

LNG チェーンにおける事業者の変化とわが国の課題に関する調査*

戦略・産業ユニット	石油・ガス戦略グループ	研究員	森川 哲男
〃	電力・ガス事業グループ	主任研究員	小久保 浩
〃	〃	主任研究員	前谷 浩樹
〃	〃	研究員	鈴木 幸祐
〃	担任特別補佐	研究主幹	鈴木 健雄

はじめに

本稿は、平成 17 年度天然ガス開発利用促進調査「LNG チェーンにおける事業者の変化とわが国の課題に関する調査」として財団法人日本エネルギー経済研究所が経済産業省資源エネルギー庁より受託、実施した調査研究内容を取りまとめたものである。

世界の事業者の LNG チェーンへの関わり方を見ると、ガス田開発、液化といった上流部門を担当している事業者が受入基地など下流側プロジェクトに参画する事例、あるいは LNG 輸入国の電力・ガス事業者がガス田権益や、液化プラントなどの上流側プロジェクト、もしくは他国の下流事業に参入する事例が見られるようになってきた。また、中国やインドといった今後エネルギー需要が大幅に伸びることが見込まれる国の石油会社が国外の上流プロジェクトに参入する事例、さらにこれまで LNG 取引に関連の薄かった事業者が中流や下流事業に参入する事例が起こっている。こうした LNG チェーンにおける事業者の変化について種々の事例を概観し、これらの背景にある要因を分析し、今後の世界の LNG 市場に及ぼす影響や今後のわが国に関する示唆を得ることが本調査の目的である。

本稿では、第 1 章で天然ガス市場の現状と見通しの把握を行い、第 2 章で従来の LNG チェーンの特徴を概観する。第 3 章では、LNG チェーンにおける事業者の変化をもたらす要因を分析する。第 4 章では、第 3 章で整理した要因がもたらした事業者の変化の事例や目的を確認する。第 4 章までの分析を踏まえて、第 5 章では天然ガス調達に関わる事業者の視点と政策課題を取り扱う。第 6 章では、第 1～5 章までの内容をまとめた。

* 本稿は、平成 17 年度に経済産業省から受託して実施した受託研究の一部である。この度、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

第 1 章 天然ガス市場の現状と見通し

要旨

世界の天然ガス確認埋蔵量は、2004 年時点で 179.5Tcm に達している。地域別には、旧ソ連地域での確認埋蔵量が伸び悩む中、中東での埋蔵量追加が著しく、世界の約 4 割を中東、約 3 割を旧ソ連が占めている。

世界の天然ガス需要は、コンバインドサイクル発電技術の進歩がもたらした発電燃料としての経済優位性や相対的な環境優位性等により、石油や石炭を上回るペースで拡大を続けている。これにあわせて、天然ガス生産量も拡大し続けており、2004 年時点で約 2.7Tcm に達している。

天然ガス生産量の約 25%は他国へ輸出され、年々、生産量に占める貿易量の割合は増加する傾向にある。また、天然ガス貿易量のうち、約 74% (502Bcm) はパイプラインによって取引され、残りの約 26% (178Bcm) は LNG として取引されている。

2004 年における LNG 貿易量は 1 億 2,990 万トンで、輸出国は 13 カ国、輸入国は 14 カ国に拡大した。従来、LNG 取引はアジア太平洋地域を中心としてきたが、近年、大西洋市場における取引が活発化している。

LNG 輸入量 (2004 年) のうち、日本が世界の 43%を占め (アジアでは 67%)、欧州は 22%、北米は 11%を占めている。また、2004 年よりインドが、2005 年には一時中断していたイギリスが LNG 輸入を開始した。LNG 輸出国では、インドネシア、マレーシア、オーストラリア、ブルネイ等のアジア太平洋地域が 46%を占めているが、近年ではオマーン、カタール等、中東からの輸出量が急増している。

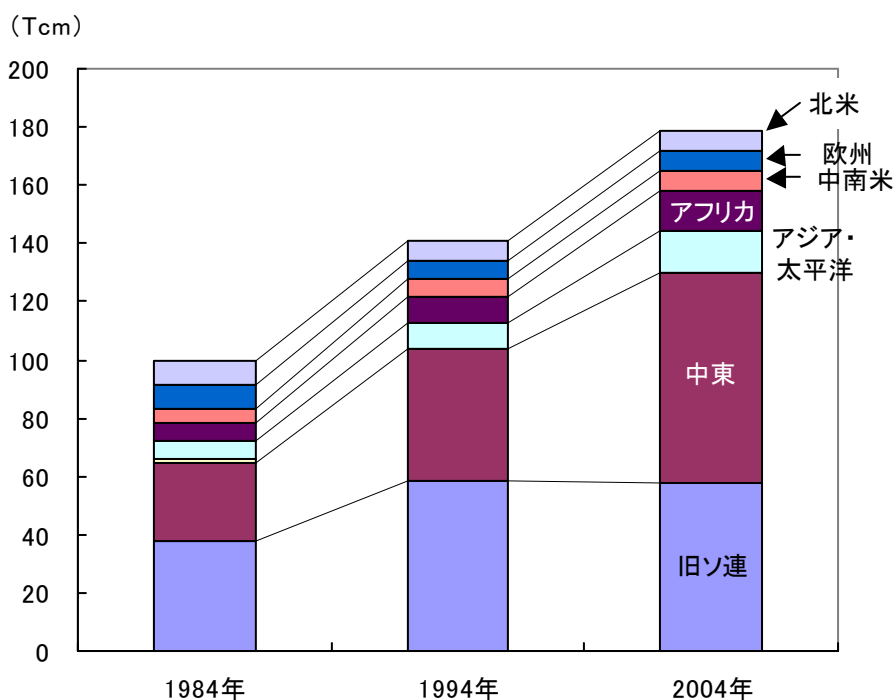
将来の LNG 需要見通しは、2010 年には 1 億 9,710 万トン～2 億 3,350 万トン、2020 年には 3 億 200 万トン～3 億 9,600 万トンに達すると見込まれ、地域別では 2010 年でアジア 53%、欧州 27%、北中南米 20%、2020 年でアジア 46%、欧州 25%、北中南米 29%と、アジアの占める割合が低下しアメリカが日本を抜いて世界最大の輸入国となることもあり得る。その結果、アジア太平洋や中東からも欧米へ大規模な LNG フローが新たに生じ、LNG 市場のグローバル化が進展すると見込まれる。アジア向け LNG 供給ポテンシャルは、2004 年の 9,160 万トンが 2010 年には 1 億 3,251 万トン、2020 年には 2 億 1,316 万トンに達する可能性がある。

アジア地域の LNG 需給バランスは、2008 年まではタイトな状況が続くが、HOA や SPA 締結済のプロジェクトが順調に立ち上がれば、2010 年時の需要見通し (1 億 700～1 億 2,400 万トン) を十分賅うことができる見込みである。2010 年以降の需給バランスは、新興市場、特にアメリカやイギリスの需要の伸びによるところが大きい。

(1) 天然ガス埋蔵量

天然ガスの確認埋蔵量は、1984 年の 96.4Tcm¹から 3.2%/年の割合で増加し、1994 年に 142.9Tcm、2004 年には 179.5Tcm に達した。大需要地域である北米、欧州や、ソ連崩壊後の社会的・経済的混乱のため 1990 年代の旧ソ連地域における確認埋蔵量が伸び悩む中、中東における確認埋蔵量の追加が著しい。(図表 1-1-1)

図表 1-1-1 天然ガス確認埋蔵量の推移

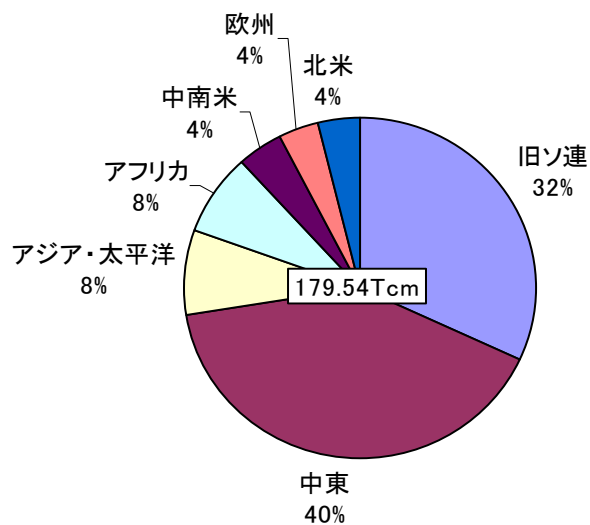


(出所)BP Statistical Review of World Energy

2004 年時点での確認埋蔵量を見ると、その 4 割を中東、3 割を旧ソ連が占めている。一方、アジア・太平洋地域 14.2Tcm と、世界全体の 8%に過ぎない。(図表 1-1-2) 東アジアの LNG 輸入国である日本、韓国、台湾が確認埋蔵量の世界合計値に占める割合は 1%に満たない。

¹ Trillion Cubic Meters : 1 兆 m³

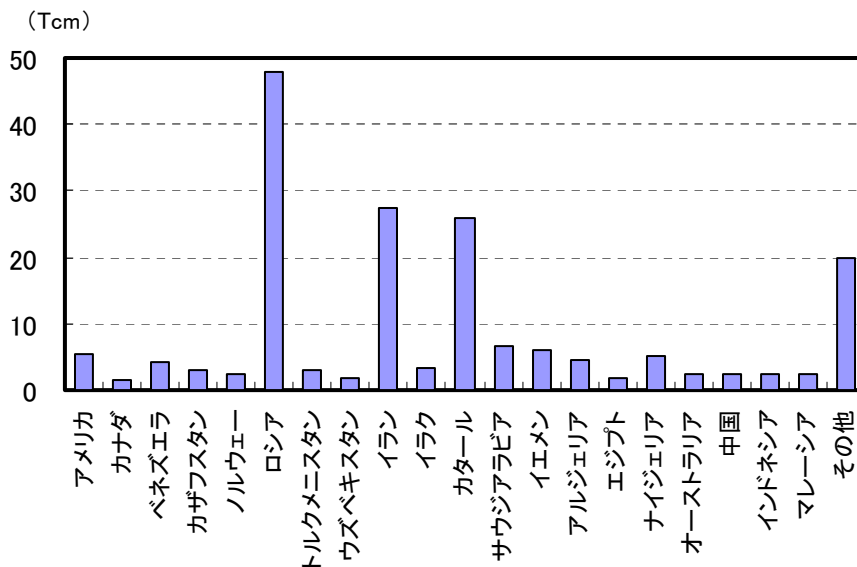
図表 1-1-2 地域別天然ガス埋蔵量 (2004 年末)



(出所)BP Statistical Review of World Energy

国別の詳細を見ると、ロシア、イラン、カタールの3カ国で世界の天然ガス埋蔵量の56%を占めている。これにサウジアラビア、イエメン、アメリカ、ナイジェリア、アルジェリア、ベネズエラ、カザフスタン(埋蔵量順)を加えた上位10カ国で世界の天然ガス埋蔵量の76%、さらに上位20カ国で世界の埋蔵量の89%を占めている。(図表 1-1-3)

図表 1-1-3 国別天然ガス埋蔵量(上位 20 カ国・2004 年)



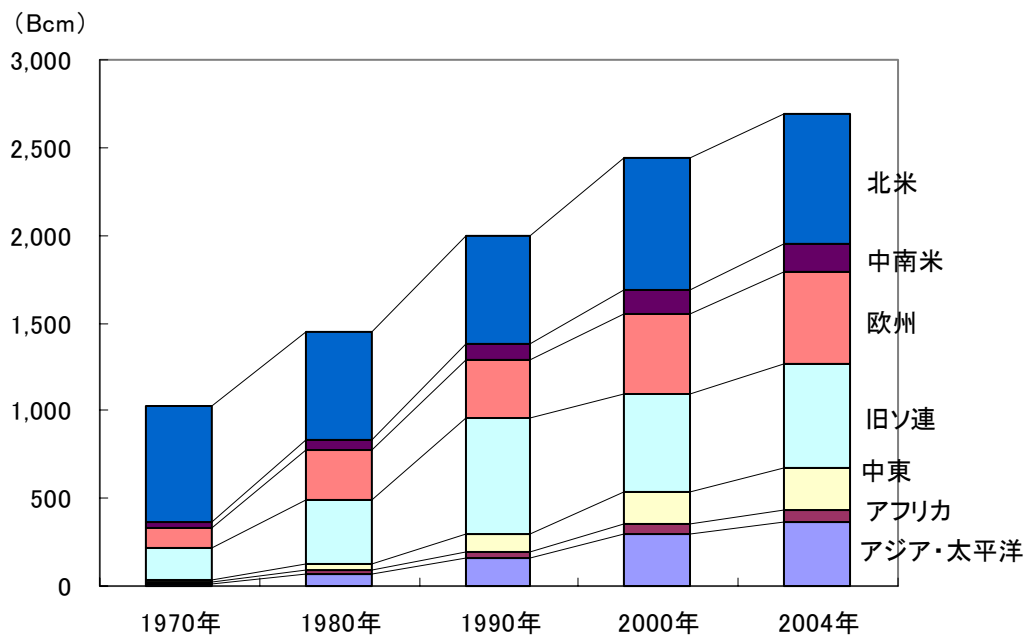
(出所)BP Statistical Review of World Energy

(2) 天然ガス需給

天然ガス需要

世界の天然ガス需要は、1970 年の 1,026.4Bcm²から 2004 年には 2,691.6Bcm へと、石油や石炭を上回るペースで拡大を続けている。近年の需要増には、発電部門での天然ガス利用の拡大が寄与する部分大きい。これは、コンバインドサイクル発電技術の進歩で発電燃料としての経済的優位性が高まったこと、天然ガスの環境負荷が他の化石燃料に比べて低いこと等による。なお、1990 年代に入ってから旧ソ連地域での減少はソ連の崩壊による経済や社会の混乱によるところが大きい、この傾向は 1997 年に底を打ち回復基調にある。(図表 1-2-1)

図表 1-2-1 地域別天然ガス需要の推移

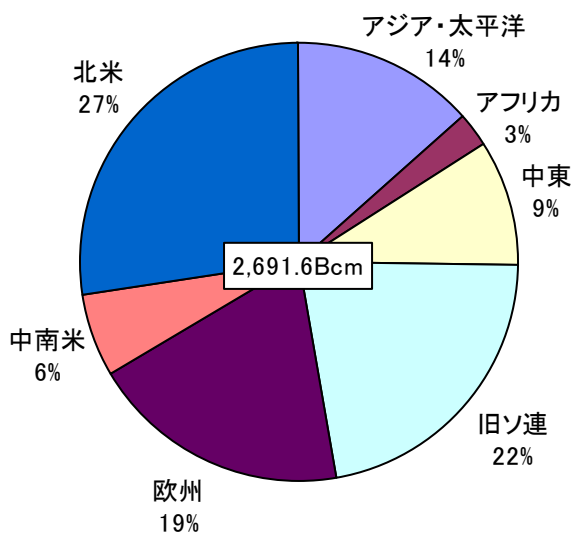


(出所)BP Statistical Review of World Energy

2004 年時点での地域別需要を見ると、北米が 27%、旧ソ連が 22%を占め、欧州が 19%、アジア・太平洋が 14%で続いている。(図表 1-2-2)

² Billion Cubic Meters : 10 億 m³

図表 1-2-2 地域別天然ガス需要(2004 年)

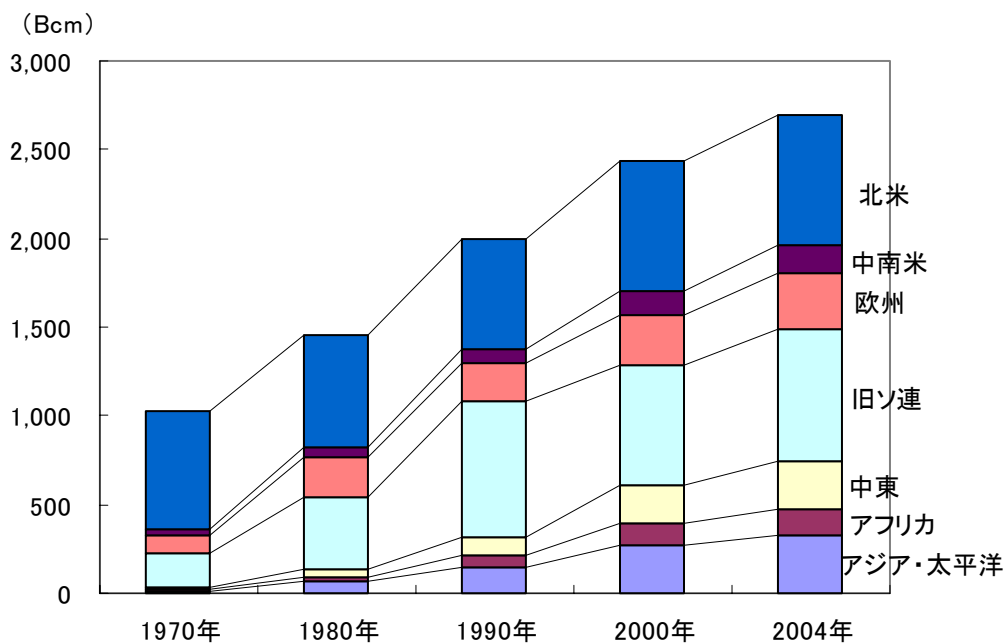


(出所)BP Statistical Review of World Energy

② 天然ガス供給

世界の天然ガス生産量は、1970 年の 1,021.0Bcm から 2004 年には 2,689.2Bcm へと 2.6 倍に増加した。旧ソ連地域が 1990 年代に大きくシェアを落とす一方、中東の増加傾向が著しい。北米の生産量は 2000 年以降減少している。(図表 1-2-3)。

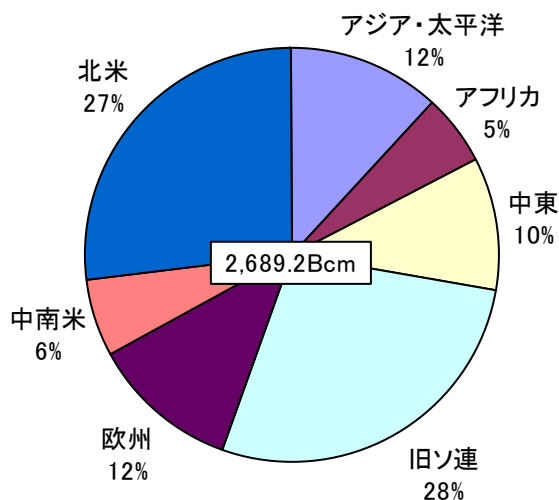
図表 1-2-3 地域別天然ガス生産量の推移



(出所)BP Statistical Review of World Energy

2004 年時点の生産量を見ると、旧ソ連と北米がそれぞれ 28%、27%のシェアを占め、欧州とアジア・太平洋がそれぞれ 12%で続いている。(図表 1-2-4)

図表 1-2-4 地域別天然ガス生産量(2004 年)

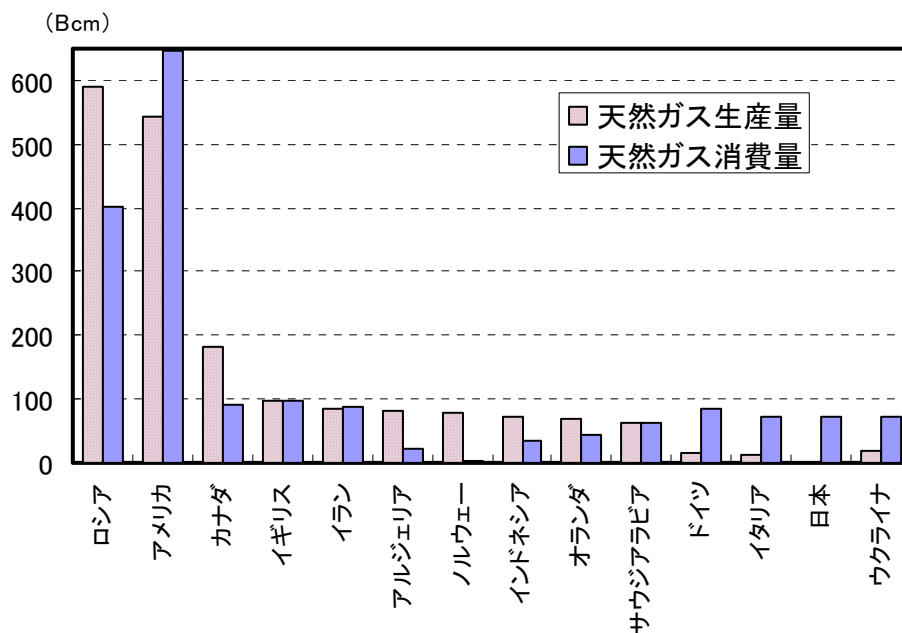


(出所)BP Statistical Review of World Energy

③ 需要と生産の地域的關係

図表 1-2-5 に、世界の天然ガス需要と生産量の上位 10 カ国データを示す。生産量は、ロシア、アメリカ、カナダ、イギリス、イラン、アルジェリア、ノルウェー、インドネシア、オランダ、サウジアラビアの順で、上位 10 カ国で世界の天然ガス生産量の 69%を占める。また、需要は多い順に、アメリカ、ロシア、イギリス、カナダ、イラン、ドイツ、イタリア、日本、ウクライナ、サウジアラビアで、上位 10 カ国で世界の天然ガス需要の 63%を占める。なかでも日本は、世界で 8 番目の天然ガス需要国でありながら国内生産量は極めて小さく、輸入に依存せざるを得ない状況がわかる。

図表 1-2-5 代表的な天然ガス需要・生産国(2004 年)



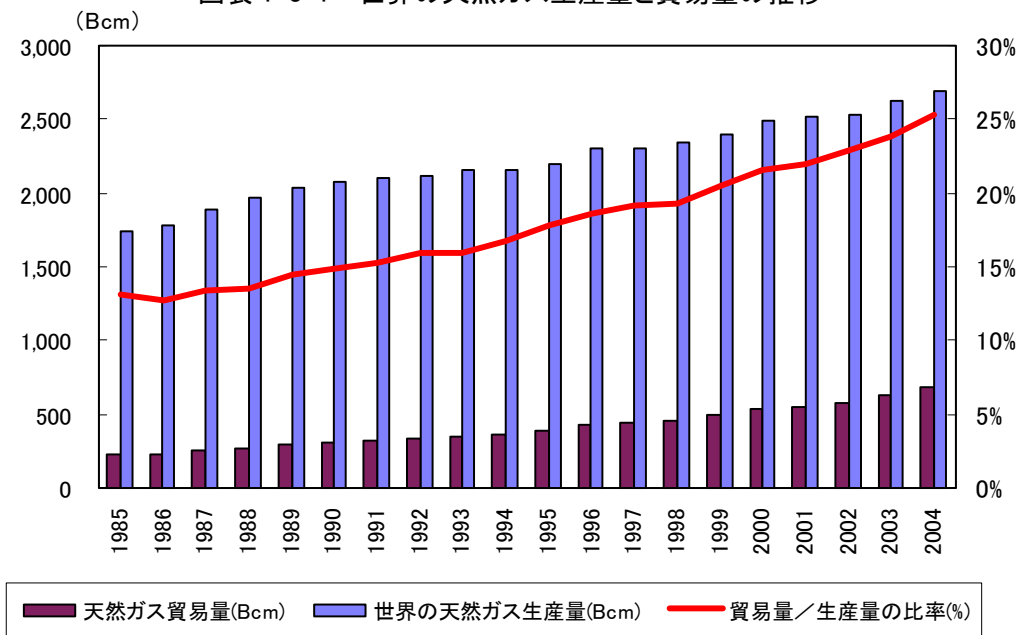
(出所)BP Statistical Review of World Energy

(3) 天然ガス貿易

① 天然ガス貿易量の推移

2004 年の天然ガス生産量のうち、約 25%に相当する約 680Bcm が他国へ輸出された。また、全生産量に占める他国との貿易量の割合は、ここ数年高まってきている。(図表 1-3-1)

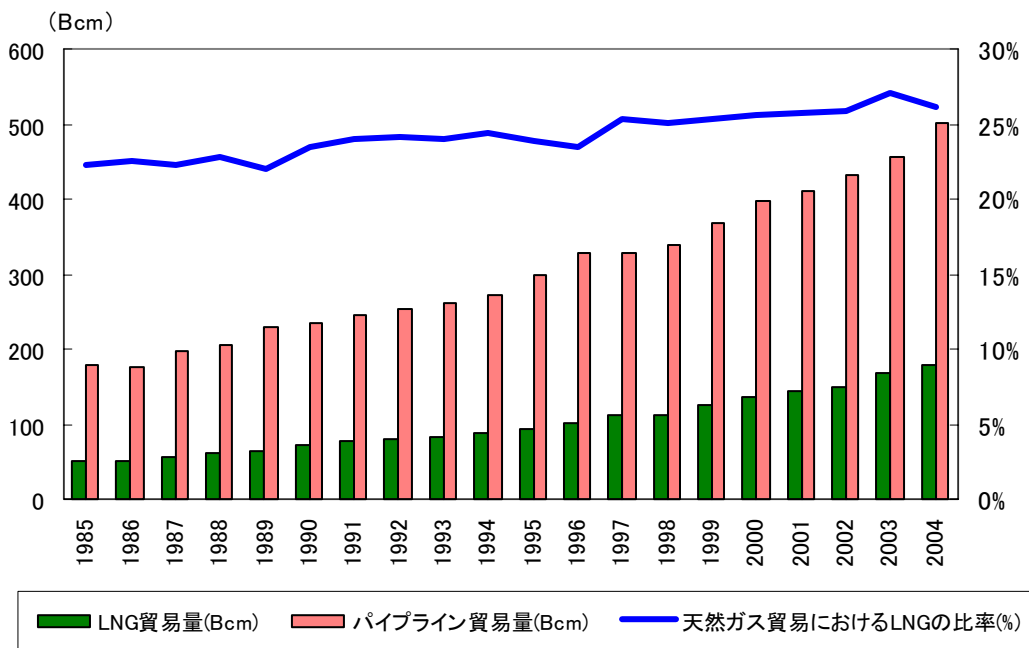
図表 1-3-1 世界の天然ガス生産量と貿易量の推移



(出所)BP Statistical Review of World Energy

世界の天然ガス貿易量のうち、2004年にパイプラインにより取引された量は502.06Bcm、LNGによる貿易量は177.95Bcm(1億2,990万トン)で全貿易量の約26%を占めている。(図表1-3-2)。

図表 1-3-2 世界の輸送方式別天然ガス貿易量の推移

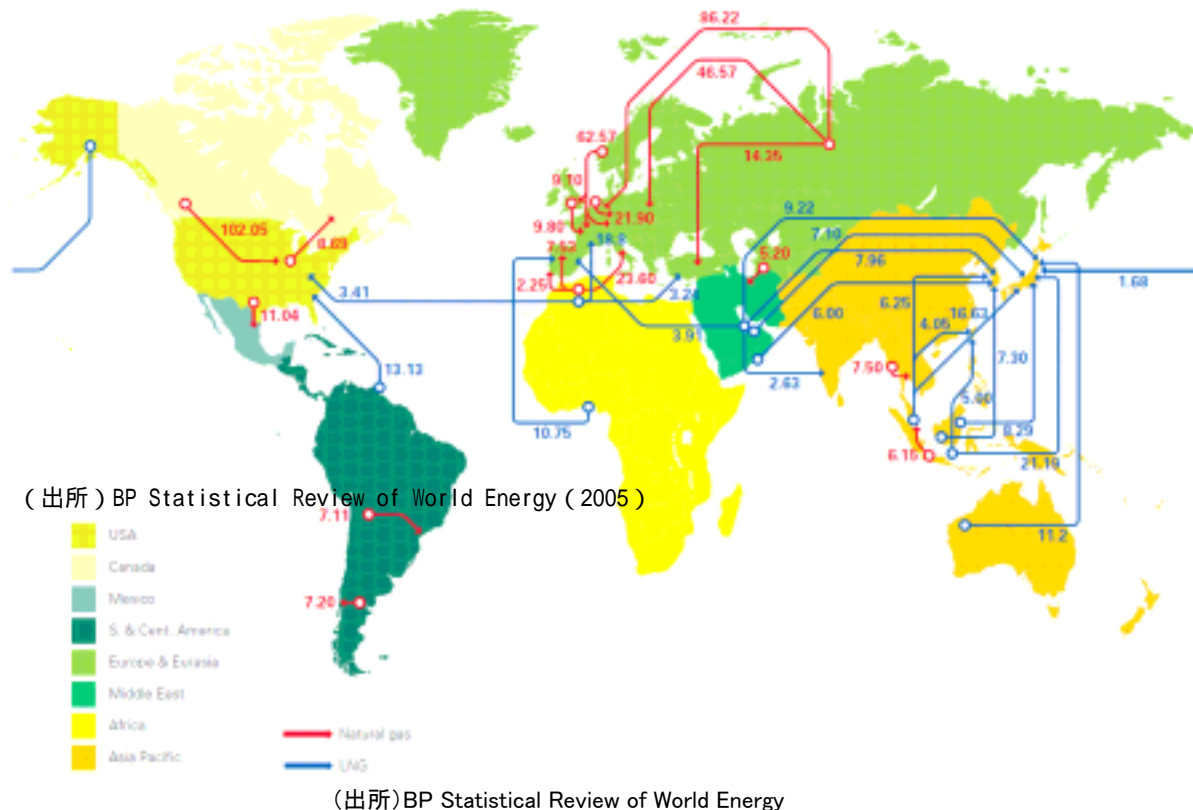


(出所)BP Statistical Review of World Energy

天然ガス貿易フロー

パイプラインガスの主な輸出国はロシア、カナダであり、主な輸入国はアメリカ、ドイツ、イタリア、フランス等である。一方、LNG 輸出元は、従来はアジア太平洋地域が中心であったが、近年、欧米向けの取引が拡大している。LNG の輸出および輸入国はそれぞれ 13 カ国および 14 カ国である。図表 1-3-3 に主要な天然ガス貿易のフローを示す。

図表 1-3-3 主要な天然ガス貿易フロー

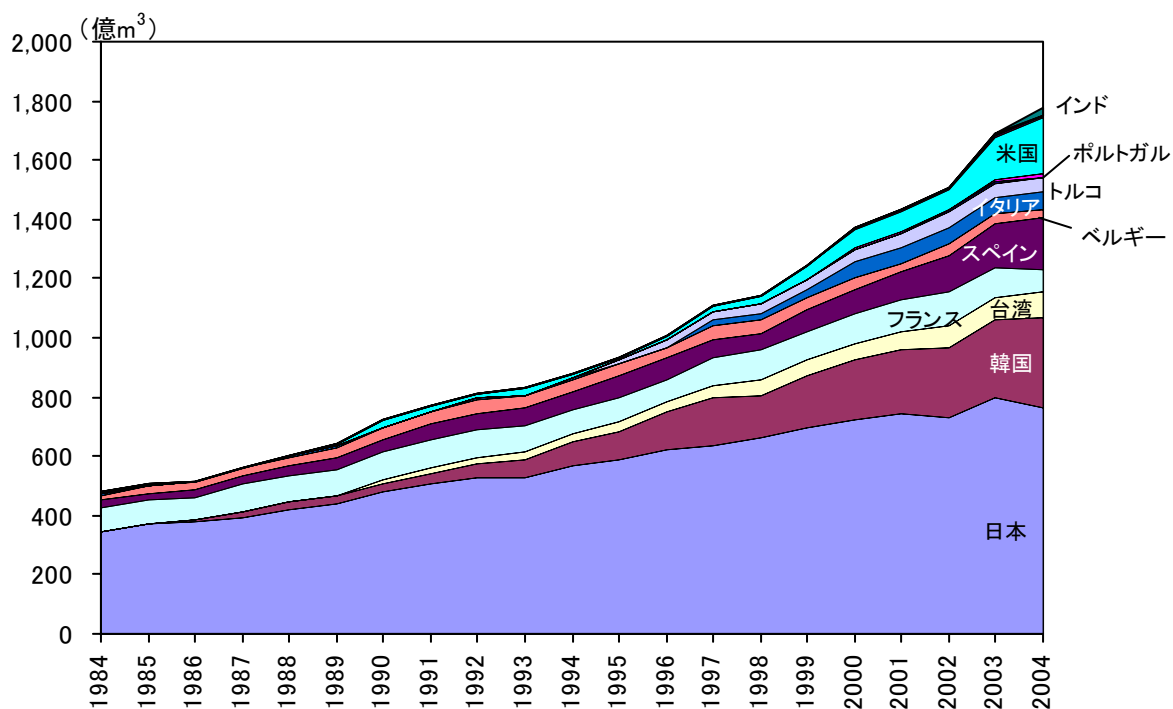


(4) LNG 需給

① LNG 需要

従来、LNG 需要は日本、韓国、台湾というアジア市場を軸に増加してきた。大西洋市場では、フランス、イタリア、スペイン、アメリカといった国々が主たる輸入国である。アジア市場では、インドが 2004 年より LNG 輸入を開始し、大西洋市場では一時輸入を中断していたイギリスが 2005 年から輸入を再開した。2006 年には、中国、メキシコが新たに LNG 輸入を開始する。

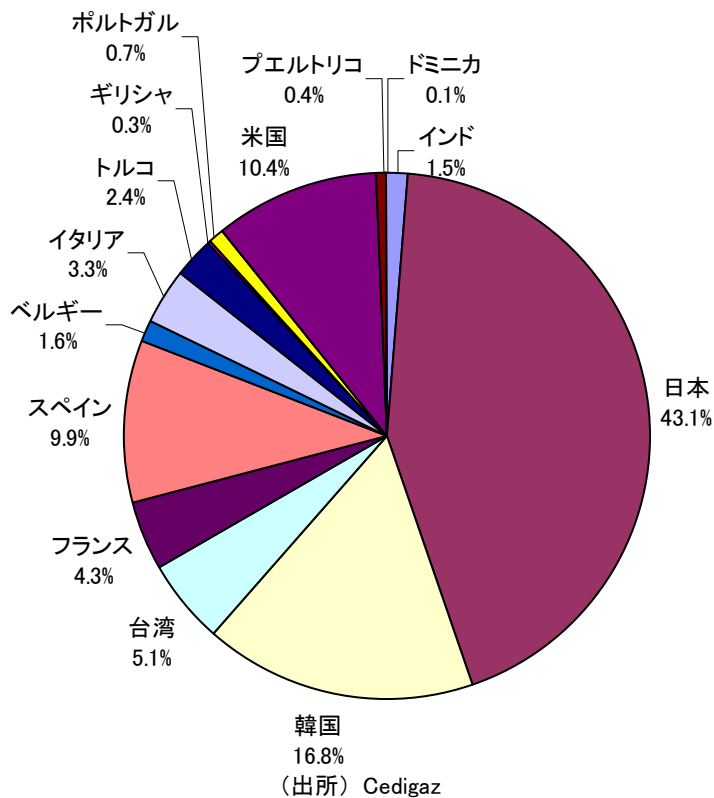
図表 1-4-1 LNG 輸入量の推移



(出所) Cedigaz

2004 年時点の国別輸入量を見てみると、全体の 43.1%は日本向け（韓国、台湾、インドを合わせたアジア向けが 66.6%）である。欧州は全体の 22.5%、北米は 10.9%をそれぞれ占めている。（図表 1-4-2）

図表 1-4-2 LNG 輸入国シェア(2004 年)

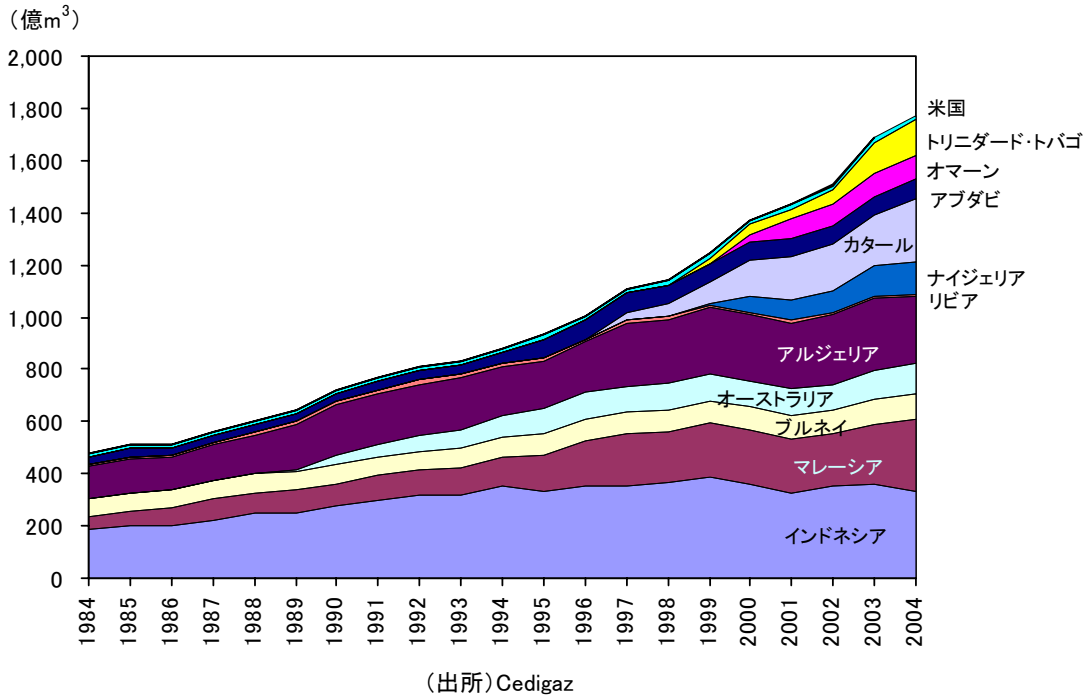


② LNG 供給

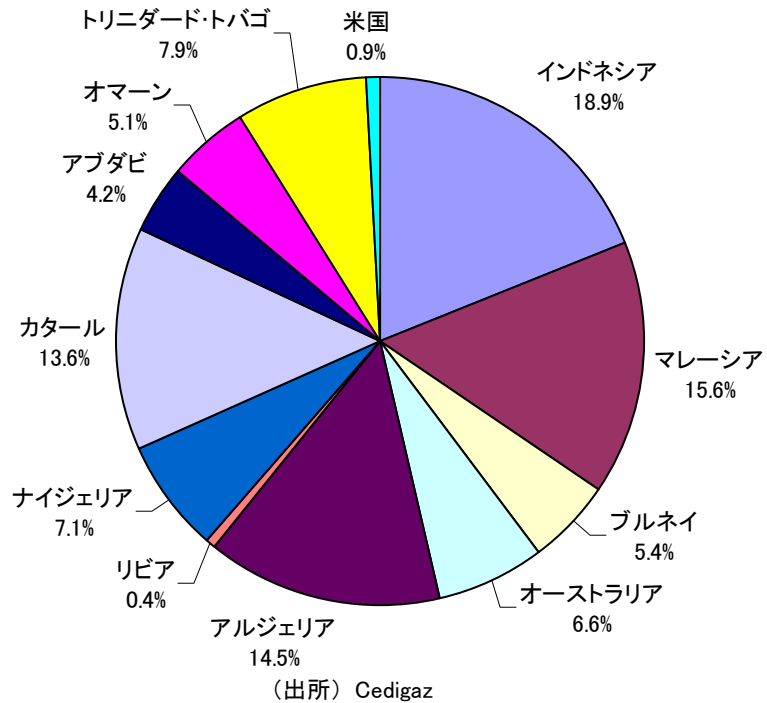
LNG の供給面を見ると、アジア市場へ供給するために、インドネシア、ブルネイ、マレーシア、オーストラリアといった国々が、大西洋市場へは、アルジェリア、ナイジェリアといった国々が生産量を増加させてきた。近年では、オマーン、カタールやトリニダード・トバゴが生産量を伸ばしている。

2004 年時点の国別輸出量を見てみると、インドネシア、ブルネイ、マレーシア、オーストラリアというアジア・太平洋地域が全体の 46.5%を占めている。次に、アルジェリア、ナイジェリア、リビアが 22%で続いている。

図表 1-4-3 世界の LNG 輸出国の推移



図表 1-4-4 LNG 輸出国シェア (2004 年)



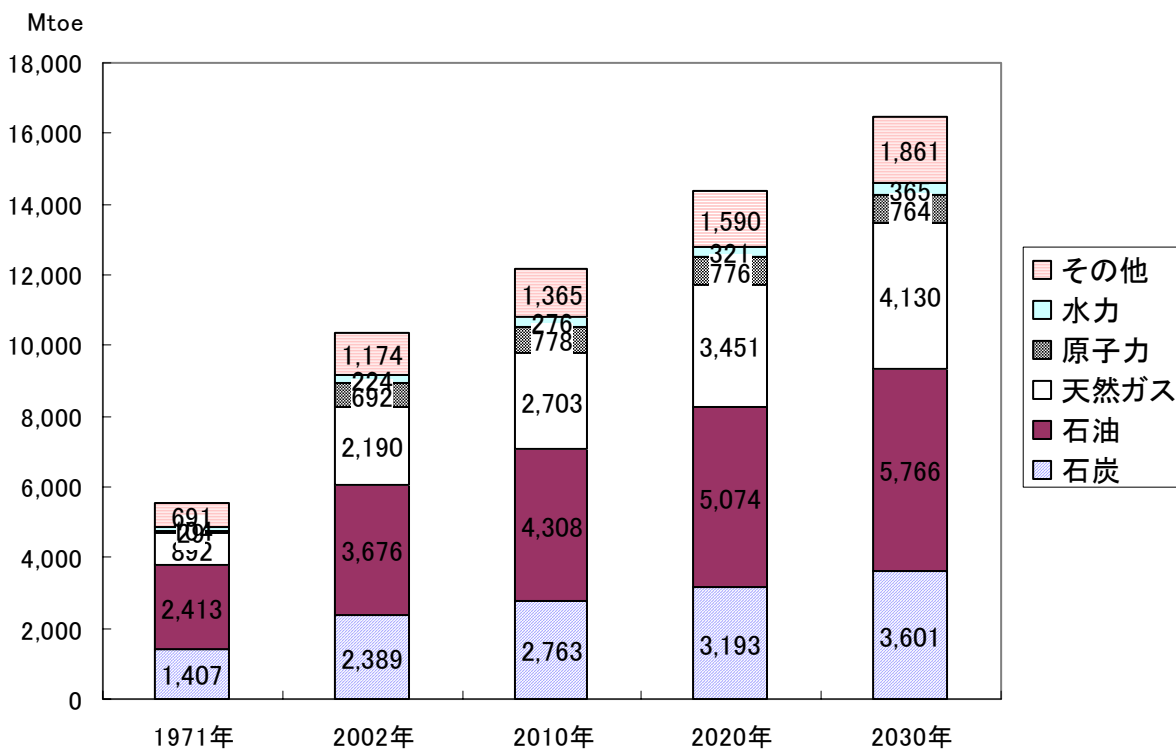
(5) 天然ガス需給見通し

天然ガス需要見通し

天然ガスの優れた環境特性、また、コンバインドサイクル発電やコージェネレーションなどの天然ガス利用技術の進歩、競合燃料に対する価格競争力向上等により、今後、世界的に天然ガスの利用拡大が見込まれている。

IEA によると、2030 年には天然ガス需要は 4,130Mtoe (4,588Bcm) に達し、世界の一次エネルギー供給に占める天然ガスシェアは約 25% (OECD 諸国では約 28%) になるとされている (図表 1-5-1)。

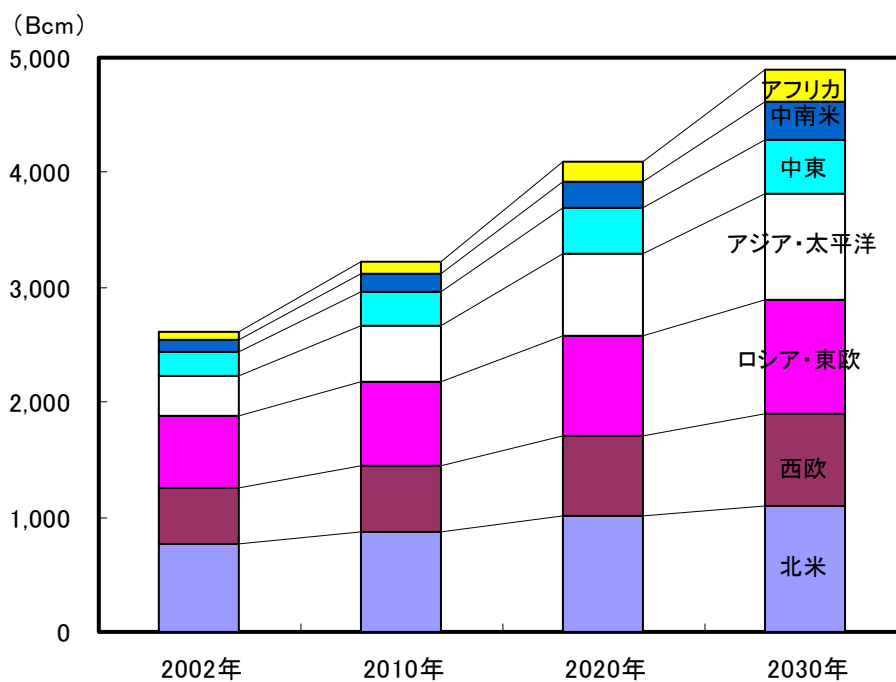
図表 1-5-1 世界の一次エネルギー供給見通し



(出所)IEA World Energy Outlook 2004

地域別の需要伸び率ではアフリカや中南米が高いが、2030 年までの絶対量の伸びではアジア・太平洋が 580Mtoe (644Bcm) と突出している。(図表 1-5-2)

図表 1-5-2 天然ガス需要見通し

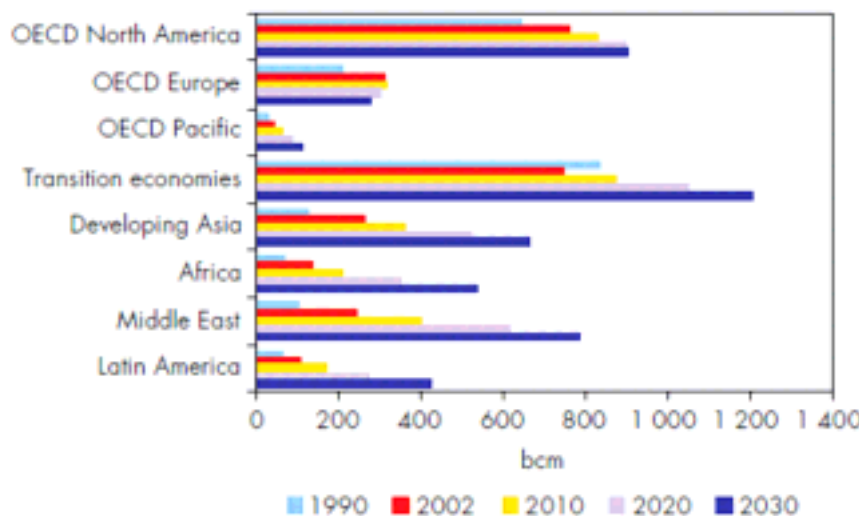


(出所)IEA World Energy Outlook 2004

② 天然ガス供給見通し

IEAによると、2030年までの天然ガス生産ポテンシャルは、絶対量ではロシア等のCIS諸国(Transition Economies)と中東が、伸び率では中南米とアフリカが高い。(図表 1-5-3)追加生産量のほとんどは、北米、欧州、アジアへ輸出される見込みである。

図表 1-5-3 天然ガス供給見通し



(出所)IEA World Energy Outlook 2004

(6) LNG 需給見通し³

① LNG 需要見通し

日本エネルギー経済研究所が作成した世界の LNG 需要見通しを図表 1-6-1 に示す。2004 年の LNG 需要 1 億 3,121 万トン⁴に対し、2010 年および 2020 年時点での需要見通しはそれぞれ 1 億 9,710 万～2 億 3,350 万トンおよび 3 億 200 万～3 億 9,600 万トンとなっている。地域別に見ると、アジアの需要は 2004 年の 8,799 万トンから、2010 年に 1 億 700～1 億 2,400 万トン、2020 年に 1 億 4,200～1 億 8,200 万トンと見込まれている。欧州では 2010 年に 5,000～6,200 万トン、2020 年に 7,900～9,800 万トンである。北中南米ではアメリカの急速な LNG 輸入拡大を反映して、2010 年で 4,010～4,750 万トン、2020 年で 8,100～1 億 1,600 万トンとなっている。従って、2010 年には欧州、北中南米の輸入量合計がアジアのそれを上回る可能性がある。また、2020 年にはアメリカの輸入量が日本を越えて世界一になっている可能性もある。

³ 本節は、平成 17 年度天然ガス開発利用促進調査の「アジア太平洋及び大西洋における天然ガス需給動向調査」の第 1 章より抜粋する。

⁴ 前述の数値との差はデータ取得元および換算係数の相違によるものである。

図表 1-6-1 LNG 需要見通し

(万トン)

		2004年 輸入量	2010年		2020年	
			低需要ケース	高需要ケース	低需要ケース	高需要ケース
アジア	日本	5,684	6,100	7,100	7,300	9,100
	韓国	2,229	2,300	2,600	2,600	3,700
	台湾	689	1,000	1,100	1,200	1,400
	インド	197	800	900	1,500	1,700
	中国	-	500	700	1,200	1,700
	他	-	-	-	400	600
	小計	8,799	10,700	12,400	14,200	18,200
欧州	フランス	787	800	1,000	1,000	1,400
	イタリア	149	800	1,000	1,300	1,900
	スペイン	1,381	1,900	2,200	2,800	3,000
	イギリス	-	600	900	1,500	2,000
	他	657	900	1,100	1,300	1,500
	小計	2,974	5,000	6,200	7,900	9,800
北中南米	アメリカ	1,293	3,700	4,200	6,400	9,100
	カナダ	-	-	-	600	900
	メキシコ	-	250	350	800	1,100
	他	55	60	200	300	500
	小計	1,348	4,010	4,750	8,100	11,600
合計		13,121	19,710	23,350	30,200	39,600

(出所) 日本エネルギー経済研究所

② LNG 供給見通し

2004 年末における LNG 生産能力は 1 億 4,720 万トンであった。アフリカおよび中南米の生産能力 (4,320 万トン) は基本的に大西洋市場に向けられている。アジア・太平洋、北米、中東の生産能力 (10,400 万トン) は基本的にアジア市場に向けられているが、2004 年には 534 万トンが欧米市場へ供給された。生産量を著しく減少させているインドネシアについては便宜的に輸出量をキャパシティと見なすと、2004 年時点では 9,160 万トンの生産能力がアジア市場向けに存在したと言える。

また、既に建設が開始されているか、SPA⁵や HOA⁶が締結されているプロジェクトが順次立ち上がり、2010 年にはアジア向けの生産能力が 1 億 3,251 万トンに達すると想定する。但し、現在複数の買主と HOA を締結しているオーストラリア・Pluto プロジェクトは、2010 年末の稼働開始予定であるので除外する。Pluto プロジェクトに加えて、2011 年以降では、現在は SPA や HOA が締結されていないプロジェクトのいくつかが立ち上がってくるだろう。現在確認出来る限りでは、これら事業化検討中のプロジェクトのうち、7,365 万トンがアジア向けに供給される可能性がある。従って、2020 年時点では、2 億 1,316 万トンがアジア向けの供給ポテンシャルと想定出来る。(図表 1-6-2)

⁵ Sale and Purchase Agreement : 売買契約書⁶ Heads of Agreement : 基本合意書

図表 1-6-2 アジア市場向けの LNG 供給能力

		液化能力 (万トン/年)			液化能力 (万トン/年)
2004年現在	アジア・太平洋	6,334	2008年	アジア・太平洋	7,929
	北米	110		北米	110
	中東	3,250		中東	6,395
	小計	9,694		小計	14,434
	欧米向け	534		欧米向	3,908
	アジア向け小計	9,160		アジア向け小計	10,526
2005年	アジア・太平洋	6,392	2009年	アジア・太平洋	9,599
	北米	110		北米	110
	中東	3,740		中東	7,845
	小計	10,242		小計	17,554
	欧米向	793		欧米向	5,058
	アジア向け小計	9,449		アジア向け小計	12,496
2006年	アジア・太平洋	6,960	2010年	アジア・太平洋	10,599
	北米	110		中東	9,210
	中東	4,170		小計	19,809
	小計	11,240		欧米向	6,558
	欧米向	918		アジア向け小計	13,251
	アジア向け小計	10,322		アジア・太平洋	3,765
2007年	アジア・太平洋	7,110	事業化検討中 プロジェクト	中東	4,200
	北米	110		小計	7,965
	中東	4,288		欧米向け	600
	小計	11,508		アジア向け小計	7,365
	欧米向	1,248	2020年時点でのアジア向け供給ポテンシャル (既存+SPA+HOA締結済+事業化検討中)		21,316
	アジア向け小計	10,260			

(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

図表 1-6-2 からは、従来はアジア市場に LNG を供給していたアジア・太平洋や中東から欧米市場への供給量が急激に増える見込みであることも分かる。ここでは欧米向けの契約量を供給量と見なしているが、2004 年の実績値では 534 万トンに過ぎなかった中東やアジア・太平洋からの供給量は、2010 年時点では 6,558 万トン⁷に達すると想定出来る。これは、アジア・太平洋や中東から欧米へ大規模な LNG フローが新たに生じることを意味する。その結果、LNG 市場のグローバル化が進展する可能性がある。

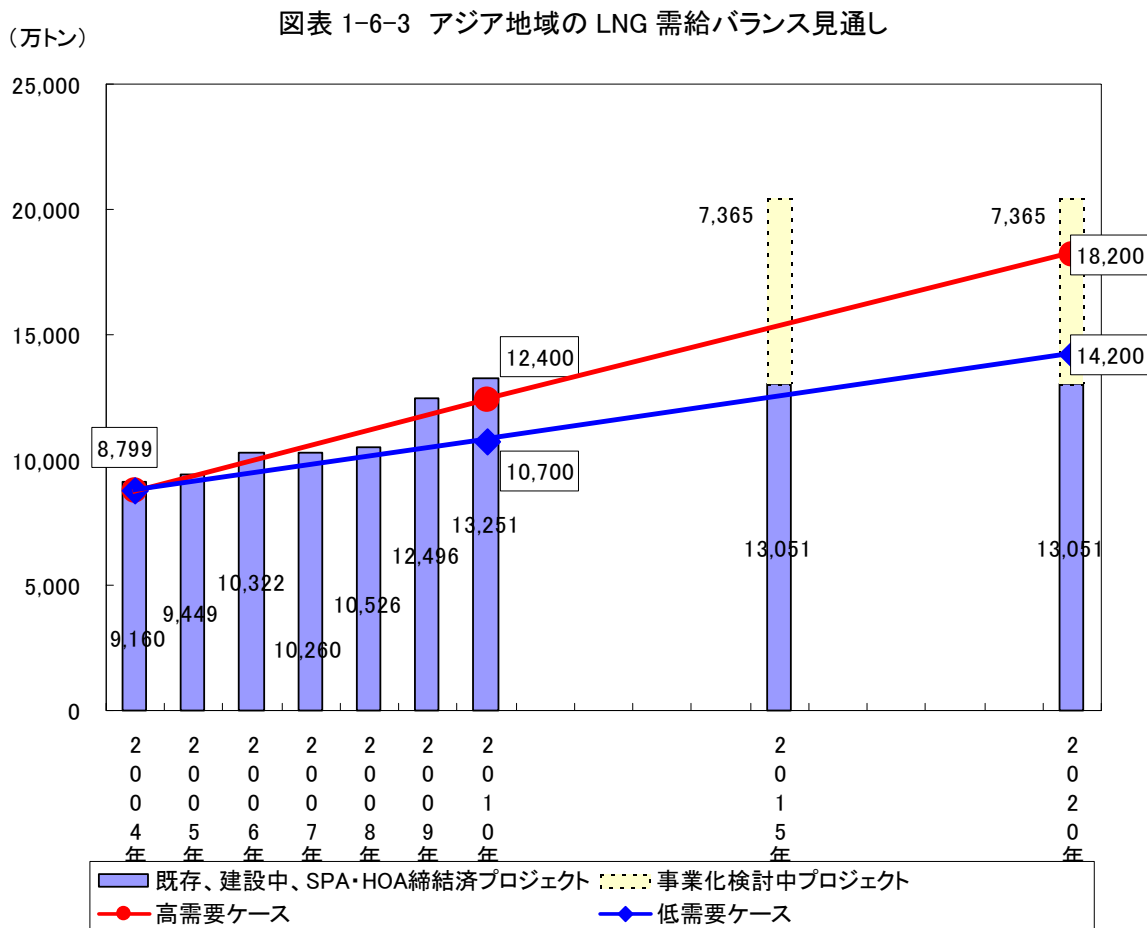
③ アジア向け LNG 需給バランス

上記の LNG 需給見通しを基に、2020 年までのアジア向け需給バランスを概観する。2004 年の需要量実績は 8,799 万トンであったが、需要量見通しは 2010 年に 1 億 700～1 億 2,400 万トン、2020 年に 1 億 4,200～1 億 8,200 万トンである。

一方、供給面では、アジア向けの LNG 生産能力として、2004 年の 9,160 万トンから 2010 年には 1 億 3,251 万トンに増加すると想定する。これは、既存プロジェクト、既に建設が開始されているプロジェクト、または SPA もしくは HOA が締結されており、実現する可能

⁷ その内、アジア・太平洋からの供給量は 780 万トン、中東からの供給量は 5,778 万トンと見込まれている。

性が高いプロジェクトの生産能力を合計したものである。事業化検討中プロジェクト、すなわち SPA や HOA が締結されておらず、運開可能性や時期が不透明なプロジェクトは棒グラフ中の点線の部分で示している。2020 年の生産能力に関しては、現時点で既にガス資源枯渇の兆候があるインドネシア・Arun およびアラスカ・Kenai プロジェクトの年間生産能力 760 万トンが除かれている。



(出所) 日本エネルギー経済研究所

2010 年の需要見通しに対しては、既存プロジェクトと SPA・HOA 締結済プロジェクトが順調に立ち上がれば供給上バランスをとることが可能である。しかし、いくつかの新規プロジェクトが遅延したこと等により、2010 年までの需給バランスは比較的タイトな状態が継続すると予想される。輸入者によっては、スポット LNG を補完的に調達することによって、需給をバランスさせるケースが短期的に出現する可能性が高い。2020 年の需要見通しに供給がバランスするためには、事業化検討中プロジェクトの 1,149~5,149 万トン/年程度の開発が必要になる。(図表 1-6-3)

2010 年以降の需給バランスは、アジア域内の需要動向に加えて、新興市場でどれだけ需

要が伸びるかによるところが大きい。新興市場の中で、中国やインド向けの LNG は原油価格にリンクしているものが多いとされる。昨今の原油高が続けば、主たる競合燃料である石炭との価格差が広がり、これらの国々の LNG 需要は相当程度抑制される可能性がある。むしろ、カタールの新規プロジェクトの主要な市場であるアメリカとイギリスの需要がどの程度伸びるかが、2010 年以降のアジアの需給バランスに大きな影響を及ぼすと言える。

第 2 章 従来の LNG チェーン

要旨

従来の LNG 取引では、売主、買主双方の多額の投資リスクを分散するため、関わる事業者が LNG チェーンとして各々の役割分担をベースに一体的なプロジェクトの運用を行ってきた。LNG チェーンは、天然ガスの探鉱・生産から液化までを担当する上流事業者と、出荷港にて LNG 船に積み込まれた LNG を受入基地まで運ぶ中流（輸送）事業者と、受入基地で LNG を受入れ、再ガス化し、パイプライン等で需要家に配給する下流事業者にて区別される。

主な上流事業者としては、Shell、ExxonMobil、BP、Total、Chevron 等の国際石油会社（International Oil Companies: IOCs）および Pertamina（インドネシア）、Petronas（マレーシア）、Qatar Petroleum（カタール）等の天然ガス生産国の国営石油会社（National Oil Companies: NOCs）がある。さらに、日本の商社（三菱商事、三井物産、伊藤忠、丸紅等）も上流権益を取得して売主コンソーシアムの一員となるケースもある。

中流の LNG 船輸送については、一般的には Ex-Ship 契約の場合は上流事業者が、FOB 契約の場合は下流事業者が海運会社と共同で、もしくは単独で担当することが多い。

主な下流事業者は、日本の場合、電力会社、ガス会社であることがほとんどである。アジア・欧州では国営的性格を持ったエネルギー事業者が独占的に LNG 輸入、受入基地オペレーションを実施してきた。

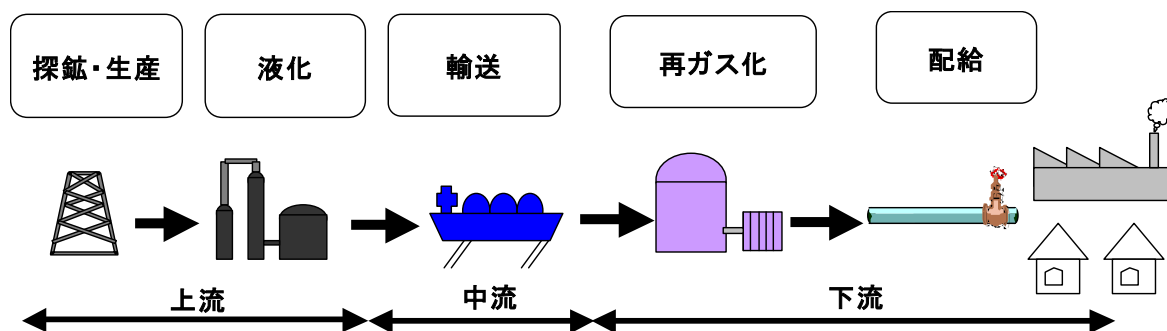
従来の LNG 取引においては、LNG チェーンに関わる事業者間の閉鎖的構造が多く見受けられ、他のエネルギー取引に比べて非常に硬直的な契約形態となっている。双方、多額の投資リスクを分散するため、従来の LNG 契約は 20 年以上の長期にわたるものが多く、契約数量の引取りについては Take or Pay 条項が一般化している。また、売主の事前了承なしに第三者に転売できない仕向地条項が付加され、予め定められた受入基地以外に LNG を持ち込むことの制約が課せられている。

(1) LNG チェーンとは

メタンを主成分とする天然ガスは、 -162°C 以下に冷却すると液化して LNG となり、気体時の 600 分の 1 の体積となるため、大型タンカーによる効率的な長距離輸送が可能となる。一方、LNG の取扱いは極低温としての物性上、信頼性の高い高度な技術が必要であり、石油・石炭等の一般的なエネルギー製品に比べ、コスト面、流通面等で種々の制約を受ける。

LNG プロジェクトの開発にあたっては、売主側ではガス田開発、パイプラインの建設、液化プラント建設、LNG 船の建造 (Ex-Ship 契約の場合) 等、多額の初期投資が必要であり、また LNG を購入する買主側も LNG 受入基地や LNG 船の手配 (FOB 契約の場合) 等、双方に多額の投資が求められる。こうした巨額の投資リスクを売主、買主両者で分散するため、従来の LNG プロジェクトは関わる事業者が各々の役割分担のもと、一体的に運用されてきた。そのため、天然ガスの探鉱・生産、液化、輸送、再ガス化、配給という各段階は、一般的に LNG チェーンと呼称される。(図表 2-1-1)

図表 2-1-1 LNG チェーン



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

ここで、上流とは天然ガスの探鉱・生産から、液化する過程、中流とは液化された LNG をタンカーで受入基地まで輸送する過程、下流とは運ばれた LNG を受入れ、再ガス化、配給する過程をそれぞれ指す。以下、本報告書においては、これらの区分に従う。

自国内にほとんど天然ガス資源を保有しない北東アジアの既存 LNG 輸入国は、遠距離にあるガス田で生産された天然ガスを LNG として輸入することで、天然ガス普及が図られてきた。一方、欧米では歴史的に、域内のガス田と需要地をパイプラインで繋ぐことで天然ガス普及を拡大してきた経緯がある。

(2) 従来の LNG チェーンにおける事業者の役割

① 上流(探鉱・生産、液化)事業者

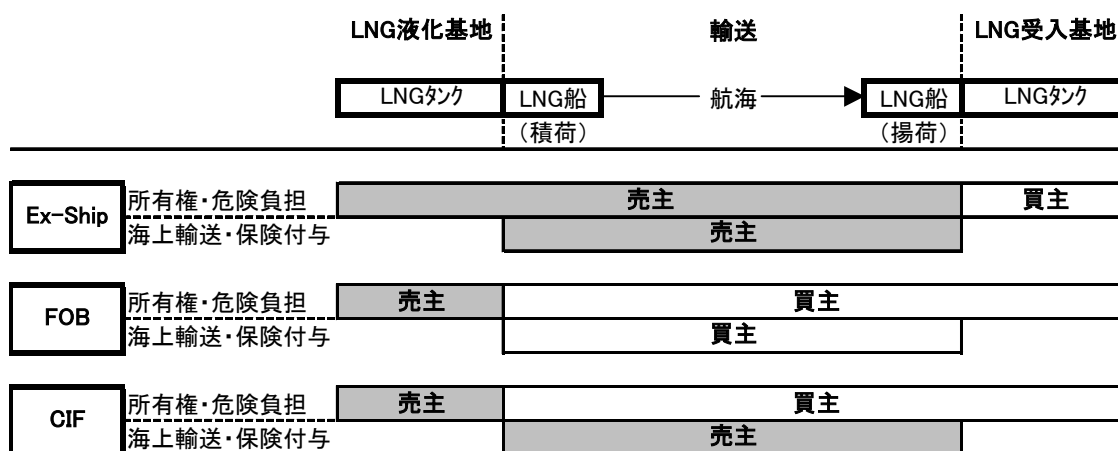
LNG チェーンにおける上流事業者の主な役割は、商業化に有望なガス田の権益を得て天然ガスの探鉱を行い、天然ガスの生産(リグ掘削・セパレータ処理プラント)、液化(液化プラントまでのパイプライン建設、液化プラントのオペレーション)、出荷(出荷港の整備、LNG タンカーへの積込み)の各段階を経て SPA に基づく条件で LNG 供給を行うものである。

主な事業者としては、Shell、ExxonMobil、BP、Total、Chevron 等の国際石油会社(International Oil Companies: IOCs) および Pertamina (インドネシア)、Petronas (マレーシア)、Qatar Petroleum (カタール) 等の天然ガス生産国の国営石油会社(National Oil Companies: NOCs) がある。さらに、マーケティング面、ファイナンス面等から、日本の商社(三菱商事、三井物産、伊藤忠商事、丸紅、LNG Japan) も液化プラントの権益を取得して売主コンソーシアムの一員となるケースが見受けられる。

② 中流(輸送)事業者

中流事業者の役割は、出荷港にてタンカーに積込まれた LNG を、安全かつ効率的に予め定められた受入基地に輸送することである。LNG 取引の契約形態によって、受渡条件は Ex-Ship、FOB、CIF に大別される。Ex-Ship の場合は買主の受入基地において LNG の受渡し完了した時点で所有権・危険負担が売主から買主に移転し、海上輸送・保険付与の手配と支払いは売主が行う。一方、FOB 取引の場合、積荷地で LNG の積み込みが完了した時点で所有権ならびに危険負担が売主から買主に移転し、海上輸送・保険付与の手配と支払いは買主が行う。CIF は所有権・危険負担の移転は FOB と同じだが、海上輸送・保険付与の手配と支払いは売主が行う。(図表 2-2-1)

図表 2-2-1 各受渡条件の責任区分



(出所) TOKYO GAS REPORT 特集 東京ガスの原料調達、東京ガス、2003 年 3 月

従来、アジア市場では、日本、台湾向けが Ex-Ship を主流とし、韓国向けは FOB を主流としていた。欧州市場では、アルジェリア、リビア、トリニダード・トバゴ産は全て FOB であり、ナイジェリア産は Ex-Ship である。北米市場では、長期契約は FOB が多く、短期契約は CIF である。

実際の LNG 船運航にあたっては、荷主である傭船者（Ex-Ship 契約であれば売主、FOB 契約であれば買主）から委託を受け、海運会社（商船三井、日本郵船、川崎汽船、飯野海運 等）が運航管理を行っている。

なお、LNG 船建造にあたっては、日本の造船メーカー（三菱重工、川崎造船、三井造船、ユニバーサル造船、石川島播磨重工業等）に加え、近年では韓国の造船メーカー（大宇造船、三星重工、現代重工 等）も多くの LNG 船建造を受注している。

③ 下流(再ガス化、配給)事業者

下流事業者の役割は、生産された LNG を SPA で定められた条件で受入れ（購入し）、再ガス化し、電力会社のように自社で消費するか、都市ガス会社のように産業用あるいは民生用の顧客に配給することである。

日本向けの LNG プロジェクトの場合、電力会社、ガス会社等が下流事業者となり、これらの会社が受入基地を建設・運営している。韓国では KOGAS (Korea Gas Corporation)、台湾では CPC (Chinese Petroleum Company) がそれぞれ下流事業者となってきた。

欧州市場の場合、一般的に National Flag Company と呼称されるフランスの Gaz de France、イタリアの ENI、スペインの Gas Natural といった独占的性格を持った各国のガス会社が下流事業者となってきた。

北米市場の場合、LNG 導入当初は、都市ガス会社、産業用需要家、パイプライン事業者が下流事業者として、受入基地の建設や運営を行っていた。

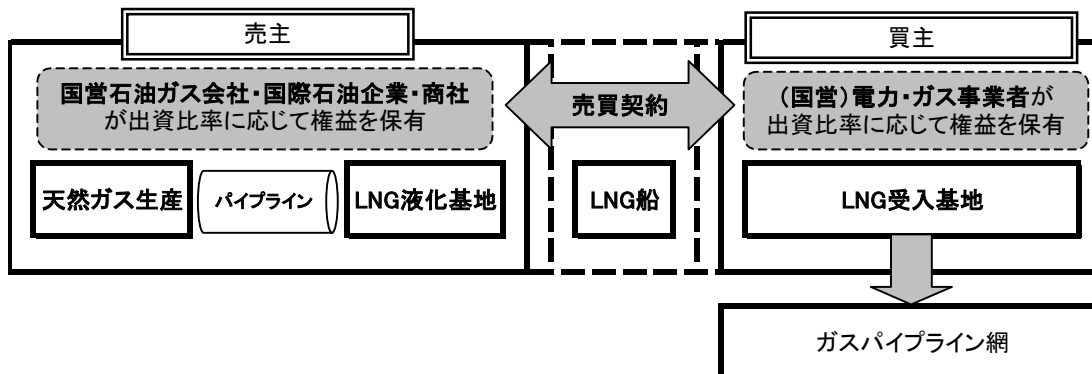
(3) LNG 取引の特徴

従来、LNG 取引には、莫大な設備投資に対するリスク回避のため、契約当事者、取引期間、取引数量、受渡条件（仕向地規定）等、他のエネルギー取引に比べて非常に硬直的な契約形態が見受けられる。

① 契約当事者と契約期間

LNG プロジェクトは、売主（上流事業者）、買主（下流事業者）共に規模の大きな投資を確実に回収するため、長期にわたる安定的取引を指向する傾向があり、限定された当事者間で、20年以上にわたる売買取引となるのが一般的であった。伝統的な LNG 取引の当事者関係図を図表2-3-1に示す。

図表 2-3-1 伝統的な LNG 取引における当事者関係図



※LNG 船は受渡条件が Ex-Ship・CIF の場合は売主側に属し、FOB の場合は買主側に属す

(出所)日本エネルギー経済研究所作成

② 引取条件(Take or Pay・下方弾力性・上方弾力性)

LNG 売買契約では、一般的に買主がガスを引き取れない場合でも支払い義務を買主に課す Take or Pay 条項が存在する。Take or Pay 条項とは、引取保証の一種であり、多額の LNG プロジェクト投資に対し一定数量の引取保証 (Take or Pay 条項) 付きの売買契約が存在することを前提として初めて売主側は金融機関からの資金調達が可能となる。

LNG 売買主は、年間契約引取数量 (Annual Contract Quantity : ACQ) を売買契約で規定しており、引取数量に関する権利義務の基本として扱われている。一方、契約締結時の需要予測と実際の需給差異を補うため、一定の範囲で引取量を上方もしくは下方修正する柔軟性 (弾力性) が定められるのが一般的であるとされている。下方弾力性 (Downward Quantity Tolerance : DQT) は LNG プロジェクトが開始された 1960~1970 年代では 3~5% 程度 (95%~97%を引き取る) であったが、近年は拡大傾向にあるとされている。上方弾力性は一般的に 5%程度とされている。

③ 仕向地の規定と制限

一般的な LNG 売買契約では、仕向地を 1 ヲ所、さらに緊急時対応として追加的に 1 ヲ所が規定されている。売主にとっては受け渡し、買主にとっては引取の確実性を高めるための措置で、仮に受渡条件が FOB で輸送が買主の管理下にあったとしても、契約で規定された仕向地以外では受け渡しをせず、買主が第三者に転売することを認めない「仕向地条項 (Destination Clause)」が付されている。元々、買主が購入した LNG を第三者に転売することで売主の利益を損う恐れがあるとして生産者・売主が求めている条項であり、この条項が付されている場合、買主が仕向地を変更するには売主の同意を必要とする。

第 3 章 LNG チェーンにおける事業者の変化をもたらす要因

要旨

<電力・ガス市場の規制緩和>

電力・ガス市場の規制緩和が世界的に進展する中で、ほとんどの LNG 輸入国においても様々な規制緩和やガス市場の自由化が実施あるいは検討されている。日本では、段階的に電力・ガス市場の自由化が図られ、新規事業者の参入を含めた事業者間競争により需要家利益の向上が期待される一方、既存事業者にとっては需要想定の不確実性が増し、長期調達計画が立てにくい状況にある。韓国や台湾では、規制緩和の程度は、相対的に低い。

EU では、EU ガス指令や EU 電力指令によって、規制緩和や市場の自由化が行われ、競争が進展し、エネルギー企業間の M&A も活発化している。アメリカでは、FERC（連邦エネルギー規制委員会）による様々な Order によって、連邦レベルでの規制緩和や市場の自由化が行われてきた。州レベルでは、各州によって、自由化の程度は異なる。

<LNG プロジェクトコストの低減>

LNG プロジェクト（液化基地、LNG 船、受入基地）の初期投資額は、近年の技術開発や大型化による規模の経済性、建設業界の競争激化等に伴い低減する傾向にある。

液化基地においては、近年の資材高騰の影響が懸念されるも、プラントの大型化・高効率化等により単位生産量当たりのコストダウンが図られている。LNG 船においても、20 万 m³ 級を超える船型登場を初めとした大型化が進み、造船会社間の競争に伴い建造費の低減が図られている。また、運航経路が未確定のまま発注されるフリー船の隻数増加により、LNG 輸送の柔軟性が今後高まっていくものと思われる。受入基地は立地条件、タンク稼働率等によって取扱量当たりの建設費に差があるが、タンクの大型化、新材料新工法の開発等によりコストダウンが図られてきている。

<新興 LNG 市場の拡大>

これまで LNG をほとんど輸入してこなかった北米、イギリス、中国、インドなどで、現在、数多くの受入基地建設が計画されている。新たな輸出入ポイントの増加により、LNG フローの多様化が見込まれ、地域間の LNG 価格差を利用した LNG トレーディング等、非在来型の LNG 取引が活発化する可能性がある。

次項に続く

<LNG チェーンの変化をもたらす要因が事業者に及ぼす影響>

・電力・ガス市場の規制緩和

下流事業者にとっては競争力のある LNG を柔軟な条件で調達することの重要性が高まり、新規事業開拓の必要性が生じる。

・LNG プロジェクトコストの低減

供給プロジェクト間の競争が促進され、コスト構造の変化に対応して事業展開をすることが求められる。

・新興 LNG 市場の拡大

需給バランスへの影響、新興市場における受入基地開発の必要性が生じ、関連事業者は新しいビジネスモデルの模索することを求められる。

・LNG 需給バランスのタイト化

供給セキュリティ確保の重要性が高まる

これらが将来の LNG チェーンを形成するドライバーになると考えられる。

(1) 電力・ガス市場の規制緩和

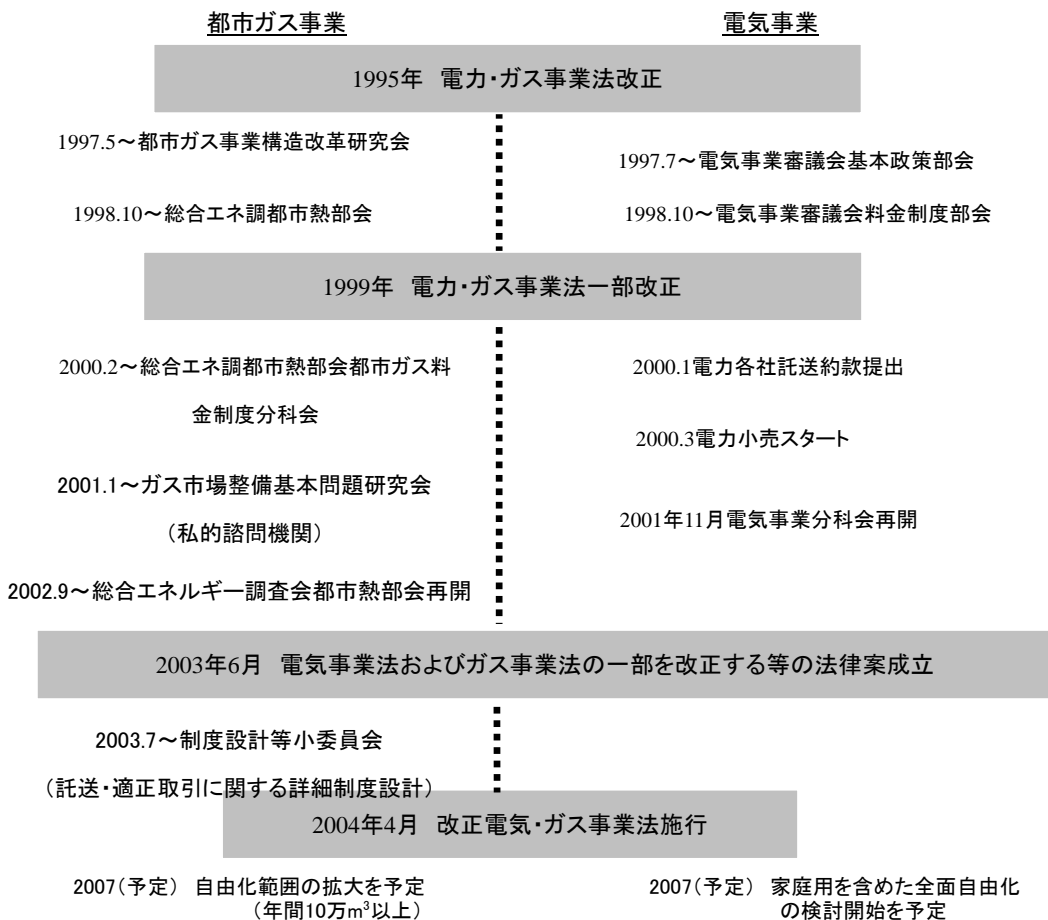
電力・ガス市場の規制緩和は世界的な流れとなっており、従来の LNG チェーンに関わる各プレイヤーの位置付けも大きく変化しつつある。市場競合激化による需要見通しの不透明さから、これまでの長期需給計画を元にした新規 LNG プロジェクト立ち上げが困難となっている面もある。天然ガス市場における重要な考慮要素として、各国のエネルギー政策、規制緩和状況を注視していく必要がある。本節では、従来の LNG 市場に買主として大きな影響を持ってきたアジア（日本・韓国・台湾）、ならびに欧州、アメリカの電力・ガス市場の規制緩和状況について述べる。

① アジア(日本、韓国、台湾)

A. 日本

図3-1-1に示すとおり、わが国では1990年代の半ばから、高コスト構造・内外価格差の是正等を目的として電力・ガス市場における規制緩和が進行してきた。

図表3-1-1 電力・ガス事業の規制緩和推移



(出所)日本エネルギー経済研究所作成

i. ガス事業

ガス事業の規制緩和としては、1995年、1999年、2003年（2004年施行）とこれまで3回にわたりガス事業法改正が行われており、段階的に規制緩和が進められてきた。（図表3-1-2）

図表 3-1-2 ガス事業法改正による規制緩和の進展

	1995 年 3 月施行	1999 年 11 月施行	2004 年 4 月施行
自由化範囲 (年間契約ガス販売量)	200 万 m ³ /年以上	100 万 m ³ /年以上	50 万 m ³ /年以上
自由化割合*	44%	49%	52%
卸供給制度	許可制	届出制	届出制の時的廃止
託送ルール	大手 3 社(東京、東邦、大阪)託送ガイドライン作成	大手 4 社(東京、東邦、大阪、西部)に約款義務	大部分の事業者に約款義務
LNG 基地	規定なし	規定なし	相対交渉による 第三者利用
その他	大口ガス事業創設	兼業規制廃止	ガス導管事業創設

* %は 2004 年度における需要家件数上位 10 社データ(全体の 85.4%)による自由化割合
(出所)日本エネルギー経済研究所作成

1995 年改正では、需要家への様々なエネルギー供給の選択肢を提供するため、初めて年間ガス使用量 200 万 m³ 以上の大口需要家に対しガス販売が自由化され、相対交渉料金の導入、供給区域外への供給可、新規参入規制の緩和等が図られた。

また、この法改正を受けて東京ガス、大阪ガス、東邦ガスの大手 3 社が託送ガイドラインを制定し、新規参入者が既存のガス事業者のパイプラインを利用する新たなガス供給形態の道が開かれた。

1999 年の法改正では、自由化対象範囲が 100 万 m³ 以上まで引き下げられ、同時に電力・ガス事業の兼業規制が廃止されたこともあり、電力事業者によるガス事業への参入が促されることになった。

2003 年改正では、自由化範囲が 2004 年から 50 万 m³ 以上(販売量シェア約 52%) に拡大された。また、国産天然ガス事業者等を対象にガス導管事業が創設され、託送利用の拡大が図られるとともに、LNG 基地についても相対交渉による第三者利用が可能なように LNG 受入基地を保有する事業者が自主的に要領を作成し、公表することとしている⁸。なお、現在の予定では、自由化対象領域は 2007 年に 10 万 m³ 以上(販売量シェア 59%) に拡大される予定である。

ii. 電気事業

電気事業においては、1995 年の電気事業法改正により IPP 制度が導入され、入札電源による競争原理の導入が図られた。また、1999 年の法改正においては、特別高圧受電で使用規模が原則として 2,000kW 以上の需要家(特定規模需要)を対象に、小売参入の自由化が図られた(総消費電力量の約 26% 相当)。あわせて、電力会社の所有する送電線を利用して電力

⁸ 東京ガス、東京電力などが、それぞれ「LNG 基地利用取扱い要領」、「LNG 基地利用の協議に関する要領」(2004 年 8 月)などを公表しているが、実際に第三者が利用したケースはまだない。

供給する特定規模電気事業者（PPS : Power Producer and Supplier）制度が創設され、2000年3月から小売市場の部分自由化が開始された。

2003年6月の法改正では、2004年4月から自由化市場が500kWの高圧需要家（電力量の約40%）に、さらに2005年4月には50kW以上の高圧需要家に自由化領域が拡大（同約63%）されている。（図表3-1-3）なお、2007年4月を目途に家庭用を含めた全面自由化の検討開始が予定されている。

図表3-1-3 電気事業の規制緩和推移

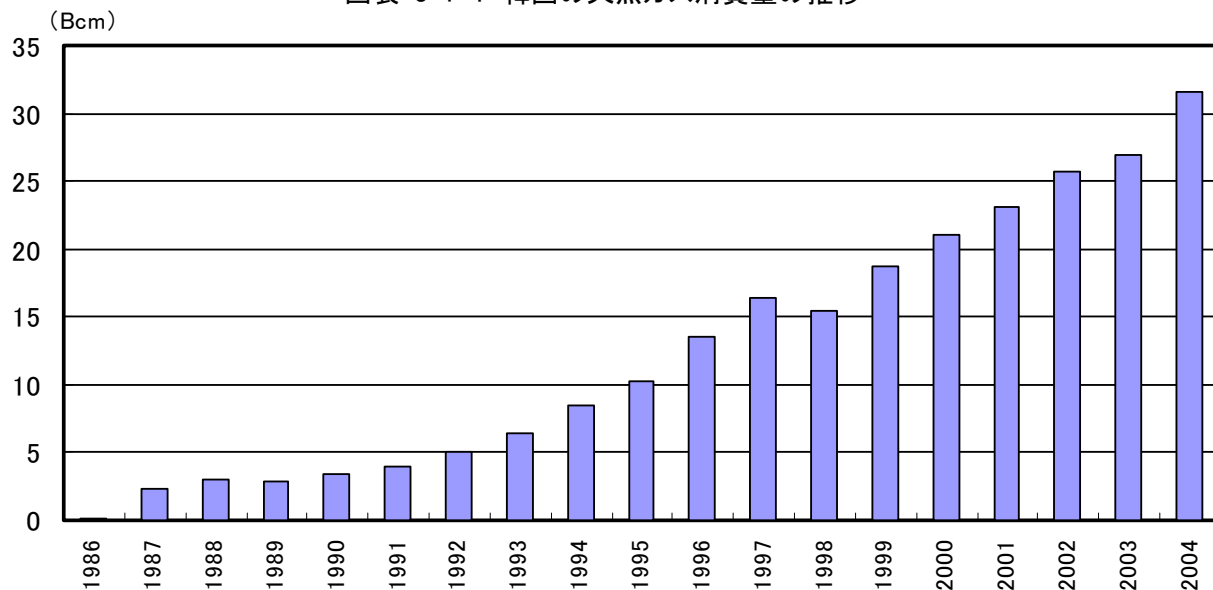
	1995 年 12 月施行	1999 年 5 月施行	2003 年 6 月施行
自由化範囲	規定なし	2000 年 3 月より、特高受電で 2000kW 以上の小売参入を自由化	<ul style="list-style-type: none"> ・2004 年 4 月より、500kW 以上 ・2005 年 4 月より、50kW 以上
料金規制・会計分離	<ul style="list-style-type: none"> ・選択約款の届出制 ・ヤードスティック査定の導入 	<ul style="list-style-type: none"> ・料金引下げ時の届出制 ・選択約款の拡大 	<ul style="list-style-type: none"> ・送配電部門と他部門の会計分離 ・パンケーキ問題の解消
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・IPP(入札制度)の導入 ・特定電気事業の創設 	<ul style="list-style-type: none"> ・兼業規制の撤廃 ・特定規模電気事業(PPS)の創設 	<ul style="list-style-type: none"> ・発送一貫体制の維持 ・ネットワーク部門の公平性確保(中立機関設立) ・卸電力取引所の創設 ・自由化対象に自前の送電線供給を可能

(出所)日本エネルギー経済研究所作成

B. 韓国

韓国では1986年にLNG輸入を開始し、国営企業であるKOGASを中心に、国が主体となって天然ガスの導入促進、インフラ整備を行ってきた。LNG導入の背景には、2回の石油危機により石油依存度の低減を図る必要があったこと、都市部における大気汚染の深刻化、原子力発電所に反対する世論の高まり、石炭利用に対する規制等があり、政府の強力な天然ガス導入政策によって、ここ10年間（1993～2004）で天然ガス消費量は年平均14%の伸びを示している。（図表3-1-4）

図表 3-1-4 韓国の天然ガス消費量の推移



(出所) BP Statistical Review of World Energy

1990年代より、韓国でも市場の独占を保障された国営企業がもたらす非効率性を改善すべく、国営企業の民営化や電力・ガス市場の規制緩和が検討されてきた。

i. ガス事業

1999年に天然ガス事業再編計画 (Restructuring Plan for Natural Gas Industry) が発表され、基本的なガス市場改革の骨子が示されている。計画によると、KOGAS はまず輸入・卸売会社と供給設備会社 (LNG 受入基地、貯蔵設備、パイプライン) とにアンバンドリング (法人分離) される。次に、輸入・卸売会社を3社に分割・民営化し、この部門に競争原理が導入される。既存の LNG 輸入契約は、3社間で振り分けられることとなる。さらに、供給設備会社が保有する LNG 受入基地、貯蔵設備、パイプラインには TPA⁹が適用される。最後に、小売部門に競争が導入されるというものであった。

しかし、ガス事業の再編計画の進展は遅れている。KOGAS (Korea Gas Corporation) 分割後の2社を2002年以内に、残り1社は2003年以降に民営化するという当初の計画を実施するために必要な法改正は、2001年に国会で慎重論を唱える議員の反対及び大統領選挙により中断され、実現されなかった。以降、KOGASの民営化やガス事業の規制緩和計画は実質的に中断している。但し、2001年の石油事業法 (Oil Business Act) 改正により、自家消費用に限定してではあるが、KOGAS以外の事業者でもLNGを輸入することが許可されている。これを受けて、浦項製鉄とSKが2005年よりLNG輸入を開始した。

⁹ Third Party Access : 第三者利用

ii. 電気事業

韓国の電気事業は、国営の垂直統合電力会社である KEPCO (Korea Electric Power Company) によって運営されてきたが、世界的な電力市場自由化の流れを受け、1999 年に電気事業再編基本計画が発表され、KEPCO の発電部門は 2001 年 4 月に国営会社として存続する水力・原子力発電会社 1 社 (KHNP) と民営化対象の火力発電会社 5 社 (南東発電会社、中部発電会社、西部発電会社、南部発電会社、東西発電会社) に分割された。

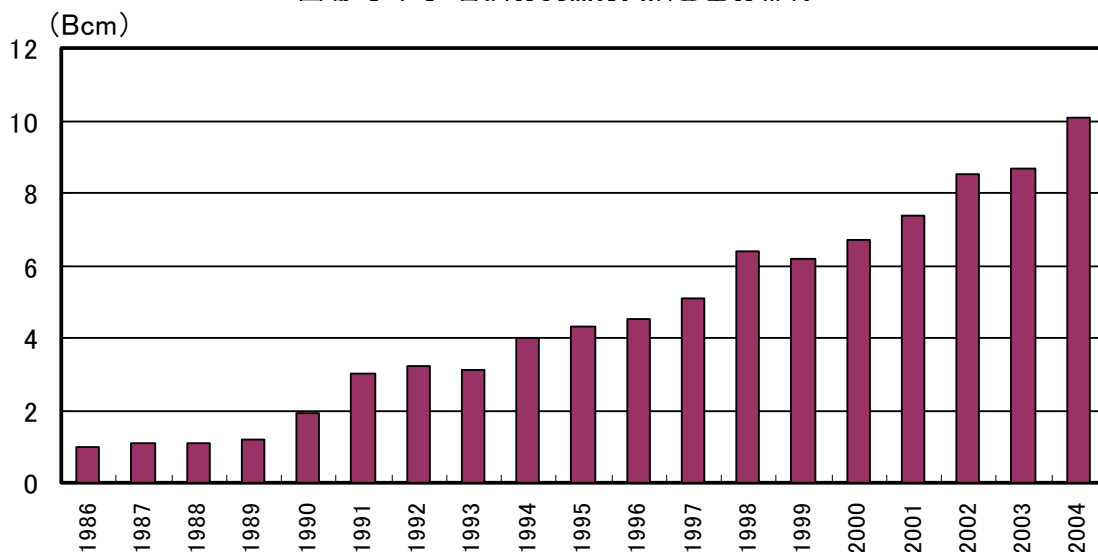
火力発電会社は、分割後、民営化される予定であったが、ガス事業再編計画と同じく、電気事業再編計画も国内のコンセンサスを得られておらず停滞している¹⁰。引き続き、韓国政府は民営化を推進しているが、その進捗は遅く、各発電会社の株式売却も再三延期され、先行きは不透明である。

C. 台湾

台湾では、原油のほぼ全量を輸入に依存していることから、石油の安定供給確保とあわせて、天然ガス、原子力を初めとした代替エネルギー開発に取り組んでいる。LNG については、1990 年に日本、韓国に次ぐ北東アジア 3 番目の輸入国として受入を開始して以来、火力発電用燃料を中心に年々、輸入量を増加させている。(図表 3-1-5)

¹⁰ 火力発電会社については、南東発電会社のみ 2003 年に民営化された。

図表 3-1-5 台湾の天然ガス消費量の推移



(出所) BP Statistical Review of World Energy

台湾のガス産業は、国営企業であるCPCがLNG輸入および天然ガス卸売を独占している¹¹。輸入された天然ガスは、国営の台湾電力（Taipower）や産業需要家にCPCが直接供給し、小売については、CPCが各都市ガス会社に卸供給をし、都市ガス会社を通じて家庭用等の一般需要家へガス供給されている。

台湾でも、電力・ガス事業の規制緩和が検討されてきた。その第一段階となるのが、国営企業であるCPCとTaipowerの民営化であった。しかし、下記の通り、民営化計画は中断し、電力・ガス事業の規制緩和も進展していない。

CPCについては、1999年から2001年にかけて政府保有株の段階的売却が予定されていたが、石油事業法審議の遅れや株式市場の低迷等により、実施されなかった。現在もCPCの民営化は検討されているが、その見通しは不透明である。

また、電力産業は、Taipowerが発電、送電、配電の全てに独占的役割を果たしてきたが、1994年にIPP事業者の参入が認められて以来、幹線パイプライン沿いにLNG（天然ガス）を燃料としたIPP発電所が多く建設されている。

Taipowerについても、発電設備をいくつかの企業に分割・民営化し、送配電と原子力・水力発電をTaipowerが統括する計画で、2005年末までに政府保有株を50%以下にする予定であったが、いまだ改正電気事業法の成立に至っていない。

¹¹ 但し、法律によって独占が認められているわけではなく、CPCが唯一の天然ガスインフラ（LNG輸入基地、高圧パイプライン）およびガス田所有者であるので、新規参入が困難であり、結果として独占市場となっている。

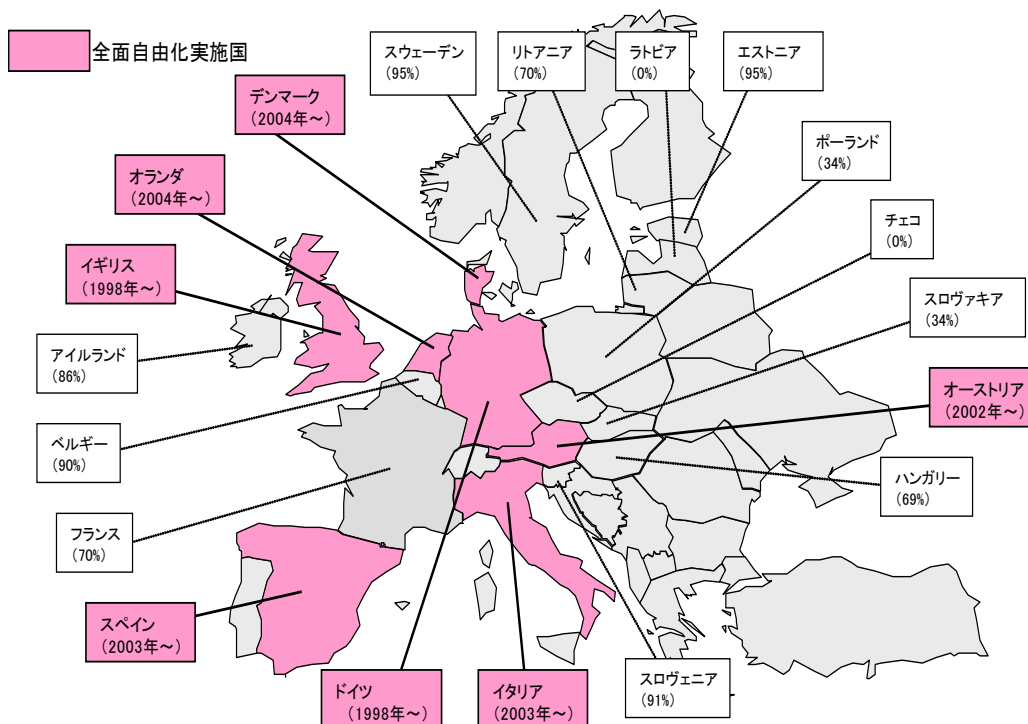
② 欧州

欧州の LNG 輸入国（スペイン、フランス、イタリア等）におけるガス産業は、これまで国営的性格を持つ企業を中心に発展してきた。欧州では、EU 各国が単一エネルギー市場形成に向け足並みを揃えて電気事業、ガス事業の規制改革に取り組んでおり、従来の各国個別のエネルギー政策から大きな変化をみせている。

A. ガス事業

ガス分野においては、1998 年に「EU ガス指令」が出され、加盟国は 2000 年 8 月までに天然ガス年間消費量の 20%、2003 年 8 月までに 28%、2008 年 8 月までに 33%を自由化するよう義務付けられ、これまでの独占市場に競争原理の導入が図られた。また同時に、各国の天然ガスパイプライン、LNG・貯蔵施設への TPA 制度の確立、天然ガス輸送・貯蔵・配給/販売部門における会計分離などが規定され、新規参入の促進に向けた環境が整備されてきた。さらに、「改正ガス指令」が 2003 年 6 月に欧州議会で可決され、2004 年 7 月までに家庭用を除く自由化、および 2007 年 7 月までに家庭用を含む全面自由化が規定された。あわせて、輸送会社と配給会社のアンバンドリング（法人分離）、ガス貯蔵システムへの TPA の促進などが規定されている。こうした規制緩和により、欧州の主要国においては、2004 年 7 月時点で、フランスとベルギーを除き、ほとんどの国で全ての需要家が自由化対象となり、供給者の選択が可能になっている（図表 3-1-6、図表 3-1-7）。

図表 3-1-6 欧州におけるガス市場の開放状況(2004 年)



(出所) 欧州委員会 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market Technical Annex 等

図表 3-1-7 欧州におけるガス市場規制緩和状況(主要国)

国名	市場開放率 (%)	輸送導管の アンバンドリング	ネットワーク アクセス
オーストリア	100	法的分離	規制ベース
ベルギー	約90	法的分離	規制ベース
デンマーク	100	法的分離	規制ベース
フランス	70	会計分離	規制ベース
ドイツ	100	会計分離	交渉ベース
アイルランド	86	運用分離	規制ベース
イタリア	100	法的分離	規制ベース
ルクセンブルグ	72	会計分離	規制ベース
オランダ	100	運用分離	規制・交渉並存
スペイン	100	所有分離	規制ベース
スウェーデン	95	会計分離	規制ベース
イギリス	100	所有分離	規制ベース

(出所) 欧州委員会レポート等より

また、これまでの伝統的事業者のガス市場独占から、既存インフラの TPA を活かした新規事業者の市場参入例も急速に増えており、欧州における LNG 調達においても規制緩和の与える影響は大きい。(図表 3-1-8)

図表 3-1-8 欧州主要国におけるガス市場の動向

スペイン	従 来	<ul style="list-style-type: none"> Gas Naturalが独占的存在 国営インフラ事業者Enagasが配給ラインを所有
	規制緩和後	<ul style="list-style-type: none"> Enagasを民営化し、Gas Naturalの傘下におさめる。 電力(Endesa、Iberdrola、Union Fenosa)や石油会社(Cepsa)がLNG輸入開始
フランス	従 来	<ul style="list-style-type: none"> 1946年、全国約150のガス事業者が国有化されGaz de Franceを設立 Gaz de Franceが輸入・輸送・配給・販売を独占
	規制緩和後	<ul style="list-style-type: none"> Gaz de Franceは2004年に株式会社化され、2005年に政府保有株を公開 新LNG受入基地建設にGaz de France以外にTotalが参加
イタリア	従 来	<ul style="list-style-type: none"> ENIの系列企業による独占状態 ENI系列会社: 生産(Agip)、輸送(Snam)、配給(Italgasなど)
	規制緩和後	<ul style="list-style-type: none"> 輸送(Snam Rete Gas)、地下貯蔵(Stogit)、配給(Italgas)を法人分離 電力会社のEnelやEdison等が、TPA等のシステムを通じてガス販売に参入

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

B. 電気事業

一方、電気事業では、1996年に「EU 電力指令」が出され、段階的市場自由化として1999年2月までに各国は電力市場の27%、2000年2月に30%、2003年には35%を開放するよう義務付けられた。(図表 3-1-9)

さらに2003年6月、電力市場の全面自由化を盛り込んだ「改正 EU 電力指令」を制定し、2004年7月より家庭用を除く全ての電力市場の自由化が義務付けられ、図表 3-1-10 で示すとおり既に全面自由化を実施済みの10ヶ国を筆頭に、各国とも50%を超える市場開放状

況となっている。

「改正 EU 指令」では、2007 年 7 月までに家庭用を含めた全面自由化、ならびに配電部門のアンバンドリングを義務付けており、今後、市場での優位性獲得に向けた事業者間競争の加速が見込まれる。

図表 3-1-9 EU における電力市場規制緩和の推移

年次	規制緩和の経緯
1987年	EU委員会、域内エネルギー単一市場構想を公表
1992年	EU委員会、第三者アクセス(TPA)指令案を提出
1993年	EU委員会、TPA修正指令案を提出
1994年	フランス、対案として単一購入者制度(SBS)を提案
1995年6月	EU閣僚理事会、SBSを一部修正すればTPAと並列導入が可能と結論
1996年6月	EU閣僚理事会、基本合意
1996年12月	EU議会、閣僚理事会合意案(EU電力指令)を採択
1997年2月	EU指令発効 ー以下、市場開放スケジュール 年間4000万kWh以上の需要家のEU全域でのシェア(22.5%)以上の 自国市場電力を開放。ただし、2年間の国内法化のための猶予期間。
1999年	猶予期間の終了、指令の法的効力発生
2000年	自由化対象を2000万kWhに拡大(EUシェア28.5%)
2003年	自由化対象を900万kWhに拡大(EUシェア32%)
2003年6月	EU議会、改正EU指令を採択
2004年7月	家庭用を除く電力市場を自由化
2007年7月	全面自由化(予定)

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図表 3-1-10 欧州主要国の電力市場自由化状況(2005 年 11 月現在)

国名	市場開放率 (%)	アンバンドリング	
		送電系統運用/所有	配電系統運用/供給
オーストリア	100	法的分離	法的分離
ベルギー	約90	法的分離	法的分離
デンマーク	100	法的分離	法的分離
フランス	70	法的分離	会計分離
ドイツ	100	法的分離	会計分離
アイルランド	100	法的分離	経営分離
イタリア	79	所有分離	法的分離
ルクセンブルグ	57	経営分離	経営分離
オランダ	100	所有分離	法的分離
スペイン	100	所有分離	法的分離
スウェーデン	100	所有分離	法的分離
イギリス	100	所有分離	法的分離

(出所) 海外電力調査会、海外電力 2006.2 より

欧州ではこうした自由化過程を経て、これまでの「1国1買主」主体の独占的な天然ガス市場が変革され、LNG 輸入においても新規参加者が生まれている。

また、近年では大手エネルギー事業者を中心とした M&A も増加している。2002 年には、

ドイツの RWE による Innogy の買収や、同じくドイツの E.ON による PowerGen の買収が行われた。同一国内でも例えば E.ON は自国のガス事業者 Ruhrgas と合併しており、2006 年 2 月には Gaz de France とフランスのエネルギー・環境コングロマリットである Suez の合併も発表されている。さらに、スペインの Gas Natural と E.ON Ruhrgas がスペインの電気事業者である Endesa に対する買収案をそれぞれ提示している。このように、2007 年の EU 内での全面自由化を見据え、1 国内にとどまらず EU 全域での M&A が活発化している。このような動きにより、これまで LNG との関わりが比較的薄かった欧州の電力会社が、LNG に積極的に関与し始めている。

③ アメリカ

アメリカでは、1970 年代のカーター政権下において航空、陸上輸送、電気通信事業に、1980 年代のレーガン政権下においてエネルギー事業における競争原理導入が本格化した。下記に述べるガスや電気事業の規制緩和もその潮流に位置づけられるものである。

A. ガス事業

アメリカのガス産業は、ガス井戸元価格の自由化にはじまり、ガスの卸、すなわち州際ガス市場の自由化（州際パイプラインのオープンアクセス）、末端需要家に対するガス供給の自由化の順で段階的に進められてきた（図表 3-1-11）。

図表 3-1-11 アメリカにおけるガス事業規制緩和の推移

年	法律・Order	内容
1978年	Natural Gas Policy Act (天然ガス政策法)	州際取引に関し、1985年に契約分は井戸元価格規制を廃止
1984年	Order 380	輸送会社と販売会社の料金契約で契約未達分の変動費部分の徴収を禁止。
1985～ 1987年	Order 436 (Order 436E)	州際パイプラインのオープンアクセス化（パイプライン会社の自主選択）。これにより、生産者と需要家が直接取引可能になる。生産者とパイプライン事業者間のTake or Pay債務問題から最終的にはOrderは無効に。
1987～ 1991年	Order 500	Order436を受け継いだ暫定Order。A～Lまで発行しTake or Pay債務の解決に道筋。これにより、主要な州際パイプライン会社は全てオープンアクセス化。
1988年	Order 497	州際パイプライン事業者とマーケティング会社の事業規制、会計分離を規定。
1989年	Natural Gas Wellhead Decontrol Act	井戸元価格規制の完全撤廃
2000年	Order 636	輸送・貯蔵設備へのオープンアクセス化 輸送事業と販売事業の分離 輸送事業と販売事業の分離

(出所) 電力・ガス市場自由化の進展状況とその評価(2005年)、エネルギー総合推進委員会

1978 年、天然ガス政策法 (Natural Gas Policy Act) により井戸元価格規制が段階的に廃止されることとなった。これは需給に応じた自由価格形成により、天然ガス生産量を拡大し州際ガス市場の供給不足解消を目的としたものであったが、同法施行後、州際ガス市場での天然ガス価格は上昇し続け、需要家の石油系燃料へのシフトによりガス需要は著しく減少する事態となった。

また、1984 年、需要家のガス調達上の柔軟性、自由度を高める目的で発令した Order 380 により、州際パイプライン事業者は価格下落、需要量低減等の契約未達時のガスコストを最貴料金として LDC 等から徴収できなくなり、生産者との間で締結した Take or Pay 契約債務を下流に転嫁できずに、州際パイプライン事業者は莫大な債務をかかえることとなった。

FERC (連邦エネルギー規制委員会) は、競争的なガス市場環境を整備する方向でパイプライン事業者の Take or Pay 債務問題の解決を図ることとし、1985 年に Order 436、1987 年に Order 500 を発令して、パイプライン事業者は需要家に課徴金 (surcharge) として Take or Pay 債務の転嫁を認める代わりに、パイプライン事業者に公正かつ非差別的な輸送機能の提供 (オープンアクセス) を求め、同事業者の輸送機能と販売機能を分離して輸送機能に特化する方向を示した。最終的には 1991 年までに、主要な州際パイプライン事業者はオープンアクセス (輸送機能の特化) を選択することとなった。

この後、Order 497 により州際パイプライン事業者と関連マーケティング会社の事業規制、会計分離が定められ、輸送サービス事業の透明性、公平性の徹底が図られた。

さらに、1992 年 4 月、州際パイプライン規制緩和の最終仕上げとして Order 636 (図表 3-1-12) が発行され、あらゆる事業者が同等条件で輸送サービスを利用できるようになった。

図表 3-1-12 Order 636 の概要

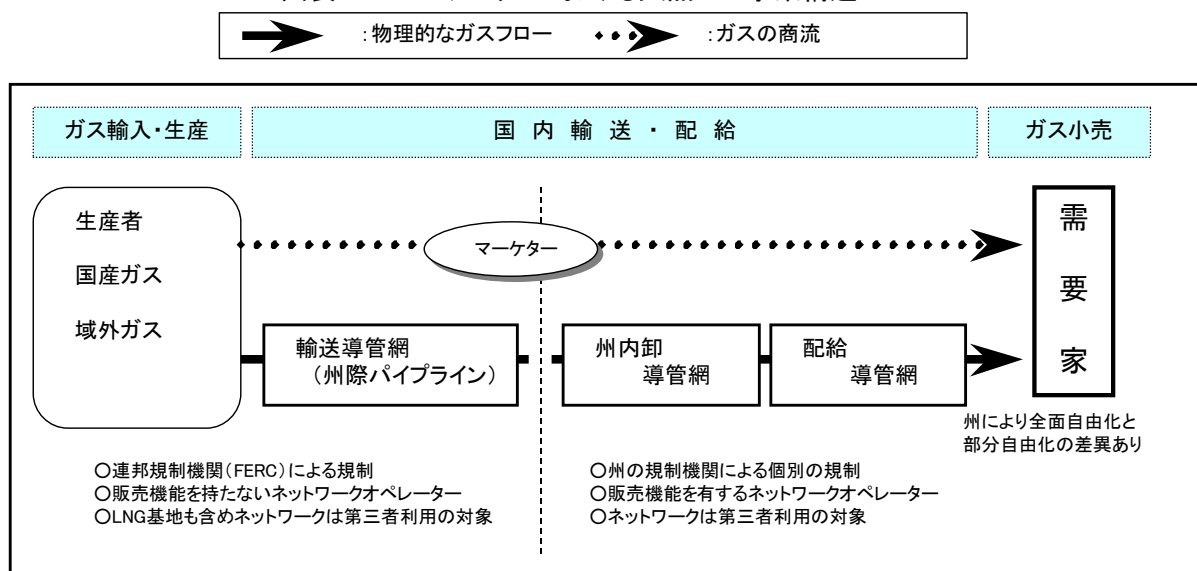
- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">1. 貯蔵・輸送設備へのオープンアクセス2. 州際パイプライン事業者からガス販売機能を完全分離3. Straight Fixed Variable 法による料金設計
(固定容量料金と従量料金)4. 不要となった輸送容量・貯蔵能力のリリースと再割り当て
(電子掲示板による情報開示) |
|---|

(出所) 電力・ガス市場自由化の進展状況とその評価(2005 年)、エネルギー総合推進委員会

Order 636 で州際パイプライン会社から天然ガス供給販売機能を分離したことで、現在は、発電用、産業用などの大口需要家や配給事業者が、生産者と直接取引もしくはメーカーやブローカーを介した取引を行うようになっている。商業用、家庭用などの小口需要

家に対するガスの供給、販売は、従来どおり LDC (Local Distribution Companies) によって行われるのが現在も主流ではあるが、州ごとに自由化の範囲拡大が進んでおり、一部の州では配給会社が託送サービスを提供し、配給会社とマーケッターの両者によるガスの配給が行なわれている州もある。(図表 3-1-13)

図表 3-1-13 アメリカにおける天然ガス事業構造



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

B. 電気事業

一方、電気事業の卸売部門においては、1992年にエネルギー政策法 (Energy Policy Act) によって卸目的での発電事業参加が自由化され、1996年の Order 888 により送電線を所有する全ての電力会社にネットワーク設備の第三者アクセス開放を義務付けた。これによって、電力マーケッターや IPP などの新規参加が飛躍的に増加し、卸取引が活性化した。

また、1999年に Order 2000 が発行され、送電線を所有する電力会社は中立機関として「地域送電機関 (RTO: Regional Transmission Organization)」の設立と参加を求められ、地域大で複雑化した電力取引パターンに応じた送電網運営を担うこととしている。ただし、カリフォルニア電力危機を契機に、送電部門の独立性を重視する FERC の急進的な政策に反発も多く、発送配電一貫体制の維持を要請する声も根強く残っている。

小売部門においては、1998年にロードアイランド、マサチューセッツ、カリフォルニアの3州が他州に先駆けて小売自由化をスタートさせた。2004年12月現在、50州のうち半数近くの州が小売自由化を実施しており、需要家は自由に供給者を選択できるようになっている。

これらの電力・ガス事業規制緩和の影響で、アメリカ国内のエネルギー産業構造は大き

く変化しており、新規参入者も多数参入している。また、アメリカの天然ガス市場においては、アジア各国の規制緩和途上のマーケットと異なり、国内市場の流動性が極めて高く、需要脱落した場合にも売主は市場で代替の買主を見つけることが比較的容易なため、近年、国内の天然ガス市場価格との見合いで、域外からの LNG 持込みが活発化する傾向にある。

④ 電力・ガス市場の規制緩和が事業者にもたらす影響

上述のような LNG 輸入国における電力・ガス市場の規制緩和によって、LNG の買主である下流事業者にとって競争力のある LNG を柔軟な条件で調達することの重要性が高まっている。規制緩和により、既存の電力・ガス事業者の立場では、市場競合の激化により長期的な需要見通しが立てにくく、LNG 需給面においても長期的な契約締結が困難になる等の影響も生じている。また、日本の場合では各社のニーズに応じた調達条件が優先されることにより、従来型の LNG バイヤーズコンソーシアムは崩れ始め、個別交渉をベースに、より柔軟性の高い LNG 契約（契約期間、数量オプション等）が志向されるようになっている。また、新規参入者に市場シェアを奪われるリスクがあることにより、下流事業者は新規事業開拓を促す場合もあるだろう。

一方、上流事業者にとっては、規制緩和が下流事業への新規参入を可能にすることが挙げられる。従来でも上流事業者が受入基地を建設することが禁じられていたわけでは必ずしもないが、輸入国の電力・ガス市場が独占企業に支配されている場合には、下流進出をするインセンティブが十分ではなかったと言える。しかし、規制緩和が市場内での競争を促すことによって、上流事業者が下流に進出する意義が高まることになったと思われる。

(2) LNG プロジェクトコストの削減

液化基地や LNG 船、受入基地といった一連の LNG チェーンにおいては、近年の著しい技術開発や、大型化による規模の経済性、ならびに建設・エンジニアリング業界内の受注競争激化等の影響により、単体量当たりのプロジェクトコストは低減する傾向にある。

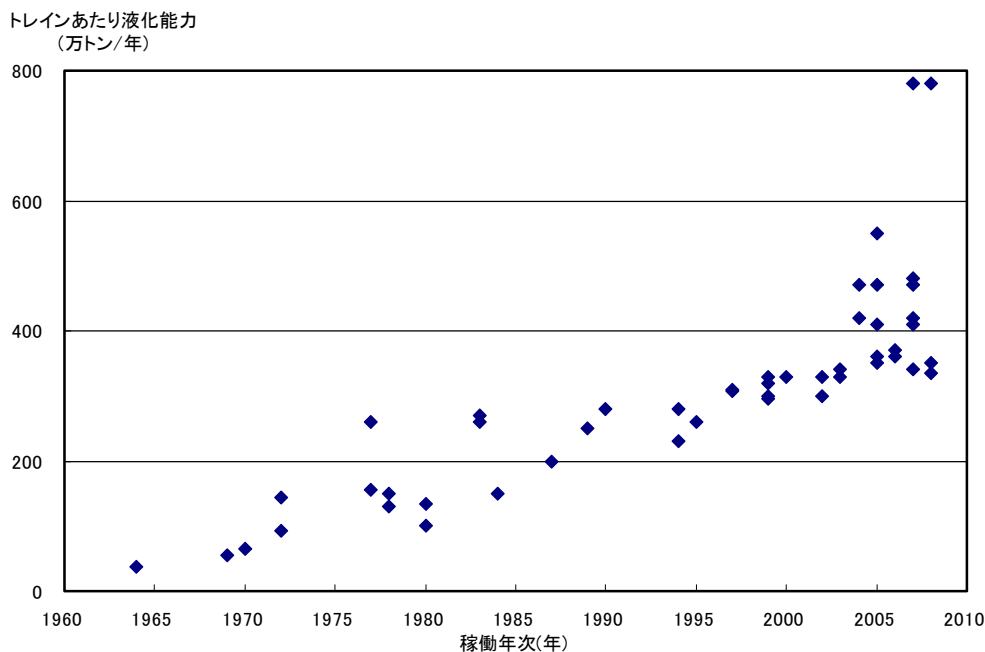
ここでは、LNG チェーンにおける事業者変化をもたらす要因の一つとして、液化基地、LNG 船、受入基地の各要素別のコスト傾向を述べる。

① 液化基地

現在、稼働している LNG プロジェクトにおける液化トレインの生産能力は、200 万トン～350 万トン/年程度のものが多く見受けられてきたが、ここ数年、液化プラントの大型化が目立っている（図表 3-2-1）。

世界最初のアルジェリア・アルズ液化基地では 1 トレイン当たりの液化能力は 50 万トン/年であったが、最近では 400 万トン/年を超えるトレイン計画も数多く見られ（図表 3-2-2）、最大ではカタールの Qatargas プロジェクトならびに RasGas プロジェクトで、780 万トン/年のトレイン建設が予定されている。

図表 3-2-1 トレインあたり液化能力の推移



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図表 3-2-2 現在計画中の大型トレイン

国名	プロジェクト	液化能力	生産開始予定
ナイジェリア	NLNG	410万トン×2	2006年
トリニダード・トバゴ	Atlantic LNG	520万トン	2006年
ノルウェー	Snohvit LNG	420万トン	2007年
カタール	Rasgas II	470万トン	2007年
	Rasgas3	780万トン×2	2008～9年
	Qatargas II	780万トン×2	2007～8年
	Qatargas3	780万トン	2009～10年
	Qatargas4	780万トン	2010年
オーストラリア	NWS	440万トン	2008年
	Gorgon	500万トン×2	2010年
ロシア	Sakhalin II	480万トン×2	2008年

(注) 現在建設中もしくは契約締結済の LNG 生産プラントのうち、1トレインの液化能力が 400 万トン/年を超えるものを抜粋した。

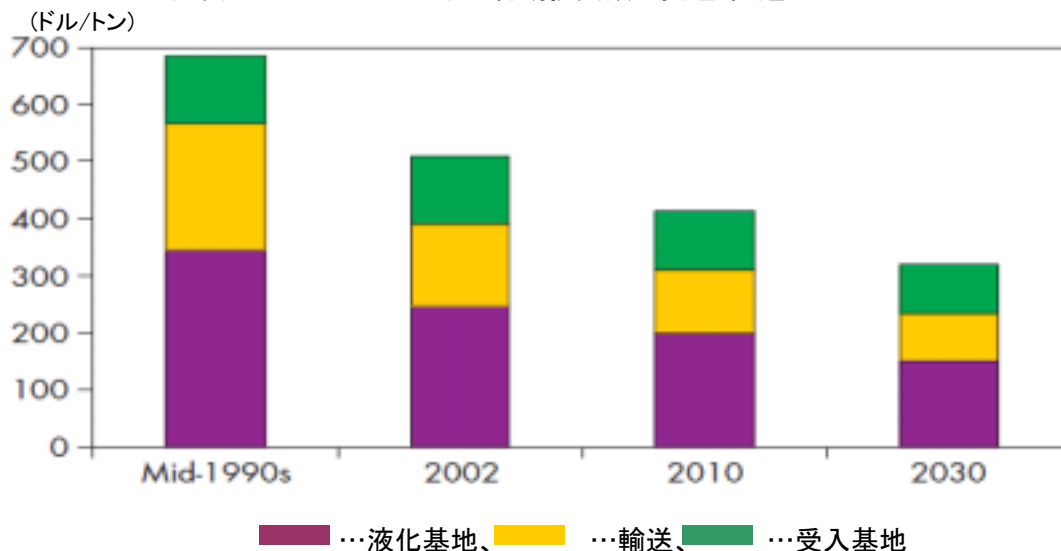
(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

トレイン大型化の最大目的は、単位生産量あたりのコストダウンを図ることであり、IEA によると、LNG 年間液化能力 1 トンあたりの初期投資額は 1990 年代半ばに約 340 ドル/トンであったものが、2002 年には約 240 ドル/トンとなっており、今後もさらに低減していくものと予測している (図表 3-2-3)。

最近では、カタールの Qatargas II プロジェクト (780 万トン×2) のトレイン建設を約

4,000 億円で受注したとの報道（単純換算すると約 230 ドル/トン）¹²や、トリニダード・トバコの Atlantic LNG プロジェクトのトレイン増設(520 万トン)が約 180 ドル/トン¹³との報道もある¹⁴。

図表 3-2-3 LNG インフラの初期投資額の変遷/見通し



(出所) IEA, World Energy Investment Outlook

一方、液化プラント用の資材高騰等で LNG プロジェクトのコストアップや遅延につながっているケースもある。例えば、サハリン 2 プロジェクトを運営する Sakhalin Energy は、2005 年 7 月にパイプラインルートの見直し、鉄鋼等の資材価格の高騰などにより同プロジェクトの総投資額が 2003 年の最終投資決定時の 2 倍である 200 億ドルに達し、運開年は 2008 年夏に遅れる見込みと発表した¹⁵。特に世界的な鉄鋼価格の上昇は、新規液化プラントの建設コストを押し上げる要因になると思われる。しかしながら、アジアや大陸側欧州向け LNG 価格がリンクする石油価格やアメリカあるいはイギリスの天然ガス価格の高止まりが継続すると見られていることから、今のところ LNG の競争力に甚大な影響を及ぼす懸念は余り見られない。

② LNG 船

従来、LNG 船は貨物船舶の中で最も高価なものであったが、造船会社間の競争や輸送容量の大型化等によって、1998 年より下落傾向にあった。1993 年時点の国際標準サイズ 125,000m³ (LNG タンク容量) 級の建造費は 2 億 5,000 万ドルであった。現在は 13 万 5,000

¹² 千代田化工建設 2004 年 12 月 16 日プレスリリースより。

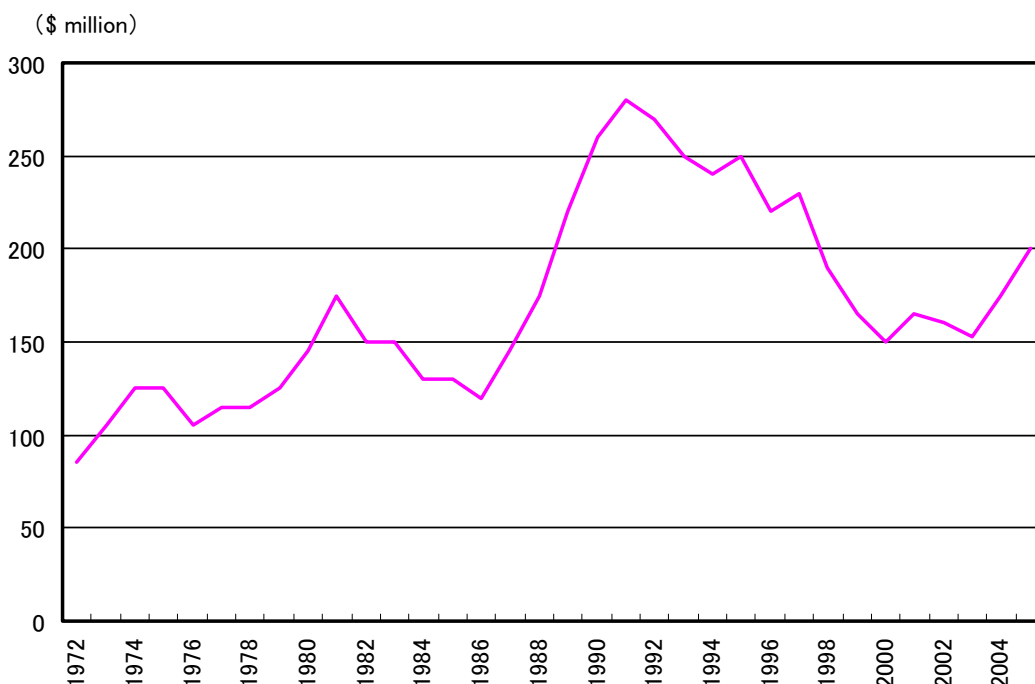
¹³ Gas Strategies

¹⁴ 厳密には、各プロジェクトの受注額がどの範囲をカバーするのか比較する必要がある。

¹⁵ Sakhalin Energy プレスリリース、2005 年 7 月 14 日

m³級から 14 万 5,000 m³級が、多くのプロジェクトで用いられる国際標準サイズとなっているが、韓国勢の参入により建造費は急激に低減し、2000 年には同クラスで 1 億 5,000 万ドルであった。近年、世界的な鉄鋼価格高騰等により、船価の上昇傾向も見受けられるが、LNG 船の単位容量あたりの建造単価は大幅に低減してきている。

図表 3-2-4 LNG 船建造費の推移 (138,000~155,000m³級)

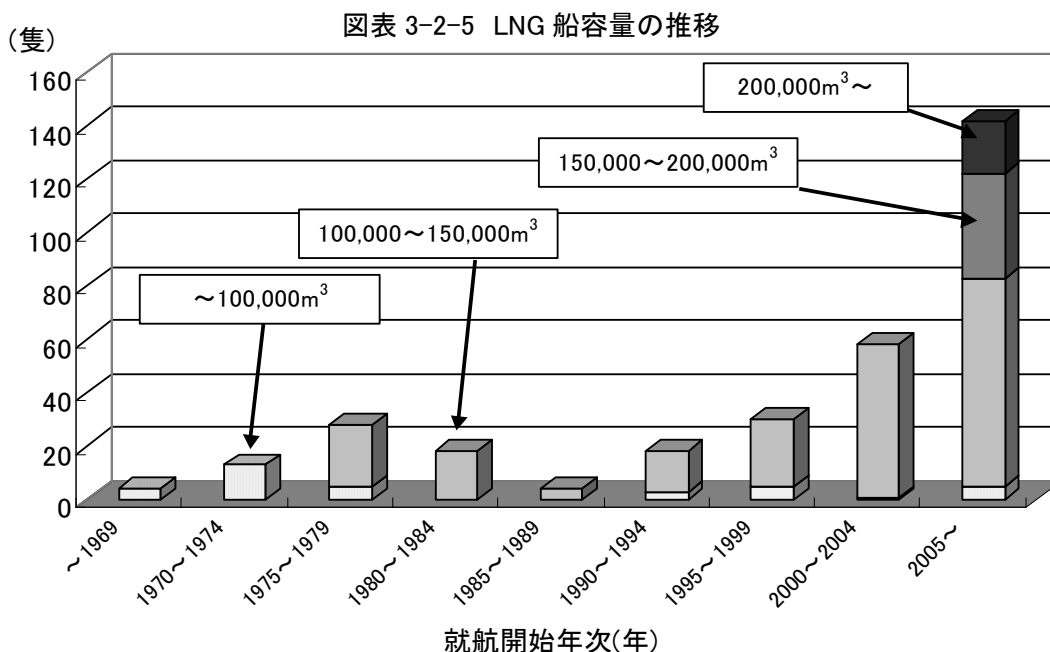


(出所) LNG OneWorld ホームページ

また、さらなる LNG 船の大型化も著しい。前述のとおり、現在の国際標準サイズは 13 万 5,000 m³級から 14 万 5,000 m³級となっているが、カタールの新規プロジェクトでは、Qatargas II および RasGas3 向けとして、Q-flex と呼ばれる 21 万 m³級の船型が発注されている¹⁶。さらに、Super-flex と呼ばれる 23 万 m³級船型、Q-max と呼ばれる 26 万 5,000 m³級船型の導入も検討されており¹⁷、単位輸送量当たりのコスト低減に向けて LNG 船の大型化が続々と進められている。(図表 3-2-5)

¹⁶ LNG OneWorld ホームページによると、21 万 m³級 (2006 年竣工) 船価で \$250million とされている。

¹⁷ JOGMEC ホームページ、ステルス大産油国：カタールの登場 (2005 年 12 月 8 日) より。



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

今後の LNG 船建造費については、2003 年に IEA が、建造船台(ドック)不足が生じることがなければ、2030 年までにさらに 20%のコスト低減が見込まれる、との見解を示している。しかし、現在は LNG 船需要が急増しており、加えて、2004 年にみられた世界的な鋼材価格急騰の影響で、造船業界では短期的に LNG 船価が上昇するものと見られている。韓国の大宇造船では 2005 年の鋼材価格が前年比 20%増になるのに伴い、2005 年契約分の LNG 船の建造費は 150,000m³ 級で 2 億ドル超になると予測している¹⁸。このように、2004 年以降における LNG 船建造コストの増加は、LNG そのもののコスト増加要因となるが、LNG チェーン全体コストに占める LNG 船価の影響は限られており、液化基地の節で述べた通り、石油価格や米英における天然ガス価格が高止まりを続けていることもあり、LNG 船建造費の上昇が LNG のコスト競争力に大きな影響を及ぼす懸念は少ない。

2005 年末現在、LNG 船は 190 隻が稼働中であり、1990 年代後半から急激に建造数が伸びている。2005 年末時点で造船契約済みの LNG 船は 130 隻あり、数年後には現在の隻数が倍増する勢いで増えつつある。また、従来は出荷するプロジェクトの積地港から受入基地までの運航経路を特定して LNG 船建造が行われてきたが、近年では運航経路未確定の LNG 船比率が高まっており、LNG 輸送の柔軟性が増している。さらに、最近では売主、買主、海運会社以外の LNG 船発注者も多く見受けられ(複数者の共同所有を含む)、将来の LNG 市場の拡大を踏まえた LNG 船ビジネスとしての投資価値を考慮したものと推測される。

今後の LNG チェーンの変化において、契約形態の柔軟性向上とあわせて、輸送手段の確

¹⁸ 大宇造船プレスリリース” Predictions for this year’s shipbuilding industry”、2005 年 1 月 11 日

保は非常に密接に関わりあっており、こうしたフリーLNG 船の動向や、初期のプロジェクトに投入され償却期間（備船契約期間）を終える中古船の活用形態についても注視する必要がある。（図表 3-2-6、図表 3-2-7）

図表 3-2-6 2005 年以降に運航予定の LNG 船の内訳

		数量(隻)
2005年以降に運航開始予定のLNG船		109
船主	売主	14
	海運会社	73
	買主	8
	その他(複数者所有を含む)	14
造船会社	韓国	75
	日本	27
	その他	7
備船者	売主	41
	買主	6
	その他(不明分含む)	62
主な 運航航路	発着とも確定	40
	発または着のみ確定	22
	未確定または自主運航	47

(出所)LNG Japan ヒアリングをもとに日本エネルギー経済研究所作成

図表 3-2-7 2010 年までに備船契約の満了する LNG 船

満了年次	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Dewa Maru Ecjigo Maru Kotowaka Maru Tenaga Tiga Wakaba Maru	Tenaga Lima Tenaga Satu	Edouard LD Galeomma Golar Spirit Hoegh Gandria Mourad Didouche	Larbi B M'Hidi N.W. Sanderling N.W. Sandpiper N.W. Seaeagle N.W. Shearwater N.W. Snipe N.W. Stormpetrel N.W. Swallow N.W. Swift	Arctic Sun Dwiputra Polar Eagle	Ekaputra

(出所)Poten&Partners

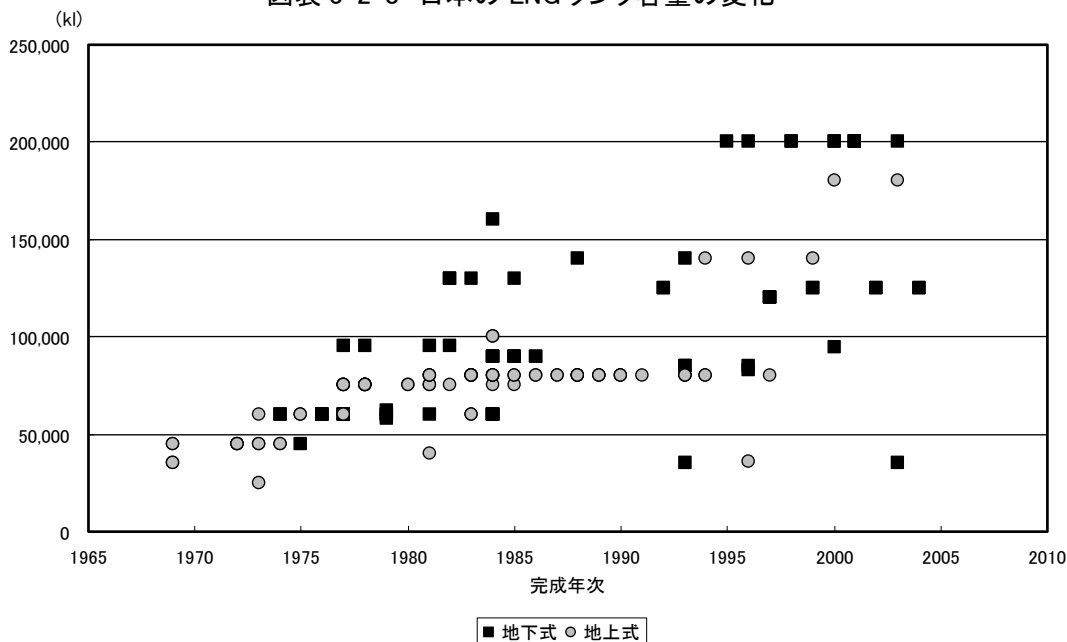
③ 受入基地

取扱量当たりの受入基地建設コストは、近年の技術進歩や、これまでの実績ノウハウを元にした効率的設計等によりコストダウンが図られてきている。

建設費低減に資する要因には、LNG タンクの大型化、インバー鋼を用いた LNG 配管の開発、エネルギー効率に優れた気化器の開発、BOG シミュレーション等のノウハウを活かした最適設計、メーカー複数化による競合、製油所跡地等の遊休地利用が挙げられる。

図表 3-2-8 に示すとおり、日本の場合、1990 年以降、地方での小型船（1 万 8,000m³ 級～2 万 m³ 級）受入基地向けに 30,000k1 のタンクが設置されたのを除き、LNG タンクの大型化が進んでいることがわかる。

図表 3-2-8 日本の LNG タンク容量の変化



(出所)各社プレスリリースをもとに日本エネルギー経済研究所作成

IEA は、今後の受入基地の建設単価については LNG タンクなどの大型化により低減するとの見解を示しており、現行の 8,600 万ドル/bcm(2.39 ドル/MMBtu)から、2010 年には 7,700 万ドル/bcm(2.14 ドル/MMBtu)に、2030 年には 6,500 万ドル/bcm(1.81 ドル/MMBtu)に低減する、と予測している¹⁹。

また、新たな LNG 輸送・受入システムが LNG 受入基地に要するコストの削減に寄与する可能性も出てきている。例えば、El Paso が開発した Energy Bridge システムは、LNG 再気化装置を搭載した LNG 船上で再気化を行い、陸上へガスを払い出すものである。同システムは、LNG の荷揚げに要する係留時間が長く必要なため、プロジェクト全体の必要隻数増に繋がる可能性や、陸上までの受入配管が必要というデメリットがある。しかしながら、受入基地用地や LNG タンク、気化器に関わる初期投資が不要となることから、運用形態によっては、受入基地コストを削減する要因になり得るだろう。

④ LNG プロジェクトコストの低減が事業者にもたらす影響

LNG プロジェクトコストが低減されることは、事業者にどのような影響をもたらすのであろうか。まず、投資コストが低減することは供給プロジェクト間の競争が促進されることにつながると考えられる。また、事業者はコスト構造の変化に対応して事業展開をする、すなわちバリューチェーンの中で最も大きなリターンを得られるセグメントに参加しようとすると思われる。

¹⁹ IEA, World Energy Investment Outlook, 2003

(3) 新興 LNG 市場の拡大

規制緩和や LNG プロジェクトコストの低減に加えて、新興 LNG 市場の拡大も LNG チェーンにおける事業者の変化をもたらす要因と想定出来る。本節では、代表的な新興市場として、アメリカ、イギリス、中国、インドの 4 カ国の LNG 需要の拡大もしくは発生について概観する。

① アメリカ

アメリカは、ロシアに次ぐ第 2 位の天然ガス生産国であると同時に、世界需要の 24% を占める最大の天然ガス消費国である。

アメリカにおける天然ガス利用は 20 世紀初頭から行われていたが、1930 年代にテキサス州等南部の天然ガス生産地から中西部に初めての長距離パイプラインが建設された。1950 年代にはカナダからの天然ガス輸入が開始され、それ以降も国内の幹線パイプライン建設が積極的に進められた結果、アメリカは非常に発達したパイプライン網を有している。こうしたパイプライン網とあわせ、現在、国内には 5 ヶ所の LNG 受入基地がある。(図表 3-3-1)

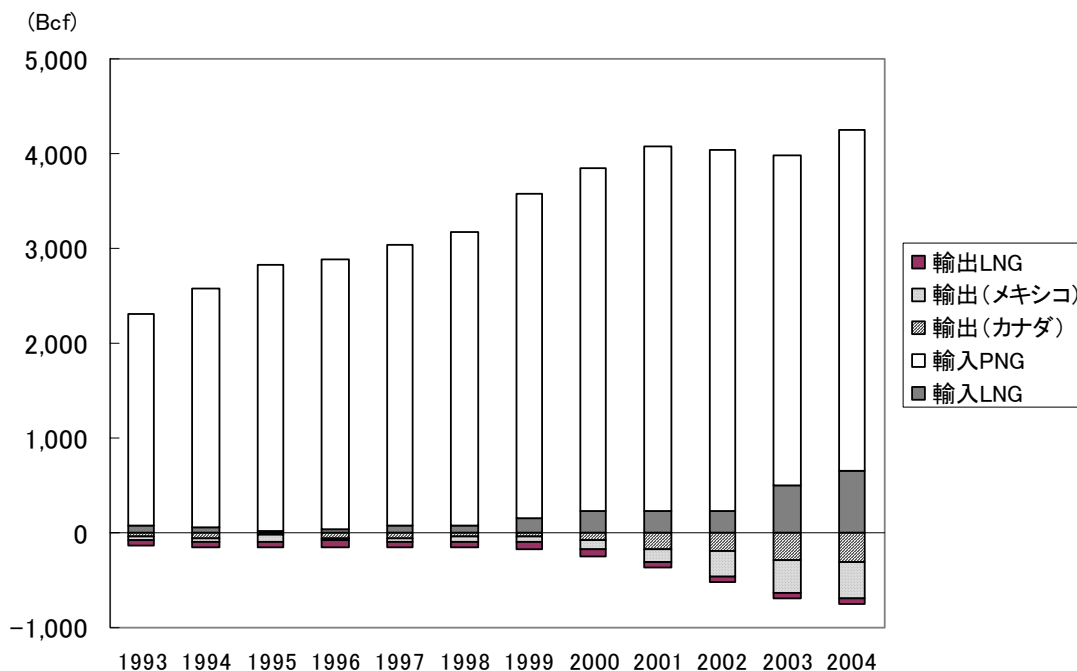
図表 3-3-1 北米の天然ガスパイプラインと既存 LNG 受入基地



(出所) IEA Natural Gas Information をもとに日本エネルギー経済研究所作成

一方、アメリカ国内の石油・ガス生産量は、1980 年台以降、減少傾向にあり、2004 年には天然ガス消費量の 15%を輸入に依存している。天然ガス輸入の大部分はカナダからのパイプラインガスであるが、2000 年以降、LNG 輸入量²⁰が増加し、2004 年時点では全天然ガス輸入量の 15% (1,370 万トン) に達している。(図表 3-3-2)

図表 3-3-2 アメリカの天然ガス輸出入量の推移



(出所) Natural Gas in the World、Cedigaz

EIA (アメリカエネルギー情報局) の Annual Energy Outlook によると、アメリカの天然ガス需要は、2004 年の 22.41Tcf (627Bcm) から年率 0.7%の割合で伸び、2030 年には 26.86Tcf (752Bcm) に達すると予測されている。

一方、国内での天然ガス生産は 2004 年の 18.46Tcf (517Bcm) から 2020 年には 21.44Tcf (600Bcm) に達するものの、その後は減少に転じ、2030 年には 20.83Tcf (583Bcm) になるとされており、カナダからの輸入量も 2004 年の 3.21Tcf (90Bcm) から年率 2.3%の割合で減少し、2030 年には 1.77Tcf (50Bcm) になると見込まれている。

こうした背景から、LNG 輸入量は、2004 年の 0.59Tcf から年率 8.0%もの割合で伸び、2030 年には 4.36Tcf (8,910 万トン) に達するとされ、急激な LNG 需要量増加により、長期的にはアメリカが日本を抜いて世界第一の LNG 輸入国になる可能性もある。(図表 3-3-3)

²⁰ 2004 年の LNG 輸入国シェアは、トリニダード・トバゴが 71%、アルジェリアが 19%。

図表 3-3-3 天然ガス供給量見通し

(Tcf)

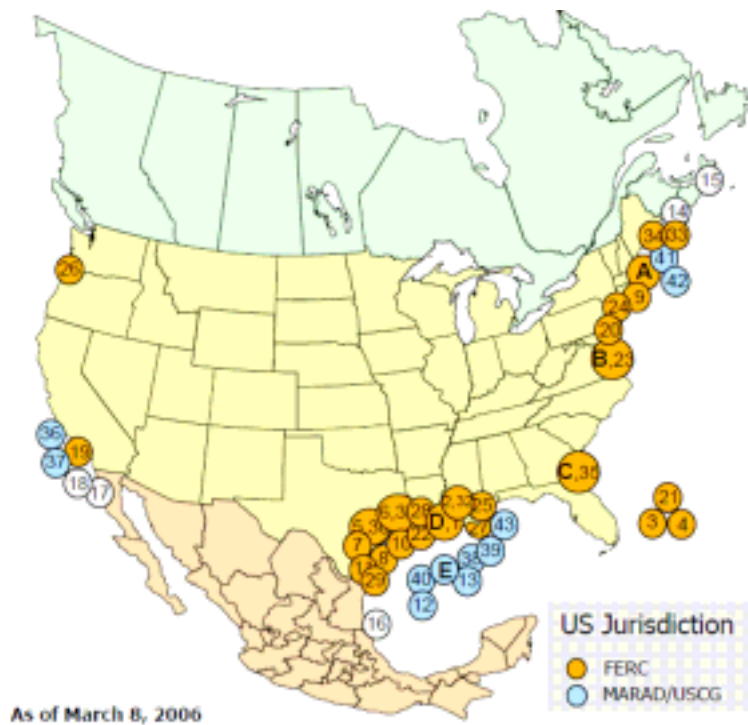
	2004	2010	2015	2020	2025	2030	年平均伸び率 (2004/2030)
国内生産	18.46	18.58	20.36	21.44	21.16	20.83	0.5%
純輸入	3.40	4.35	5.10	5.02	5.37	5.57	1.9%
PNG輸入(カナダ)	3.21	2.39	2.19	1.56	1.65	1.77	-2.3%
PNG輸入(メキシコ)	-0.40	-0.11	-0.14	-0.24	-0.42	-0.56	1.3%
LNG輸入	0.59	2.07	3.05	3.70	4.13	4.36	8.0%
合計	21.87	22.92	25.47	26.47	26.53	26.40	0.7%

(出所) Annual Energy Outlook、EIA

LNG チェーンに関わる事業者動向をみると、LNG 大消費地域であるアジアにおいて 1990 年台後半の通貨危機や日本経済の長期停滞により追加需要が減退したことを受けて、上流事業者がインド・中国などと併せてアメリカを LNG 新興市場として捉え、市場開拓を目的として、多数の受入基地を計画している。また、新規に開発したガス田で LNG を生産し、これを販売するための販路を確保する目的で自らアメリカ国内に LNG 受入基地を計画する事業者も出現している。

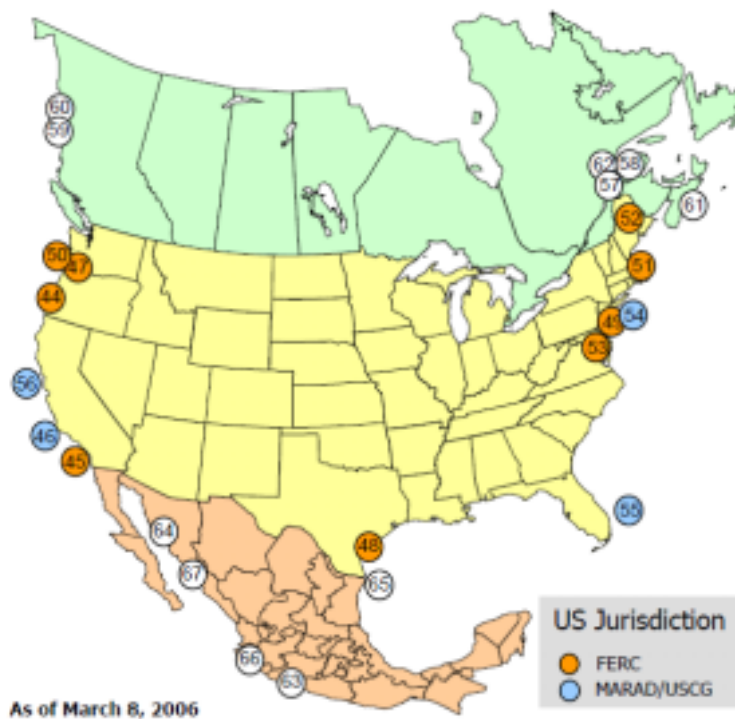
FERC によると 2006 年 3 月現在、北米で 67 件の新規あるいは拡張受入基地が計画されている。また、本土 48 州での基地建設に係わる認可取得の難しさや住民の反対運動に対する懸念から、メキシコやバハマ、カナダで基地を建設し、一部または全量を本土 48 州に輸送する計画も見られる。以下、すでに基地建設に必要な認可を受けた基地と認可申請中の基地（図表 3-3-4）、その他計画中の基地（図表 3-3-5）に分けて現状を示す。

図表 3-3-4 北米の既設・認可済・審査中 LNG 受入基地



(出所) FERC ホームページ

図表 3-3-5 北米で計画中の LNG 受入基地



(出所) FERC ホームページ

本土 48 州では、現在、図表 3-3-6 に示す 10 ヶ所の新規 LNG 受入基地計画が建設に必要な認可を得て、その内 3 ヶ所で建設工事が進められている。

Fall River に建設予定の受入基地以外はメキシコ湾地域での計画であり、また、バハマにおいても 2 ヶ所の基地が計画され、フロリダ州へのパイプラインの建設が FERC より認可されている。

図表 3-3-6 認可済の新規 LNG 受入基地

国	建設地 プロジェクト名称 ※	出資者	再気化能力		貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (年)	
			Bcfd	万トン/年			
アメリカ	Hackberry, LA <i>Cameron LNG</i>	2	Sempra Energy	1.50	1,150	N.A.	2008
	Freeport, TX <i>Freeport LNG</i>	5	Freeport LNG Development	1.50	1,150	32	2007
	Sabine, LA	6	Cheniere Energy	2.60	1,993	48	2008
	Corpus Christi, TX	7	Cheniere Energy	2.60	1,993	16	2008
	Corpus Christi, TX <i>Vista del Sol</i>	8	ExxonMobil	1.00	767	(48)	2008-2009
	Fall River, MA <i>Weaver's Cove Energy</i>	9	Hess LNG(Amerada Hess, Poten & Partners)	0.80	613	46.5	2007
	Sabine, TX <i>Golden Pass</i>	10	ExxonMobil	1.00	767	N.A.	2008-2009
	Corpus Christi, TX <i>Ingleside Energy</i>	11	Occidental Energy	1.00	767	46.5	2008
	Port Pelican (Offshore), LA	12	Chevron	1.60	1,226	N.A.	2007
	(Offshore) LA <i>Gulf Landing</i>	13	Shell	1.00	767	N.A.	2008-2009
バ ハ マ	Bahamas	3	AES Ocean Express	0.84	644	32	2006-2007
	Bahamas	4	FPL Resources, Tractebel, El Paso	0.83	636	N.A.	N.A.
合計				16.27	12,472		

- (注) 1. ※欄の数字は、図表 3-3-5 の地図中の番号に対応している。
 2. 網がけのプロジェクトは、現地工事中であることを示す。
 3. Bahamas での受入基地に関しては、Bahamas からフロリダ州までのパイプライン敷設の認可。
 4. Corpus Christi(ExxonMobil)の貯蔵容量は、Bcf 表記を kl に変換している。

(出所) FERC ホームページ、各事業者ホームページ

図表 3-3-6 に示す認可済みの受入基地能力を合計すると、現在の全世界の LNG 取引量にほぼ匹敵する 1.2 億トンを超える LNG 受入が可能となる。ただし、実際の基地建設ならびに LNG 受入量については、地域住民の反対運動²¹や、Henry Hub に代表されるアメリカ国内の天然ガス価格指標との相関（競争力）によって見通しが不透明な面もあり、わが国の LNG 調達に与える影響を今後も注視していく必要がある。

²¹ NIMBY (Not In My Backyard) や BANANA (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything) と呼称される。

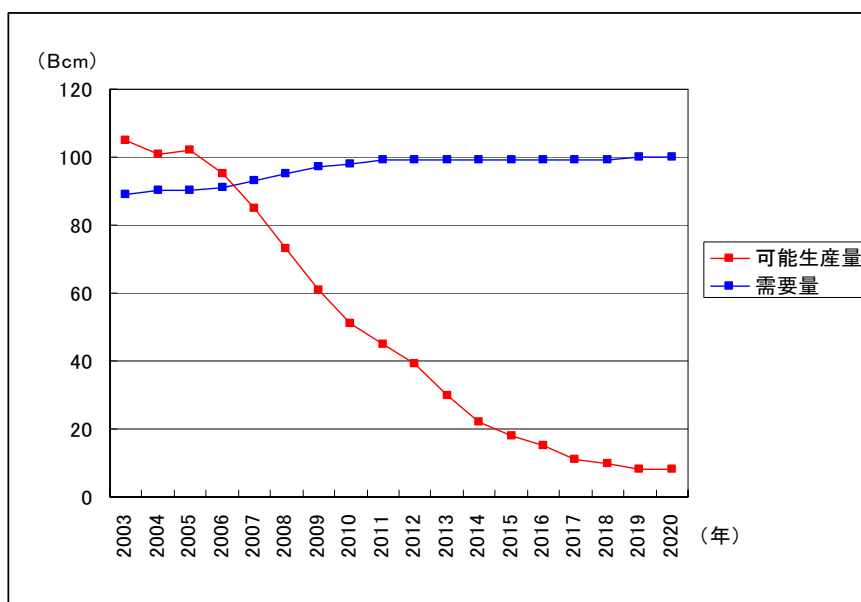
また、2005 年 8 月に成立した包括エネルギー法において、供給信頼度の向上、地球温暖化対策の支援とあわせて、新規原子力建設の促進が掲げられており、将来的なアメリカ国内の天然ガス需要伸び率には、大きな不確定要素があることを認識する必要がある。

② イギリス

イギリスでは、北海のガス田で生産される天然ガスを国内中に発達したパイプライン網で供給しており、一次エネルギー供給量のうち天然ガスが最も高いシェア²²となっている。これまでイギリスでは、石油、天然ガスともに輸出国であったが、北海のエネルギー資源は減退傾向を示しており、2004 年には天然ガスの純輸入国に転じている²³。2005 年からは Isle of Grain 基地にて、LNG 輸入を再開した。

DTI (イギリス通商産業省) のエネルギー白書 2003 によれば、イギリスの天然ガス需要は 2011 年頃まで漸増し、2020 年まで概ねそのレベルを維持すると見込まれている一方、生産可能量は低下の一途を辿り、2020 年時点では、需要の約 90%を輸入に依存すると見込まれている。(図表 3-3-7)

図表 3-3-7 イギリスの天然ガス需給予測



- (注) ・可能生産量(Probable Production)は、英国大陸棚よりの生産量。
- ・需要量は、イギリスのみのも。アイルランド向けの輸出は含まない。

(出所) DTI エネルギー白書 2003 より日本エネルギー経済研究所作成

こうした背景を受け、イギリス国内では LNG 受入基地の建設が図表 3-3-8 のとおり計画

²² 2003 年実績で天然ガス 37.0%、石油 : 35.1%、石炭 16.5%。

²³ Cedigaz の統計では、2004 年の天然ガス輸入量が 12.3Bcm、輸出量が 9.8Bcm。

されており、これらの基地の LNG 受入能力を合計すると 2,000 万トンを超える規模となる。

また、受入基地の利用予定者の多くは、自社の上流権益から生産される LNG の持込みを計画しており、欧州大陸側への気化ガス供給を含めて今後の LNG 市場に大きな影響を及ぼすことが想定される。

図表 3-3-8 イギリスで計画中の LNG 受入基地一覧

プロジェクト名	プロジェクト参加事業者	年間受入能力	稼働予定	利用予定事業者
Dragon LNG	BG(50%)	当初計画: 6Bcm(438万トン)	2007年	BG、Petronas
	Petronas(30%)	第一次拡張: 3Bcm(219万トン)	2010年	N/A
	Petroplus(20%)	第二次拡張: 3Bcm(219万トン)	2012年	N/A
South Hook LNG	QP(70%)	当初計画: 700万トン	2007年	QP、ExxonMobil
	ExxonMobil(30%)	拡張計画: 700万トン	2009年	N/A
Canvey LNG	Centrica、Calor、LNG Japan、大阪ガス	5.4Bcm(400万トン)	2009-2010	N/A
Teesside LNG	ConocoPhillips	N/A	N/A	N/A
Gateway Project	Stag Energy	N/A	2010	N/A

(出所) Ofgem・各社ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

③ 中国

中国では、1990年代からの急速な経済発展に伴い、エネルギー需要が急増しており、現在ではアメリカに次ぐ世界第2位のエネルギー消費国となっている。莫大なエネルギー需要拡大によって、IEAの見通しでは、一次エネルギーの輸入依存度が2003年に9.6%であったのに対し、2020年には50%に達すると見られている。

また、エネルギー需要は2030年までに現在の倍の規模に達すると見込まれており、特に天然ガスの伸びが著しく、2020年には203.7Bcmに達する見込みである。(図表 3-3-9)

図表 3-3-9 中国における天然ガス需要見通し

	(Bcm)		
	1997	2010	2020
発電用	2.2	35	81.2
化学工業用	8.5	19	32.5
その他産業用	6.8	20	40
家庭用	2.1	22	50
計	19.6	96	203.7

(出典) Developing China's Natural Gas Market, IEA

これに対し、国家経済貿易委員会 (State Economic & Trade Commission : SETC) は、2001年7月、「産業別第10次5ヶ年計画 (2001~2005年)」で天然ガスの政策目標について、西気東輸プロジェクトおよび広東省 LNG 受入基地を始めとしたパイプラインや LNG 受入基

地等のインフラ整備の加速と、国内天然ガス探鉱の強化を主要政策目標として掲げている。

また、中国の大幅な天然ガス需要の拡大は、国外からの天然ガス輸入が不可欠であり、Gas Strategies によると、2010 年には需要の約 15%が、2020 年には需要の約 70%が、LNG により賄われるとされている。こうした事情を背景に、沿海地域では LNG 受入基地の建設が数多く計画されている。(図表 3-3-10)

一方で、近年の国際市場での LNG 価格高騰により、中国国内の LNG 基地建設の動きも減速しつつあり、今後は「ロシア等、周辺国からの輸入ガスパイプラインの実現性」、「国内ガス田の開発動向」、「現在、一次エネルギー供給の 70%以上を占める石炭利用の方向性」等の状況にあわせて現実的な LNG 基地建設が進められるものと推察される。

図表 3-3-10 中国の LNG 受入基地建設計画

建設地	完成予定	受入能力 (万トン/年)	事業主体	供給源	現況
広東省深圳 Guangdong, Shenzhen	2006年	370→670	CNOOC(33%)、BP(30%)、 その他(37%)	オーストラ リアNWS	建設中
福建省莆田 Fujian, Putian	2008年	260→500	CNOOC(60%)、 福建中閩公司(40%)	インドネシ アTangguh	建設中
山東省青島 Shandong, Qingdao	2008年	300→500	SINOPEC、華能集団	未定	仮承認済
上海 Shanghai	2008年	300→600	CNOOC(49%)、 Shenergy(51%)	未定	仮承認済
浙江省寧波 Zhejiang, Ningbo	2009年	300(→600)	CNOOC(51%)、 浙江能源集団公司(29%)、 寧波電力公司(20%)	オーストラ リア Gorgon?	承認済
江蘇省如東 Jiangsu, Rudong	2008年	350→600	PetroChina、江蘇国信集 団、シンガポールRGM	未定	仮承認済
遼寧省大連 Liaoning, Dalian	2008年	200→400	PetroChina、江蘇国信集 大連港集団有限公司	未定	
河北省唐山 Hebei, Tangshan	2010年	600	PetroChina(51%)、 北京控股集团有限公司	未定	承認済
天津 Tianjin	2010年	300	河北省建設投資公司(20%)	未定	FS済
海南省海口 Hainan, Haikou	2012年	200	CNOOC、海南省	未定	
広東省汕頭 Guangdong, Swatou	2010年	250	CNOOC	未定	
広東省珠海 Guangdong, Zuhai	2010年	300	CNOOC	未定	
広西壮族自治区 Guangxi,	2010年	300	PetroChina	未定	
香港 Hong Kong	2011年	300	CLP(中華電力有限公司)	未定	
遼寧省營口 Liaoning, Yingkou	未定	300	CNOOC	未定	
江蘇省濱海 Jiangsu, Binhai	未定	300	CNOOC	未定	

(注) 現況欄の承認済とは国家發展改革委員会の承認済であることを示す。

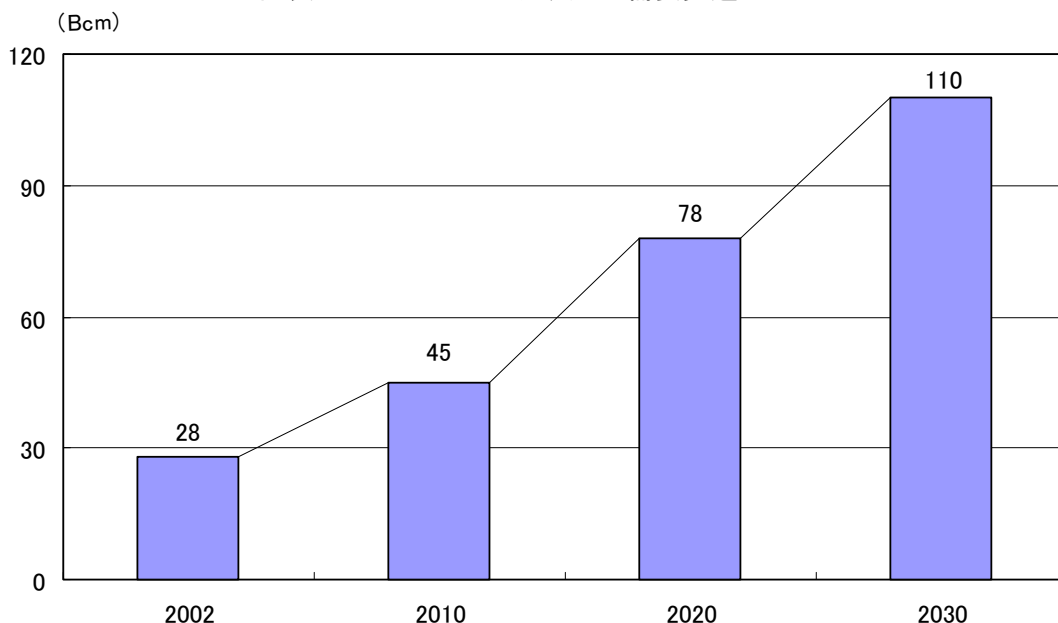
(出所) 竹原美佳、日本エネルギー学会誌、85、91-98(2006)など

④ インド

インドにおける天然ガス需要は、これまで全て自国産の天然ガスを化学肥料工場等で利用しており、一次エネルギー供給に占める割合も石炭 33.2%、石油 22.4%に比べ、天然ガス 4.2%（2003 年）と限られた利用形態であった。

今後、経済成長にあわせエネルギー需要は、2002～2007 年の平均 4.5%の伸率で成長し、2007～2012 年では平均 5.3%の伸率で成長するとされている（政府の 5 ヶ年計画）。なかでも、エネルギー源の多様化、環境問題の改善等のため、天然ガス需要は発電用を中心に急増しており、国内生産では需要を賄えず、供給不足が深刻な状況となっている。（図表 3-3-11）

図表 3-3-11 インドの天然ガス需要見通し



（出所）World Energy Outlook 2004、IEA

こうした供給不足を解消するため、インド政府は、国内での天然ガス田の開発プロジェクトや、海外からの天然ガスの輸入プロジェクトを進めており、LNG 受入基地として 2004 年に Dahej 基地が、2005 年には Hazira 基地が運開した。その他、数多くの LNG 受入基地プロジェクトが計画されているが、実現可能性が比較的高いのは図表 3-3-12 に示す Dabhol、Kochi、Ennore、Mangalore の 4 プロジェクトである。

一方、インドでは、政府統制として国産ガスを低価格に設定しており、近年の国際的な LNG 価格の高騰で、発電事業者や肥料工場等の産業用需要家は輸入価格に準じたガスの購

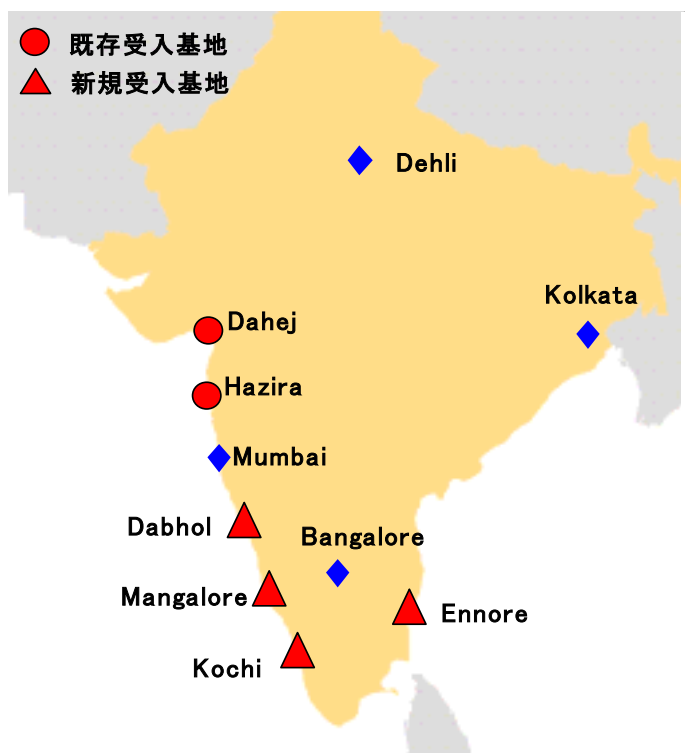
入ができず、2004 年に稼働した Hazira 基地²⁴では非常に低い稼働率となっている。

図表 3-3-12 インドの LNG 受入基地計画

基地名	州名	出資者	受入能力 (万トン/年)	運開年
Dahej	Gujarat	Petronet	500	2004
Hazira	Gujarat	Shell, Total	250	2005
Dabhol	Maharashtra	Petronet, NTPC, Gail	500	2006
Kochi	Kerala	Petronet	250	2009
Ennore	Tamil Nadu	IOC, Petronas	500	N.A.
Mangalore	Karnataka	HPCL, Petronet, MRPL	250	N.A.

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図表 3-3-13 インドの LNG 受入基地計画の位置



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

また、イラン、トルクメニスタン、ミャンマーからの輸入ガスパイプライン建設計画も検討されている。パキスタン等、パイプラインが通過する周辺諸国との政治問題もあり、見通しは不透明であるが、これらのパイプライン建設計画の進捗次第では、将来の LNG 需

²⁴ 特定の上流プロジェクトと長期契約を締結せず、Shell や Total が権益を保有する液化基地からのスポットや短期契約による LNG 調達を行ってきた。

要に大きな影響を及ぼす可能性がある。

⑤ 新興LNG市場の拡大が事業者にもたらす影響

新興LNG市場が拡大することは需給バランスをタイトにする要因になるであろう。また、これらの市場はLNGインフラが不足していることから基地開発の必要性が生じる。特に上流事業者にとっては、下流進出等の新しいビジネスモデルを模索する契機となっていると思われる。

第 4 章 LNG チェーンにおける事業者の変化とその影響

要旨

3 章で述べた要因により、LNG チェーンにおける伝統的な事業者の役割分担に変化がもたらされている。これまで天然ガスの開発・生産といった上流部門を担当していた国際石油会社、産ガス国の国営石油会社等の事業者は、今後拡大が見込まれる LNG 市場へのアクセスを確保すべく、特に北米や欧州を中心に、LNG 受入基地の建設に参画したり LNG 受入基地の使用権（キャパシティ）を確保したりする等して、LNG チェーンの下流に積極的に進出するようになっている。

一方で、電力・ガス事業者等の下流事業者も、情報やノウハウの取得、調達コストの削減、新たな収益源の確保等の目的で、天然ガス田の権益を取得したり、LNG プロジェクトに参画したりする等して、LNG チェーンの上流に進出するようになっている。

こうした動きの他にも、中国やインドの国営石油会社が供給セキュリティの確保のため、天然ガス田の権益を取得したり、LNG プロジェクトに参画したりしている他、下流事業者が他国で下流事業を展開したり、これまで LNG チェーンに関わっていなかった石油・化学・金融等の企業や全く新たなベンチャー企業が新たに LNG チェーンに進出したりしている。

以上のような、LNG チェーンにおける多様な事業者の変化の結果、LNG フローや LNG 取引が多様化して、LNG 市場のグローバル化が進展し、また、LNG チェーンの各分野でプレーヤーが増加することから競争が激化すると予想される。

本章では、現在起きている LNG チェーンにおける事業者の変化を、大きく (1) 上流事業者の中下流進出、(2) 下流事業者の他国での下流進出、(3) 下流事業者の上中流進出、(4) 国営石油会社の上流進出、(5) その他の変化、の 5 つに分類して、代表的な事例を見るとともに、最後に、そうした事業者の変化による影響を考察することとする。

(1) 上流事業者の中下流進出

LNG チェーンにおいて、これまで天然ガスの開発・生産といった上流部門を担当していた国際石油会社、産ガス国の国営石油会社等の事業者は、近年、自社船を保有し、あるいは、LNG 受入基地の建設に参画したり LNG 受入基地の使用権（キャパシティ）を確保したりする等して、LNG チェーンの中流や下流に積極的に進出するようになっている。

① 事例

図表 4-1-1 は、上流事業者による中下流進出の主な事例をまとめたものである。

図表 4-1-1 上流事業者の中下流進出事例

国際石油会社	ExxonMobil	イギリス	Milford Haven・South Hook LNG 受入基地建設 (30%出資)
		ベルギー	Zeebrugge LNG 受入基地の使用権取得 (2007 年～20 年間:329 万トン/年)
		イタリア	Isola di Porto Lavente (Rovigo) LNG プロジェクトに出資 (45%)
		アメリカ	Vista del Sol LNG 受入基地建設 Golden Pass LNG 受入基地建設、全使用権取得 (767 万トン/年)
	Shell	ベルギー	Zeebrugge LNG プロジェクトに出資 (1%)
		イタリア	Syracuse LNG 受入基地建設
		アメリカ	Cove Point LNG 受入基地の使用権取得 (256 万トン/年)
			Elba Island LNG 受入基地 (拡張分) の使用権取得 (2006 年～30 年間:415 万トン/年)
			Gulf Landing LNG 洋上受入基地建設
		メキシコ	Costa Azul LNG 受入基地建設、使用権取得 (383 万トン/年)
			Altamira LNG プロジェクトに出資 (50%)
		インド	Hazira LNG 受入基地建設 (54%出資)
	LNG 船	Brunei Shell Tankers (JV)を通じて LNG 船 8 隻保有 LNG 船 6 隻保有	

(次頁に続く)

図表 4-1-1 上流事業者の中下流進出事例(続き)

国際石油会社	BP	イギリス	Isle of Grain LNG 受入基地(第1フェーズ)の使用権取得(2005年~20年間:330万トン/年)
		スペイン	Bilbao LNG プロジェクトに出資(25%)
		イタリア	Rosignano LNG 受入基地建設
		アメリカ	Cove Point LNG 受入基地の使用権取得(256万トン/年)
		中国	広東 LNG プロジェクトに出資(30%)
		LNG 船	LNG 船 3 隻保有、4 隻保有予定
	Total	フランス	Fos Cavou LNG プロジェクトに出資(30%)
		アメリカ	Sabine LNG 受入基地の使用権取得(767万トン/年)
		メキシコ	Altamira LNG プロジェクトに出資(25%)
		インド	Hazira LNG プロジェクトに出資(26%)
	Chevron	アメリカ	Port Perican LNG 洋上受入基地建設 Sabine LNG 受入基地の使用権取得(767万トン/年)
		メキシコ	GNL Mar Adentro LNG 洋上受入基地建設
		LNG 船	LNG 船 2 隻保有予定
	ENI	アメリカ	Cameron LNG 受入基地の使用権取得(306~460万トン/年)
	Repsol YPF	スペイン	Bilbao LNG プロジェクトに出資(25%)
		カナダ	St. John LNG 受入基地建設、全使用権取得(767万トン/年)
	ConocoPhillips	イギリス	Teesside LNG 受入基地建設
		オランダ	Eemshaven LNG 受入基地建設
		アメリカ	Freeport LNG Development (JV)を通じて Freeport LNG 受入基地建設、使用権取得(767万トン/年) Long Beach LNG 受入基地建設計画
	BG	イギリス	Milford Haven・Dragon LNG 受入基地建設(50%出資)、使用権取得(219万トン/年)
		イタリア	Brindisi LNG 受入基地建設
		アメリカ	Elba Island LNG 受入基地の全使用権取得(2004年~20年間:521万トン/年) Lake Charles LNG 受入基地の全使用権取得(1,380万トン/年)
		LNG 船	LNG 船 3 隻保有、7 隻保有予定
	Marathon Oil	アメリカ	Elba Island LNG 受入基地の使用権取得(2002年~17年間:122万トン/年)
		LNG 船	LNG 船 2 隻保有
Amerada Hess	アメリカ	Hess LNG (JV)を通じて Fall River LNG 受入基地建設	
新日本石油	日本	水島 LNG プロジェクトに出資(50%)	

(次頁に続く)

図表 4-1-1 上流事業者の中下流進出事例(続き)

国 営 石 油 会 社	Qatar Petroleum	イギリス	Milford Haven・South Hook LNG 受入基地建設 (70%出資)
		ベルギー	Zeebrugge LNG 受入基地の使用権取得 (2007 年～20 年間:329 万トン/年)
		イタリア	Isola di Porto Lavente (Rovigo) LNG プロジェクトに出 資(45%)
	Oman Oil	スペイン	Infraestructuras de Gas (JV)を通じて Sagunto LNG プ ロジェクトに出資 (Infraestructuras de Gas のシェア:50%)
	Petronas	イギリス	Milford Haven・Dragon LNG 受入基地建設(30%出 資)、使用権取得(219 万トン/年)
		インドネシア	西 Java LNG 受入基地建設の F/S 実施
		LNG 船	Malaysia International Shipping Corporation (MISC) を通じて LNG 船 20 隻保有、9 隻保有予定
	Sonatrach	イギリス	Isle of Grain LNG 受入基地(第 1 フェーズおよび第 2 フェーズの使用権取得(第 1 フェーズ:2005 年～20 年 間:330 万トン/年)
		スペイン	Reganosa (El Ferrol) LNG プロジェクトに出資(10%)
		アメリカ	Ingleside LNG 受入基地の使用権取得 (383 万トン/年)
		LNG 船	Hyproc(子会社)を通じて LNG 船 6 隻保有、2 隻保有 予定
	Statoil	アメリカ	Cove Point LNG 受入基地の使用権取得(256 万トン/ 年、さらに拡張分:2008 年～613 万トン/年)
LNG 船		LNG 船 2 隻共同保有予定	
商 社	三菱商事	アメリカ	MC Global Gas(子会社)を通じて Freeport LNG 受入 基地の使用権取得 (2009 年～17 年間:115 万トン/年) Long Beach LNG 受入基地建設計画
		オマーン	Qalhat LNG と LNG 購入契約を締結 (2006 年～15 年間:80 万トン/年)
		LNG 船	Brunei Shell Tankers (JV)を通じて LNG 船 8 隻保有 Oman Shipping Company (JV)を通じて LNG 船 4 隻保 有、2 隻保有予定
	三井物産	メキシコ	Altamira LNG プロジェクトに出資(25%)
		ブラジル	配給会社 Gaspart に出資(100%)
		マレーシア	TokyoGas-Mitsui & Co Holdings (JV)を通じて Gas Malaysia に出資 (TokyoGas-Mitsui & Co Holdings のシェア:25%)
		LNG 船	Statoil と LNG 船 2 隻共同保有予定

(次頁に続く)

図表 4-1-1 上流事業者の中下流進出事例(続き)

商 社	伊藤忠商事	インドネシア	東 Java LNG 受入基地建設の F/S 実施
		オマーン	Oman LNG と LNG 購入契約を締結 (2006 年～20 年間:70 万トン/年)
			Oman Shipping Company (JV)を通じて LNG 船 4 隻保 有、2 隻保有予定
		Algeria Nippon Gas Transport (JV)を通じて LNG 船 1 隻保有、2 隻保有予定	
	住友商事 双日	イギリス	LNG Japan (JV)を通じて Canvey LNG プロジェクトに 出資

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

A. 国際石油会社

i. ExxonMobil

カタールでは、今後飛躍的な天然ガス生産量の増大が見込まれており、液化基地の建設計画が相次いでいる(図表 4-1-2)。ExxonMobil は、1997 年当初より、Qatargas プロジェクトや、RasGas プロジェクトを推進してきたが、現在計画されている Qatargas II、Qatargas 3、Qatargas 4、RasGas 3 といったプロジェクトでは、欧米向けの供給を視野に、1 トレインあたり 780 万トン/年という世界最大級の液化トレイン 2 基が建設されることになっている。

図表 4-1-2 カタールの液化設備

プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	生産開始 (年)	出資者	主な仕向地
Qatargas (Train 1-3)	970	1997	Qatargas (Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total, 丸紅, 三井物産)	日本、スペイン
RasGas (Train 1, 2)	660	1999	Ras Laffan LNG Company Limited (Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, 伊藤忠商事, LNG Japan)	韓国
RasGas II (Train 3)	470	2004	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	インド
RasGas II (Train 4)	470	2005	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	欧州
RasGas II (Train 5)	470	2007年 第1四半期	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	イタリア、ベルギー
RasGas 3 (Train 6)	780	2008年 第4四半期	Ras Laffan LNG Company Limited 3 (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	アメリカ
RasGas 3 (Train 7)	780	2009年 第4四半期	Ras Laffan LNG Company Limited 3 (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	アメリカ
Qatargas II (Train 1, 2)	1,560	2007~2008年 冬季	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total	イギリス、フランス、 アメリカ
Qatargas 3	780	2009~2010年 冬季	Qatar Petroleum, ConocoPhillips, 三井物産	アメリカ
Qatargas 4	780	2010年	Qatar Petroleum, Shell	欧米

(出所) Qatargas ホームページ、RasGas ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

ExxonMobil は、例えば Qatargas II プロジェクトの供給先として、イギリスの西部ウェールズ地方に位置する Milford Haven において、カタールの国営石油会社である Qatar Petroleum と共同で (出資比率は、ExxonMobil が 30%、Qatar Petroleum が 70%)、South Hook LNG 受入基地を建設している。South Hook LNG 受入基地は、2007 年完成の第 1 フェーズで 700 万トン/年、2009 年完成の第 2 フェーズで 700 万トン/年、合計 1,400 万トン/年の受入能力が計画されており、第 2 フェーズまで完成した折には、欧州でも最大規模の受入基地となる見込みとなっている。

さらに、ExxonMobil は、Qatargas II プロジェクトの輸送に関しても、Q-max、Q-flex

と称される 20 万 m³ 超級の大型船を建造して備船することを計画している。

このように、ExxonMobil は、世界第 2 位の確認埋蔵量（2005 年初時点で 25,783Bcm）を誇るカタールの豊富な資源を背景に、液化基地—輸送船—受入基地という LNG チェーン全体を通じて、規模の経済を追求し、大規模化によるコストの低減を図っており²⁵、今後の天然ガス市場で競争優位な地位を築く戦略を採っている。

ii. Shell

Shell は、世界最大の LNG 上流事業者であり、ブルネイ、オーストラリア、オマーン、ナイジェリア、ロシア等々、世界各地で広範に上流事業を展開している。液化装置と再気化装置とは、技術的に共通する要素も多いことから、Shell は、上流事業での豊富な経験を基に、LNG 受入基地の建設を始めとする下流事業への進出にも積極的である。特に北米では、既存 LNG 受入基地に関して、Cove Point LNG 受入基地の使用権の 1/3、Elba Island LNG 受入基地の能力増強分の使用権を、それぞれ確保しており、また、新規 LNG 受入基地としては、メキシコの西海岸で 2007 年の稼働開始を目指して Costa Azur LNG 受入基地（受入能力は 537 万トン/年）、メキシコの東海岸で 2006 年の稼働開始を目指して Altamira LNG 受入基地（受入能力は 767 万トン/年）を、それぞれ建設中である他、ルイジアナ州でも Gulf Landing と称される洋上 LNG 受入基地の建設計画を持っている。

また、Shell は、インドの西海岸 Gujarat 州に、受入能力 250 万トン/年の Hazira LNG 受入基地を建設した。Shell は、新たな事業展開として、トレーディング事業を試行しており、オーストラリアの NWS プロジェクトについて、販売先を確定しないまま、2004 年から 5 年間にわたり最大 370 万トン/年の LNG を購入する契約を締結している。Hazira LNG プロジェクトは、このトレーディング事業戦略に沿って、Shell が権益を有する上流プロジェクトからスポット契約や短期契約による LNG 調達を行う方針が採られており、Hazira LNG 受入基地への初カーゴは、オーストラリアから入着した。しかし、この LNG 調達方針は、需給逼迫に伴うスポット価格の高騰により、インド市場で受容可能な価格での調達が困難にしており、Hazira LNG 受入基地で受け入れたカーゴは、2005 年 4 月の稼働開始以来 4 カーゴにとどまっている。

Shell は、世界各地で、上流事業から下流事業まで LNG チェーンの全体にわたって幅広く関与することにより、LNG 事業の最適化を図っている。Shell に特徴的な事業展開としては、1 つには上に述べたトレーディング事業の試みがあり、また 1 つには、自らが権益を有する上流プロジェクトでの Wedge Volume（稼働初期に、長期契約で必要な分量以上を超えて生産された分量）の LNG を自らが購入し、自身が関与する下流プロジェクトを通じて販売する手法を採っていることが挙げられる。後者の具体例として、ロシアの Sakhalin II

²⁵ ExxonMobil (2004 Financial & Operating Review) によれば、液化トレインの大型化により単位あたりの液化コストを 15~20%、輸送船の大型化により単位あたりの輸送コストを 10~15%、それぞれ削減できる見通しである。

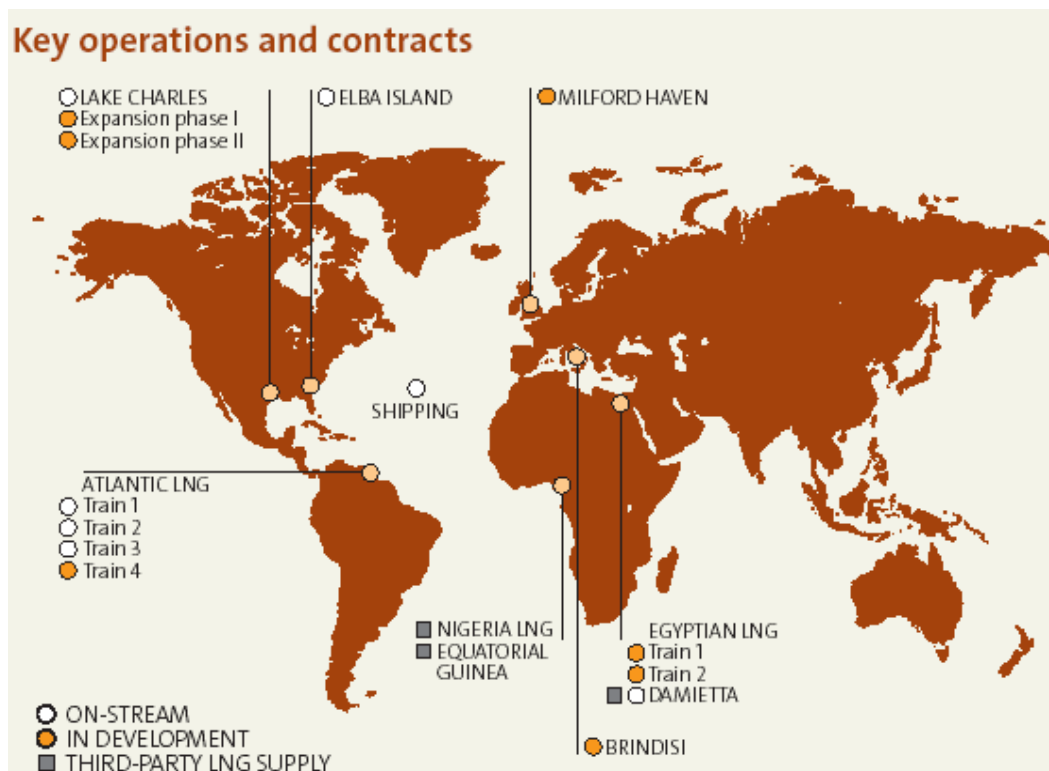
プロジェクトについて、2008 年の供給開始から当初の 3 年間に Wedge Volume がメキシコの Costa Azur LNG 受入基地に供給されるといった事例がある。

iii. BG

BG は、イギリスの国営会社であった British Gas Corporation の上流事業部門が、民営化やアンバンドリング（機能別分割）を経て、2000 年に成立したものである。BG は、事業会社化を機会に、積極的な国際展開を図っており、自身を「Integrated Gas Major」と位置づけて、ガス事業に特化した準メジャー企業を指向している。さらに、BG は、メジャー企業と言いつつも、世界広範にわたって活動するのではなく、大西洋市場に事業集中するという明確な経営戦略を採っており、例えば、インドネシアに保有していた Tangguh ガス田の権益は、2003 年に売却した。

大西洋市場における「Integrated Gas Major」を実現すべく、BG は、イギリスで、Petronas と共同で、Milford Haven に Dragon LNG 受入基地を建設しているのを始めとして、イタリア、アメリカの 3 ヶ国で、LNG 受入基地の建設や使用権の獲得を行っている（図表 4-1-3）。

図表 4-1-3 BG の LNG 事業展開



(出所) BG ホームページ(http://www.bg-group.com/about/grp_lng_statistics.htm)

とりわけ、アメリカにおいては、現在稼働中の 5 つの LNG 受入基地のうち、ジョージア州の Elba Island LNG 受入基地とルイジアナ州の Lake Charles LNG 受入基地の 2 つの LNG

受入基地の使用権全量を確保している。アメリカ・エネルギー省 (Department Of Energy : DOE) によると²⁶、2004 年におけるアメリカ全体の LNG 輸入量 652Bcf (18.3Bcm=1,369 万トン) のうち、BG が輸入した LNG は、その 41.2%にあたる 270Bcf (7.56Bcm=567 万トン) にも及び、アメリカの LNG 市場における BG の存在感は際立っている。

BG は、欧米におけるこれらの LNG 受入基地に対して、自身が関与しているトリニダード・トバゴの Atlantic LNG プロジェクトや、エジプトの ELNG (Egyptian LNG) プロジェクトから、LNG の供給を行っており、特にエジプトの ELNG プロジェクトについては、第 2 トレイン (液化能力は 360 万トン/年) で生産される LNG の全量を BG が引き取るようになって

いる。また、輸送に関しても、現在 3 隻の LNG 船を保有している他、今後の LNG 市場の拡大を睨み、さらに 7 隻もの LNG 船を建造中または発注済である。

以上のように、BG は、ガス事業に特化した準メジャー企業として、北米＝中米、欧州＝アフリカのそれぞれに、液化基地と受入基地を有しており、液化基地－輸送船－受入基地という LNG チェーン全体に関与することにより、大西洋市場において、統合的かつ効率的な LNG 事業を行える体制を整えている。

B. 国営石油会社

i. Qatar Petroleum

カタールは、石油・天然ガス産業が経済の根幹を成しており、石油・天然ガス産業の育成が自国の経済発展に貢献することから、石油・天然ガスの開発・生産プロジェクトについては、技術力・資金力に優れた国際石油会社をパートナーとして推進しており、このために必要な投資環境の整備にも力を入れている。カタールの国営石油会社である Qatar Petroleum は、ExxonMobil・ConocoPhillips・Shell 等の国際石油会社をパートナーに LNG プロジェクトを進めており、4. (1). ①. A. i で見たように、このうち ExxonMobil とは、カタールでの LNG プロジェクトのみならず、イギリスに LNG 受入基地 (South Hook LNG 受入基地) を建設している他、大型 LNG 船の建造も行っている。

このように、Qatar Petroleum は、強力なパートナーの協力の下で、上流事業から下流事業までの LNG チェーン全体に関与することにより、利益の最大化と自国の LNG シェアの拡大を図っている。

ii. Petronas

マレーシアの国営石油会社である Petronas は、これまで、自国での石油・天然ガスの開発・生産を中心に事業を推進してきたが、石油資源量が低下傾向にあることもあり、現在は積極的に海外事業を展開し、国際石油会社のような姿を指向している。可採年数の観点

²⁶ DOE ホームページ

(http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/publications/lng_2004.pdf) 参照。

から見ると石油より資源は豊富に存在しているが、天然ガス部門についても、海外事業に積極的である。

具体的には、エジプトで、ELNG プロジェクトへの出資 (35.5%) やガス田の権益取得をしている他、イギリスの西部ウェールズ地方に位置する Milford Haven では、BG やオランダの石油会社 Petroplus と共同で、Dragon LNG 受入基地を建設している。Petronas の同プロジェクトへの出資比率は 30% で、Dragon LNG 受入基地の能力は、2007 年の完成時に 6Bcm (LNG 換算 438 万トン/年)、2010 年の第 1 次拡張により 9Bcm (LNG 換算 657 万トン/年)、2010 年の第 2 次拡張では、12Bcm (LNG 換算 876 万トン/年) まで達する予定となっている。Petronas は初期受入能力の 50% (3Bcm=LNG 換算 219 万トン/年) の使用权を有しており、この使用权を利用してイギリスの配給・販売会社である Centrica に、3Bcm (LNG 換算 219 万トン/年) の天然ガスを 15 年間供給する。現時点では、Dragon LNG 受入基地向け LNG の供給元は明らかになっていないものの、Petronas が、エジプト等の自国以外での保有資源を販売する可能性が考えられる。

Petronas にとって、イギリスにおける LNG 受入基地の建設は、トレーディング事業への進出であると同時に、大西洋市場への進出の足がかりになるという点で大きな意味を持っている。また、Petronas が、自国以外に上流 (ガス田) 権益を有することについては、自国保有資源の緊急時に融通することも選択肢として考えられることから、セキュリティという観点で、自国の資源調達に資する面を持っている。

C. 商社

i. 三菱商事

三菱商事は、1969 年にアラスカから日本に初めての LNG 輸入を仲介して以来、LNG 事業に深く関わっており、現在も日本で輸入される LNG の約 45% を取り扱っている。

現在、三菱商事は、上流事業に関して、

- a) 低リスクで増量や拡張を目指す既存プロジェクト
(ブルネイ、マレーシア、オーストラリア等)
- b) 早期立ち上げを目指す開発途上のプロジェクト
(ロシア・Sakhalin、インドネシア・Tangguh 等)
- c) 供給拠点確保のための新規開発プロジェクト

の 3 つに区分して事業を展開している。

また、最近では、今後の、市場を跨いだグローバルな LNG 取引の拡大を見据えて、上流事業のみならず、LNG 受入基地の建設や使用权の取得等の下流事業にも乗り出しており、具体的に、アメリカにおいて、ConocoPhillips と共同で、カリフォルニア州の Long Beach に、受入能力 500 万トン/年規模の LNG 受入基地の建設を計画している他、2007 年完成予定のテキサス州 Freeport LNG 受入基地の使用权 0.15Bcfd (115 万トン/年) を確保 (2009 年から 17 年間) している (図 4-1-4)。前者の西海岸 Long Beach LNG 受入基地には、自身

が関与するロシアの Sakhalin II プロジェクトが主な供給ソースになると目されており、また後者のメキシコ湾 Freeport LNG 受入基地にはオマーンからの供給が予定されている。オマーンに関して、三菱商事は、2004 年 7 月、Qalhat LNG と 80 万トン/年の（2006 年から 15 年間）の SPA を締結しており、締結当時は実需をもたない事業者による LNG 売買契約の締結事例として注目を集めた。最終的に、本 SPA に基づく LNG は、2006 年 3 月に発表されたスキームによると、三菱商事と東京電力が共同で販売することになっており、両社の合弁によるセルト社が三菱商事より買い受け、セルト社が需給状況を勘案しながら、三菱商事（アメリカ Freeport LNG 受入基地向け）または東京電力に販売するとされている。

このように、三菱商事は、北米市場へのアクセスを確保すると同時に、日本と北米両市場の需給調整機能を確立させるため、下流事業を展開し、今後のグローバルな LNG 取引の拡大に備えている。

図 4-1-4 三菱商事の LNG 事業展開



(出所)三菱商事ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

② 目的

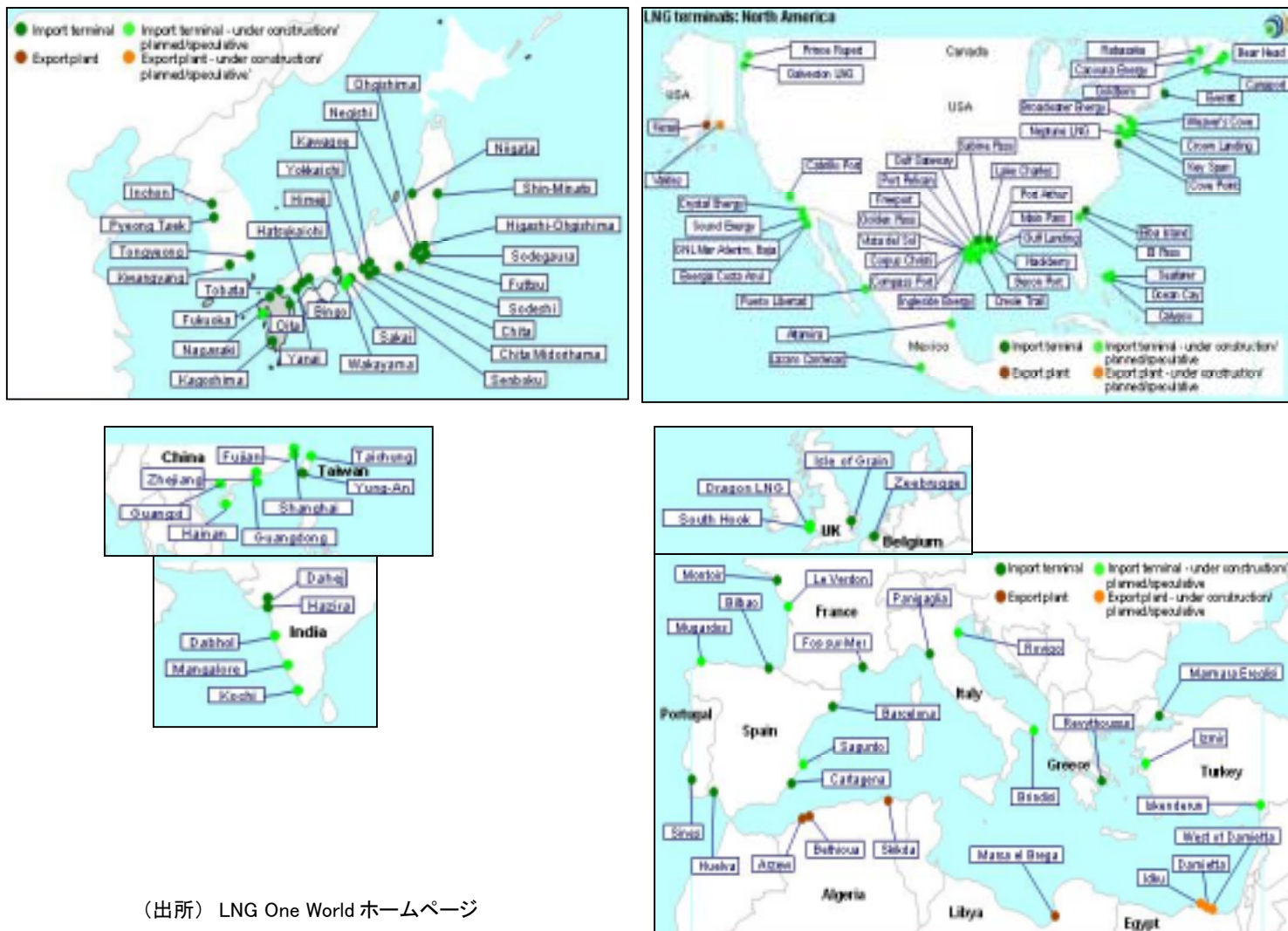
A. 市場へのアクセスの確保

図表 4-1-1 を見ると、下流進出の対象地域が、主に北米および欧州に集中していることが分かる。

LNG 市場は、従来、アジア太平洋地域を中心に発展してきており、2004 年におけるアジア太平洋地域の LNG 需要は、全世界の LNG 需要の 67%を占めていた。ところが、同地域のシェアは、2010 年には 51%~56%、2020 年には 43%~47%にまで低下し、代わって、北米および欧州の LNG 需要が拡大し、これら地域のシェアが拡大すると見込まれている（1 章図表 1-6-1 参照）。

上流事業者は、当然ながら、需要の拡大が期待される北米および欧州を今後の主要市場として捉えている。しかしながら、これまで LNG 市場を牽引してきたアジア太平洋地域には、日本に 27 ヶ所、韓国に 4 ヶ所、台湾に 1 ヶ所、さらに 2004 年から LNG 輸入を開始したインドに 2 ヶ所と、LNG 受入基地も 30 ヶ所以上（受入能力合計は 1 億 170 万トン/年）存在している一方で、北米および欧州では、歴史的にパイプラインガスの取引が中心であったことから、LNG 受入基地は限られており、北米ではアメリカに 5 ヶ所のみ（洋上受入基地を含む。受入能力合計は 3,400 万トン/年）、欧州でも、フランスに 2 ヶ所、スペインに 4 ヶ所の他は、ベルギー・イタリア・ポルトガル・ギリシャ・トルコ・イギリスに各 1 ヶ所ずつ存在する（受入能力合計は 4,500 万トン/年）に過ぎない（図表 4-1-5）。

図表 4-1-5 LNG 受入基地地図(左:アジア太平洋、右:北米および欧州)



今後の需要の拡大が見込まれる北米および欧州では、LNG 受入基地というインフラ面での制約が生じる可能性がある。従って、上流事業者が、開発・生産する天然ガスの将来の

安定的な市場として、これらの地域を確保するためには、LNG 受入基地の建設、建設が計画されている LNG 受入基地の使用権（キャパシティ）の取得を行い、自ら市場へのアクセスを確保する必要があるが生じている。上流事業者による下流進出は、国際石油会社、国営石油会社、商社であるを問わず、需要の拡大が期待される将来の安定的な市場—北米市場あるいは欧州市場—へのアクセスの確保が、まず1つの大きな目的として存在しており、これは、図表 4-1-1 に示した事例の大半に該当する。

B. 保有資産の早期現金化 (monetize)

第2章で見たように、電力・ガス市場の自由化と規制緩和が進展しており、買主は、将来需要が不確実なことから、柔軟性のある契約を指向し、長期の固定的な契約の締結に慎重な傾向が見られるようになってきている。こうした状況下で、売主が、天然ガスの開発・生産プロジェクトを早期に立ち上げ、保有資産の現金化 (monetize) を早めるためには、自らが買主となって、流動性の高い市場に LNG を持ち込むことが有効である。アメリカやイギリスは、特に天然ガス取引が発達して流動性が高く、アメリカ市場やイギリス市場へのアクセス確保のために行われている上流事業者の下流進出には、自ら需要創出に関与して保有資産を早期に現金化するという目的も含まれていると考えられる。

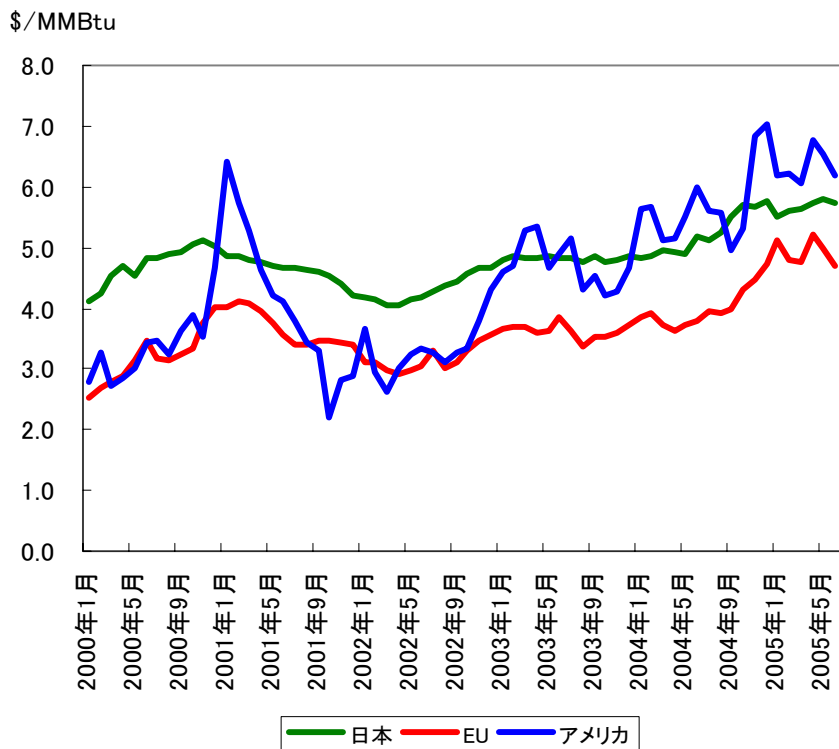
また、事業者により戦略に温度差が見られるが、上流事業者が、受入基地以降、すなわち、配給・販売事業やガス発電事業等の下流事業に進出する事例も見られるようになってきている。例えば、Shell は、アメリカで、Coral Energy (子会社) を通じて、マーケターとして天然ガスや電力の販売を行っている他、欧州でも、Shell Energy Europe (子会社) を通じて、天然ガスや電力の販売を行っている。さらに、BP は、アメリカで、マーケターとして、主に産業用需要家向けに天然ガスや電力の販売を行っている他、Total も、Total Energie Gaz や Total Gas & Power (ともに子会社) を通じる等して、フランス・イギリス・スペイン等の国々において、主に産業用需要家や商業用需要家向けに、天然ガスや電力の販売を行っている。上流事業者による、こうした受入基地以降の下流への進出も、天然ガスを拡販することによって、自ら需要創出に関与し、保有資産を早期に現金化するという目的に沿った事業活動であると言える。

C. 裁定取引可能な体制の構築

図表 4-1-6 は、近年の日本・EU・アメリカの LNG 価格の推移を示したものであるが、従来、日本を含むアジアの LNG 価格が相対的に EU およびアメリカより高いという形で、それほど大きな変動はなかった。しかし、近年は、アメリカの LNG 価格が、日本の LNG 価格を上回って、EU の LNG 価格と乖離するようになってきている他、2001 年の冬や 2005 年の下期²⁷には、事故や災害により一時的に急騰する等の値動きも見られるようになってきている。

²⁷ データ上の制約から、図表 4-1-6 には反映されていない。

図表 4-1-6 LNG 価格の推移



(出所) Energy Price & Taxes, IEA

こうしたことから、今後、北米と欧州の LNG 価格差を利用した裁定取引も活発になると考えられており、図表 4-1-1 から分かるように、ExxonMobil、BP、BG を始めとして、多くの国際石油会社は、北米と欧州の両方で、LNG 受入基地の建設に参画したり LNG 受入基地の使用権 (キャパシティ) を確保したりして、裁定取引が可能な体制の構築を図っている。このように、北米と欧州両市場へのアクセスの確保を図っている上流事業者の下流進出には、将来的な裁定取引の拡大を見据えた体制構築という目的も含まれていると考えられる。

D. 新たな収益源の確保

アジア向けのみならず EU 向けの LNG 売買契約には、従来、LNG の再販を禁ずる仕向地規制条項が含まれていたが、欧州委員会は、仕向地規制条項は競争の創出を阻害するとして、売主に対してその撤廃を要求した。買主の再販を認めれば、本来売主が享受できる利益を買主が不当に得ることになるとして、アルジェリアの Sonatrach は、反対の立場を採っていたが、最終的に、利益配分規定 (Profit-Sharing Provisions) を条件に、仕向地規制条項を撤廃することで合意している。Sonatrach は、仕向地規制条項の撤廃により、上流事業でもたらされていた利益が縮小するとの危機意識から、新たな収益源を確保する必要に迫られており、こうした事情を背景に、下流事業に進出したと思われる。

また、マレーシアの Petronas は、4. (1). ①. B. ii で見たように、自国の石油資源の減衰

化に基づく危機意識から新たな収益源として海外事業を展開しており、天然ガス部門における海外事業展開もこうした流れの中に位置付けられる。

例として、Sonatrach と Petronas の事例を挙げたが、その他の国の場合も含め、国営石油会社のケースでは、背景は各社により異なるものの、新たな収益源を確保する必要性に迫られての下流進出という側面がある。

③ 要因

3 章で、LNG チェーンにおける事業者の変化をもたらすさまざまな要因を考察したが、上流事業者による下流進出について考えてみると、ExxonMobil のイギリス Milford Haven での LNG 受入基地建設、Shell のインド Hazira LNG 受入基地建設、BG のアメリカ Elba Island LNG 受入基地や Lake Charles LNG 受入基地の使用権取得等々、イギリス・インド・アメリカでの事例が豊富に見られることから分かるように、新興 LNG 市場の拡大がその大きな要因となっている。上流事業者は、国際石油会社・国営石油会社・商社のいずれも、拡大する新興 LNG 市場にビジネスの機会を求めており、こうした市場へのアクセスを確保すべく下流進出しているという点は、4. (1). ②. A. で既に述べたところである。

上流事業者の下流進出には、ガス市場の規制緩和が要因となっているケースもある。例えば、フランスにおける Total の Fos Cavou LNG プロジェクトへの出資は、ガス市場の規制緩和によりもたらされた変化の事例として捉えることが出来る。

また、LNG プロジェクトコスト削減を要因とした上流事業者の中下流進出もあり、Shell、BP、Chevron、BP 等の多くの上流事業者が LNG 船を保有、または保有を予定している背景には、LNG 船の建造コストの削減により、中流事業への参入が容易になったという事情もあると考えられる。

(2) 下流事業者の他国での下流進出

上流事業者の下流進出のみならず、下流事業者が、他国で下流事業に進出する事例も、見られるようになってきている。

① 事例

図表 4-2-1 は、下流事業者による他国での下流進出の主な事例をまとめたものである。

図表 4-2-1 下流事業者の他国での下流進出の事例

東京ガス	マレーシア	TokyoGas-Mitsui & Co Holdings (JV)を通じて Gas Malaysia に出資(TokyoGas-Mitsui & Co Holdings のシェア:25%)
大阪ガス	イギリス	LNG Japan (JV)を通じて Canvey LNG プロジェクトに出資
E. ON Ruhrgas	クロアチア	Krk LNG 受入基地建設
Tractebel	アメリカ	Everett LNG 受入基地の全使用权取得(793 万トン/年)
		Cameron LNG 受入基地の使用权取得(383 万トン/年)
	バハマ	Bahamas LNG 受入基地建設
Gaz de France	イギリス	Isle of Grain LNG 受入基地(第 2 フェーズ)の使用权取得(2008 年~20 年間:240 万トン/年)
	インド	Dahej LNG プロジェクト(Petronet LNG)に出資(10%)
		Kochi LNG プロジェクト(Petronet LNG)に出資(10%)
Endesa	イタリア	Offshore LNG Toscana プロジェクトに出資(51%)
Gas Natural	イタリア	Panigaglia LNG 受入基地の使用权取得(16 万トン/年)
		Trieste LNG 受入基地建設
		Taranto LNG 受入基地建設
Sempra Energy	メキシコ	Costa Azul LNG 受入基地建設、使用权取得(383 万トン/年)
	アメリカ	Cameron LNG 受入基地建設
Kogas	中国	中国燃気有限公司(China Gas)に出資(10%)、同社と共同配給会社設立

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

A. Gas Natural

Gas Natural は、スペインのガス事業において中心的な企業であり、2003 年末時点でのスペイン向け天然ガス輸入契約の約 7 割が Gas Natural を輸入者とするものである。

スペインでは、今後 10 年間にわたり、天然ガスの需要が年率 8.3%の割合で伸びるとされているものの、一方で、ガス自由化を促進させるため、2000 年に発効された王令 (Real Decreto) 23 号では、「2003 年以降、いかなるガス供給者も国内販売シェアが 70%を超えないこととする」と定められており、Gas Natural としてスペイン国内における大幅な成長は望めない状況にある。こうしたことから、Gas Natural は、LNG 事業の国際展開を図っており、2004 年、イタリアで稼働中の Panigaglia LNG 受入基地の使用权 0.22Bcm/年 (16 万トン/年) を確保した。また、Panigaglia LNG 受入基地では、僅かな容量しか使用权を確保出来ていないことから、Gas Natural は、独自に LNG 受入基地の建設する計画を持っており、Trieste および Taranto の 2 ヶ所で、それぞれ 8Bcm/年 (584 万トン/年) 規模の LNG 受入基地を建設する旨、イタリア当局に申請している。

② 目的

下流事業者が他国で下流進出する場合においても、その目的は、上流事業者による下流進出の場合と大きくは変わらず、4. (1). ②で挙げた目的に包含されていると考えられる。

A. 市場へのアクセスの確保

図表 4-2-1 を見ると、図表 4-1-1 と同様、事業展開されている国としては、北米や欧州が多く見られるが、一方で、Gaz de France がインドの LNG プロジェクトに出資している等、必ずしも北米と欧州に限られていない。しかし、インドも経済成長に伴う今後の LNG 需要の伸びが期待されている国であり、下流事業者の他国での下流進出の目的の 1 つとして、需要の拡大が期待される市場へのアクセスの確保を挙げることが出来る。

B. 新たな収益源の確保

Gas Natural の事例で見たように、ガス市場の自由化や規制緩和に伴う政策措置や競争の激化により、下流事業者は、新たな収益源を確保する必要性に迫られている。下流事業者は、既に本国での LNG 輸入や販売において、ノウハウや経験を有しており、他国での展開も比較的容易であることから、新たな収益源を確保するため、その一方策として他国での下流事業に進出していると考えられる。

③ 要因

下流事業者の他国での下流進出の場合、ガス市場の規制緩和という要因が大きい。4. (2). ②.B で触れたように、下流事業者は、本国でのガス市場の規制緩和に伴い、新たな収益源を求めて、他国での下流事業に進出しているという事情がある。規制緩和によりスペインでの成長が望めないとして、Gas Natural がイタリアでの LNG 受入基地事業に進出している事例や、フランスでの規制緩和により従来の独占的シェアが崩れるおそれがあることから、Gaz de France がイギリスでの LNG 受入基地事業に進出している事例は、いずれもガス市場の規制緩和が要因となった下流事業者の他国での下流進出のケースである。

また、大阪ガスがイギリス Canvey LNG プロジェクトに出資したり、Tractebel がアメリカ Cameron LNG 受入基地の使用権を取得したり、あるいは Gaz de France がイギリスやインドの LNG プロジェクトに参画する等、イギリス・アメリカ・インドといった新興 LNG 市場での下流事業進出事例も多い。これらのケースでは、当然ながら、新興 LNG 市場の拡大もその要因となっている。

(3) 下流事業者の上中流進出

上流事業者の中下流進出とは逆に、電力・ガス事業者等の下流事業者が、天然ガス田の権益を取得したり、LNG プロジェクトに参画したり、あるいは、自社船を保有したりして、LNG チェーンの上流や中流に進出する事例も見られるようになっている。

① 事例

図表 4-3-1 は、下流事業者による上中流進出の主な事例をまとめたものである。

図表 4-3-1 下流事業者の上中流進出事例

東京電力	オーストラリア	Darwin (Bayu-Undan) LNG プロジェクトに出資 (6.72%)
	LNG 船	LNG 船 2 隻保有、2 隻保有予定
中部電力	オーストラリア	Gorgon ガス田の権益取得[検討中]
関西電力	オーストラリア	Pluto ガス田の権益取得[検討中](5%)
東京ガス	オーストラリア	Darwin (Bayu-Undan) LNG プロジェクトに出資 (3.36%)
		Pluto ガス田の権益取得[検討中](5%)
		Gorgon ガス田の権益取得[検討中]
	LNG 船	東京 LNG タンカー(子会社)を通じて LNG 船 4 隻保有、2 隻保有予定
大阪ガス	ノルウェー	大阪ガスサミットリソース(子会社)を通じて北海油ガス田(出光スノーレプロジェクト)の権益取得 (大阪ガスサミットリソースのシェア: 49.5%)
	インドネシア	ユニバースガスアンドオイル(JV)を通じて Bontang-Sanga-Sanga 鉱区ガス田の権益取得(ユニバースガスアンドオイルのシェア: 4.375%)
	オーストラリア	Greater Sunrise および Evans Shoal ガス田の権益取得(10%)
		Gorgon ガス田の権益取得[検討中]
LNG 船	大阪ガスインターナショナルトランスポート(子会社)を通じて LNG 船 3 隻保有、3 隻保有予定	
広島ガス	LNG 船	Maple LNG Transport(子会社)を通じて LNG 船 1 隻保有
Tractebel	トリニダード・トバゴ	ALNG プロジェクト第 1 トレインに出資(10%)
	LNG 船	LNG 船 1 隻保有
Gaz de France	ノルウェー	Snøhvit LNG プロジェクトに出資(12%)
	エジプト	ELNG プロジェクトおよび ELNG 第 1 トレイン(EI Behera Natural Gas Liquefaction Company)に出資(5%)
	LNG 船	LNG 船 3 隻保有、3 隻保有予定

(次項に続く)

図表 4-3-1 下流事業者の上中流進出事例(続き)

Union Fenosa	オマーン	Union Fenosa Gas(子会社)を通じて Qalhat LNG プロジェクトに出資(Union Fenosa Gas のシェア:7.36%)
	エジプト	Union Fenosa Gas (JV)を通じて SEGAS LNG プロジェクトに出資(Union Fenosa Gas のシェア:80%) Union Fenosa Gas (JV)を通じて SEGAS LNG トレインの使用権取得(300 万トン/年)
Gas Natural	アルジェリア	Gassi Touli ガス田の権益取得(40%)
		Gas Natural Exploration(子会社)を通じて Gassi Touli LNG プロジェクト(Sociedad de Licuefaccion)に出資(Gas Natural Exploration のシェア:32%)
		東部 Gassi Chergui West 214-a/246-a/246-c 鉱区ガス田の権益取得
Kogas	フィリピン	Malampaya ガス田の権益取得(30%)
	ミャンマー	ベンガル湾 A-1 鉱区ガス田の権益取得(10%)
	カタール	Korea RasGas LNG(コンソーシアム)を通じて RasGas LNG プロジェクトに出資(Korea RasGas LNG のシェア:5%)
	オマーン	Korea LNG(コンソーシアム)を通じて Oman LNG プロジェクトに出資(Korea LNG のシェア:5%)
	イエメン	Yemen LNG プロジェクトに出資(6%)

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

A. 東京ガス

東京ガスは、東京電力とともに、オーストラリア・Darwin の北西約 500km、東ティモールの南東約 250km に位置する Bayu-Undan 天然ガス田を開発し、LNG 生産を行う Darwin LNG プロジェクトに参画(権益比率は、東京ガス:3.36%、東京電力:6.72%)している。同プロジェクトで生産される LNG について、東京ガスは 100 万トン/年、東京電力は 200 万トン/年を、それぞれ 2006 年 1 月から 17 年間購入する契約を締結しており、既に、同プロジェクトでの LNG 生産も予定通り開始されている。

また、2005 年 12 月には、同じくオーストラリアの Pluto LNG プロジェクトから 150~175 万トン/年の LNG を購入(契約期間は 2010 年から 15 年間)する旨の HOA を締結し、同時に同プロジェクトの権益 5%を取得することで合意している他、2005 年 10 月には、オーストラリアの Gorgon LNG プロジェクトとの間で、120 万トン/年の LNG 購入(契約期間は 2010 年から 25 年間)の HOA を締結し、同プロジェクトの権益取得を検討中である。

東京ガスは、上流事業に関して、LNG 売買契約とセットにして LNG プロジェクトの権益を取得している他、中流(輸送)事業に関しても、現在、保有している LNG 船 4 隻に加え、2008 年にかけてさらに 2 隻の備船・保有を予定しており、先に発表された「2006~2010 年度グループ中期経営計画」では、2010 年度までに計 7 隻、その後計 9 隻にまで自社備船・保有の船隊を拡大するとしている。このように、上流事業および中流事業を通じて、コス

ト競争力のある LNG 調達を図るとともに、LNG の安定供給を確保し、さらには、トレーディング事業の展開等も視野に入れている。

B. 大阪ガス

東京ガスが、LNG 売買契約とセットにした LNG プロジェクトの権益取得を中心に上流事業を展開しているのに対し、大阪ガスは、さらに多様な上流事業を行っている。大阪ガスでは、上流事業を、次の通り、大きく 3 つのカテゴリーに分類している。

a) カテゴリー1

将来の LNG 調達のコアとなるプロジェクトに開発段階から参画するケースで、プロジェクト全体に関わることにより LNG の安定的な確保を主目的とする。

- 〈例〉 オーストラリアの Greater Sunrise ガス田の権益取得
オーストラリアの Gorgon ガス田の権益取得（検討中案件）

b) カテゴリー2

既存プロジェクトに少数シェアで参画するケースで、プロジェクトの操業・販売等の情報を迅速かつ正確に取得することを目的とする。

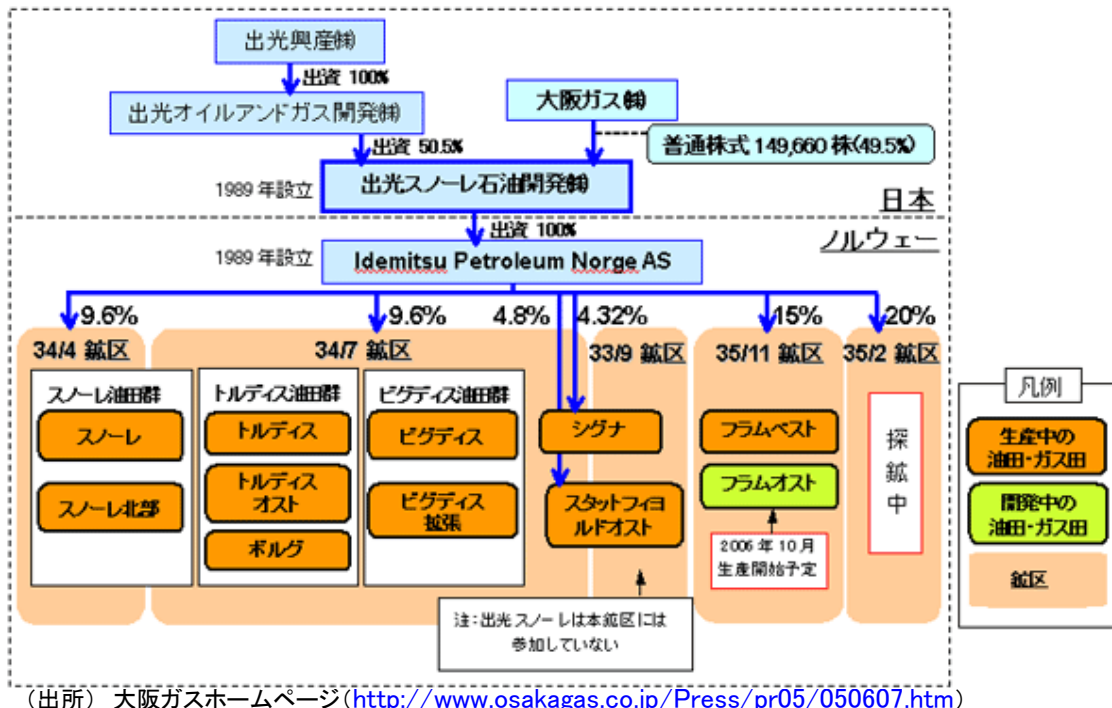
- 〈例〉 インドネシアのユニバースガスアンドオイルへの出資

c) カテゴリー3

生産中や生産直前等で、かつ地政上も問題のない地域でのリスクの低い上流事業（油田・ガス田）に参画するケースで、上流企業との関係の強化、ノウハウや技術的知見の蓄積、原油価格変動のリスクヘッジ、収益拡大等、多数の目的をもつ。

- 〈例〉 ノルウェーの北海で操業中の出光スノーレプロジェクトへの出資

図表 4-3-2 大阪ガスの出光スノーレプロジェクトへの出資概要



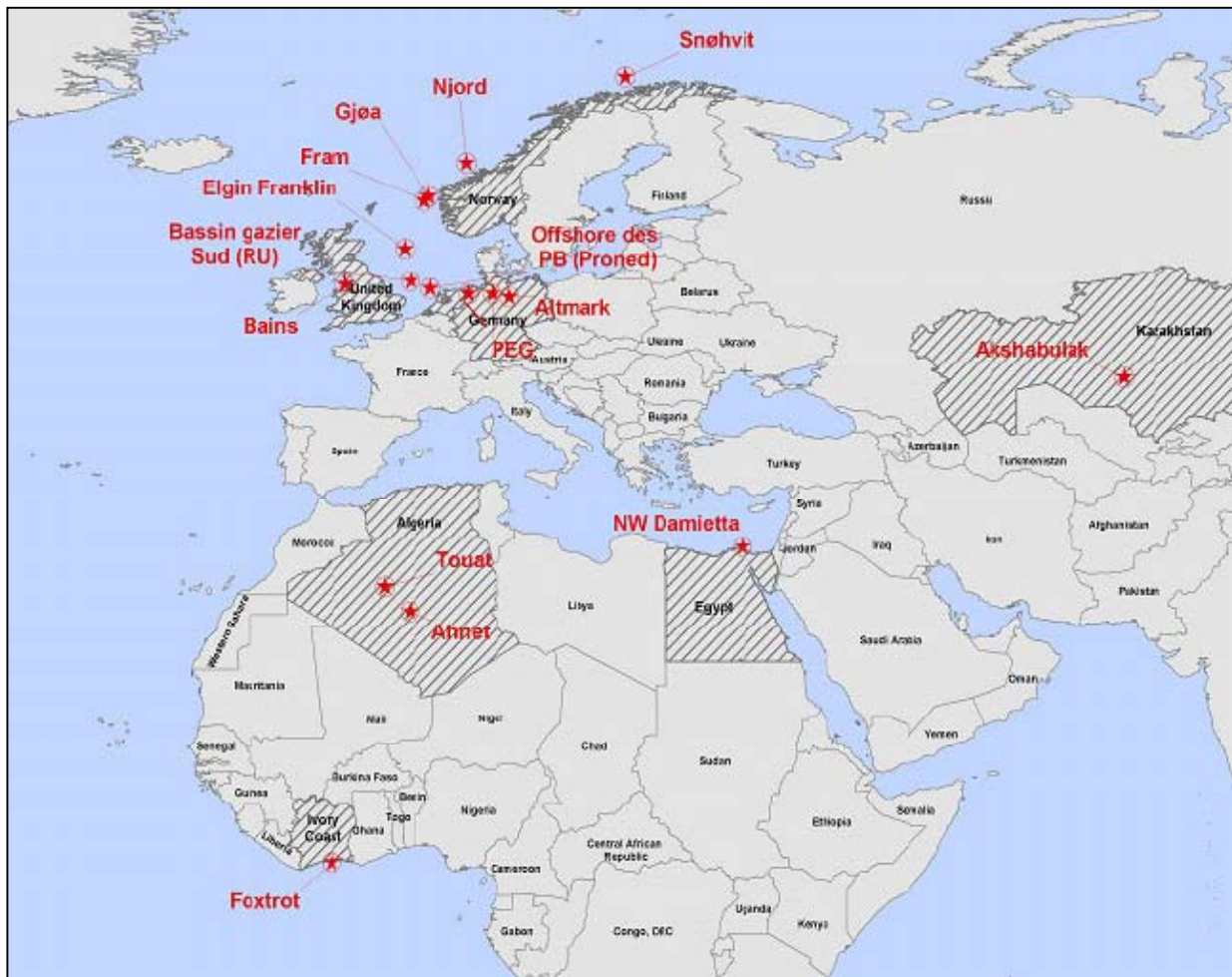
以上のように、大阪ガスは、下流事業との相乗効果を目的とするものから、上流事業単独での収益獲得を目指すものまで、リスクと目的に応じた明確なポートフォリオを持って上流事業に進出している。

C. Gaz de France

Gaz de France は、天然ガスの輸入・輸送・配給・販売を一貫操業する垂直統合型事業者で、長らく販売以外のすべての分野で独占状態を保ってきたが、EU 域内での電力・ガス市場の自由化の進展と規制緩和への対応として、フランス国内にとどまらない、天然ガス田の開発や輸送事業への進出を通じた LNG チェーン全体での垂直統合を指向するようになっている。

天然ガス田の開発に関して、Gaz de France は、イギリス・ノルウェー・アルジェリアといったフランスの近隣諸国にターゲットを絞った堅実な戦略を採っている (図表 4-3-3)。これらの内、エジプトの ELNG プロジェクト (5%を出資) では、2005 年 5 月から第 1 トレイン (液化能力 360 万トン/年) より輸出が開始されており、Gaz de France は第 1 トレインで生産される LNG の全量を引き取ることになっている。こうして、Gaz de France は、自身の上流資産からの LNG 引き取りという、LNG チェーン全体での垂直統合に向けた動きが実現することになった。

図表 4-3-3 Gaz de France の上流事業展開



(出所) Gaz de France Financial Results 2004

(<http://www.gazdefrance.com/EN/public/page.php?iddossier=471>)

② 目的

A. 上流事業情報やノウハウの取得

東京ガスを始め、日本の下流事業者による上流進出の1つの大きな目的として、情報やノウハウの取得が挙げられる。従来、下流事業者にとって、上流事業には不分明な点が多かったが、下流事業者はLNGプロジェクトに出資し、株主となることにより、コスト構造・生産状況・販売状況・余剰カーゴ等の様々な情報を入手することが出来るようになった。また、上流事業に参画することにより、上流事業者の思考や立場を理解することも出来る。他、上流事業の経営ノウハウや技術的な知見を習得したり、上流事業者とのネットワークを構築したりすることも出来、こうしたノウハウや知見の蓄積を通じて、企業としての実力・存在感、さらには発言力を高めて、LNG 調達交渉力の向上に資するといった副次的な効果も期待されている。

B. 調達コストの削減

第2章で見たように、特に日本および欧州では、ガス市場の自由化と規制緩和が進展途上にある。そうした流れの中で、下流事業者はコストダウン圧力を受けるようになっており、コストダウンの1つの方策として、LNGの調達コスト削減も必須となってきている。下流事業者にとって、上流事業はもちろんのこと、中流事業も ex-ship 契約により、コスト構造が不透明であった。このような不透明なコスト構造を理解し、ひいては調達コストの削減に繋げようという目的の下で、一部の下流事業者は、LNG プロジェクトに参画したり、あるいは自社船を保有して FOB 契約に切り替えたりしている。

ただし、自社船を保有した場合には、一定の高い稼働率を維持する必要性が生じてくるため、稼働率の如何によっては、調達コストの削減効果は減殺されるという課題がある。また、日本エネルギー経済研究所が各事業者に行ったヒアリングでは、コスト構造を把握することと安く調達することとは別問題であるとの意見も得られており、上流進出による調達コストの削減効果については、評価が難しいところである。

C. 新たな収益源の確保

ガス市場の自由化と規制緩和は、下流事業の競争を促進しており、競争の結果、既存の下流事業者は、料金の値下げを余儀なくされたり、新規事業者にシェアを奪われたりして、下流事業での収益性が落ちていることも多い。また、地域によっては、大きな経済成長や人口増が見込めない中で、市場がある程度飽和状態に達している場合もある。こうした状況を背景に、下流事業者によっては、競争によって減少する収益を補い、新たな成長分野を自らの事業ポートフォリオに組み入れるため、LNG チェーンの上流事業や中流事業に進出する必要が生じてきた。新たな収益源の確保という目的で上流進出する場合、天然ガス田の権益取得や LNG プロジェクトへの参画は、リターン目的の投資であり純粋なビジネスとしての収益追求という性格が強く、また、新たな収益源の確保という目的で中流進出する場合は、輸入者として単に自社向けの LNG を輸送するにとどまらず、トレーディング事業への参入という形で、新たなビジネス機会が追求されることになる。

ここで、下流事業者の上流進出は、例えば、原油価格あるいは天然ガス価格が高騰した場合には、下流事業において、原料費が高騰し収益が圧迫される一方で、上流事業において、収益がもたらされるという点で、トータルで見れば一種のリスクヘッジとなっている。しかしながら、上流事業での収益は、市況により大きく変動することに加え、事業そのもののリスクも大きく、探鉱・探査に係る高度な技術力や莫大な資金力も必要とされることから、公益事業を営む下流事業者がメジャーシェアを取って主体的に上流事業の事業運営に携わることは難しく、下流事業者が上流事業に参画する場合、そのシェアはマイナーなものにとどまっている。

D. 供給セキュリティの確保

下流事業者による上流進出に関して、情報やノウハウの取得と並ぶ1つの大きな目的として、供給セキュリティの確保を挙げることが出来る。とりわけ、昨今はLNG市場の需給状況にタイト感が強まっている上、インドネシアを始めとしてLNGプロジェクトでトラブルが多発していることもあり、供給セキュリティに対する関心が高まっている。このような背景から、下流事業者は、天然ガス田の権益取得やLNGプロジェクトへの参画により、緊急時に優先してLNGの供給を受けることが出来る等といった、供給セキュリティの確保に資する効果を期待しているところも大きい。

ただし、上流事業者は、本来的に、売主として、高値で資源を販売する使命を負っている一方で、下流事業者は買主として、安価で原料を調達したいとか、緊急時に優先して融通を受けたいといった要望を持っているため、下流事業者による上流進出には、利益相反 (conflict of interest) の問題が生じる。こうした問題が発生した場合、下流事業者は、買主としての立場を重視すると考えられるが、マイナーシェアである下流事業者の意向が尊重され、実際にLNGが優先的に供給されるかどうかは不透明な点が残る。

また、日本エネルギー経済研究所が各事業者に行ったヒアリングにおいても、上流進出による供給セキュリティの確保という点に関しては、必ずしもその効果は認められないという趣旨の、次のような様々な意見が得られており、調達コストの削減効果の場合と同様に、その評価は極めて難しい。

図表 4-3-4 上流進出による供給セキュリティの確保について(事業者意見)

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">○上流権益の確保が、直接的に供給セキュリティの確保に資するとは思われない。○供給セキュリティを向上させるか否かは、上流事業への参画の仕方による。マイナーシェアの参画では、供給セキュリティは向上しない。○LNG プロジェクトに51%以上出資し、かつ天然ガス田の権益も取得しなければ、供給セキュリティの確保という目的は達し得ない。○インドネシアで治安悪化による操業停止が起こった際の事例を考えても、緊急時に供給を受けることが出来るか否かは、出資しているかどうかではなく、売買契約量の大小によって決まる。○資源開発は、当該国の政府の意向に大きく左右される面があり、こうした観点から考えても、上流権益をどれほど確保しようとして、供給セキュリティの向上には寄与しない。 |
|---|

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

E. 新規プロジェクトの立ち上げ支援

電力・ガス市場の自由化と規制緩和により、買主には、長期の固定的な契約の締結に慎重な傾向が見られるようになっており、将来需要が不確実なことから、新規の天然ガス開発・生産プロジェクトの立ち上げが困難になりつつある。こうした状況下で、下流事業者

が、設立投資者 (foundation investor) として天然ガス開発・生産プロジェクトに参画し、資金の拠出にとどまらずに、オペレーター等と緊密な協力関係を構築することの意義は大きく、また、下流事業者が、一定量の LNG の引取りを約してプロジェクトに参画すれば、需要見通しの確度が増すことから、プロジェクトはそれだけ早期に立ち上げることが可能になる。下流事業者にとっても、新規プロジェクトが早期に立ち上げれば、供給源を早期に確保出来るという点でメリットがあり、下流事業者による上流進出には、このような新規プロジェクトの立ち上げ支援という目的が含まれるケースもあると考えられる。

③ 要因

下流事業者の上中流進出の場合も、電力・ガス市場の規制緩和という要因が大きい。下流事業者の他国での下流進出の場合と同様、下流事業者は、ガス市場の規制緩和に伴い、下流事業での収益率が低下している場合が多く、このため、新たな収益源を求めて、上中流事業に進出しているという事情がある。例えば、大阪ガスがノルウェーの油ガス田権益の取得を行ったり、スペインの電力会社である Union Fenosa がエジプトでの LNG プロジェクトに参画している事例は、いずれも電力・ガス市場の規制緩和が要因となった下流事業者の上流進出のケースである。

また、LNG プロジェクトコスト削減を要因とした下流事業者の上中流進出もあり、東京電力、東京ガス、大阪ガス、広島ガス、Gaz de France 等の多くの下流事業者が LNG 船を保有、または保有を予定している背景には、LNG 船の建造コストの低下により、中流事業への参入が容易になったという事情がある。

(4) 国営石油会社の上流進出

同じ上流進出ではあるが、中国やインドといった今後エネルギー需要の大幅な伸びが見込まれている国の国営石油会社によるガス田の権益取得や LNG プロジェクトへの参画は、下流事業者による上流進出とは性格を異にしている。

① 事例

図表 4-4-1 は、国営石油会社による上流進出の主な事例をまとめたものである。

図表 4-4-1 国営石油会社の上流進出事例

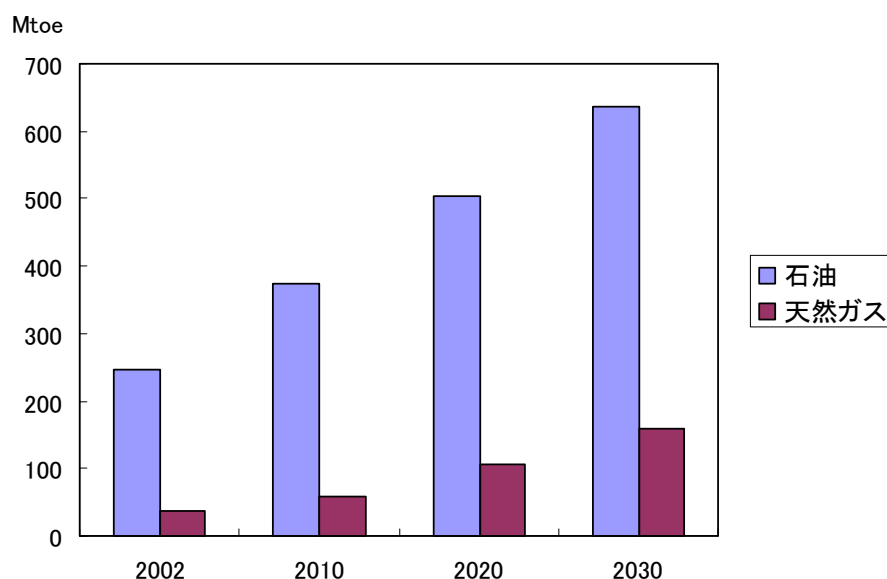
CNOOC	インドネシア	Tangguh・Muturi 鉱区ガス田の権益取得 (64.77%)
		Tangguh・Wiriagar 鉱区ガス田の権益取得 (42.4%)
	オーストラリア	NWS ガス田の権益取得 (5.3%)
		Gorgon ガス田の権益取得[交渉中](12.5%) China LNG に出資 (25%)
SINOPEC	ロシア	Sakhalin 3・Veninsky 鉱区の共同開発会社を設立 [MOU 締結]
	アルジェリア	El Hadjira 416-a/417 鉱区ガス田の権益取得 Guerara 418/419/438-a 鉱区ガス田の権益取得
CNPC	インドネシア	南スマトラ・South Jambi B 鉱区ガス田 (30%) および Jabung 鉱区ガス田 (30%) の権益取得
	アルジェリア	中部 El M' Zaid 438-b 鉱区ガス田の権益取得
ONGC	ロシア	ONGC Videsh (子会社) を通じて Sakhalin 1 プロジェクトに出資 (20%)
	ベトナム	Nam Con Son (LanTay および LanDo) ガス田の権益取得 (45%)
	ミャンマー	ONGC Videsh (子会社) を通じてベンガル湾 A-1/A-3 鉱区ガス田の権益取得 (20%)
	イラン	ONGC Videsh (子会社) を通じて North Pars ガス田の権益取得
GAIL	ミャンマー	ベンガル湾 A-1/A-3 鉱区ガス田の権益取得 (10%)

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

A. 中国

中国のエネルギー需要は旺盛で、石油の需要は 2020 年に現在の 2 倍を超え、天然ガスの需要は 2020 年に現在の約 3 倍に達すると見込まれている (図表 4-4-2)。

図表 4-4-2 中国のエネルギー需要見通し



(出所) World Energy Outlook 2004(IEA)より日本エネルギー経済研究所作成

中国政府はこうしたエネルギー需要の増大見通しを前に危機感を持っており、エネルギー供給源の確保に躍起となっている。中国の3大国有石油会社であるCNPC(China National Petroleum Corporation:中国石油天然気集団公司)、SINOPEC(China Petroleum and Chemical Corporation:中国石油化工総公司)、CNOOC(China National Offshore Oil Corporation:中国海洋石油総公司)は、それぞれ世界各地で油田等の権益取得を進めており、2005年には、CNPCが主にカザフスタンで事業を展開しているカナダ企業のPetrokazakhstanを買収、また、CNOOCも失敗には終わったものの、Chevronとの間でUnocalを対象とした買収合戦を繰り広げる等して、中国による上流資源獲得の動きは一躍世間の耳目を集めることとなった。現在、こうした中国の国有石油会社が進出している地域は、スーダン、ナイジェリア等のアフリカ12ヶ国、イラン等の中東6ヶ国、ベネズエラ等の中南米4ヶ国等々、合計32ヶ国にも及んでいる。

天然ガスについては、石油のケース程に上流進出は進んでいないが、中国政府は、天然ガスに関しても、需要の大幅な伸びが見込まれることから、供給セキュリティの確保を重視しており、現在計画されているLNG輸入事業は、上流権益の確保とセットで行うことを事業者に求めている。この政府方針を受けて、事業推進を行うCNOOC(China National Offshore Oil Corporation:中国海洋石油総公司)は、上流権益の取得を条件としてLNG供給者の選定を行っており、2006年4月に中国初のLNG受入基地として稼働開始予定の広東省深圳LNG受入基地に関しては、オーストラリアのNWSプロジェクトをLNG供給者として選定し、同プロジェクトの天然ガス田の権益5.3%を取得している。また、CNOOCは、2007年末稼働開始予定の福建省LNG受入基地に関しても同様に、インドネシアのTangguh LNG

プロジェクトを LNG 供給者として選定し、同プロジェクトの Muturi 鉞区天然ガス田の 44%、Wiriagar 天然ガス田の 42.4%の権益を取得した。

この他、CNOOC は、2003 年、オーストラリアの Gorgon LNG プロジェクトから LNG の供給を受けるとともに、同プロジェクトの天然ガス田の権益 12.5%を取得することで HOA を締結している。しかし、その後、原油価格の高止まりを受けてアジア向け LNG 価格も上昇していることから、CNOOC が求める水準で価格面の折り合いがつかない。2005 年 10 月以降、Gorgon LNG プロジェクトは、立て続けに東京ガス・中部電力・大阪ガスとの間で LNG 売買に係る HOA を締結しており、日本向けのマーケティングが先行していることから、CNOOC との HOA については先行きが不透明である。

中国はこれまで、低価格の LNG 調達と供給セキュリティ確保のための上流権益取得という 2 つの柱を両立させてきたが、Gorgon LNG プロジェクトの例に見られるように、昨今の市況の変化により、その両立は難しくなっており、従来の上流進出戦略は見直しが迫られている。

B. インド

中国を上回る人口増加が見込まれる²⁸インドでも、将来のエネルギー需要の大幅な伸びは必至となっており、中国同様、インド政府もエネルギー供給源の確保に積極的である。しかしながら、インドでは、一党独裁の中国と異なり、民主主義政体が採られていることから、エネルギー政策についても強権的に進められることはなく、また、補助金その他の政策的なバックアップも乏しいことから、エネルギー源の確保に関して、中国程の成功を収めていない。ただし、天然ガスに関しては、中国でも上流進出の歴史が浅く実績も少ないため、中国とインドとで事例件数に大きな差は現れていない。

具体的に、インドの天然ガスにおける上流権益確保について見てみると、国営石油ガス会社である ONGC (Oil and Natural Gas Corporation : インド石油・天然ガス公社) が、子会社 ONGC Videsh を通じて、ロシアの Sakhalin 1 プロジェクトの権益 20%を取得している他、ベトナムやミャンマーの天然ガス田の権益を取得している。現時点では、Sakhalin 1 プロジェクトは、日本や中国をターゲット市場とした、パイプラインによる天然ガス供給プロジェクトであるため、ONGC が、産出される天然ガスをインドで利用する方策についての見通しは現在ない。同様に、ベトナムで保有する天然ガス田の権益の利用方策についても見通しはなく、ミャンマーで保有する天然ガス田の権益についても、現在のところ、インドへの輸送方法は定まっていない。これらは、インド政府の考え方として、上流権益の確保については、第一義的に経済合理性とその収益が重視されており、供給セキュリティの確保のためには、得られた収益で別途エネルギーを購入すれば良いとされていること

²⁸ 国連経済社会局によると、中国の人口は、2005 年 13.2 億人→2010 年 13.5 億人→2020 年 14.2 億人と推移するのに対し、インドの人口は、2005 年 11 億人→2010 年 11.8 億人→2020 年 13.3 億人と推移し、2030 年には中国の人口を上回るとされている[中間ケースの場合]。

(<http://www.un.org/esa/population/unpop.htm>)

によっている。

このように、インドの上流進出も、供給セキュリティの確保が大きな目的ではあるものの、中国の場合と異なり、直接的な供給源を求めているという点で差異がある。

② 目的

中国では今後の戦略について不確かな側面があり、また、中国とインドとでは政策の若干の相違が見られるものの、これらの国々の国営石油会社による上流進出は、自国の将来の飛躍的なエネルギー需要の伸びを見越した供給セキュリティの確保が大きな目的であることは疑義を差し挟まないところである。また、中国やインドでは、供給セキュリティ確保のため、要人が産油国・産ガス国訪問を行う等、政府の資源外交も含めた国ぐるみでの上流事業展開がなされていることも大きな特徴である。

③ 要因

これまでに述べたように、中国やインドは、自国のエネルギー需要の増大を背景として、供給セキュリティ確保のために上流事業に進出しており、これらの国の国営石油会社による上流進出は、新興 LNG 市場の拡大が要因となっている。また、これらの国が上流事業に進出することが可能になったのは、液化プラントにおいて大幅な LNG プロジェクトコストの低減が図られたことも一つの要因であると考えられる。

(5) その他の変化

これまでに見た、上流事業者・下流事業者・国営石油会社等の事例の他、LNG 事業に特化したベンチャー企業や、石油・化学・金融等の企業が、新たなプレーヤーとして LNG チェーンに進出したりする等の例が、生まれてきている。

① 事例

図表 4-5-1 は、その他の変化の主な事例をまとめたものである。

図表 4-5-1 その他の変化の事例

ジャパンエナジー	インドネシア	ジャパンエナジー石油開発(子会社)の出資するユニバーサスガスアンドオイル(JV)を通じて Bontang・Sanga-Sanga 鉱区ガス田の権益取得(ユニバーサスガスアンドオイルのシェア:4.375%)
コスモ石油	日本	堺 LNG プロジェクトに出資(12.5%)
岩谷産業	日本	堺 LNG プロジェクトに出資(12.5%)
Petroplus	イギリス	Milford Haven・Dragon LNG プロジェクトに出資(20%)
	オランダ	Rotterdam LNG 受入基地建設
Irving Oil	カナダ	St. John LNG 受入基地建設
Anadarko Petroleum	カナダ	Point Tupper LNG 受入基地建設
SK	イエメン	Marib Jawf 鉱区ガス田の権益取得(24.5%)
		Yemen LNG プロジェクトに出資(9.5%)
	ペルー	Camisea ガス田の権益取得(30%)
		Peru LNG プロジェクトに出資(30%)
LNG 船	SK Shipping(子会社)を通じて LNG 船 5 隻保有	
Hyundai	イエメン	Yemen LNG プロジェクトに出資(5.6%)
宇部興産	日本	堺 LNG プロジェクトに出資(5%)
Dow Chemical	アメリカ	Texas LNG(子会社)を通じて Freeport LNG 受入基地建設(Texas LNG が 15%出資)、使用権取得(383 万トン/年)
Occidental Energy	アメリカ	Ingleside LNG 受入基地建設
Excelebrate Energy	アメリカ	West Cameron LNG 洋上受入基地建設
Cheniere Energy	アメリカ	Freeport LNG プロジェクトに出資(30%)
		Sabine LNG 受入基地建設、使用権取得(460 万トン/年)
		Corpus Christi LNG 受入基地建設、使用権取得(843 万トン/年)
Poten & Partners	アメリカ	Hess LNG (JV)を通じて Fall River LNG 受入基地建設
スペイン金融機関	スペイン	Reganosa (El Ferrol) LNG プロジェクトに出資(Caixa Galicia:10%、Caixanova:5%、Banco Pastor:5%)
Morgan Stanley Capital	アメリカ	Sabine LNG プロジェクトに関する LNG 調達に参画
Merrill Lynch	アメリカ	Merrill Lynch Commodities(子会社)を通じて Cameron LNG 受入基地の使用権取得(383 万トン/年)

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

A. ベンチャー企業～Cheniere Energy～

アメリカでは、LNG 需要が今後急速に拡大するとの見通しがなされており、LNG 受入基地についても多数の建設計画がある。こうした中、LNG 受入基地の建設と運営のみを行う LNG 受入基地専門事業者が現れている。

Cheniere Energy は、1999 年に創業した LNG 受入基地専門事業者で、メキシコ湾での LNG 受入基地事業に特化している。Cheniere Energy は、メキシコ湾に特化している理由とし

て、メキシコ湾からは巨大消費地へのパイプラインが通じていることから、LNG 受入基地の立地上有利であると説明している。具体的に、Cheniere Energy が推進している LNG 受入基地について見てみると、ルイジアナ州で、2008 年の操業開始を目指して Sabine LNG 受入基地を建設中、テキサス州でも、Corpus Christi LNG 受入基地を建設する計画を持っており、さらに、Freeport LNG Development²⁹が運営管理し、2007 年の操業開始を目指して建設中のテキサス州の Freeport LNG プロジェクトには、30%を出資している。

Cheniere Energy は、LNG チェーンのすべてに関わるのではなく、アメリカ・メキシコ湾の LNG 受入基地に特化して事業展開しており、LNG 受入基地に関しても、建設と保有を行って、第三者使用から得られる収益を確保するという、LNG 価格の変動に影響されない低リスクの事業を中心に据えた戦略を採っている³⁰。

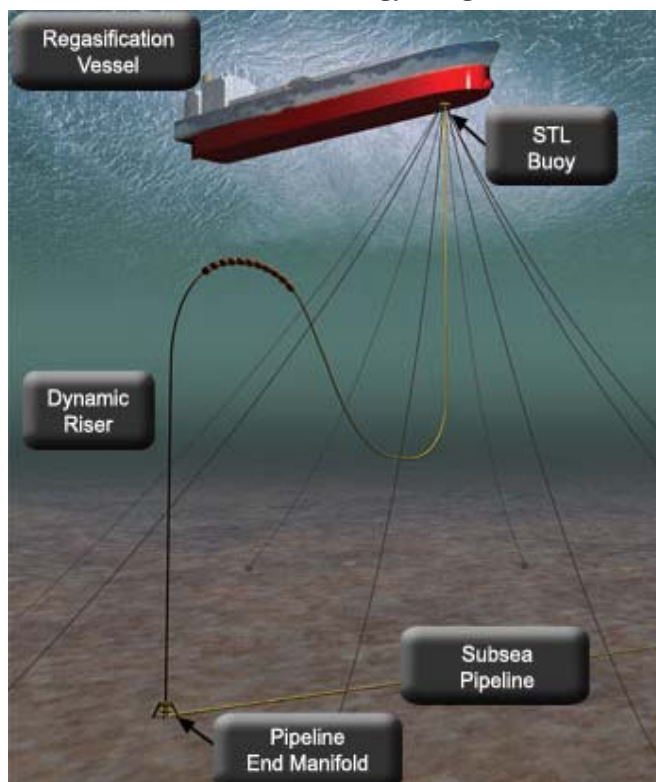
B. ベンチャー企業～Excelerate Energy～

アメリカでは、多数の LNG 受入基地建設計画があるものの、住民の反対運動が障害となっているケースも多い。こうした障害を避けるため、再気化装置を搭載した LNG 船上で再気化を行い、海底パイプラインにより陸上へガスを送出する Energy Bridge™ と呼称される洋上 LNG 受入施設が開発されている（図表 4-5-2）。

²⁹ 投資家 Michael Smith が 50%を、ConocoPhillips が 50%を、それぞれ出資している。

³⁰ Cheniere 自身、そのビジネスモデルを「Toll Busines（使用量徴収ビジネス）」と称している。

図表 4-5-2 Energy Bridge



(出所) Exmar ホームページ(http://www.exmar.be/images_dbase/Energy-Bridge-system.jpg)

Energy Bridge™ は、El Paso が開発を進めていたが、2003 年に Excelerate Energy が買収した。Excelerate Energy は、2003 年創業の LNG 輸入専門事業者で、既存・新規を問わず、LNG 受入基地の使用権を確保して、LNG の輸入・販売を行う計画を持っており、その初の事業実績として、2005 年 3 月、ルイジアナ州 Lake Charles 沖 116 マイル (187km) に設置した洋上 LNG 受入基地 (West Cameron LNG 受入基地) での供用を開始している。逼迫する LNG 需給の影響もあって、現在のところ、3 月にマレーシアから、8 月にナイジェリアから入着したのみで、スポット販売を行ったにとどまっているが、今後実績を積み、長期契約に基づく顧客を確保する予定である。

C. 石油会社～Petroplus～

Petroplus は、1993 年にオランダで創業した石油会社で、全欧州を事業活動領域として、主に、石油の精製・貯蔵・販売を業として行っている。Petroplus は、石油貯蔵事業の派生・発展として、LNG 受入基地事業にも参画するようになっており、イギリスのウェールズ地方に位置する Milford Haven では、子会社が同地で石油貯蔵事業を行っていることもあって、BG と Petronas が共同で推進している Dragon LNG プロジェクトに 20%を出資した。また、Petroplus は、オランダの Rotterdam に独自に LNG 受入基地を建設する計画を発表しており、同社の発表によると、2009 年末の完成を目指して 6Bcm/年 (438 万トン/年) 規

模の LNG 受入基地が建設される見込みである。

D. 金融機関～Morgan Stanley Capital および Merrill Lynch～

Cheniere Energy は、2005 年 10 月、Sabine LNG 受入基地で受け入れる LNG の調達に関して、Morgan Stanley Capital Group と共同で、売主との調達交渉を行うことを発表した。また、Sempra Energy は、2006 年 3 月、Cameron LNG 受入基地における使用権 0.5Bcfd (383 万トン/年) を Merrill Lynch Commodities に 15 年間にわたって譲渡することで合意したと発表している。Morgan Stanley Capital や Merrill Lynch といった金融機関が、LNG 事業にどのような戦略・意図を持って進出しようとしているのか、現在のところ明らかではないが、新しい LNG チェーンの変化として、今後の動向が注目される。

② 目的

従来 LNG 事業を行っていない新規事業者による LNG チェーンへの進出の場合、これら事業者の性格が多様であるため、その目的も多岐にわたっていると考えられるが、単純に、LNG 需要の伸びが期待出来、LNG 事業が今後拡大するとの目算の下、新たな収益源確保のため、LNG チェーンに進出しているという点は、共通していると考えられる。

③ 要因

従来 LNG 事業を行っていない新規事業者による LNG チェーンへの進出の場合、その要因についても一律に述べることは出来ないが、Dow Chemical、Cheniere Energy、Excelerate Energy、Morgan Stanley Capital、Merrill Lynch 等のアメリカにおける LNG プロジェクトへの参画や、Petroplus のイギリス Milford Haven での LNG 受入基地建設等の事例は、アメリカ・イギリスといった新興 LNG 市場の拡大が要因となっていると言える。

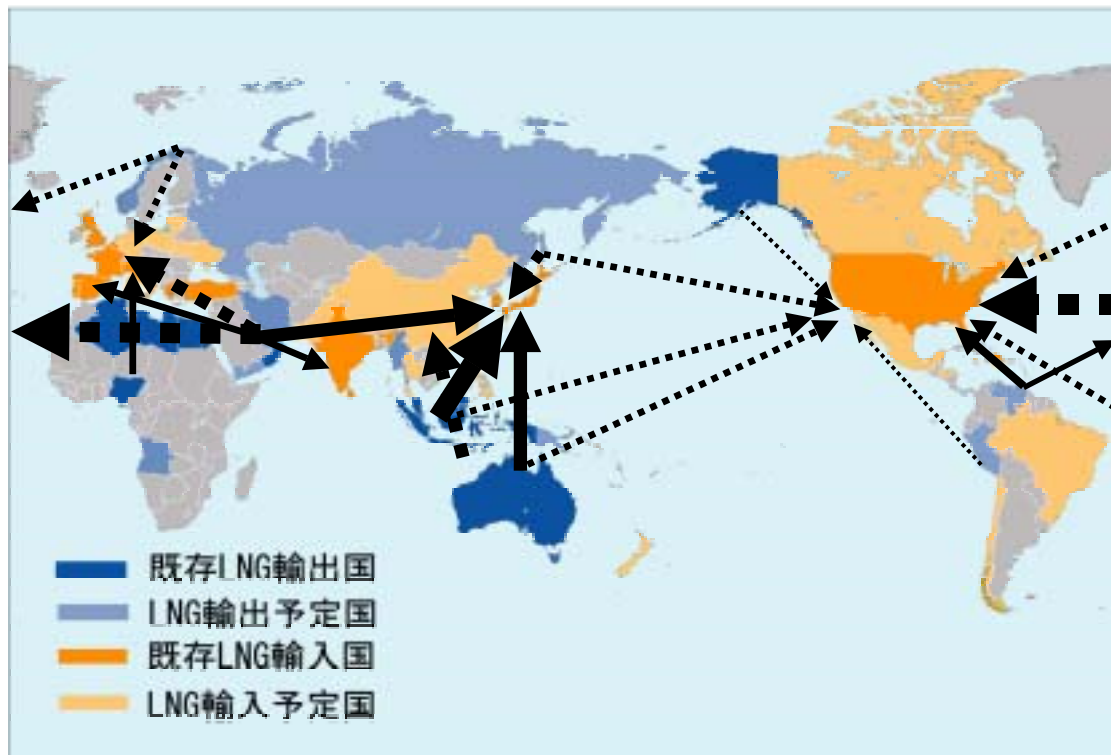
(6) LNG チェーンにおける事業者の変化の影響

① LNG 市場のグローバル化

A. LNG フローの多様化

4. (1) で見たように、上流事業者の多くは、今後需要の拡大が期待される北米と欧州で、自らインフラ (LNG 受入基地) を建設する等しており、LNG 受入基地が増加して、市場へのアクセスが容易になることから、北米および欧州向けの取引は、需要に見合った発展を遂げると見られる。また、上流事業者、下流事業者双方が中流 (輸送) 事業に進出することにより、LNG 船も増加し、こうした要因も重なって、これまでアジア太平洋という単一地域内での取引が中心であった LNG 取引は、アジア太平洋・北米・欧州の 3 大市場に拡大して、グローバル化が進展し、中東のように、1 つの地域から複数の地域へ供給されるといった、LNG フローの多様化が起こることが予想される (図表 4-6-1)。

図表 4-6-1 LNG フローの多様化



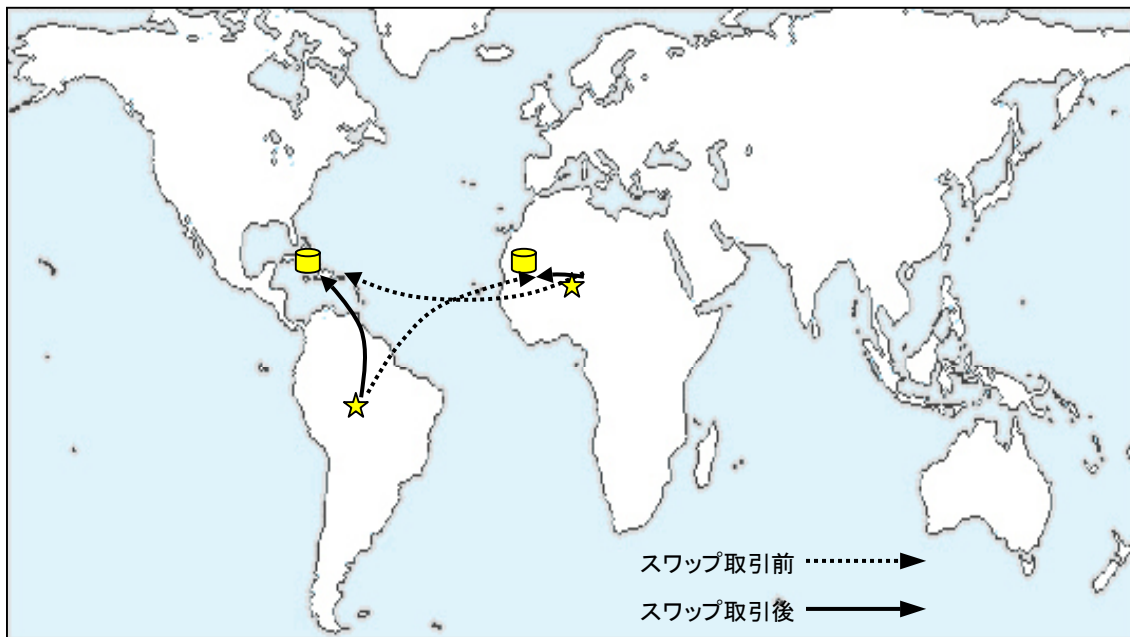
(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

B. LNG 取引形態の多様化

4. (1) で見たように、上流事業者の多くは、既に裁定取引が可能となるようなインフラ整備を進めていることから、北米と欧州間では、その流動性を背景に、LNG の価格差を利用した裁定取引が活発になると考えられており、こうしたことも一因となって、スポット取引に基づく LNG 取引の割合が増加する可能性もある。

また、北米と欧州でインフラ（受入基地）の整備が進み、上流事業者、下流事業者双方の中流（輸送）事業進出により、LNG 船も増加することが見込まれることから、輸送距離短縮によるコスト削減を意図したスワップ取引（図表 4-6-2）や、トレーディング事業の 1 つの形として、LNG 輸送の帰路に別の荷を積んで輸送するバックホール取引（図表 4-6-3）等のような多様な取引が活発になる可能性も考えられる。

図表 4-6-2 スワップ取引イメージ図



(出所)日本エネルギー経済研究所作成

図表4-6-3 バックホール取引イメージ図



(出所)日本エネルギー経済研究所作成

② 自己売買契約の増加

4. (1)で見たように、従来売主であった上流事業者が、自ら参画している LNG プロジェクトの買主として売買契約を締結し、下流事業に参入する事例や、4. (3)で見たように、従来買主であった下流事業者が、LNG プロジェクトの権益を取得すると同時に、買主として当該 LNG プロジェクトとの間で売買契約を締結する事例が増えている。例えば、4. (1).

①. A. ii で取り上げた、Shell が、ロシア・Sakhalin II プロジェクトでの Wedge Volume 分の LNG を自ら購入して、メキシコ・Costa Azur LNG 受入基地を通じて販売するといった取引は、こうした事例の 1 つである。このような、売主＝買主となるような自己売買取引のケース、特に上流事業者による下流進出の結果としての自己売買取引のケースでは、利益の最大化を目指して、より価格の高い市場に向けて LNG が供給されることになり、LNG 市場のグローバル化が一層促進される。

③ 競争の激化

本章で述べた通り、LNG チェーンの上流・中流・下流の各分野において、事業者の相互参入や新規事業者の参入が進んでいる。このように、参入プレーヤーが増加していることから、事業者間の競争が激化していることも LNG チェーンにおける事業者の変化がもたらした影響の一つと見なすことが出来るだろう。

例えば、日本の商社にとって、かつてのように上流権益を取得することは必ずしも容易ではない状況になっているという指摘もある。また、中流（輸送）分野では、スポット取引の拡大を見込んで建造された LNG 船が必ずしも十分な稼働率を得られていないと言われている。さらに、下流分野では、北米のように今後の需要見通しをはるかに越える受入基地キャパシティが計画されている市場もある。

このように、地域によって差があるものの、短中期的には LNG チェーンの各段階での事業者間の競争が継続するだろう。しかし、その一方で、競争市場にあっては、豊富な経営資源を持つ大規模企業が競争優位にあることから、長期的には、技術力・資金力等を有する国際石油会社や、政治力と資金力を兼ね備えた中国やインドの国営石油会社による垂直統合オペレーション、すなわち寡占化が進展する可能性も無視出来ない。

第 5 章 天然ガス調達にかかわる事業者の視点と政策課題

要旨

日本の天然ガス利用は、LNG 導入以降堅調に拡大し、2003 年時点で一次エネルギー供給量の 14%を占めるまでになっている。用途別では、2003 時点で発電向けが 67%、民生用が 18%、産業用が 15%である。

資源エネルギー庁の審議会である総合資源エネルギー調査会の需給部会が 2005 年 3 月にとりまとめた見通しによると、天然ガス需要の伸びは、2000 年度の 73Mtoe (81Bcm=5,877 万トン) から、2010 年度に 92 万 KLOE (85Mtoe=95Bcm=6,843 万トン)、2030 年度には 100Mtoe (111Bcm=8,050 万トン) に増加するとされている。一次エネルギー供給量に占めるシェアは、2000 年度の 13%から 2010 年度に 15%、2030 年度には 18%となる。政策的には、天然ガスは、資源の中東集中度の相対的な低さと環境メリット等によって利用を促進すべき燃料と位置づけられてきた。しかしながら、近年の歴史的な原油価格高騰や需給バランスのタイト化といった市場環境変化により、供給安定性や資源の確保に係る考慮も必要とされている。

日本向けの LNG に関わるエネルギー事業者は、企業規模や LNG への関わり方について非常に多岐に渡っている。それは、LNG 需給バランス、天然ガス調達のあり方に関する見解の相違にも現れている。

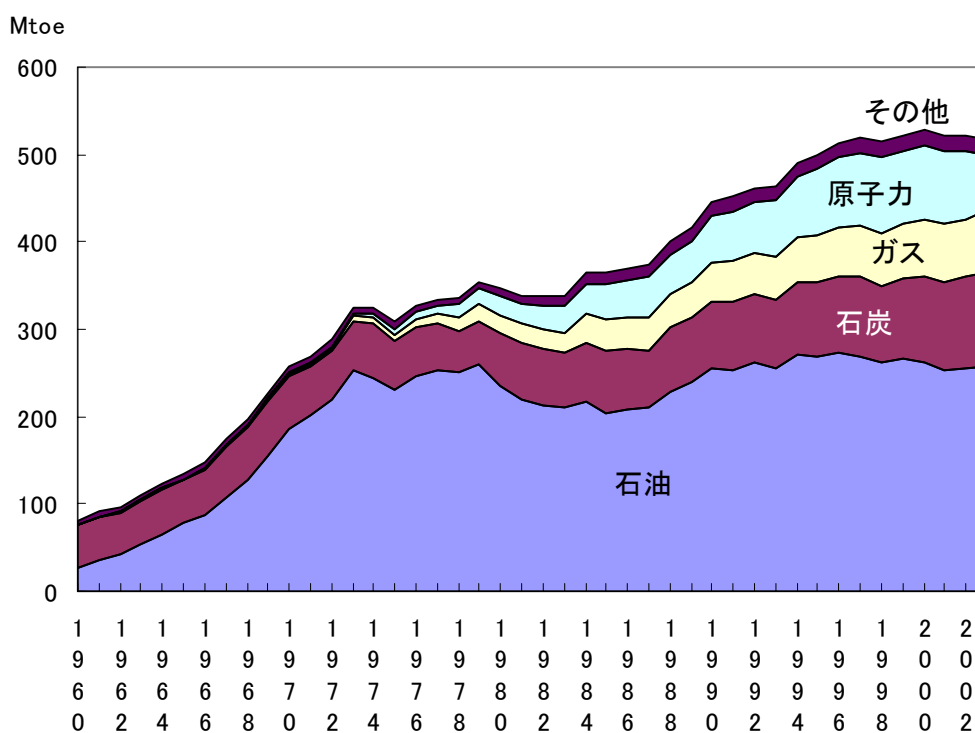
これまで日本政府は、国内では様々な天然ガス需要促進策と海外では LNG プロジェクトへの政府系金融機関による低金利融資等によって、天然ガス需要拡大や LNG プロジェクトの立ち上げに役割を果たしてきた。現在の市場環境においては、経済性を伴った供給セキュリティの確保と、天然ガス調達力の向上が日本の課題である。そのために、天然ガス需要促進策と LNG プロジェクト立ち上げ支援に加えて、日本が融資する天然ガス開発プロジェクトの日本向けの一定量供給義務付け、輸出国、輸送ルート国、輸入国との関係強化、国内の LNG や天然ガス輸送の流動性向上、代替天然ガス供給源（新規 LNG プロジェクト、パイプラインガス）開発等が政策課題として挙げられる。

(1)わが国における天然ガスの位置づけ

① エネルギーミックスでの位置づけ

日本における天然ガス利用は、1969 年の LNG の導入以前においては国産天然ガスに限られ、一次エネルギー供給に占める割合は 1%以下に過ぎなかった。都市部の大気汚染問題への対処策として LNG 輸入が開始されて以降、天然ガス需要は、経済成長に伴うエネルギー需要の増加、エネルギー源多様化の進展とともに拡大してきた。2003 年時点では、天然ガスの一次エネルギー供給に占める割合は 14%にまで達している。

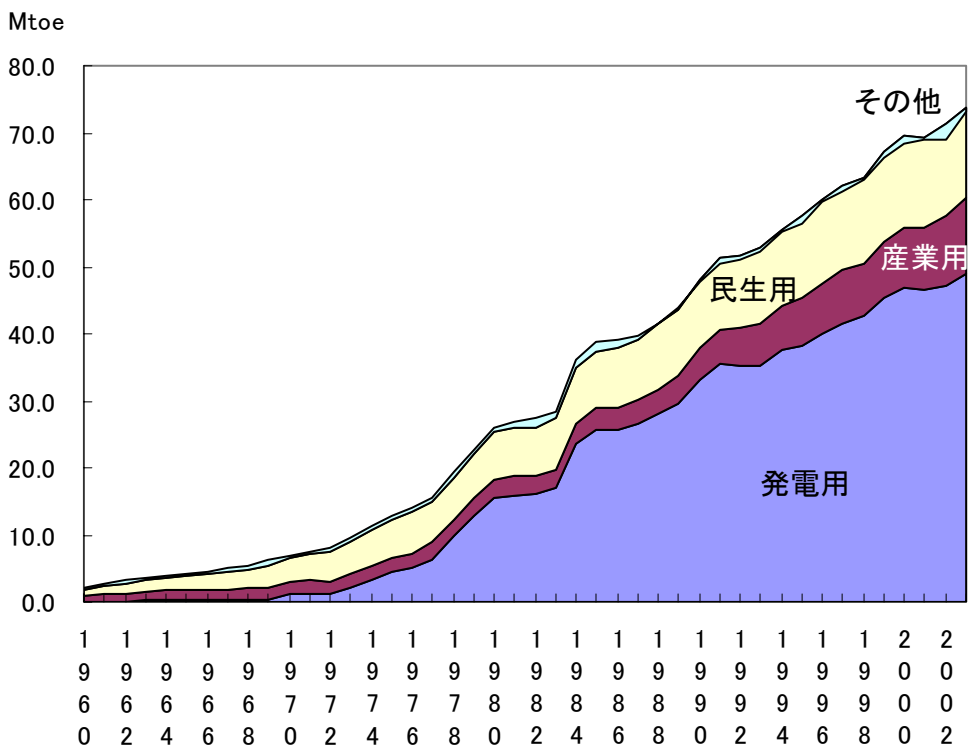
図表 5-1-1 日本の一次エネルギー供給量構成



(出所) IEA、Energy Balances of OECD Countries

LNG 導入以降は需要の集積しやすい発電用での利用が進んだ。2003 年時点では発電向けに 67%、民生用に 18%、産業用に 15%の天然ガスが消費されている。近年では、天然ガスの持つ環境メリットや原油価格高騰による相対的な競争力向上によって、産業用での需要が伸びている。

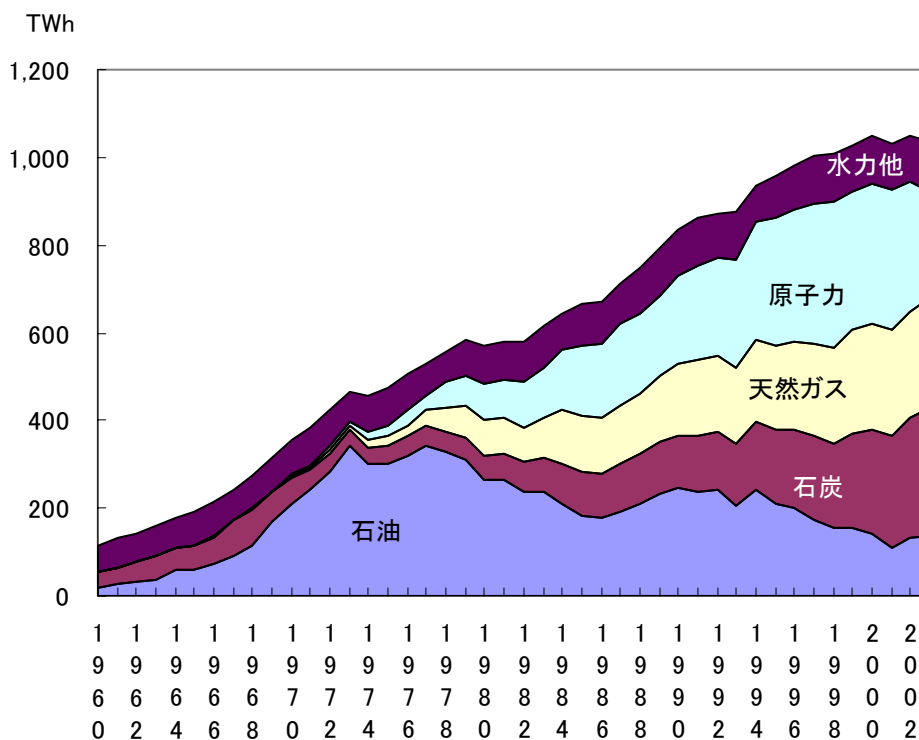
図表 5-1-2 用途別天然ガス需要の推移



(出所) IEA、Energy Balances of OECD Countries

1970 年代のオイルショック以降、発電用燃料は石油から原子力、天然ガス、石炭への燃料転換が進んだ。1970 年時点で全発電量の 1%を占めるに過ぎなかった天然ガスは、2004 年には 24%を占めるまでになっている。燃料費が相対的に高いこと、運転出力の調整が容易なことから、天然ガス火力は一般的にピーク電源として使用されることが多い。しかし、天然ガス火力の割合が高い電力会社では、ミドルやベース電源として使用される場合もある。

図表 5-1-3 燃料別発電量の推移

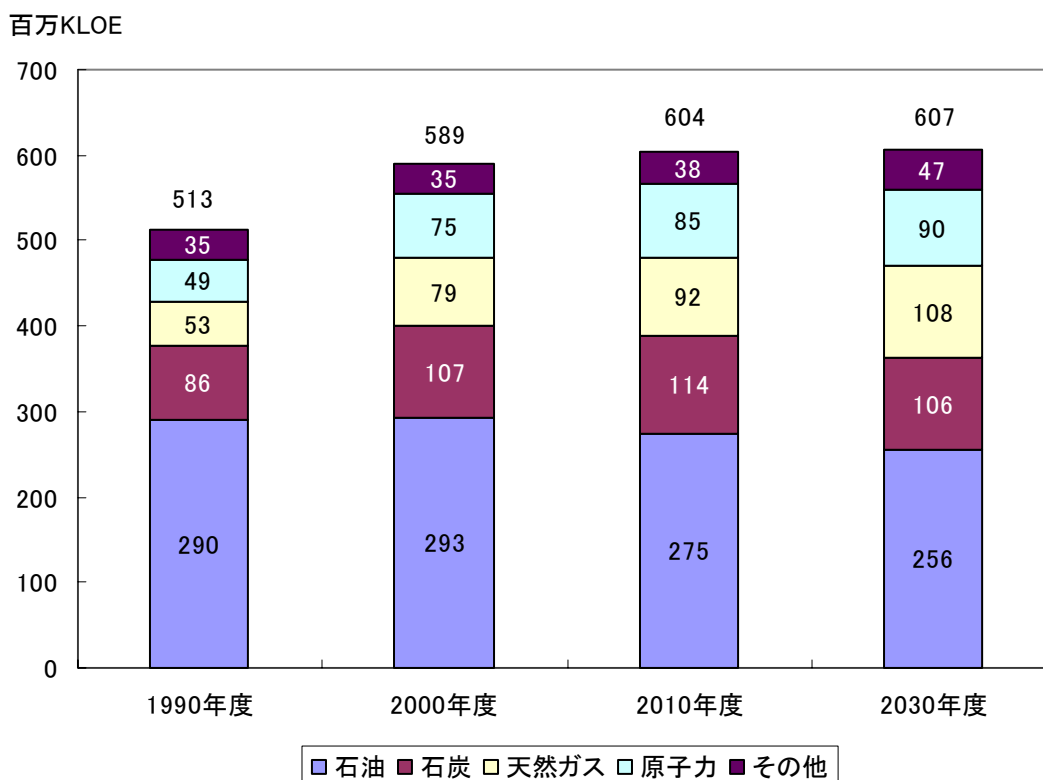


(出所) IEA、Energy Balances of OECD Countries

日本のエネルギー需要は、バブル崩壊以降の経済の低迷等で、既に頭打ち傾向が見られる。資源エネルギー庁の審議会である総合資源エネルギー調査会の需給部会がとりまとめた見通しによると、今後のエネルギー需要は、人口の減少や産業構造の変化などで、レファレンスケース³¹において2021年頃には減少に転じるとされている。また、同じくレファレンスケースでは、2010年度および2030年度時点の一次エネルギー供給量は、それぞれ6億400万KLOE (559Mtoe) および6億700万KLOE (561Mtoe) と見込まれている。その中で天然ガス需要の伸びは、一次エネルギー供給量の伸びを大きく上回る。2000年度の73Mtoe (81Bcm=5,877万トン) から、2010年度に92万KLOE (85Mtoe=95Bcm=6,843万トン)、2030年度には100Mtoe (111Bcm=8,050万トン) に増加するとされている。一次エネルギー供給量に占めるシェアは、2000年度の13%から2010年度に15%、2030年度には18%となる。

³¹ 本見通しでは、レファレンスケースの他に、エネルギー技術進展ケース、原子力ケース、外的マクロ要因ケースが取り上げられている。

図表 5-1-4 一次エネルギー供給見通し(レファレンスケース)



(出所)2030 年のエネルギー需給展望、総合資源エネルギー調査会需給部会、2005 年 3 月

② エネルギー政策上での位置づけ

前節では一次エネルギー供給量の伸びが頭打ち傾向になる中、天然ガス需要は相対的に大きな伸びが予測されていることを示した。この背景には天然ガスのどのような政策的位置づけがあるのだろうか。

上述のエネルギー需給展望では、天然ガスについて、「化石燃料の供給構造について、安定供給確保を念頭に置きつつ、より CO₂ の排出の少ない天然ガス利用の拡大を実施し、環境調和型へ転換することが地球温暖化問題へのより長期的対応の観点からも、極めて重要である。このため、石炭等を燃料とする産業用ボイラー等についての天然ガスへの転換、地方都市ガス事業者のガス種の天然ガス転換等を着実に進めるとともに、民間の様々な主体によるパイプライン等インフラ整備に必要な環境を整え、天然ガス利用の拡大を推進していく必要がある³²⁾」と位置づけられている。また、2003 年に発表されたエネルギー基本計画では、「天然ガスは、中東以外の地域にも広く分散して賦存するとともに、他の化石燃料に比べ相対的に環境負荷が少ないクリーンなエネルギーであり、安定供給及び環境保全の両面から重要なエネルギーである。このため、石油、石炭、原子力等の他のエネルギー

³²⁾ 2030 年のエネルギー需給展望、総合資源エネルギー調査会需給部会、2005 年 3 月、205 ページ

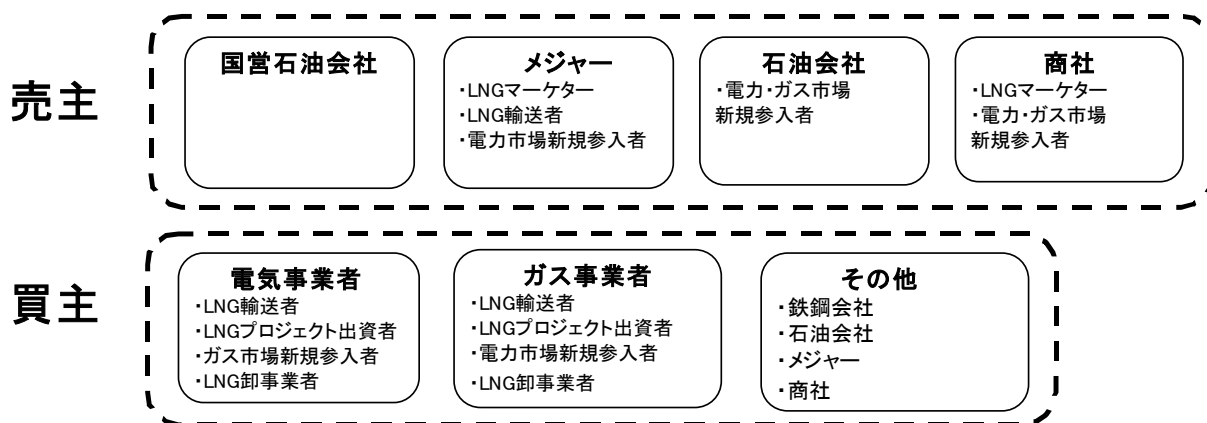
源とのバランスを踏まえつつ、天然ガスシフトの加速化を推進する³³と明言されている。主として、天然ガス資源の中東集中度の相対的な低さと環境メリット等によって利用を促進すべき燃料と位置づけられていることが分かる。

(2) 天然ガス調達に関する事業者の見解

① LNG に関わる事業者

日本向けの LNG に関わるエネルギー事業者は、企業規模や LNG への関わり方について非常に多岐に渡っている。電気事業者やガス事業者は LNG の買主、メジャー、石油会社、商社は LNG の売主というのが基本的な区別であるが、多くの買主が LNG 船に出資しているし、第 4 章で見た通り、東京電力、中部電力、東京ガス、大阪ガスは液化プラントに出資し LNG 売主としての側面も持つ、もしくは持つ可能性が高い³⁴。また、程度の差はあるものの、ほとんどの買主がガス事業者他に LNG を卸供給している³⁵。さらに、電気事業者はガス事業に、ガス事業者は電気事業に参入しようとしている³⁶。LNG 調達量も年間 1,000 万トンを超える事業者から、10 万トンに満たないクラスまで幅がある³⁷。

図表 5-2-1 LNG に関わる事業者の分類



³³ エネルギー基本計画、経済産業省資源エネルギー庁、2003年10月、20ページ

³⁴ 2006年3月時点で、東京電力は Darwin プロジェクトに出資済、中部電力は Gorgon プロジェクトに出資検討中、関西電力は Pluto プロジェクトに出資検討中、東京ガスは Darwin プロジェクトに出資済及び Gorgon プロジェクトと Pluto プロジェクトに出資検討中、大阪ガスは Greater Sunrise プロジェクトに出資済及び Gorgon プロジェクトに出資検討中である。

³⁵ 日本ガス協会発行のガス市場便覧（平成17年度版）によると、LNG 輸入を行っているガス事業者による卸供給は、東京ガスが19件、大阪ガスが5件、東邦ガスが5件、西部ガスが6件、静岡ガスが4件、日本ガスが1件である。また、TEX レポート発行のガス年鑑（2005年度版）によると、LNG 輸入を行っている電気事業者によるガス事業者向けの卸供給件数は、東京電力が4件、東北電力が3件、中部電力が3件、中国電力が4件、九州電力が6件である。

³⁶ 電気事業者はガス事業者向けの LNG 卸供給の他に、需要家への直接販売も行っている例がある。ガス事業者の多くはコージェネレーション事業で電力市場に参入しているし、東京ガスは子会社を通じて、大阪ガスは自社で特定規模電気事業者の届出を行い、大規模発電所を建設して発電事業に参入することを決定している。

³⁷ TEX レポート発行のガス年鑑（2005年度版）によると、2004年度において、日本で最も LNG 消費が多いのは東京電力で1,685万トン、最も少ないのは日本ガスで9万トンである。

売主側では、日本の電力・ガス市場への参入機会を窺っているメジャーもあるし、電気及びガス事業に参入を決定している石油会社もある³⁸。また、LNG プロジェクトに出資しているながら、日本の国内では LNG の卸供給を受ける例もある³⁹。

このように、LNG に関わる事業者その内容や LNG への関わり方に大きな相違がある。これだけの相違があれば、天然ガス調達に関わる視点も当然ながら大きく異なる。以下、LNG 需給バランスや天然ガス調達のあり方に関しての事業者の見解を概観する。

② LNG 需給バランス

LNG 市場の現状や天然ガス調達のあり方を確認する際に、現在の需給バランスについて事業者がどのような認識を持っているか確認することは重要である。それぞれの需給についての見解がベースとなって、天然ガス調達に関する見解に結びつくからである。

第 1 章で見た通り、アジア向けの LNG 需給バランスは 2008 年頃まで、タイトな状態が継続すると思われる。それでは、当事者である各事業者はどのような見解を持っているのであろうか。一般的に言えることは、インドネシアの供給量減少、欧米市場へ流出する LNG の増加といった要因で供給が減少し、原子力問題、石油製品に対する価格競争力向上といった要因で需要が増加する結果、目下の需給バランスはタイトであり、その傾向は 2010 年前後まで継続する、という点においては、概してプレーヤー間のコンセンサスが形成されていると言って良いだろう。

見解が分かれるのは、2010 年以降のバランスである。供給力増強により、需給バランスが軟化すると見る買主と、アメリカ、イギリス、中国、インドといった新興市場の需要が伸び続けるため、2010 年以降も需給バランスがタイトである続けるとする売主という基本的な構図がある。このどちらの可能性が高いかを証明するのは非常に難しい。しかしながら、新興市場での需要の伸び率に関する見解が、2010 年以降のバランスを判断する重要な材料の一つであることは指摘出来るだろう。また、それぞれのビジネス交渉を有利に進め、有利な契約条件を獲得するという目的が、売主・買主双方の見解の相違を生み出している面があることは言うまでもない。

③ 天然ガス調達のあり方

A. 買主コンソーシアム

ここでは買主コンソーシアムとは、同一の LNG プロジェクトから LNG を購入するに際して、複数の事業者が概ね同様の契約条件を共有することを言う。契約条件を共有する主要な目的は、従来は経済性を持ってプロジェクトを立ち上がらせるに十分な需要をとりまとめるためであった。第 2 章で明らかにした通り、LNG プロジェクト立ち上げには巨額の投

³⁸ 新日本石油は、IPP 事業を既に行っているし、東京ガスと共同でガス火力発電も建設する。また、水島や八戸に LNG 受入基地を建設してガス事業に参入する。

³⁹ 新日本石油はマレーシアの Tiga プロジェクト及びインドネシアの Tangguh プロジェクトに参加しているが、自社の八戸受入基地向けの LNG は東京ガスから購入する。

資を要し、必要な融資を確保するには、LNG 生産量全量を長期契約で売却しておくことが一般的であった。最初の日本向け LNG プロジェクトであるアラスカプロジェクトでは、東京ガスだけの需要では、プロジェクトが経済性を持ち得ず、東京ガスが東京電力に共同で LNG を購入するように働きかけたという経緯がある。以降、日本向け LNG プロジェクトのグリーンフィールドからの立ち上げでは、いずれも買主コンソーシアムが結成されている。買主コンソーシアムによる需要のとりまとめはプロジェクト実現に貢献してきたと言える。

1990 年代に電力・ガス市場の自由化が進展すると、コンソーシアムを結成する意味が薄れてくる。電力会社とガス会社がそれぞれのビジネス領域に参入してくるようになると、燃料もしくは原料である LNG のコスト情報を競争相手と共有することは、ビジネス戦略上好ましくないのは当然である。また、自由化によって、迅速な経営判断がビジネスを有利に進める上で重要になってくると、コンソーシアム・メンバーとの利害調整に要する時間が問題となった。さらに、LNG プロジェクトコストの低減、ファイナンス条件の緩和及びプロジェクト出資者の戦略によって、需要を取りまとめることなしにプロジェクトを立ち上がるケースも出現している⁴⁰。

このような状況の中で、昨今の日本向け LNG プロジェクトではコンソーシアムを結成しないことが一般的になりつつある。それが顕在化したのが、オーストラリア NWS 拡張プロジェクトである。NWS プロジェクトは、1989 年に LNG 生産を開始し、生産量全量を日本の買主コンソーシアム⁴¹が引取っていた。しかし、2004 年に生産を開始した拡張プロジェクト (Train 4) においては、コンソーシアムが分裂し、各社個別交渉へと移行した。マレーシア Tiga、サハリン 2 といったプロジェクトでも個別交渉が主となっている⁴²。

国内事業者へのヒアリングでは、上に述べた理由により、個別交渉への移行を容認する、もしくは個別交渉にメリットを評価する見解が多い。しかし、購入量が少なく、小型船を使用するため相対的にコスト高の LNG を購入している中小ガス事業者は、バーゲニングパワー維持の観点から、コンソーシアム崩壊を危惧する声が多い。

このように、コンソーシアムの意義は初期の LNG プロジェクトと比較すると低下しつつあるが、需要をとりまとめるという意義が消滅したわけではない。また、輸入量の少ない事業者にとっては、コンソーシアムを結成するのは LNG 導入を実現する上で有効性を持つ。更に、既に個別契約を締結している事業者でも、コンソーシアムのパートナーや調達戦略次第ではコンソーシアムを結成あるいは継続する可能性は十分あると言えよう。

⁴⁰ 例えば、ロシアのサハリン 2 プロジェクトの最終投資判断が下された 2003 年 5 月時点において、生産キャパシティに占める HOA や SPA の割合は 11%に過ぎない。また、マレーシアの Tiga プロジェクトの場合は、最終投資判断の対外的には発表されていないが、2003 年に LNG 生産が開始された時点で、生産キャパシティの 24%が HOA や SPA で需要を確保していたに過ぎない。

⁴¹ 東京電力、関西電力、中部電力、中国電力、九州電力、東京ガス、大阪ガス、東邦ガスの 8 社で構成される。

⁴² 各プロジェクトの売主・買主や契約量は資料編の 4. LNG 契約を参照。

B. 日本国としての上流進出

短中期的に LNG 需給バランスがタイトであるとの見解がかなりのコンセンサスを持ち、原油価格の高騰とともに LNG 価格も上昇し、中国やインドが上流権益獲得を進める中、日本も国策として上流権益を確保すべきだとする議論が存在する。

中小ガス事業者は、一般的に日本政府が LNG 調達に積極的な役割を果たすことを望む声が多い。これは、コンソーシアムの項で述べた通り、LNG 需給バランスが逼迫している現状で、中小ガス事業者が自身でなし得る柔軟かつ競争力のある LNG 調達に支障を来していることが反映されていると見るべきだろう。しかし、他の事業者は、一般的に日本政府が税金を原資として上流権益を獲得すること自体は否定しないものの、仮にその上流権益から生産される天然ガスが市場価格と比較して割高であったり契約諸条件が不利な場合、その天然ガスについて一定量の引き取り義務を課せられることには抵抗感がある。反対に、割安で契約諸条件が有利、かつ需要がある場合には、生産された天然ガスの引き取りを経済原則に則った形で検討すると思われる。供給セキュリティについては、長期契約を締結することによって確保されるとする見解も一般的である。また、戦争やテロといったいわゆる有事の際には、上流権益の保有は意味をなさないとする意見もある。

(3) 天然ガス調達にかかわる政策課題

① 日本にとっての天然ガス調達の課題

電力・ガス市場の自由化が進展し、事業者間の競争が激しくなってくると、価格競争力のある LNG を調達することの重要性がこれまでになく高まっている。一方で、昨今の LNG 需給の逼迫と価格上昇により、LNG の供給セキュリティの懸念が高まっている。また、北米やイギリス、中国やインドといった新興 LNG 市場の需要が大幅に伸びることが見込まれる状況で、日本あるいはアジアの LNG 市場におけるプレゼンスに影響を与える可能性がある。

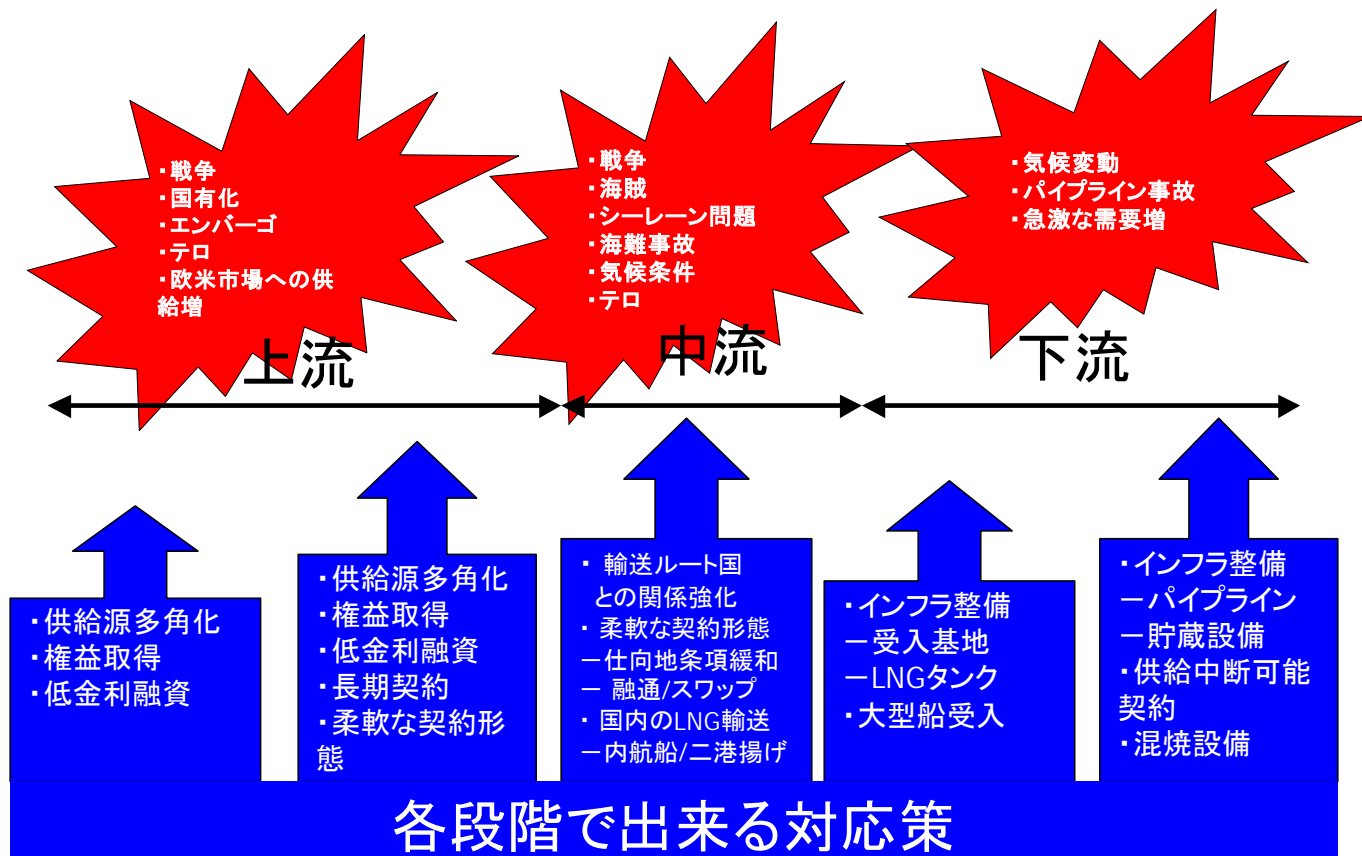
このような LNG 市場環境の変化では、まず供給セキュリティを確保すること、また LNG 調達力をいかに向上させるのが重要である。尚、商社や石油会社のみならず電気事業者やガス事業者が、ガス田や液化プロジェクトに出資している例が増加しているが、日本全体とすれば今だ LNG 輸入者の立場が圧倒的に強い。従って、以下では供給セキュリティ確保や LNG 調達力向上という観点から検討を進めることにする。

②. 供給セキュリティ⁴³確保と LNG 調達力向上のための方策

⁴³ 供給セキュリティという用語に明確な定義が存在しているわけではない。IEA は、ガス供給セキュリティを、「市場機能によってバランスし得ない市場外からの影響を、一定期間においてコントロールする能力」と定義している。また、Netherlands Institute of International Relations によると、エネルギー供給セキュリティとは、「いかなる時においても、あらゆる種類のエネルギーが、十分な量かつ妥当な価格で入手できる可能性」である。重要なのは、両定義とも物理的な供給だけでなく、そこに経済性とい

それでは、供給セキュリティ確保と LNG 調達力向上にはどのような方策があるのであろうか。LNG チェーンの上流（探鉱・開発・液化）、中流（輸送）、下流（再気化、配給）という段階において、図表 5-3-1 のようなリスクとセキュリティ確保策が想定出来るだろう。

図表 5-3-1 供給セキュリティと LNG 調達力向上にとってのリスクと方策



A. 供給セキュリティ確保と LNG 調達力向上にとって想定されるリスク

上流および中流、すなわち日本国外においては、戦争、テロ、海賊といった治安リスクのほか、ガス田や液化プラントの事故リスク、輸出国による資産国有化やエンバargoといった政治リスク、気候変動のような自然災害リスクがある。さらに、新興市場への供給が大幅に増大して、日本の LNG 輸入シェアが低下し、調達力低下につながるリスクもある。

日本国内においては、治安リスクは相対的に低い、むしろ地震のような自然災害リスク、受入基地やパイプライン等の事故リスク、寒波や原子力発電所トラブルによって急激に需要が増えるリスクというように、供給・需要両面でのリスクが想定出来る。

う概念を含んでいることである。すなわち、経済性が伴わなければ、物理的な供給が確保出来ても供給セキュリティを確保出来ていないということになる。

B. 供給セキュリティ確保と LNG 調達力向上のための方策(部門別整理)

i. 上流部門

上記のリスクへ対処するための方策として、上流部門で一般的に挙げられるのは、供給源多角化、輸出国との関係強化、上流権益取得、低金利融資及び融資条件の見直し、長期契約、引取条件面における契約の柔軟化がある。

供給源多角化⁴⁴は、これまでも供給セキュリティ確保の観点から行なわれており、日本全体で見れば、かなりの程度達成されていると言えよう。今後は、代替供給源を持つという観点から、LNG 調達力を向上させるという意義も供給源多角化に持たせるべきだと思われる⁴⁵。その際、代替供給源とは LNG に限らず、経済合理性がある限りにおいてパイプラインによる天然ガス輸入も検討に含まれるべきである。これは、LNG プロジェクト側に対する牽制という意味だけではない。仮に、ロシアから中国や韓国へのパイプラインガス輸入が実現し、供給価格や条件が日本向け LNG よりも優れたものであるとすれば、日本の LNG 調達力に影響を及ぼすと思われるからである。

輸出国との関係強化は、即効性が必ずしも期待出来るわけではないが、LNG プロジェクトの政治や投資環境面での安定性を高めるという意味で重要である。LNG プロジェクトが輸出国に直接もたらす納税や雇用から関係を強化するだけでなく、輸出国内のエネルギー市場関連に設備向けの技術協力といった面を含む包括的な取り組みが必要である。さらに、外交ルートや民間レベルでの様々な関係強化策が持つ有効性は無視すべきではない。

権益取得については、プロジェクトに対して何%の出資をするのか、またオペレーターシップを取るのか等によって差がある。しかし、上流投資が促進され、LNG プロジェクト立ち上げに寄与するという意味では、一般的に供給セキュリティ確保に資する部分はある。その際には、ガス田権益だけでなく、油田権益との関連で総合的に評価されるべきである。

LNG プロジェクトへの政府系金融機関による低金利融資は、プロジェクトのスムーズな立ち上げに寄与する意味で、供給セキュリティ確保策として意義を持っている。また、売主側に、有利な融資条件が得られるので日本の事業者が LNG を販売するというインセンティブが働くとするれば、日本の LNG 調達力向上に寄与すると言える。これらの効果を更に高めるには、日本政府系金融機関からの融資を受けた LNG プロジェクトは、生産された LNG の一定以上を日本に持ち込む義務を課すことも有効であろう。2006 年 2 月に、政府は国際協力銀行を円借款部門と資源開発金融を含む国際金融部門に分割し、円借款部門は国際協力機構 (JICA) に、国際金融部門は新しく創設される政府系金融機関に統合されることを決定した。これは、政府系金融機関の民営化・統合政策の一環で行われることであるが、LNG プロジェクト立ち上げに有効性を発揮してきた政府系金融機関の融資体制に悪影響が

⁴⁴ 一般的には、特定のエネルギー源や輸出国依存度を低減することに使用される用語であるが、同一国からの供給であっても供給プロジェクトや供給方法 (LNG およびパイプライン) が異なれば、供給源が多角化されたと見なす。

⁴⁵ 但し、単一プロジェクトから集中的に LNG を購入することは、売主との交渉上有利な場合も当然あると推測できるので、事業者の選択に任される部分はある。

ないように留意されるべきである。

契約面では、長期契約が供給セキュリティや LNG 調達力向上のために、非常に有効であることを再確認すべきである。長期契約中心の調達体制は維持した上で、引取条件の柔軟性を高めることが必要とされている。買主コンソーシアムについては、前述の通り、LNG プロジェクトの必須条件ではなくなったが、需要をとりまとめることが調達力に資する可能性は否定出来ない。

ii. 中流部門

中流部門では、シーレーン安全確保、LNG 供給契約条件の柔軟化、二港揚げや内航船活用といった日本国内での LNG 輸送オペレーションの活性化等が供給セキュリティ確保及び LNG 調達力の向上への方策として考えられる。

相対的な中東依存度の低さから、原油ほどではないものの、ホルムズ海峡やマラッカ海峡といったシーレーン安全確保は、中東産 LNG の輸送にとって重要である。ホルムズ海峡については、「水深が深く、最狭部でも 9.8km と比較的広い。軍事関係者の間でも、仮にタンカーを数隻沈めても、海峡を封鎖することは不可能⁴⁶」とされている。しかし、マラッカ海峡は、水深が最も浅いところでは 20m 程度で、最狭部は 500m しかない。既に、船舶の混雑度が高まっており、今後中国等が中東原油の輸入量を増やすとすれば、通行キャパシティ過剰から事故が発生する可能性が増大する。また、この海域における海賊行為が増加しているし、海峡を通行する船舶に対するテロの懸念も否定出来ない。このことから、シーレーンの安全確保は LNG の供給セキュリティにとって重要であり、ホルムズ海峡におけるイラン、UAE、マラッカ海峡におけるインドネシア、マレーシア、シンガポールといった関係国との協力体制を強化することが必要である。

中流部門での LNG 契約の柔軟化と言う場合、仕向地条項の取扱いが大きな比重を占める。仕向地港数を限定する仕向地条項は、LNG 市場の流動性にとってマイナスになる。既に、売主・買主間では、ケースバイケースによって仕向地条項の緩和がされており、LNG カーゴの融通やスワップが行われている。これを継続かつ拡大することは、供給セキュリティにとって重要である。

また、サハリンのような輸送距離の短い供給プロジェクトの重要性は、輸送コストの割合が相対的に大きい小型船による LNG 調達にとって非常に大きい。さらに、二港揚げや内航船の活用といった手段を利用することで、LNG 輸送のオペレーションが活性化すれば、市場の流動性向上や需要変動対応にとって有効である。

iii. 下流部門

下流部門では、受入基地、パイプライン、貯蔵設備といったインフラ面の拡充、需要家との供給中断可能契約の実行、発電所や産業需要家における混焼設備の設置等が供給セキ

⁴⁶ 田辺靖雄、「アジアエネルギーパートナーシップ」、エネルギーフォーラム、2004 年 12 月

セキュリティ確保及びLNG調達力の向上への方策として想定出来る。

インフラ設備の拡充が、供給セキュリティ確保に資するのは言うまでもない。需要開発の進捗も見据えながら、内航船やLNGローリーと合わせてパイプライン網の整備を行う必要がある。LNGタンクのみならず地下貯蔵設備による天然ガス貯蔵の可能性は引き続き検討する価値がある。これら各々のインフラが、日本国内の天然ガス流通の有機的な連携を強化することは、供給セキュリティ及びLNG調達力の向上に資する。

視点を北東アジアに移せば、韓国や台湾と日本のLNG供給源は共通する割合が高い。従って、これらの国々でも同様にインフラの拡充がされることは、日本のみならず北東アジア全体の供給セキュリティ及びLNG調達力向上にとってプラスである。特に、季節間需要格差の大きい韓国が、現在予定されているLNG貯蔵設備の増設を滞りなく実施することが重要である。また、これら2カ国での受入基地で、日本のようにLPGによる熱量調整設備を設置すれば、今後欧米向けに増加すると見込まれている低熱量LNGの受入のための障害が減少するだろう。

更に、発電所や産業需要家といった大規模需要家において混焼設備が設置されていれば、LNG需給が逼迫したりLNG価格が競合燃料より高くなった場合、競合燃料への燃料転換が比較的短期間で可能になる。従って、緊急時にLNG依存度を低下させる手段があるという意味において、供給セキュリティ確保に有効であろう。

日本向けLNGの約7割が発電部門で消費されていることを考慮すれば、多くの電気事業者のベース電源である原子力発電の動向がLNG需要にもたらす影響は極めて大きい。原子力発電は、エネルギーセキュリティ及び地球温暖化対策として、原子力発電は日本のエネルギー戦略上非常に重要であるが、発電所立地や運営等、様々な課題があるのも事実である。特に将来の原子力発電開発計画はこれらの課題を考慮して、現実的な原子力発電利用計画を作成する必要がある。大規模需要家向けには、一般的に緊急時に供給を停止する項目を含めた供給中断契約が締結されている。これも、日本全体の供給セキュリティを確保する手段として有効であろう。

② 供給セキュリティ確保とLNG調達力向上のための方策への政府の関わり方

A. 日本政府がLNGプロジェクトに果たしてきた役割

本章の(1)で示した通り、LNG導入以降、天然ガス利用は順調に拡大してきた。その背景には、大気汚染問題の解決や石油依存度低減の手段として、天然ガスの利用を拡大することの有効性が政府で認識されていたこともある。そのために、天然ガス利用に関して様々な優遇措置が現在に至るまで取られている。

天然ガス利用が拡大する中、日本国内の天然ガス資源が僅少であるため、天然ガス供給は輸入に依存せざるを得ない。日本にとって経済合理性ももち得る唯一の潜在的パイプラインガス供給源であるロシアとは外交上の問題があることから、日本向けの天然ガス供給形態はLNGに限られてきた。LNGプロジェクト立ち上げと運営は、民間企業が主体で行わ

れてきたが、日本政府もサポート的な役割を果たしている。

最初にアラスカから LNG を導入するに際しては、石油製品よりも 30%程度高いとされた LNG コスト競争力を高めるために、当初は 20%と想定されていた輸入関税をゼロにしたのはその一例である。また、石油ショックを契機として石油依存度の低下を実現することが重要になると、1980 年に制定された「石油代替エネルギー法」によって、政府は LNG 導入促進と天然ガス利用拡大を政策的に後押しした。1992 年に発表された資源エネルギー庁のガス基本問題検討小委員会の中間とりまとめでは、天然ガスを石油代替エネルギーから基幹エネルギーの一つという位置づけに言わば格上げされている。これらの基本的な政策と具体的な補助金や優遇税制が天然ガス需要を刺激し、LNG プロジェクトの安定性を間接的に支えていた。以下、エネルギー多消費型設備や高効率給湯器向けの補助金制度、エネルギー需給構造改革投資促進税制の内容を示す。

図表 5-3-2 エネルギー多消費型設備天然ガス化推進事業

項 目	概 要
対象事業者	全業種
対象事業	(1) 転換前対象燃料(原油換算 50kl/年以上)を使用する工業炉、ボイラ、乾燥炉、焼却炉、冷温水機、自家発設備等の燃焼設備を撤去または改造し、天然ガスを主原料とするガス燃焼へ転換した事業で、費用対効果が優れていると認められるもの。 (2) 原則単年度事業。但し、事業完了後1年間のデータ提出が必要。
対象燃料	転換前使用燃料：石炭、コークス、石油製品(灯油、軽油、A 重油、B 重油、C 重油、その他石油製品)等 ※LPG は対象外、副生ガスは対象。 転換後使用燃料：天然ガスを主原料とするガス
補助対象範囲	天然ガス化推進事業に係る設計費、既存設備撤去費、新規設備機器費(含む計測装置)、新規設備設置工事費(含む改造工事費)、敷地内ガス管敷設費。(但し、本支管工事及び LNG 貯蔵・気化設備を除く)
補助率	1/3 以内

(出所)日本ガス協会

図表 5-3-3 高効率給湯器の導入支援補助事業

項目	概要																											
補助対象機器	以下の基準を満たした潜熱回収型給湯器 ① 潜熱を回収するための熱交換器を備えていること。 ② 給湯熱効率が 90%以上であること。 ③ 都市ガスを使用すること。 ④ 定格給湯能力が 60 号以下であること。																											
補助対象範囲	① 機器費 ・潜熱回収型給湯器(補助対象給湯器)は、従来型給湯器に比べ構造が複雑で、機器費が高くなっているため、その機器費増加分の一部を補助。 ② 特殊工事費 ・潜熱回収型給湯器(補助対象給湯器)の設置には、通常の給湯器設置工事に加えて、ドレン配管工事が必要になるため、そのドレン配管工事費の一部を補助																											
補助金額	分類および補助金額について 下記 3 分類の機器分+特殊工事分の一括定額制とする。																											
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th rowspan="2">機器</th> <th rowspan="2">従来機の 基準額(円)</th> <th colspan="3">補助金額(円)</th> </tr> <tr> <th>機器分</th> <th>特殊工事分</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>予定枠申請</td> <td>98,400</td> <td>24,000</td> <td>10,000</td> <td>34,000</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>一般用申請(給湯器 30 号以上を除く)</td> <td>98,400</td> <td>24,000</td> <td>5,000</td> <td>29,000</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>一般用申請(給湯器 30 号以上)</td> <td>225,000</td> <td>24,000</td> <td>13,000</td> <td>37,000</td> </tr> </tbody> </table>	分類	機器	従来機の 基準額(円)	補助金額(円)			機器分	特殊工事分	合計	①	予定枠申請	98,400	24,000	10,000	34,000	②	一般用申請(給湯器 30 号以上を除く)	98,400	24,000	5,000	29,000	③	一般用申請(給湯器 30 号以上)	225,000	24,000	13,000	37,000
分類	機器				従来機の 基準額(円)	補助金額(円)																						
		機器分	特殊工事分	合計																								
①	予定枠申請	98,400	24,000	10,000	34,000																							
②	一般用申請(給湯器 30 号以上を除く)	98,400	24,000	5,000	29,000																							
③	一般用申請(給湯器 30 号以上)	225,000	24,000	13,000	37,000																							

(出所)日本ガス協会

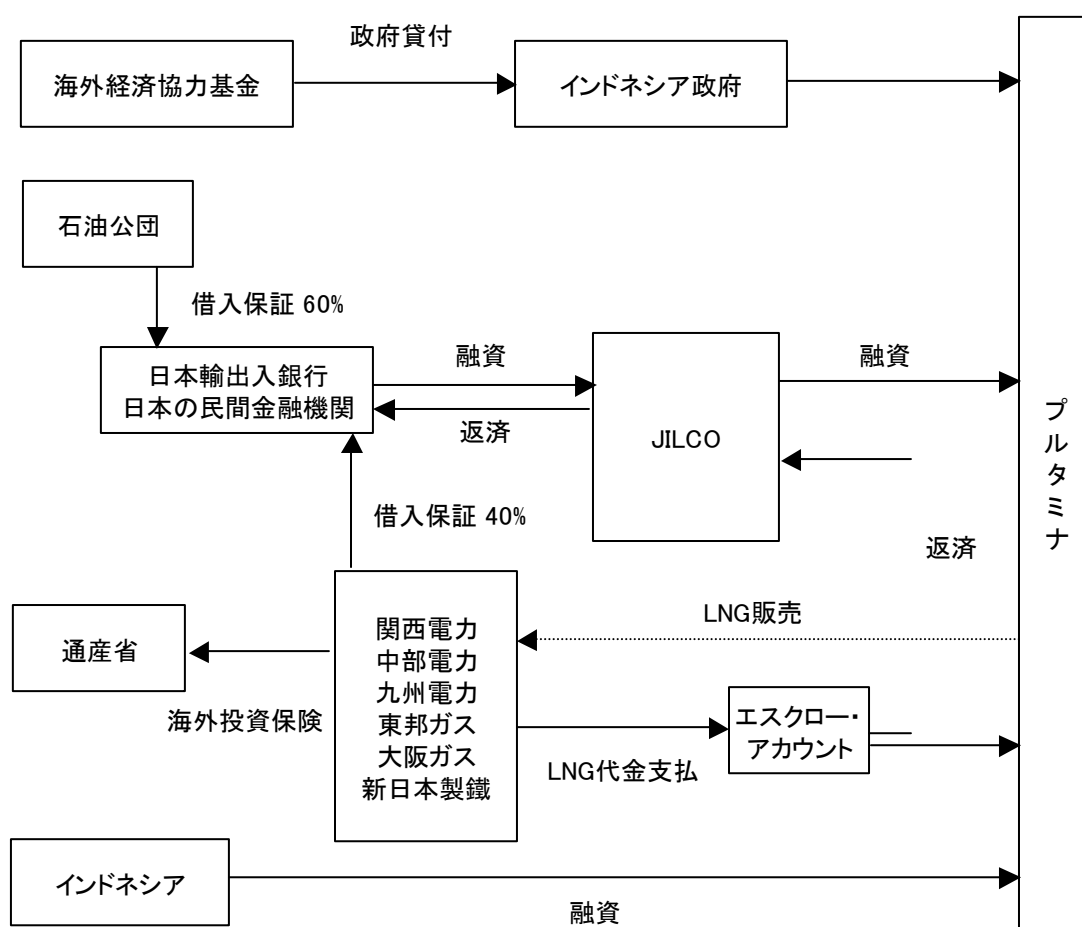
図表 5-3-4 エネルギー需給構造改革投資促進税制

項目	概要
対象設備	①エネルギー有効利用付加設備等 熱併給型動力発生装置、デシカント除湿機 ②電気・ガス需要平準化設備(取得価額の 50%が基準取得価額) ガス冷房装置(84kW 以上又は台数制御型) ③その他の石油代替エネルギー利用設備等 地方ガス天然ガス化設備(出荷・受入導管、LNG タンク、熱量変更設備)、多品種受入型 LNG 貯蔵装置、天然ガス利用工業炉、天然ガス利用ボイラー、中小企業用石油代替エネルギー利用設備等 ④新エネルギー利用設備等 石油代替エネルギー利用型自動車(天然ガス自動車)、石油代替エネルギー利用型自動車用燃料供給設備(天然ガス充填設備)、燃料電池設備
目的・措置	省エネ対策の推進、新エネルギー等の導入促進、石油・電力の安定供給確保に資する設備に対する投資促進が目的。 個人及び法人のうち青色申告表を提出する者が、対象設備を取得し、その後 1 年以内に事業の用に供した場合に、次のいずれかを選択できる。 ① 基準取得価額の 7%の税額控除(当期の税額の 20%相当額を限度とする)(中小企業者等のみ) ② 普通償却に加えて、初年度基準取得価額の 30%の特別償却

(出所)日本エネルギー経済研究所

しかし、LNG プロジェクトに果たした役割に限って見ると、政府系金融機関を通じた金融面でのサポートが最も重要である。アラスカプロジェクト向けの融資は行っていないが、それ以外で現在日本買主が長期契約で輸入している事実上全てのプロジェクトには日本輸出入銀行、現在の国際協力銀行より融資が行われている。投資額の 90%が日本から融資されたインドネシアのスキームを見ると、当時の日本輸出入銀行、海外経済協力基金、石油公団に加えて通産省自体も、融資、債務保証といった形式でプロジェクト融資に貢献していることが分かる。

図表 5-3-5 インドネシア LNG プロジェクトの融資体制



(出所) Akira Miyamoto、Natural Gas in Japan (Ian Wybrew、Jonathan Stern 編、Natural Gas in Asia)

インドネシアプロジェクトの場合、インドネシア側に資金調達力がなかったこと、資金力のあるメジャーの参加比率が低かったことから、日本が投資額の大半を担う結果となった。その後のプロジェクトでも、政府系金融機関を軸とした日本の投資が LNG プロジェクト立ち上げに果たした役割は非常に大きい。換言すれば、政府系金融機関の融資がなければ、日本向け LNG プロジェクトの実現可能性は著しく低下したであろう。

B. 供給セキュリティ及び LNG 調達力向上のための政策課題

i. 上流部門

本章の (3) ② B では、供給セキュリティ確保や LNG 調達力向上のための方策として、供給源多角化、輸出国との関係強化、権益取得、低金利融資及び融資条件の見直し、長期契約、契約の柔軟化を挙げた。これらの方策に政府はどう関わるべきであろうか。

供給源多角化は供給セキュリティ確保への最も基本的な方策であり、それを推進するために既存輸出国や潜在的輸出国との関係強化を図ることは政府の役割として重要である。その意味で、北海油ガス田なみの資源ポテンシャルを有するとされるサハリンを擁するロシアとの関係強化は特に重視されるべきである。

また、新規プロジェクト立ち上げ支援のために、低金利融資の継続及び融資条件の見直しにおける政府の責任は指摘するまでもない。政府が直接に、または出資する石油会社等を通じて権益取得をすることは政治的な障害が多いものの、開発投資が促進されるという観点からはプロジェクト立ち上げの推進力になる。その際に、①技術協力・供与の対象となる技術の開発や実施に際しての援助、②相手側の関連（付帯）産業振興への寄与、例えば石油化学など下流事業や発電設備などの付帯的事業への投資を促進できるような助勢、③先方国への社会インフラ整備などへの確約、等経済協力政策と外交政策を包括的、統括的に扱ってゆく枠組みが構築出来れば上流権益取得の可能性が高まるのではなかろうか。また、CDM⁴⁷や JI⁴⁸といった地球温暖化問題に係る国際的枠組みの中で取り扱える内容の提案であれば、時宜を得たものとして採用されやすいものと考えられる。

しかし、日本の石油会社の探鉱・開発能力が国際石油企業に対して優位性を保持していないことしばしば指摘されているし、高い探鉱開発リスクも存在する。従って、上流開発に関するリスクマネーや安定供給に関する必要コストを是認する社会的、国民的合意も必要となろう。自国の領土内にエネルギー資源が乏しいわが国は、その供給は輸入に依存することは万人の認めるところである。限りなく損失を出し続けることは許容できないが、ある程度のリスクを許容しなければ上流事業は成立しないことも認識しなければならない。

わが国のエネルギー供給は、多かれ少なかれ国際市場での動向に左右されるという受身の対応とならざるを得ない部分が大い。その意味で、経済性の観点から受任可能な範囲での「セキュリティ・コスト」という概念も社会的に提案し、理解を得るようにすべきではなかろうか。

長期契約や契約の柔軟化については、基本的に契約当事者である事業者間の問題であり、政府が関与すべき事柄ではない。

⁴⁷ Clean Development Mechanism。先進国と途上国が共同で温室効果ガス削減プロジェクトを途上国において実施し、そこで生じた削減分の一部（認証排出削減量）を先進国がクレジットとして得て、自国の削減に充当出来る仕組み。

⁴⁸ Joint Implementation。先進国同士が共同で温室効果ガス排出削減や吸収のプロジェクトを実施し、投資国が自国の数値目標達成のためにその排出削減単位をクレジットとして獲得出来る仕組み。

ii. 中流部門

中流部門での供給セキュリティ確保及び LNG 調達力の向上への方策として、本章の (3) ② B ではシーレーン安全確保、LNG 供給契約条件の柔軟化、二港揚げや内航船活用といった日本国内での LNG 輸送オペレーションの活性化等を挙げた。これらの方策への政府の関わり方としては以下があると思われる。

シーレーン安全性確保のためには、ホルムズ海峡及びマラッカ海峡沿岸国との関係を強化しなければならない。特にマラッカ海峡付近の海賊やテロ対策には、沿岸国の国家主権を超えた協力体制確立が欠かせない。そのために、政府が積極的な役割を果たすことは重要である。

FOB 契約、スワップやカーゴ融通のための仕向地条項の撤廃等は、基本的に取引当事者の問題であり、政府が果たす役割は少ない。むしろ、二港揚げ、二次転送といった日本国内での LNG 輸送における制度上の障害を解消することが重要である。例えば、遊休設備の有効利用の促進、夜間航行制約や港湾への入港着岸時間制限の緩和等を関係省庁間で協議かつ検討することが求められている。

iii. 下流部門

前節では、下流部門での供給セキュリティ確保及び LNG 調達力の向上への方策として、受入基地、パイプライン、貯蔵設備といったインフラ面の拡充、需要家との供給中断可能契約、発電所や産業需要家における混焼設備の設置等を提示した。これらの方策への政府の関わり方としては以下があると思われる。

インフラ設備の拡充を推進することは、供給セキュリティ確保に対して政府が出来る最も基本的な分野の一つである。例えば、受入基地については、カタールが今後使用する Q-Flex や Q-Max といった超大型船を受け入れられる受入基地は現時点では日本には存在しない。しかし、カタールが今後大幅に LNG を増産し、その LNG の輸送に Q-Flex や Q-Max が使用されること、短中期的に LNG 需給バランスがタイトであると想定出来ることを考慮すれば、日本でこれらの超大型船を受け入れる態勢を取る事は、供給セキュリティ確保及び LNG 調達力向上に資するであろう。そのために、港湾局、海上保安庁、海上保安部等、政府関係諸機関が協力してスムーズに受入態勢を構築する必要がある。また、需要開発の進捗も見据えながら、内航船、LNG ローリー、貨車と合わせてパイプライン網の整備を行う必要がある。LNG タンクのみならず地下貯蔵設備による天然ガス貯蔵の可能性は引き続き検討する価値がある。欧米のような廃ガス田、岩塩ドーム、帯水層を利用した地下貯蔵設備の建設は、日本では地質的な制約があるが、地下岩盤内に人工的に構築した空洞を利用した ANGAS (Artificial New Gas Storage) の検討を継続することは政府の役割である。

発電所や大規模需要家において、複数燃料に機動的に転換可能な状態を支援することは有効である。場合によっては、発電所や産業需要家といった大規模需要家における混焼設備を設置するための援助策の検討も政策課題の一つとして挙げられるだろう。

第 6 章 まとめ

日本は長年にわたって LNG 市場で非常に大きな地位を占めてきた。特に、アジア市場においては、1969 年から 1985 年まで日本が唯一の LNG 輸入国であり、インドネシア、ブルネイ、アブダビ、マレーシア、オーストラリアといった国々での LNG プロジェクト立ち上げに際しては日本の企業や政府の役割は極めて重要であった。その過程において、LNG ビジネスや LNG チェーンの特徴が形成されてきたと言えよう。

第 1 章では、天然ガス市場の現状と見通しの把握を行った。世界の天然ガス埋蔵量や生産量は、中東で大きく伸びている。発電部門での利用の拡大や環境優位性等により、天然ガス需要は他の化石燃料を上回るペースで拡大している。

現時点で、天然ガス貿易の 4 分の 1 を占める LNG による取引は、輸出入国合わせて 27 カ国で行われており、いくつかの新規参入する国も見込まれている。輸出面では中東が、輸入面では欧米がそれぞれシェアを大幅に拡大することであろう。北東アジア 3 国(日本、韓国、台湾)を合わせると、LNG 取引の 65%を占める。しかし、今後は欧米での需要が大幅に伸びることから、絶対的な需要は伸びるものの、世界全体に占める北東アジアの LNG 取引でのシェアは減少すると思われる。現在の LNG 需給バランスはタイトであるが、長期的には需要を満たすだけの供給ポテンシャルが存在する。2010 年以降では、特に新興 LNG 市場における需要の伸びが需給バランスに大きな影響をもたらすであろう。

第 2 章では、従来の LNG チェーンを概観した。LNG プロジェクトは巨額の投資を要することから、事業リスクを軽減するために、プロジェクトに関わる事業者は各々の役割を持ち、綿密な協力体制を構築する必要がある。すなわち、天然ガス探鉱・生産および液化を担当する上流事業者、輸送を担当する中流事業者、受入・再ガス化・配給を行う下流事業者がプロジェクトを一体的に運用するのが一般的であった。従って、LNG 取引には長期契約、Take or Pay、仕向地条項といった硬直的な要素が見られる。

第 3 章では、第 2 章で見た LNG チェーンにおける事業者の変化をもたらす要因を、電力・ガス市場の規制緩和、LNG プロジェクトコストの低減、新興 LNG 市場の拡大に求めた。

電力・ガス市場の規制緩和が世界的潮流となる中で、程度の差はあるが LNG 輸入国の市場でも競争原理が持ち込まれている。従来は規制によって保護されていた LNG 輸入者にとって、自社需要想定の不確実性が増大し、競争力のある LNG を柔軟な条件で調達することの重要性が高まっている。

LNG 需要の拡大は関連技術の進歩やコントラクター間の競争を促したことから、LNG プロジェクトに要するコストが低減する傾向にある。コスト低減の手段として、液化基地や LNG 船の大型化が進んでいる。

アメリカ、イギリス、中国、インドといった国々では、国内天然ガス生産の伸び悩みや天然ガス需要の急増といった要因によって、LNG 需要が大幅に伸びることが見込まれている。LNG 輸入ポイントの増加によって、LNG フローが多様化し、スポットやスワップといっ

た非在来型 LNG 取引が拡大する可能性がある。

第 4 章では、第 3 章で整理した要因がもたらした事業者の変化を確認した。それらは、上流事業者の下流進出、下流事業者の海外下流事業進出、下流事業者の上流進出、中国やインドといった今後天然ガス需要が大幅に伸びることが見込まれている国の石油会社による上流進出、これまで物理的な LNG 取引に関わりが薄かった企業の中下流事業参入という 5 点に分類出来る。

上流事業者が下流進出を行うのは、市場へのアクセスの確保という意味が大きく、下流事業者が上流進出や海外下流事業を行うのは、LNG 調達コストの削減や新規収益源確保という意味が大きい。中国やインドの国営石油会社が、上流権益を取得するのは供給セキュリティを確保するのが目的である。これまで物理的な LNG 取引に関わりの薄かった企業による中下流事業参入は、一般的に LNG 取引の拡大や流動性の向上によって、ビジネスとしての収益性を見出していることの反映であろう。

第 4 章までの分析を踏まえて、第 5 章では天然ガス調達に関わる事業者の視点と政策課題を取り扱った。日本の LNG 需要は堅調に拡大し、現在では一次エネルギー供給量の 14% を占めている。また、政策的には天然ガス資源の中東依存度の相対的な低さと天然ガスが持つ環境メリットによって、利用を促進すべき燃料であると位置づけられてきた。

日本向けの LNG に関わる事業者は、企業規模や LNG への関わり方について非常に多岐に渡り、その多様性が LNG 需給バランスや買主コンソーシアムや日本国としての上流進出といった天然ガス調達のあり方に関する見解の相違をもたらしている。

天然ガス調達について日本が直面している課題は、経済性を伴った供給セキュリティの確保と天然ガス調達力の向上である。これらの課題に対処するには、LNG チェーン各段階において様々な対処策を検討しなければならない。そして、それらの対処策には民間ですべきもの、政府の関与が必要なものがある。政府の関与が必要と考えられる対処策には、天然ガス上流プロジェクト立ち上げ促進策、政策融資内容の見直し、国内の天然ガス輸送取引の流動性向上、代替天然ガス供給源開発が含まれる。上流プロジェクトへの関与を行う場合には、経済協力政策と外交政策を包括的に扱う必要がある。

近年、LNG 需給が逼迫していることから、供給セキュリティが注目されるのは自然なことである。しかし、需給バランスが最もタイトになると見込まれる 2007~2008 年頃に向けては、新規プロジェクトを立ち上げる時間はもはやない。従って、中流や下流での対処策に依存する部分が多くなるだろう。

供給セキュリティや調達力向上のための対処策の重要性は需給が逼迫している時にだけでなく、需給が緩和している時にも低下するわけではない。LNG や天然ガスプロジェクトのリードタイムの長さを考慮すれば、上流分野における対処策は需給逼迫が明らかになる前に取るべきだからである。需給緩和時における方策は、市場原理の元で短期的な採算性確保を視野に入れて活動する民間企業では促進するインセンティブに欠ける。その意味では、需給逼迫時だけでなく、需給緩和時においてこそ、供給セキュリティ確保策や調達力

IEEJ : 2006 年 6 月掲載

向上策に果たすべき政府の役割があるのではないだろうか。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp