条件における利益分配条項の必要性・合理性

ア 前提

DES 条件の契約においては、通常、受入基地の引渡時点で LNG の所有権、危険負担等が売主から買主へと移転する。したがって、DES 条件の契約においては、利益分配条項は、まだ買主に所有権、危険負担等が移転していない LNG について、買主が売主の

同意を得て契約条件（仕向地）を変更して再販売を行うことの引換えとして、売主に再販売利益を分配するものであることから、買主が再販売することを間接的に制限しているものの、買主には自ら適切と判断する形で再販売する自由があるわけではないため、一概に合理性がないとはいえない。

イ 利益分配条項の必要性・合理性（追加リスク補償）

供給者からは、DES 条件の場合、仕向地変更を行うと、売主に様々な追加リスクが生じるが、これらを全て定量化して追加費用として買主に負担してもらうことは困難であるため、このような追加リスクに対する補償として、買主が再販売利益を売主に分配することが必要となるという指摘もみられる。

買主の希望する仕向地変更により、売主に生じる定量化が困難なリスクについて、事前に利益の分配方法を定めることで、迅速かつ円滑な解決を図るという考え方にも、一定の合理性は認められる。

ウ 小括

以上を踏まえれば、DES 条件の期間契約において、買主の希望に応じて契約条件（仕向地）を変更することに同意し、買主の再販売を可能にするための代償を売主が求めることに、一概に合理性がないとはいえず、その手段として利益分配条項を規定すること自体が直ちに独占禁止法上問題となるものではない。ただし、再販売の実現に対する売主の具体的な貢献の如何にかかわらず売主への分配割合を高くすることや、再販売「利益」として売上総利益を用いることによって、合理性が認められない分配結果をもたらす場合（下記(ア)）や、売主が買主に対し、利益構造やコスト構造の開示を要求することにより買主の再販売を妨げる効果を有する場合（下記(イ)）は、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

(ア) 算定方法及び分配割合

利益分配条項は、売主に分配する再販売利益の算定方法及び分配割合に応じて、買主の収益が悪化するため、収益目的の場合を中心に、再販売の機会を喪失させる効果があるものと考えられる。売主が再販売先を探すなどの具体的な貢献をしないにもかかわらず、売主への分配割合を高くする場合には、再販売の機会を喪失させる効果は大きくなる。分配する再販売「利益」として純利益でなく売上総利益を用いる場合にも、買主の再販売コストが考慮されないため、再販売の機会を喪失させる効果は大きくなる。

また、再販売「利益」の算定方法及び分配割合が事前に明確にされていない場合、再販売に当たり、買主は自社が取得する再販売利益の額をあらかじめ把握することができず、売主との協議が必要になるため、再販売の機会を喪失させる効果は更に大きくなるものと考えられる。

以上を踏まえれば、再販売の実現に対する売主の具体的な貢献の如何にかかわらず

売主への分配割合を高くすることや、再販売「利益」として売上総利益を用いることによって、合理性が認められない分配結果をもたらす場合には、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

また、再販売「利益」の算定方法及び分配割合が事前に明確にされていない場合には、一層、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

したがって、あらかじめ契約書上に再販売「利益」の算定方法及び分配割合を規定しておくことが望ましい。

(イ) 再販売に係る情報開示

一部の需要者からは、再販売利益の算定に必要であるとして売主から提供するように求められる情報（再販売先、再販売価格等）は、競争上機微な情報であり売主に知られたくないという指摘がみられる。また、再販売「利益」として純利益を用いる場合には、再販売コストの算出根拠も提出するように求められるという指摘もみられる。

DES 条件の場合、船積港を出港後の輸送責任等は売主にあることから、買主は変更後の受入基地を売主に伝える必要があるものの、再販売先が誰かという情報は、売主が輸送責任等を果たす上でも再販売利益を算定する上でも、必要な情報とまではいえないと考えられる。

また、利益分配を行う場合、買主は再販売利益を売主に伝える必要がある¹⁴⁶が、再販売「利益」として純利益を用いるときは、再販売価格及び（再販売利益から除く）再販売コストはいずれも、再販売利益を算定する上で、必要な情報とまではいえないと考えられる。

一般に、利益構造やコスト構造は、事業者の価格交渉力を確保する観点から重要な情報であることから企業秘密として管理されており、当該情報を売主に片務的に開示させることは、買主が価格交渉において不利な立場に立つため、買主の再販売を妨げる効果を有するものである。

再販売「利益」として純利益を用いる場合に、買主が提示した再販売利益の額が正しいことを確認するために、再販売価格並びに再販売コストの額及び算出根拠を確認したいという売主の考え方に、合理性がないとまではいえない。しかし、DES 条件の期間契約において、買主の希望に応じて契約条件（仕向地）を変更することに同意し、買主の再販売を可能にするために、売主が代償を求める手段として、利益分配という方法を採用する必要があるわけではない。利益分配条項の合理性は、売主が買主の希望に応じて仕向地変更に同意することの代償として求める金額について、迅速かつ円滑な解決を図る点にあることも踏まえれば、売主が再販売利益の算定の根拠として提供するように買主に求める情報についても、再販売利益の算定に必要な限度を超えないものとするのが適切と考えられる。

¹⁴⁶ 再販売「利益」として売上総利益を用いるときは、売主に再販売利益を伝えれば売主は再販売価格も把握可能となる。

以上を踏まえれば、売主が買主に対し、買主の利益構造やコスト構造の開示を要求することにより買主の再販売を妨げる効果を有する場合には、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

したがって、少なくとも、再販売コストの詳細な内訳やその証拠まで提供するように求めることはせず、必要最小限の情報の共有にとどめることが望ましい。

3 Take or Pay条項

LNG 取引の期間契約においては、通常、年間契約数量から削減許容量の規定を買主が行使した数量を差し引いた残りの引取義務数量に対し、買主の実際の引取数量がなお不足する場合、買主が当該不足分の代金の全額を支払う義務を負うとする「Take or Pay 条項」を規定している¹⁴⁷。

巨額の初期投資と融資を必要とする LNG プロジェクトにおいては、需要者による安定的な代金全額の支払保証が最終投資決定（FID）の重要な要素となる。この意味において、LNG 取引の期間契約に Take or Pay 条項を規定することには、一定の必要性・合理性は認められ、直ちに独占禁止法上問題となるものではない。ただし、LNG プロジェクトの初期投資に係る金融機関からの貸付金の弁済後においても、Take or Pay 条項を適用することとしている契約もあるところ、供給者からは、初期投資回収後も原料ガスの生産量を維持するためにガス田開発等への追加投資が必要であるという指摘がみられるものの、初期投資の額に比べれば追加投資の額は大きくない。他方、年間契約数量は契約締結時に取り決めるものであるため、その後の需要変動等により、あらかじめ取り決めた年間契約数量を買主が引き取ることが困難となる場合も発生し得る。

したがって、売主の取引上の地位が買主に対して優越している場合に、初期投資回収後において、買主と十分協議することなく一方的に、厳格な引取義務数量を定めた上で Take or Pay 条項を課すことは、独占禁止法上問題（優越的地位の濫用）となるおそれがある¹⁴⁸。

¹⁴⁷ 通常、期間契約においては、買主が LNG 引取不足を生じた場合の支払義務を定める Take or Pay 条項を規定しているのに対し、売主が LNG 供給不足を生じた場合の補償義務を定める Deliver or Pay 条項は必ずしも規定しておらず、規定している場合も、Take or Pay 条項に基づく買主の支払義務の対象は、引取数量の不足分の全額であるのに対し、Deliver or Pay 条項に基づく売主の補償義務の対象は、買主による代替 LNG の購入金額が本来の契約金額を超過した差額について、一定の限度で補償するにとどまる。

¹⁴⁸ 買主は、Take or Pay 条項により実際に引き取らない数量について代金のみ支払うこととなる事態を避けようとすれば、引取義務数量の全量を引き取った上で、余剰となる LNG を他の需要者等に再販売する必要がある。しかし、仕向地制限及び利益分配条項により再販売が制限されている場合、そのような手段により不利益を回避することも困難となる。

第3 今後の対応

LNG の売主（需要者が売主となる場合を含む。）においては、本報告書を踏まえ、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時において、再販売の制限等につながる競争制限的な契約条項や取引慣行を定めないことが必要である。また、契約期間満了前の既存契約においても、少なくとも、再販売の制限等につながる競争制限的な取引慣行を見直すことが必要である。

LNG の買主においては、期間契約市場及びスポット契約市場の競争が促進されることで、LNG 調達コストの低減が実現した場合、電気料金や都市ガス料金に適正に反映し、消費者利益の向上を図ることを期待する。

公正取引委員会としては、引き続き、LNG に関する取引の動向を注視していくとともに、独占禁止法に違反する行為に対しては厳正に対処していく。