

加速する LNG チェーンにおける変化

総合エネルギー動向分析室 研究主幹 小田原 洋一

はじめに

40 年前の 1964 年、アルジェリアから英国向け輸出で商業取引をスタートした LNG ビジネスは、その後天然ガスが一次エネルギー源としての位置づけを拡大する中で、重要な天然ガス供給形態としての役割を担う産業へと発展し続けている。そのような状況の一方、LNG ビジネスを取り巻く事業環境が、エネルギー市場における市場競争導入などの影響要因により大きな変化の中でリストラクチャリングの過程に入っていることに注目すべきであろう。従来、巨額な投資が求められる LNG プロジェクトは、限定された参画プレーヤーの間で LNG チェーンのセグメントごとに役割分担も固定化されてきたことからクローズドな産業であるとされてきた。しかしながら、エネルギー消費国におけるガス・電力市場の規制緩和の進展とともに、特に 1990 年代後半に入ると、LNG チェーンの内側ではプレーヤーの多様化が進む一方で、プレーヤー間の移動性の高まりが顕著になり、同チェーンの内部構造における変化のスピードは加速化する状況にある。

本報告では、まず天然ガスの 3 大消費市場である欧州、アジア・太平洋、北米における天然ガス需給および LNG 取引の動向を概観する。次いで、最近の LNG チェーンにおける変化の状況について、これまで LNG プロジェクトに関与してきた伝統的プレーヤーの新たな動きという側面から事例を整理し、様々な内部変化をもたらしている要因を分析する。その上で、長期一次エネルギー予測において、2030 年度の天然ガス需要を 2000 年度比約 37%増と他のエネルギー源と比較して最大の伸びを予測するわが国として、天然ガスの供給安定確保への取り組みが求められる中で、この変化する LNG チェーンの上・中流部門への関与のあり方についてインプリケーションを試みることにしたい。

第 1 章 3 大消費市場における天然ガス需給動向

(1) 一次エネルギー需要における天然ガスの位置づけ

表 1-1-1 は、欧州、アジア・太平洋および北米という天然ガスの 3 大消費市場別に、1993 ~ 2003 年の一次エネルギー需要における天然ガス動向について 1993 年、1998 年、2003 年のデータを示したものである。

〔欧州〕

欧州市場の天然ガス需要は 1993 年の 284.7 百万トンから、年平均伸び率 4.8%により 1998 年には 360.3 百万トン（1993 年比 26.5%増）へ、さらに年平均 3.1%の伸びにより 2003 年には 419.9 百万トン（同 47.5%増）へと増加した。需要の年平均伸び率については、各期

間において一次エネルギー需要の伸び率を上回り、一次エネルギー需要に占める天然ガス消費シェアは1993年17.8%から1998年21.1%、2003年には23.3%へと拡大している。

〔アジア・太平洋〕

アジア・太平洋市場の需要は1993年170.8百万トンから年平均5.9%の伸びにより1998年には227.8百万トン（1993年比33.4%増）その後6.4%の伸び率アップにより2003年には310.9百万トン（同82.0%増）に需要は拡大している。天然ガス需要の年平均伸び率は一次エネルギー需要の伸びを上回り、欧州市場および北米市場と比較して大きな伸びを示している。天然ガスの消費シェアについては1993年の8.8%から1998年に9.9%、2003年には10.7%へと拡大している。

〔北米〕

北米市場の需要は、1993年の610.3百万トンから1998年647.6百万トン、2003年には686.3百万トン（1993年比12.5%増）と各期間を通して年平均1.2%の伸びにより増加している。この伸び率は同市場における炭化水素エネルギー源の中では最も低い。また、一次エネルギーに占める天然ガスの消費シェアは1993年26.4%、1998年25.7%、2003年25.2%と若干の低下傾向を示している。当該期間における需要の年平均伸び率は欧州および太平洋市場を下回っているが、一次エネルギーに占める天然ガスの消費シェアは依然欧州およびアジア・太平洋市場を上回っている。

表 1-1-1 一次エネルギー需要における天然ガス

単位:石油換算百万トン

		1993	1998	2003	年平均伸び率(%)			
					1993 1998	1998 2003	1993 2003	1993 2003
欧 州 ¹	石油	679.9	727.5	729.3	1.4	0.04	0.7	
	天然ガス	284.7	360.3	419.9	4.8	3.1	4.0	
	石炭	375.2	339.1	321.4	-2.0	-1.1	-1.5	
	原子力	219.6	235.7	218.7	1.4	-1.5	-0.04	
	水力	42.7	46.2	111.4	1.6	19.2	10.1	
	計	1,602.2	1,708.5	1,800.8	1.3	1.1	1.2	
ア ジ ア 太	石油	753.8	896.3	1,049.1	3.5	3.2	3.4	
	天然ガス	170.8	227.8	310.9	5.9	6.4	6.2	
	石炭	878.0	1,013.1	1,306.2	2.9	5.2	4.1	
	原子力	90.7	123.8	104.7	6.4	-3.3	1.4	

¹ オーストリア、ベルギー、ルクセンブルグ、チェコ、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシア、ハンガリー、アイスランド、アイルランド、イタリア、オランダ、ノルウェー、ポーランド、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、スイス、トルコ、英国の22ヶ国の合計値である。

平 洋	水力	39.6	46.2	137.5	3.1	24.4	13.3
	計	1,932.4	2,307.5	2,908.4	3.6	4.7	4.2
北 米 ²	石油	937.7	1,028.7	1,093.2	1.9	1.2	1.5
	天然ガス	610.3	647.6	686.3	1.2	1.2	1.2
	石炭	517.2	577.7	612.7	2.2	1.2	1.7
	原子力	191.2	203.9	201.1	1.3	-0.3	0.5
	水力	53.3	57.3	133.9	1.5	18.5	9.6
	計	2,309.8	2,515.2	2,727.3	1.7	1.6	1.7
世 界 全 体	石油	3,120.6	3,406.6	3,636.6	1.8	1.3	1.5
	天然ガス	1,827.1	2,015.4	2,331.9	2.0	3.0	2.5
	石炭	2,142.9	2,243.2	2,578.4	0.9	2.8	1.9
	原子力	563.6	626.9	598.8	2.2	-0.9	0.6
	水力	201.0	224.8	595.4	2.3	21.5	11.5
	計	7,854.7	8,516.8	9,741.1	1.6	2.7	2.2

出所: BP Statistical Review of World Energy

(2) 天然ガス需給実績³

3 大市場別需給動向

(欧州)

表 1-2-1 に示すように 1993～2003 年の天然ガス生産は 1993 年の 218.4Bcm⁴ から年平均伸び率 2.9% で 2003 年に 290.3Bcm へ増加しているが、1998～2003 年の生産量の伸びは 1993～1998 年の 3.5% から 2.3% へと低下している。特に、同地域の主要な天然ガス生産国である UK、ノルウェー、オランダ、デンマーク 4 ヶ国による同 10 年間の生産の年平均伸び率は 1.5% と欧州平均を大きく下回り、1998 年から 2003 年には 1993～1998 年の 2.7% から 0.2% へと大幅な落ち込みを見せている。一方、同 10 年間の天然ガス消費は 1993 年の 350.4Bcm から年平均 3.6% の伸びにより 2003 年には 498.20Bcm に増加しているが、1998～2003 年の年平均伸び率は 1993～1998 年の 4.0% から 3.2% へと低下している。

このように消費の年平均伸び率が域内生産の伸びを上回り続けていることから、域外への輸入依存度 (= 域外輸入量 / 消費量) は 1993 年 38.6%、1998 年 40.5%、2003 年 41.4% と上昇する傾向にあり、欧州における天然ガス需給バランスには域内自給率の低下 (外部依存増大) へとという流れが定着したといえよう。域外からの供給の状況を供給 (輸送) 形

² 米国、カナダ、メキシコを指す。

³ 在庫は考慮に入れていない。

⁴ Billion Cubic Meter (10 億立方メートル)。

態別に見るならば、1993～2003年のPNG⁵による供給シェアは、1993年の85.6%から1998年85.2%、2003年80.6%と減少しているが、主要な役割を果たしている。一方、LNGシェアは1993年の14.4%から、1998年14.8%、2003年には19.4%と増加しており、補完的役割を拡大させる方向にある。

表 1-2-1 欧州市場における天然ガス需給⁶

単位:Bcm

	1993	1998	2003	年平均伸び率(%)		
				1993 1998	1998 2003	1993 2003
生産	218.40	258.90	290.30	3.5	2.3	2.9
消費	350.4	426.2	498.20	4.0	3.2	3.6
輸入 - PNG(域内)	71.0	87.40	142.41	4.2	10.3	7.2
PNG(域外)	115.80	147.00	166.08	4.9	2.5	3.7
LNG(域外)	19.50	25.60	39.97	5.6	9.3	7.4
輸出(域外)	0.00	0.00	0.00	-	-	-

出所:BP Statistical Review of World Energy

〔アジア・太平洋〕

表 1-2-2 に示すように 1993～2003年の天然ガス生産は 1993年の183.9Bcmから年平均伸び率5.4%により2003年には310.5Bcmへと68.8%増加している。一方、同10年間の天然ガス消費は1993年の189.3Bcmから年平均6.2%の伸びにより2003年には345.5Bcm(1993年比82.5%増)に増加している。

このように消費の年平均伸び率が域内生産の伸びを上回り続けていることから、域外への天然ガス輸入依存度(=域外輸入量/消費量)は1993年2.5%、1998年4.6%、2003年10.0%と上昇する傾向にある。また、LNG輸入について、域外からの供給シェアは1993年7.8%から1998年に13.9%、2003年30.2%と拡大していることを注目すべきであろう。

表 1-2-2 アジア・太平洋市場における天然ガス需給

単位:Bcm

	1993	1998	2003	年平均伸び率(%)		
				1993 1998	1998 2003	1993 2003
生産	183.90	241.40	310.50	5.6	5.2	5.4

⁵ 本報告ではLNG(Liquefied Natural Gas)に対してパイプライン輸送による天然ガスをPNG(Pipelined Natural Gas)とする。

⁶ 「生産」はデンマーク、ドイツ、イタリア、オランダ、ノルウェー、ポーランド、ルーマニア、英国の8ヶ国の合計値である。「消費」はオーストリア、ベルギー、ルクセンブルグ、ブルガリア、チェコ、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシア、ハンガリー、アイスランド、アイルランド、イタリア、リトアニア、オランダ、ノルウェー、ポーランド、ポルトガル、ルーマニア、スロバキア、スペイン、スウェーデン、スイス、トルコ、英国の26ヶ国の合計値である。

消費	189.30	255.40	345.50	6.2	6.2	6.2
輸入 - PNG(域内)	1.50	1.50	12.19	0.0	52.0	23.3
LNG(域内)	56.70	73.30	79.08	5.3	1.5	3.4
LNG(域外)	4.80	11.80	34.40	19.7	23.9	21.8
輸出(域外)	-	0.20	0.16	-	-	-

出所:BP Statistical Review of World Energy

〔北米〕

表 1-2-3 に示すように 1993～2003 年の天然ガス生産は 1993 年の 684.8Bcm から年平均伸び率 1.1%で 2003 年に 766.3Bcm へ増加しているが、1998～2003 年の生産量の伸びは 1993～1998 年の 2.0%から 0.3%へと大きく低下している。同地域構成国（カナダ・米国・メキシコ）の何れにおいても、1998～2003 年の生産の年平均伸び率は 1993～1998 年と比較すると顕著な落ち込みを見せ、カナダは 4.3%から 1.1%へ、米国は 1.1%から 0.01%、メキシコは 6.2%から 1.2%へと大きく低下している。また、同 10 年間の天然ガス消費については 1993 年の 701.2Bcm から年平均 0.5%の伸びにより 1998 年には 718.9Bcm に、その後年平均 1.2%の伸びにより 2003 年には 762.6Bcm へと増加している。

域外からの供給の状況を供給（輸送）形態別に見るならば、1993～2003 年の PNG による供給シェアは、1993 年の 96.5%から 1998 年 97.5%へと増加したが、2003 年には 88.2%へと低下している。一方、LNG シェアは 1993 年の 3.5%から 1998 年 2.5%へと若干低下するが、2003 年には 11.8%と急激な増加を示している。

表 1-2-3 北米市場における天然ガス需給

単位: Bcm

	1993	1998	2003	年平均伸び率(%)		
				1993 1998	1998 2003	1993 2003
生産	684.80	754.80	766.30	2.0	0.3	1.1
消費	701.20	718.9	762.60	0.5	1.2	0.8
輸入 - PNG(域内)	63.40	90.50	115.42	7.4	12.7	6.2
LNG(域外)	2.30	2.30	15.39	0.0	46.3	20.9
輸出(域外)	1.40	1.80	1.64	-	-	-

出所:BP Statistical Review of World Energy

第2章 LNG 動向

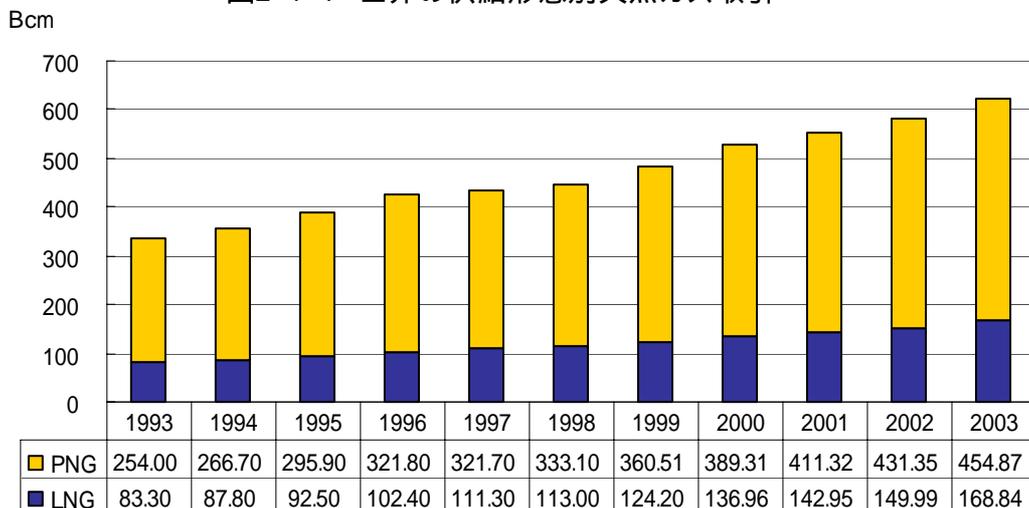
第 1 章では 1993～2003 年を対象に 3 大消費市場における天然ガス需給動向について概観してきたが、本章では天然ガス消費における LNG の位置付けに焦点をあてることとする。

(1) LNG 取引の推移

LNG および PNG 取引実績

図 2-1-1 が示すように、2003 年の天然ガスの国際市場における取引量は過去 10 年間に年平均 6.3%の伸びを示して 623.71Bcm (1993 年比 84.9%増) であった。2003 年の供給形態別取引量を 1993 年と比較すると、PNG 取引量は年平均 6.0%の伸びにより 454.87Bcm (同 +79.1%増) に増加したのに対して、LNG は 7.1%という大幅な伸びにより 168.84Bcm (同 +102.7%増) へと倍増している。また、取引量全体に占める LNG のシェアは、1993 年の 24.7%から、1998 年は 25.3%、2003 年には 27.1%と徐々に拡大する傾向にある。このように、1964 年に国際天然ガス取引市場に登場した LNG は、天然ガス需要に対する不可欠な供給形態として重要性を高めつつあるといえよう。

図2-1-1 世界の供給形態別天然ガス取引



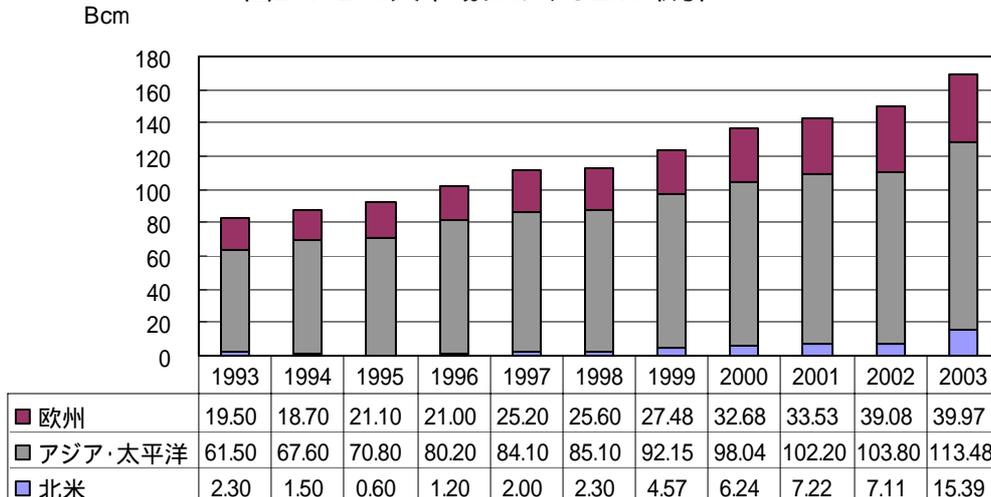
出所:BP Statistical Review of World Energy

図 2-1-2 は 1993 ~ 2003 年における 3 大市場別の LNG 取引量の推移を示している。欧州市場は 1993 年の 19.50Bcm から年平均 5.6%の伸びにより 1998 年には 25.60Bcm に、さらに 2003 年には 1998 年以降年平均 9.3%の伸びにより 39.97Bcm (1993 年比 105.0%増) へと増加している。アジア・太平洋市場では、同様に 1993 年 61.50Bcm から 6.7%の伸びにより 1998 年には 85.10Bcm へ、2003 年には 5.9%の伸びにより 113.48Bcm (1993 年比 84.5%増) に増加している。北米市場については、1993 年と 1998 年の間には 2.30Bcm と変化はないが、2003 年には 1998 年以降年平均 46.2%の伸びにより 15.39Bcm と 1993 年比 6.7 倍という大幅な拡大を見せている。

また、3 大市場の LNG 取引量全体に占める各市場別取引量シェアは、1993 年と 2003 年と比較すると、北米市場は 2.7%から 9.1%へ、また欧州市場では 21.9%から 23.7%へとシェア拡大が進んでいる。一方、世界の LNG 取引において 70%以上の消費シェアを維持して

きたアジア・太平洋市場は2002年に入ると70%を下回り、2003年には67.2%へと低下している。また、1993～2003年の3大市場におけるLNG取引全体の年平均伸び率は7.1%であり、市場別には欧州市場では7.4%とアジア・太平洋市場の6.3%を上回り、北米市場は20.9%と大幅な伸びを示している。

図2 1 2 3大市場におけるLNG取引



出所:BP Statistical Review of World Energy

次に、3大市場向けのLNGの供給ソースについて、1993～2003年の推移を図2-1-3に示すこととする。

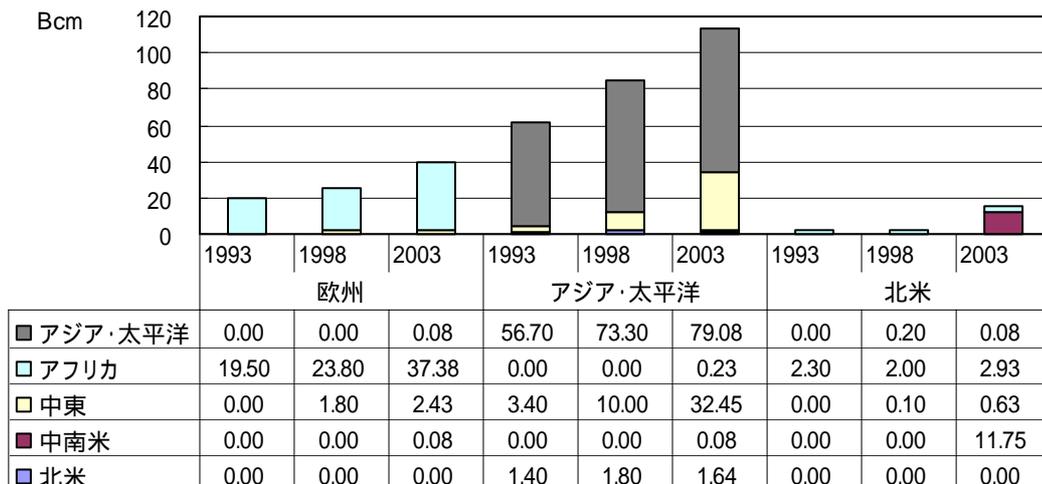
欧州市場における主要な供給源はアフリカである。1993年にはアフリカからの輸入シェアは100%であったが、1998年には新規の供給源である中東のシェアは7.0%、アフリカは93.0%に低下、また2003年にはアジア・太平洋と中南米が新規供給源としてともに0.2%を占め、中東は6.1%となり、アフリカのシェアは93.5%である。

アジア・太平洋市場では域内供給が減少する一方で、中東シェアが急激に拡大している。1993年は域内からの供給シェアが92.2%、北米は2.3%、中東が5.5%、1998年には域内86.1%、北米は2.1%、中東が倍増して11.8%、2003年には新規供給源として中南米とアフリカがそれぞれ0.1%、0.2%、域内が69.7%、北米は1.4%、中東が28.6%である。

北米市場向けの供給は1999年に生産を開始したトリニダード・トバゴ(Atlantic LNG)がそれまでのアフリカに取って代わり主要供給源としての地位を確保しつつある。1993年にはアフリカが100%、1998年にはアフリカは87.0%、中東が4.3%、アジア・太平洋からの供給が8.7%、2003年にはアフリカが19.0%、中東は4.1%、アジア・太平洋が0.5%、中南米が76.3%である。

なお、3大市場における天然ガス取引に占めるLNGの役割は、欧州市場では徐々に拡大し、アジア・太平洋市場では天然ガス供給の根幹であり続けており、北米市場では供給源としての役割の拡大がクローズアップされつつある。欧州市場では1993年は9.5%、1998年9.8%、2003年11.5%、アジア・太平洋市場では同様に97.6%、98.3%、90.3%、北米市場は同様に3.4%、2.5%、11.8%である。

図2 1 3 3大市場におけるLNGの供給源構成の推移



出所:BP Statistical Review of World Energy

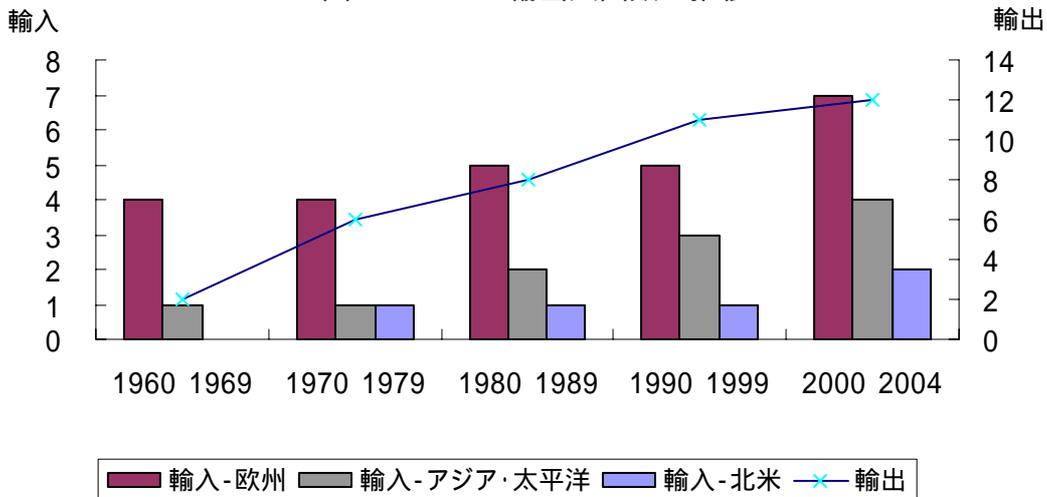
(2) LNG 取引フロー

LNG 輸出・消費国

図 2-2-1 は、LNG 輸出国と消費国という側面から LNG チェーンに関与する国が拡大する状況を示したものである⁷。供給サイドにおける LNG 生産国の数は、1960 年代の 2 ケ国から 1970 年代には 6 ケ国、1980 年代 8 ケ国、1990 年代 11 ケ国、2000 年には 12 ケ国へと拡大している。また、消費サイドにおいても、輸入国は 1960 年代の 5 ケ国から、順に 6 ケ国、8 ケ国、9 ケ国、2004 年には 13 ケ国へと増加している。

⁷ ここでは一次取引フローを指し、LNG 再輸出あるいは再気化ガスの輸出フローについては含めていない。

図2-2-1 LNG輸出入国数の推移



出所: Institute of Gas Technology-「A Review of the Global LNG Shipping Industry」などより作成

LNG取引フロー

次に、現在に至るまでのLNG取引の地域市場間フロー拡大の推移を見ることとする。表1-6は、LNGの中・長期売買契約ベースのものを対象にして、LNGの地域市場間取引が登場した順に並べたものである。1964年に誕生した「アフリカ 欧州向け」という最初の地域市場間取引は、その後新規のLNG輸出国および消費国という市場プレーヤーの増加に伴い、1969年に「北米 アジア・太平洋市場向け」というフローが加わった後、1973年には「アフリカ 北米向け」および「アジア・太平洋域内市場」が、1977年には「中東 アジア・太平洋向け」が、1999年には「南米 北米向け」および「南米 欧州向け」が登場し、2004年までに7つの地域市場間フローへと拡大している。

また、LNGの中・長期売買契約ベースのものを対象にして、2004年3月末までに市場に登場した取引についてLNG生産国対消費国という取引関係で見ると、契約終了した2フローを含めて、延べ取引フローの数は31に達している。地域市場間フロー別では、「アフリカ(アルジェリア、リビア、ナイジェリア) 欧州向け」にはのべ12の取引フローが生まれている。さらに、「北米(米国) アジア・太平洋地域向け」と「アフリカ(アルジェリア) 北米向け」で各1フロー、「アジア・太平洋域内市場」には、同域内の輸出4ヶ国(ブルネイ、インドネシア、マレーシア、オーストラリア)からのべ9フローが、「中東地域(アブダビ、カタール、オマーン) アジア・太平洋地域向け」にはのべ6つのフローが「南米(トリニダード・トバゴ) 北米向け」および「南米(トリニダード・トバゴ) 欧州向け」にはそれぞれ1フローがある。

なお、中・長期契約をベースとしたLNGフローだけでなく、短期取引などを含めた世界

のLNG取引全体のフロー総数は1993年の18フローから1998年には26に増え、2000年以降は40を超え、2003年には42を数えている⁸。また、2003年には、日本および韓国におけるLNG追加需要の動きから生じた「アフリカおよび南米からアジア・太平洋向け」輸出という、短期取引ではあるが新たな地域市場間取引のフローも生まれている。

表 2-2-1 LNG 市場の拡大(中・長期契約分)

	1960～1969	1970～1979	1980～1989	1990～1999	2000～2004
アフリカ 欧州	アルジェリア 英国 (1964 1990) フランス(1965) イタリア(1969) スペイン(1969)	リビア イタリア (1971 1994) スペイン(1971)	アルジェリア ベルギー (1982)	アルジェリア トルコ(1999) ナイジェリア スペイン(1999) フランス(1999) イタリア(1999) トルコ(1999)	
北米 アジ ア・太平洋	米国 日本(1969)				
アフリカ 北米		アルジェリア 米国(1973)			
アジア・ 太平洋 域内		ブルネイ 日本(1973) インドネシア 日本(1977)	マレーシア 日本(1985) インドネシア 韓国(1986) オーストラリア 日本(1989)	マレーシア 台湾(1990) 韓国(1991) インドネシア 台湾(1990)	オーストラリア 韓国(2004)
中東 アジア・ 太平洋		アブダビ 日本(1977)		カタール 日本(1998) 韓国(1999)	オマーン 韓国(2001) 日本(2001) カタール インド(2004)
南米 北米				トリニダード・トバゴ 米国(1999)	
南米 欧州				トリニダード・トバゴ スペイン(1999)	

出所: Institute of Gas Technology-「A Review of the Global LNG Shipping Industry」などから作成

⁸ BP Statistical Review of World Energy 2004

(3) 3大市場における LNG の今後

天然ガス需給予測および域外輸入依存度

表 2-3-1 は、3 大消費市場における 2001～2025 年の天然ガス生産および消費の比較による需給バランスの見通しを示している。

〔欧州〕

天然ガス生産は 2001 年の 11.1Tcf から年平均マイナス 0.2%の伸びにより 2025 年には 10.6Tcf に減少すると予測する一方、同需要については 2001 年の 17.5Tcf から年平均 2.2%の伸びにより 2025 年には 29.8Tcf (2001 年比 70.3%増) と予測している。2001～2025 年は生産の年平均伸び率が消費を下回ることから、2001 年の 6.4Tcf の供給ショートという需給ギャップは 2025 年には 19.2Tcf へと大きく広がることが見込まれている。これにより、域外依存度は 2001 年の 36.6%から 2010 年に 51.2%、2015 年 57.2%、2020 年 63.4%、2025 年には 64.4%へと大幅に上昇することが予測される。

〔アジア・太平洋〕

天然ガス生産は 2001 年の 10.3Tcf から年平均伸び率 2.5%により 2025 年には 18.8Tcf に増加すると予測する一方、同需要については 2001 年の 11.4Tcf から年平均 3.0%の伸びにより 2025 年には 23.4Tcf (2001 年比 105.3%増) と予測している。2001～2010 年は生産の年平均伸び率は消費と差はないが、2010 年以降 2025 年までは消費の伸び率が生産を上回ることから、2001 年の 1.1Tcf の供給ショートという需給ギャップは 2025 年には 4.6Tcf へと大きく広がることが見込まれている。このような供給ショートの拡大により、同市場における域外依存度は 2001 年の 9.6%から 2010 年に 10.1%、2015 年 13.9%、2020 年 16.0%、2025 年には 19.7%へと徐々に上昇することが予測される。

〔北米〕

天然ガス生産は 2001 年の 27.6Tcf から年平均 0.8%の伸びにより 2025 年には 33.6Tcf に増加すると予測する一方、同需要については 2001 年の 26.9Tcf から年平均 1.6%の伸びにより 2025 年には 39.8Tcf (2001 年比 48.0%増) と予測している。2001～2025 年の消費の年平均伸び率は生産の伸びを上回ることから、2001 年の供給オーバーという状況は供給ショートのポジションに転じ、2025 年には 6.2Tcf の不足が見込まれる。これにより、域外依存度は 2001 年の 2.6%から 2010 年に 6.9%、2015 年 11.0%、2020 年 13.0%、2025 年には 15.6%へと上昇傾向に入ることが予測される。

表 2-3-1 3大市場における天然ガス生産・消費予測

単位: Tcf⁹

		2001	2010	2015	2020	2025	年平均伸び率(%)	
							2001-2010	2010-2025
欧州 ¹⁰	生産	11.1	9.9	9.8	9.7	10.6	-1.3	0.5
	消費	17.5 (22.4)	20.3 (24.8)	22.9 (26.7)	26.5 (29.4)	29.8 (31.9)	1.7	2.6
	差	-6.4	-10.4	-13.1	-16.8	-19.2		
アジア 太平洋	生産	10.3	12.5	14.2	16.3	18.8	2.2	2.8
	消費	11.4 (10.6)	13.9 (10.4)	16.5 (10.8)	19.4 (11.3)	23.4 (12.0)	2.2	3.5
	差	-1.1	-1.4	-2.3	-3.1	-4.6		
北米	生産	27.6	29.6	30.6	32.8	33.6	0.8	0.8
	消費	26.9 (23.9)	31.8 (24.2)	34.4 (24.4)	37.7 (25.0)	39.8 (24.5)	1.9	1.5
	差	0.7	-2.2	-3.8	-4.9	-6.2		
世界 全体	生産	91.1	105.5	118.5	134.5	151.0	1.6	1.5
	消費	90.3 (23.1)	105.1 (23.0)	118.1 (23.6)	134.2 (24.4)	151.1 (25.1)	1.7	2.4

出所: EIA-International Energy Outlook 2004 (IEO2004) 「レファレンス・ケース」より作成、

()内数値は一次エネルギー消費全体に占める天然ガスの構成比%。

因みに、この EIA 予測のほか、EC は 2003 年発行の報告書「World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030」(基準ケース)において、今後 3 大市場では消費が生産を上回り続けることから、欧州市場¹¹における域外への輸入依存度は 2000 年の 40.4%から 2010 年 52.0%、2030 年 70.8%へ、また同様に、アジア・太平洋市場が 2000 年の 2.7%から 5.1%、60.3%へと、北米市場が 2000 年の 0.5%から、3.6%、7.9%へと上昇すると予測している¹²。このような各消費市場における域外への輸入依存度の高まりは、世界の天然ガス確認埋蔵量の推移からも裏付けられよう(第 4 章参照)。

LNG 需給見通し

今後天然ガス需給ギャップが拡大する基調にあることが見込まれる中で、3 大市場におい

⁹ Trillion Cubic Feet (兆立方フィート)¹⁰ BP Statistical Review of World Energy の地域区分ではトルコは欧州に含まれるが、International Energy Outlook 2004 では中東に分類されているため同国はここには含まない。¹¹ 「欧州」の категорияが EIA の IEO2004 とは異なることから差異がある。¹² 詳細は 2003 年 10 月エネ研ホームページ掲載「EU のエネルギー政策と長期見通し」の「第 5 章 世界における EU ガス市場」(森川哲男研究員)を参照。

て LNG が果たす役割の大きさはそれぞれの市場が置かれた地理的環境などによって異なるものと考えられる。

Cedigaz による 2030 年までの世界全体と 3 大市場別の LNG 需要予測を図 2-3-3 に示すこととする¹³。2002 年に 111.62 百万トン/年であった世界全体の LNG 需要は、低需要シナリオでは 2010 年に 194.7 百万トン/年(2002 年比 74.4%増)、2020 年には 311.8 百万トン/年(同 179.3%増)に増加、また高需要シナリオでは 2010 年に 230.2 百万トン/年(同 106.2%増)、2020 年に 379.7 百万トン/年(同 240.2%増)に増加すると予測している。以下、3 大市場についてそれぞれの需要見通しを見ることとする¹⁴。

〔欧州¹⁵〕

低需要シナリオでは 2002 年の実績 29.25 百万トン/年に対して、2010 年に 56.9 百万トン/年(2002 年比 94.5%増)へ、2020 年には 86.0 百万トン/年(同 194.0%増)と約 3 倍に増加、高需要シナリオでは 2010 年には 70.7 百万トン/年(同 141.7%増)、2020 年には 106.2 百万トン/年(同 263.1%増)へ大きく増加すると予測している。一方、欧州市場における LNG 輸入基地の LNG 受入能力は 2003 年 10 月末時点で 45.8 百万トン/年であるが、前述の天然ガス消費の増加およびこれに伴う LNG 輸入の拡大が見込まれる中、新規建設及び能力拡張フェーズにある基地の受入能力は合計 20.1 百万トン/年である。また、現在計画中の受入能力は合計 43.6 百万トン/年である。

脱原子力の動きなどにより天然ガス需要増が見込まれる反面で、域内における供給力(自給率)が減退するというという将来において、隣接するロシア・北アフリカを中心とした PNG は主要供給源と位置づけられるであろう。しかしながら、欧州における LNG は、PNG との競争に晒されながらも、供給源分散化というエネルギー・セキュリティの視点や輸入国として PNG に対するバーゲニング・パワー強化に向けて、供給ショートをカバーする物理的な補完という役割からその重要性をさらに高めるものと考えられる。

〔アジア・太平洋〕

低需要シナリオでは 2002 年の 77.10 百万トン/年に対して、2010 年に 101.5 百万トン/年(2002 年比 31.6%増)へ、2020 年には 140.5 百万トン/年(同 82.2%増)、高需要シナリオでは 2010 年には 113.1 百万トン/年(同 46.7%増)、2020 年には 164.5 百万トン/年(同 113.4%増)へ大きく増加すると予測している。これに対して、同市場における 2003 年 10

¹³ 2004 年 2 月発表(2004 年 5 月 21 日付 International Gas Report)。また、IEA は報告書「World Energy Investment Outlook 2003」の中で、世界の LNG 需要は 2020 年まで年平均 7~8%の伸びにより、現在の 1 億トンから 4 億トンへと増加し、さらに 2030 年には現行取引量の 6 倍に拡大すると予測している。

¹⁴ 3 大市場における 2003 年 10 月時点の LNG 受入能力に関する数値は、米国 EIA 報告「The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook」(2003 年 12 月発表)によるものである。

¹⁵ Cedigaz 予測における欧州は、ベルギー、フランス、ギリシャ、イタリア、ポルトガル、スペイン、トルコ、英国の 8 ヶ国である。

月末時点のLNG受入能力は236.4百万トン/年であり、新規建設および能力拡張フェーズにある基地の受入能力は合計37.7百万トン/年である。また、計画中の受入能力は合計5.9百万トン/年である。

2004年8月現在、東南アジアの一部地域¹⁶を除いて、アジア・太平洋市場には国際天然ガス・パイプラインは存在しない。2004年8月時点、同市場における主要なパイプライン構想としては、イラン、トルクメニスタンやミャンマーなどの産ガス国からインド向けの構想のほか、東シベリア（Kovyktaガス田）から中国・韓国向け、サハリン、東南アジア地域におけるTAGPがある。前者の場合、パイプライン通過国であるパキスタンやバングラデシュとインドとの間では政治的緊張関係がこれまで関係国の国内経済発展の阻害要因になってきたという認識が醸成され始めており、構想が実現化に動き出す可能性が浮かび上がってきているが、この地域における国際パイプライン建設の実現化には今後とも紆余曲折が予想されよう。また、東シベリア（Kovyktaガス田）からの中国・韓国向けPNG供給については2003年に関係国間でFSを完了しているが、PNG価格など引き取り条件面など合意に至ってはならず、今後の見通しは不透明である¹⁷。このような状況において当分の間は、同市場向け天然ガス供給形態においてはLNGが基軸であるという状況に変化はないと考えられる。

〔北米〕

低需要シナリオでは2002年実績の5.27百万トン/年に対して、2010年に36.3百万トン/年と2002年の約7倍、2020年には82.3百万トン/年と約16倍、高需要シナリオでは2010年には46.4百万トン/年と約9倍に、2020年には102.0百万トン/年と約20倍へと増加すると予測している。LNG受入能力については、同市場では米国だけが輸入基地を保有しており、2003年10月末時点のLNG受入能力は28.7百万トン/年である。また、受入能力合計で69.2百万トン/年の新規輸入基地建設プロジェクトが計画段階にある。

米国NPC（National Petroleum Council）による報告書「Balancing Natural Gas Policy」（2003年9月発表）では、米国天然ガス市場は国内自給率およびカナダからの輸出余力の低下により域外からの輸入依存度上昇という根本的な変化に直面しているという認識が言及されている。その上で、今後天然ガス価格の引き下げおよび価格ボラティリティを緩和するために、新規供給源の開発、インフラ整備拡充、将来需給ギャップの縮小のためにLNG

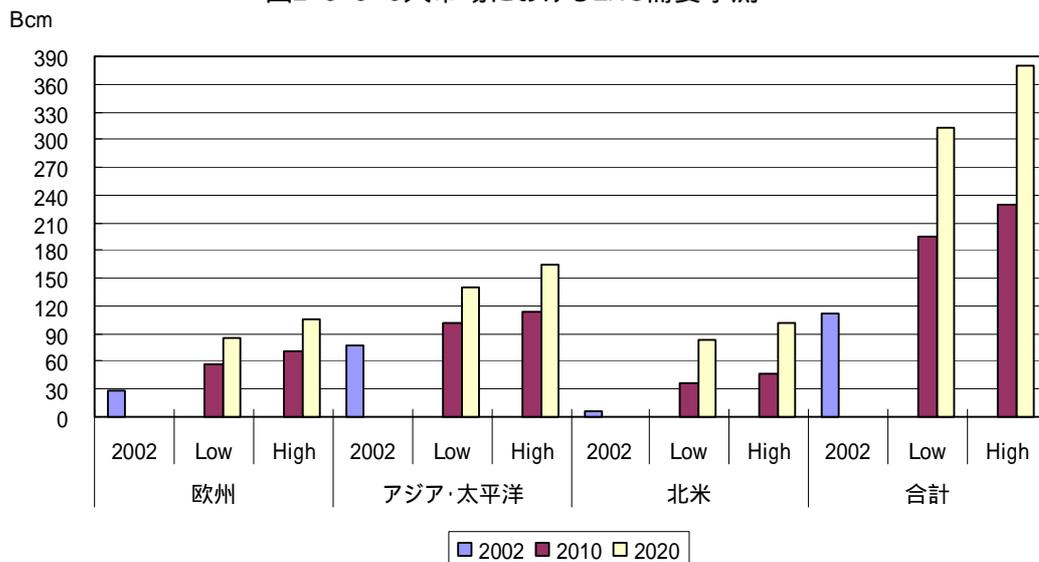
¹⁶ Trans ASEAN Gas Pipeline（TAGP）プロジェクト。2004年6月開催のASEANエネルギー相会議において今後5ヶ年計画によりインドネシアとマレーシア・タイ・シンガポール間のパイプライン建設を進めることが確認されている。また、中東においてはカタール・オマーン・UAE間でDolphinプロジェクトの開発が進行中である。

¹⁷ 第1フェーズとして、2006年末までのイルクーツク州内での販売を目標に、州内供給パイプラインの建設（工費6億ドル）がスタートしている。（2004年4月20日付World Market Research Center）

輸入拡大が必要であるとしている¹⁸。併せて、LNG 受入基地建設に係わる許認可体制を含めた行政手続の簡素化への取り組みも必要としている。なお、2003年に入り厳しさを増した地域住民からの建設反対運動や連邦政府と基地建設地域を管轄する州政府との間における行政管轄権を巡る論争が続いており、米国西岸における LNG 受入基地建設プロジェクトの動きは中断している状況にある。その一方で、既存4基地¹⁹においては LNG 受入能力の拡張への取り組みが進展しており、メキシコ湾岸では3基地(海上基地2および陸上基地1)の新規プロジェクトが建設にかかわる連邦エネルギー規制委員会(FERC)の承認を取得済みである²⁰。

メキシコでは石油から天然ガスにシフトした開発方針による自給率向上を目指す一方で、エネルギー規制委員会(CRE)は今後電力需要を中心として国内ガス需要は国内生産を上回ると予測している。これにより、中長期的には LNG 輸入が必要であるとの認識の下でメキシコ湾岸およびバハ・カリフォルニア州の2ヶ所において LNG 受入基地建設計画が進展しているところである²¹。また、カナダにおいても、自国および米国への供給を視野に入れ、大西洋岸及び太平洋岸における複数の LNG 受入基地建設計画が進展を見せている²²。

図2-3-3 3大市場におけるLNG需要予測



出所: Cedigaz

¹⁸ 今後の米国の LNG 輸入について、NPC は 2010 年には 2002 年実績 (EIA 報告によれば 228.7 百万 cf) の 10 倍に増加するという見通しを発表している。また、米国 EIA は、米国の LNG 輸入量は 2003 年の 10.5 百万トン/年から 2010 年には 46.2 百万トン/年に増加すると予測している。

¹⁹ Southern Union 社の Lake Charles、Dominion Resources 社の Cove Point (2003 年 8 月操業再開)、Southern LNG 社 (El Paso の子会社) の Elba Island、Tractebel 社の Everett の 4 基地である。また、現在、この 4 基地では LNG 受入・再気化能力の拡張工事中であり、2006~2008 年頃には 6.7 百万トン/年の能力が新たに追加される見込みである。

²⁰ FERC は 2008 年までに新規 LNG 輸入基地が建設されるであろうと表明 (2004 年 5 月 24 日付 Platt's)。

²¹ 2004 年 5 月 3 日付 Weekly Petroleum Argus および同年 5 月 19 日付 Oil Daily。

²² 2004 年 8 月、Irving Oil はカナダ規制当局よりニュー・ブランズウィック州における LNG 受入基地 (3.5 百万トン/年) 建設承認を取得した。(2004 年 8 月 10 日付 Platt's Oilgram News)

この需要予測に対して、供給サイドでは2003年末時点で、世界で操業中のLNG生産能力は143.1百万トン/年、また2007年前後には、現在LNG生産設備の建設フェーズにある追加生産能力55.8百万トン/年の稼働が予定されている²³。さらに、2010年までの稼働を計画中のLNG輸出プロジェクト(107.4百万トン/年)が全て市場に登場すれば、2010年時点の世界全体の生産能力は306.3百万トン/年に拡大することになる²⁴。

LNG取引フローの今後

今後2010年までを見るならば、LNG需要サイドでは、2005年に英国(Isle of Grain向け)がLNG市場に復帰し、2006年には中国(広東)、2007年にはメキシコ(メキシコ湾岸のAltamira向けおよび太平洋岸のCosta Azul向け)およびフィリピン²⁵が新規LNG輸入国として市場に登場することが予定されている。また、既存のLNG輸入国においても受入基地の新規建設や既存基地の受入能力拡張計画が進められている。さらには、シンガポール、タイ、チリ、カナダもエネルギー・セキュリティの確保も念頭に各国エネルギー事情を反映したLNG受入に関するFS検討などをスタートさせている。一方、供給サイドにおいては、生産プロジェクトの進捗段階に違いはあるが、立ち上がり後のLNG輸出先についてMOUなどの締結により目途がついている新規輸出プロジェクトとして2005年にエジプト、2007年にロシア(サハリン)、赤道ギニアおよびノルウェー、2008~2010年にはイランやペルーなどが登場することが見込まれている。

このようなLNGの需給両サイドでの(LNGプロジェクト)将来に向けた動きのほか、LNGチェーンのセグメントにおいては、液化プラントやLNGタンカー船型のさらなる大型化による一層の生産・輸送コストの低減が具体化する動きを見せており、長距離輸送における経済性の向上が進むことが見込まれている。また、LNG輸送ルートという側面では、実現すれば太平洋市場と大西洋市場を結ぶこととなるパナマ運河の通航能力拡張のための浚渫計画に関するFSが実施されている。従って、これらの動きを総合するならば、地域市場間取引フローは、後述するLNGチェーンにおける内部構造変化の進展とともに、取引条件の柔軟化を含むLNG売買契約形態の多様化の可能性が達成されつつある中でLNGが本来有する輸送面での柔軟性を発揮して、点と点を結ぶ二点間取引から面的な動きへとさらに拡大していく方向にあると考えられる。

第3章 LNGチェーンにおける変化

天然ガスの3大消費市場におけるLNG取引は今後さらなるフローの多様化とともに一層

²³ 2003年末時点でLNG輸出基地は17ヶ所(LNG液化トレインは69基)あり、2007年前後までに5つの新規輸出基地(計6トレイン)と既存の5つの基地における拡張分(計7トレイン)が新たに稼働する予定である。

²⁴ Petroleum Economist (2004年5月)

²⁵ 2004年4月2日付Platt's。GNPowerはMarivelesにおけるLNG基地(2007年操業開始予定、受入能力1百万トン/年)建設許可を取得した。

の拡大を予測させる一方で、すでに LNG バリュー・チェーンの内側では大きな変化への動きが加速化している。以下、伝統的 LNG 市場プレーヤーによる最近の事業展開の多様化の事例から LNG 事業の構造変化とも言える動きを促進している要因を分析することとする。

(1) 最近の変化の事例²⁶

伝統的上流プレーヤーによる中下流部門への進出²⁷

表 3-1-1 は、天然ガス上流部門における伝統的プレーヤーが LNG の輸送・輸入・販売部門への積極的進出を図っている最近の事例について、メジャーズ・国営企業・その他のプレーヤー区分により示したものである。これらの動きは、事業展開の内容により次のように整理することができる。

第 1 は、天然ガス上流部門における権益保有者が、LNG チェーンの上流と下流を繋ぐ輸送手段である LNG タンカーを建造発注し、自社で保有・運航するという動きである。これは、メジャーズや BG などの場合、分散化して保有する上流部門 (LNG) のアセットを自社フリートの最適オペレーションで輸送する柔軟性を確保するとともに、LNG チェーン全体のコスト効率化を目指す事業戦略の一環として位置づけられる。今後様々な LNG の取引形態の多様化が進むという予測の下、市場要請に即応できる体制の確立に向けて LNG 販売と LNG タンカー運航を中央集中制御に取り組んでいるのである。この輸送手段の確保と消費市場への直接のアクセスの確保に関わる、以下の第 2、第 3 そして第 4 の動きが連結されることで自己の保有する上流資産を現金化するために自ら需要の創出にも関与し、LNG チェーン全体での利益最大化を目指している。

第 2 は、天然ガス消費国における LNG 受入基地建設プロジェクトに関与する動きである。この動きの中では、天然ガス上流部門の権益保有者としてグローバルな地位を確立しているメジャーズが、ExxonMobil と QP (カタール石油) の事例にあるような国営石油会社とのグローバルな連携、また Shell と Total のようなメジャーズ間の共同事業地域を設定した連携、また Shell と Sempra の例にあるようなメジャーズと下流部門における地位を確立しているガス関連事業会社との間で、というように戦略的パートナーシップの構築への動きは非常に注目される場所である。LNG チェーンに参画するプレーヤーの変質には、市場自由化の進展する 3 大市場それぞれにおいて自らの LNG 事業戦略にマッチした方向付けを与えようという、受身ではない意図が働いていると見ることができよう。

第 3 は、LNG 受入基地の LNG 貯蔵や再気化能力の定期使用権を獲得する動きであり、

²⁶ 本章(1)- および において示す事例は天然ガス (LNG) 事業の上流・中流・下流において事業展開してきた伝統的プレーヤーによる新たな動きであり、ここでは下流事業 (専業) 者による海外下流事業への進出事例および「総合エネルギー企業」化を目指す異業種からの新規参入者の動きは含めていない。

²⁷ これまでの伝統的 LNG プロジェクトにおける事業セグメントの区分であり、上流はガス田開発および液化プラント部門、中流は LNG 輸送部門、下流は LNG 受入・再ガス化販売部門を指すこととする。

「Capacity Trade」と称されるものである。この動きは、天然ガス上流部門に権益を保有するプレーヤーが LNG 受入基地会社から貯蔵能力・再気化ガス能力を一定期間賃借するものであり、特に 2000 年以降、市場自由化の進展とともに法規制面での整備が進んでいる欧州および北米市場において幅広い展開を見ることができる。また、このような取引が成立することにより消費国におけるインフラの整備・拡充が具体的に進展するという効果をもたらしていると考えられる。

第 4 は、天然ガス上流部門に権益を保有するプレーヤーが LNG 購入・販売あるいは電力・ガス事業に係わる子会社の設立や関連会社の買収などの方法により、自らの関与する輸出プロジェクトの立ち上げ・安定化に寄与するという動きである。これは市場における供給力の顕在化に積極的に寄与している側面もあると考えられ、特にメジャーズを中心とした LNG チェーンにおける垂直統合化の動きの一部として顕著であるが、最近では日本商社においてもこのように LNG を自己のシステムに取り込もうとする動きを見ることができる。

表 3-1-1 上流プレーヤーによる中・下流への進出事例

		内 容
メ ジ ャ ー ズ	Shell	自社コントロールの船隊編成に向けて LNG タンカー建造発注。
		Cove Point 受入基地(米国、メリーランド州)の基地能力使用权(250 百万 cfd)取得。
		Sempra との共同事業により、Costa Azul(メキシコ、バハ・カリフォルニア州)に LNG 受入基地(2007 年稼働予定、7 百万トン/年)を建設。
		LNG 受入基地を Altamira(メキシコ、メキシコ湾岸)に建設。
	Total	Shell が Altamira(メキシコ)および Hazira(インド)に建設中の LNG 受入プロジェクトに権益 25%、26%をそれぞれ取得。
		GDF の Fos Cavaou-LNG 受入基地(南仏、2007 年稼働予定)の権益 26.7%取得。
		Bilbao-LNG 受入基地(スペイン)における能力使用权(2006 年 ~ 1Bcm/年、現在は 2Bcm)取得。
	BP	自社コントロールによる LNG タンカー船隊編成。
		Cove Point 受入基地の能力使用权を取得。
		広東 LNG 受入基地(2006 年稼働予定)会社の権益 30%取得。
2004 年 3 月、IOC によるクリシュナパトナム(インド)における LNG 受入プロジェクト(旧 Kakinada プロジェクト)の権益 29%取得。		
Gwangyang(韓国)にガス火力発電プラント(1,074MW、2006 年運転開始予定)を建設中の SK Power(韓国)の権益 35%を取得。		

		Sonatrach(アルジェリア国営石油)と共同で、National Grid Transco (UK) 保有の Grain LNG 受入基地(UK、2005 年 1 月第 1 フェーズ稼働予定、LNG3.3 百万トン/年)能力使用权 100%取得。
	ExxonMobil	QP(カタール石油)と共同で、UK(Milford Haven)に South Hook LNG 受入基地を建設(2008 年稼働予定)。
		QP と共同で、Fluxy 社保有の Zeebrugge-LNG 受入基地(ベルギー)の基地能力利用権(3.4 百万トン/年を 2007 年から 20 年間)取得。
		QP と共同で、Edison Gas(イタリア)による North Adriatic LNG 輸入プロジェクト(再気化能力:40Bcm/年)の権益をそれぞれ 45%取得。
	ChevronTexaco	Port Perican-海上 LNG 受入基地 ²⁸ (米国メキシコ湾岸 2007 年稼働予定、5.5 百万トン/年)の建設許可取得。
国営石油会社	Petronas	2003 年 4 月、Edison より ELNG 輸出プロジェクト(エジプト)第 6 トレインの権益 35%取得。
		South Pars LNG(イラン、2009 年生産開始目標)の権益 20%取得。
		Milford Haven(UK)における Dragon LNG 受入基地(2007 年稼働予定)の権益 30%および同基地の能力使用权 50%取得。
		2004 年 3 月、IOC によるクリシュナパトナム(インド)における LNG 受入プロジェクト(旧 Kakinada プロジェクト)の権益 29%を取得。
	QP	前掲「ExxonMobil」を参照。
		2004 年 1 月に LNG 供給を開始したインドの Petronet LNG に権益取得。
	Torinidad & Tobago	メキシコ湾における海上 LNG 受入基地プロジェクトを計画する MacMoRan Exploration に権益参加する旨の MOU を締結。
StatOil	2002 年 10 月、米国 Cove Point 受入基地の能力使用权(2008 年～20 年間、10Bcm/年)を取得(現在、BP、Shell とともに使用权あり)。	
その他	BG	2003 年、米国 Elba 受入基地の能力使用权を取得。
		米国 Lake Charles 受入基地能力について、81%の使用权を 2005 年 9 月まで、また 2005 年 10 月～2024 年の間は 100%の使用权取得。
		上流部門の保有権益を背景に大西洋市場を中心とした LNG 事業戦略展開の中で自社コントロールの船隊を編成。
		イタリアの Brindisi-LNG 受入基地(2007 年稼働予定)を建設。

²⁸ El Paso が開発した Energy Bridge システム(船上での再気化・パイプラインによるガスの陸上向け輸送)を採用する可能性がある。なお、現在、本システムを採用した 2 隻が韓国(大宇造船)で建造中であり、両船ともに Exmar(ベルギー)により保有・操業される。第 1 船は Excelebrate Energy による Cameron(メキシコ湾岸)プロジェクト向けに 2004 年 11 月、第 2 船は 2005 年 4 月の引き渡し予定である。

	ConocoPhillips	2003年12月、米国メキシコ湾岸におけるLNG受入基地(2008年稼働予定)建設主体であるFreeport LNG社の権益60%取得。
	Marathon	Elba-LNG受入基地(米国)の能力使用权(58Bcf、22年間)取得。
	BHP	米国カリフォルニア州沖合いにFRSU ²⁹ 受入・再気化基地建設を計画(処理能力800mmcf/d、2008年稼働予定)。
	三菱商事	子会社Sound Energy Solutionsは、ConocoPhillipsと共同で米国(カリフォルニア州、ロングビーチ)にLNG受入基地建設を計画。
		2006年から80万トン年の15年供給に関するLNG購入契約をQalhat-LNG(オマーン)との間で締結。

伝統的下流プレーヤーによる上・中流進出の状況

表3-1-2は、下流部門における伝統的プレーヤーが新たにLNGの生産・輸送・輸入という上・中流部門への進出を図っている事例を、LNGの伝統的な輸入者であるガス・電力事業者とLNG輸入国の国営会社という二つのプレーヤー区分により示したものである。

第1は、LNG輸出プロジェクトのガス田および液化プラント部門への権益参加の動きである。ここでは民間事業者に加えて、国営会社を中核とした企業コンソーシアム結成などによる国策的取り組みを見ることができる。この上・中流部門への参画の背景に、ビジネス機会の拡大を追求するだけでなく、天然ガス供給セキュリティの確保に資するという考え方があは言うまでもない。

第2の動きは、自社によるタンカー建造・保有への動きである。これは、LNG輸入契約においてFOBによる引き取りという選択肢を確保することで輸送コストの低減だけを目的としたものではない。これまでの単なるLNG輸入者という立場に留まらず、市場環境の変化への積極的に適応できる余地を確保するものであり、必要時にLNG販売者としてのポジションへの切り替えを柔軟に図るための動きであると考えられる。

表3-1-2 下流プレーヤーによる上・中流への進出事例

ガ ス ・ 電	Union Fenosa	ELNG-Damietta LNG 輸出基地(エジプト、2005年稼働予定)会社SEGASの権益取得。同基地の液化能力(4.8百万トン/年)の60%について20年間の使用权取得。
		Qalhat LNG(オマーン、2006年稼働予定)の権益8%を保有。

²⁹ Floating Storage and Regasification Unit の略。球形タンク3基(貯蔵能力計12.5万トン)、気化装置8基(最大能力1.5Bcf/日)を船上に保有、再気化ガスをパイプラインにより陸上へ輸送するシステムである。

力 会 社	Gas Natural	2004 年 4 月、Repsol との共同事業会社を通じて、上流部門・米国 LNG 受入基地建設を対象に4ヶ年投資(700 百万ユーロ)計画を発表。
	Tractebel	Atlantic LNG(トリニダード・トバゴ)第1トレインの権益 10%保有
	大阪ガス	自社船の建造・保有(2004 年 4 月現在、1 隻発注済み ³⁰)。
		2000 年 7 月豪州 Greater Sunrise および Evans Shoal 両ガス田の権益 10%取得。
	東京ガス	自社船の建造・保有(2004 年 4 月現在、2 隻発注済み)。
		Darwin LNG 輸出プロジェクト(オーストラリア)の Bayu-Undang ガス田に権益 3.36%取得。
東京電力	自社船の建造・保有(2004 年 4 月現在、2 隻発注済み)。	
	Darwin LNG 輸出プロジェクト(オーストラリア)の Bayu-Undang ガス田に権益 6.72%取得。	
国 営 石 油 ・ ガ ス 会 社	KOGAS	韓国 LNG コンソーシアム(Korea LNG)結成により、RasGas および Oman-LNG に権益各 5%取得。
		ミャンマーの Block-A1 ガス田の権益 10%保有。
		韓国コンソーシアム結成により Malampaya ガス田(フィリピン)の権益(4.9%)取得交渉中。
		メキシコ・バハカリフォルニア州における LNG 輸入基地建設計画を展開する Shell・Sempra 共同事業への参画を検討中。
	GDF	ELNG に権益 5%保有。 Snohvit-LNG 輸出プロジェクト(ノルウェー、2007 年稼働予定)の権益 12%保有。 自社船保有3隻(2003 年末)。2004 年、2005 年各 1 隻引渡し。
CPC	台中 LNG 受入基地(台湾、2008 年稼働予定)向け RasGas-LNG(カタル)を輸送する LNG タンカー4 隻を発注。	

その他の注目すべき動き

最後に、必ずしも LNG チェーンにおける内部移動ではないが、アジア・太平洋市場からその他市場への進出に積極的に取り組む中東やアジアの産ガス輸出国や、同市場において LNG チェーンの伝統的プレーヤーではない新規 LNG 輸入国の国営企業による注目すべき動向を触れておくこととする。

第 1 には、伝統的上流プレーヤーである国営石油会社としては QP とペトロナスによる

³⁰ 2004 年 4 月 26 日付 Petrostartegies。

グローバルな動きが顕著である。

QP は LNG 消費市場に対応した戦略プランの実行に積極的に取り組んでいる。伝統的東アジア市場では LNG 輸出者としての立場に留まる一方、アジア市場における新規 LNG 輸入国であるインドにおいては LNG 輸出と LNG 受入基地の権益保有に向けた動きを見せている。また、欧州市場（UK と欧州大陸）においてはカタールの天然ガス上流部門において最大のパートナーである ExxonMobil との共同事業により新規 LNG 受入基地の建設や既存の LNG 受入基地の使用権を取得している。さらに、北米市場においても第 3 者が新規に建設計画に取り組む LNG 受入基地の権益取得および LNG 供給を計画している。こうして、世界第 2 位の確認埋蔵量（2003 年末時点：909.6Tcf）を保有し、2010 年の LNG 生産能力目標を 45 百万トン/年と置くカタールは、2004 年 5 月には自国産 LNG 輸送のために Qatar Gas Transport 社を設立するとともに、3 大 LNG 消費市場における進出拠点作りに向けて積極的な事業展開を図っている。

次に、ペトロナス（マレーシア国営石油）の動きである。同社においては二本立ての戦略によるグローバルな LNG 事業展開を推進している。東アジアの伝統的市場ではすでに確立した LNG 供給者として、上流部門におけるポジションの固守を柱としながら、新規輸入国であるインドの下流部門への進出、新規 LNG 輸出国イランの LNG 輸出プロジェクトにおける権益取得を図っている。一方、欧州市場や北米市場に対しては、アジア市場で LNG 事業主として培った経験をベースに、前述の通り、上流権益の取得、LNG 販売から受入基地建設や受入基地能力使用権の確保など下流部門における幅広い事業進出を展開している。また、アジアの伝統的 LNG 輸入者向けに対して、契約上のフレキシビリティのひとつである FOB オプションの供与というトレンドが生まれていることを受けて、関連会社（MISC）保有の LNG フリートに余剰が生じていくとの見通しを立てているものと考えられる。このような将来への対応として、中流部門ではフリートの適正化を行い、この余剰船腹を新たな収益源開拓に向けて欧州・北米市場で事業を展開するプレーヤー向けに長期チャーター・アウトするという動きも取っている³¹。

これまで供給サイドにポジションを取ってきた以上の 2 社の動きに対して、消費国の動きとしては、これまで海外上流部門に基盤を有さず、新規 LNG 輸入国としての高い潜在性をもち市場に登場してきたインドおよび中国である。インドの PetronetLNG は、輸入 LNG は石炭に対する価格競争力が必要であるとした上で、電力及び肥料部門を中心とした国内ガス需要の増加により 2010～15 年ごろまでに LNG 受入能力は 25 百万トン/年に達するであろうと予測している。一方、中国の CNOOC は、中国の天然ガス需要は 2010 年には 160～250Bcm に達し、この内 39%が LNG 輸入となり、10 の LNG 受入基地が必要であると

³¹ 2003 年 9 月 26 日付 International Gas Report。

の見通しを発表している。また、同社は LNG 輸入契約時に LNG 供給プロジェクトへの権益参加の可能性を追求しており、これまでにインドネシア、オーストラリアにおける上流権益を獲得している。この両国は、今後タイト化する天然ガス需給バランスのギャップ縮小に向けて、エネルギー・セキュリティの観点から国内資源の開発に力点をあくとともに海外天然ガス資産の権益獲得に積極的な取り組みを見せているのである。

最後に、現時点では極めて限定された動きではあるが、これまで中流部門に参画してきた伝統的プレーヤーである LNG 輸送会社の中には、FRSU など海上 LNG 受入基地構想への参画を検討する動きも見られることを付け加えておくこととする。

(3) 変化の要因

前述のように、LNG チェーンに参画する伝統的プレーヤーが、これまで天然ガス田開発・液化プラント・LNG 輸送・LNG 再気化販売と分割されてきた各セグメントの枠を超えて自由に内部移動を活発化させるという変化創出の背景には大きく二つの要因が働いていると考えられる。

第 1 は、これが最も重要な変化への影響要因と考えられるが、規制緩和によるエネルギー市場の自由化の進展という外部要因である。

1990 年代半ば、世界の LNG 取引シェアの 75%前後を占めてきたアジア・太平洋市場の伝統的バイヤーである日本・韓国・台湾では、進捗段階に違いはあるがガス・電力市場の規制緩和・競争導入が進展を見せ始めていた。このような状況において、時期を同じくするように 1997～1998 年にはアジア経済危機が勃発したことで、それまで LNG 輸入者であったガス・電力事業者においては先行きのガス需要見通しを一層不透明にさせる状況を生み出すこととなった。これにより、長期契約を主体としてきた LNG 国際取引市場では停滞状況が生じたが、「合理的な価格による安定供給確保」を目指す LNG 輸入者は、自由化市場に適応した契約条件面で LNG フローの多様化に寄与していると考えられる様々なフレキシビリティを輸出者から獲得したのである。さらに重要なことは、この動きの中で、LNG 供給契約面で市場変化への適応を迫られた上流プレーヤーに対して、将来に向けた LNG 事業への関与の在り方について見直しを行う機会を提供したということである。

第 2 は、PNG との競争力比較において、LNG 生産および輸送というセグメントにおけるコスト低減への取り組みによる LNG 長距離輸送の経済性の向上という内部要因である。

まず、液化プラントにおいては、トレイン・サイズの拡大に伴って、新規プロジェクトの LNG 生産コストは 1983 年のマレーシア LNG の \$433/トン/年から、1996 年の QatarGas では \$396/トン/年、2000 年のオマーン LNG では \$273/トン/年へと低下しており、この間

37%のコスト削減を達成している³²。トレインの大型化への取り組みによる生産コストの一層の低下は2006～7年ごろに稼働が予定される QatarGas2 (7.8百万トン/年)の立ち上がりにより図られることになろうが、IEAは報告書「World Energy Investment Outlook 2003」において、生産コストは2010年までに\$200/トン/年、2030年には\$150/トン/年にまで低下すると予測している。

そして、液化トレインの能力拡大と同様のコスト低減への大きなインパクトをもたらしているのがLNGタンカーの大型化による輸送能力アップへの取り組みである。LNG草創期の1964年、27,400CM³³船型からスタートしたタンカー輸送は、1970年代半ばには126,000CMへ、1978年には130,000CMを超え、1999年には138,000CM、2003年には145,000CM船型、2004年引き渡し予定の153,000CM船型へと大型化を続けている³⁴。さらにExxonMobilはQPとの戦略的アライアンスにより2007年前後の引き渡しとして200,000～250,000CMまでの船型アップを計画している³⁵。また、この間、航海速力は1969年竣工71,500CMサイズの16.50ノット/時から2000年引き渡し138,200CM船の20.80ノット/時へと向上している³⁶。このことは、中東(アブダビ)～日本(根岸)という6,430マイルの航海を例にとれば、LNG積揚荷役時間は除いて約1週間の往復航海日数の短縮を意味し、運航コスト面において大幅な削減が図られたことになる。この他、輸送の遠距離化に伴う航海ロス³⁷の改善、改装による船齢延長、燃料選択式(Dual Fuel Propulsion System)や電動推進システム(Electric Propulsion System)の採用などの技術進歩が輸送コスト低減に寄与していることにも注目すべきであろう。

さらに、LNG貯蔵タンクの大型化によるコスト低減がある。受入基地の場合、貯蔵タンクの建設コストは建設コスト全体の1/3から1/2を占めており、スケール・メリットを追求したコスト低減への取り組みが進んでいる。タンク1基あたりの貯蔵能力は、初期の4万

³² Petroleum Economist (2003年11月)。また、QatarGasは、第3トレインの完工に際してLNGトレイン能力3.3百万トン年から4.7百万トン年にアップしたことで13%のコストが削減され、第3トレイン(5.5百万トン年)においてはさらに7%の削減を達成している(2003年12月17日付World Gas Intelligence)。なお、LNGコンサルタントのJensen Associatesによれば、8百万トン/年(4百万トン/年×2基)のLNG生産能力を有する新規プロジェクトにおける液化プラントの建設コストは\$1.09/百万Btu、既存の拡張プロジェクトの場合は\$0.97/百万Btuである。

³³ Cubic Meter (立方メートル)。

³⁴ 2004年8月20日現在の世界のLNG船腹は、165隻(積載能力計:19.460百万CM)が稼働中、2004年内の新規引渡しは13隻(同1.798百万CM)、オーダーブックが83隻(11.814百万CM)、2004年発注が37隻(5.360百万CM)である(2004年8月20日付LNGOneworld)。また、稼働船腹の内、130,000CM未満の船型は81隻である。

³⁵ 2004年5月開催のLNG14において、船型アップによる輸送効率の向上を示すものとして135,000CM船型を指標100とした場合、145,000CM船型では106、200,000CM船型は121であるとしている。

³⁶ Colton社ホームページ「All LNG Carriers in service or on order」。

³⁷ 中東～日本では3.6%、中東～米国東海岸4.1%、トリニダード・トバゴ～米国東海岸1.1%、西豪州～米国東海岸6.2%が航海中の天然ガスの輸送ロスである。(EIA報告「Natural Gas Monthly August 1997」)

CM から 1990 年代には 10～14 万 CM へ、さらに 16～20 万 CM へと拡大してきた。また、今後さらなる大幅なコスト削減と工期短縮を可能にするとされる ExxonMobil 特許のモジュール式タンクという LNG 貯蔵タンク技術³⁸が輸出および輸入基地において導入されいくと見込まれている。

今後の天然ガス需要をリードする発電部門において効率化およびコスト低減を実現した CCGT の普及を含めて、上述のような LNG チェーンの各セグメントにおけるコスト低減への継続的な取り組みにより LNG プロジェクト全体のコストは大幅に引き下げられている。供給サイド・需要サイドの多様化・分散化が進む中で、大規模な天然ガス埋蔵量保有国と需要国との地理的距離は LNG プロジェクトの実現化において大きな問題ではなくなってきたのである。

以上の二つの変化への影響要因が相互作用し合う中、前掲の事例を見れば明らかなように、これまでクローズドであるとされてきた伝統的な LNG チェーンのセグメント区分による事業形態は急速な変化の過程にあると考えられる。上流プレーヤーによる下流事業進出の事例として Shell を挙げれば、世界中に保有する LNG 資産を自社フリートで自社が建設あるいは使用権を有する第 3 者の輸入基地に輸送し、都市ガスや CCGT による電力販売事業の展開により最終需要を確保していく動きを展開している。また、下流プレーヤーは、市場規制緩和の進展による長期需要確保の困難性を受けて事業を進展できない LNG プロジェクトに対して、需要提示の見返りとして上流部門への権益参加権を留保する、また自社フリート保有により輸送コスト低減を図る、などの動きを見せている。エネルギー市場自由化の進展と LNG チェーンの各セグメントにおけるコスト低減が進む中で新規参入への道が広がる状況の中でこれらの動きは生まれているのである。

LNG ビジネスを取り巻く環境変化への積極的な対応に向けて将来を見据えた事業ポートフォリオの再編への取り組み、LNG チェーンへの今後の関与の在り方への検討が、伝統的な上流プレーヤーにおいてだけでなく、これまで LNG チェーンの一定の領域においてのみに事業活動を限定してきたプレーヤーの間でも幅広く行われてきたものと考えられる。その結果として、上表が示すように、将来予測される環境変化を見越し、自己変革を遂げつつあるプレーヤーによる積極的な動きが LNG チェーン全体で展開されているのである。

第 4 章 日本へのインプリケーション

(1) 日本の天然ガス需要予測

前述のように、天然ガス需要における LNG 需要の将来見通しについて世界のエネルギー機関など一様に LNG 需要の拡大予測をする中、2004 年 6 月、日本は「2030 年のエネルギー

³⁸ 2004 年 1 月 9 日付 Oil Daily。

「一需給展望（中間とりまとめ原案）」において長期エネルギー需給見通しを発表している。

表 4-1-1 は同見通しにおける 2030 年に向けたレファレンス・ケース³⁹を示している。1990～2000 年度では原子力に次ぐ供給伸び率を示した天然ガスは、分散型電源の普及などを背景に、2000 年度の石油換算 79 百万 kl から 2030 年度 108 百万 kl へと年平均 1.0%率を示し、他のエネルギー源を上回る伸びとなっている。

表 4-1-1 2030 年長期一次エネルギー供給予測（レファレンス・ケース） 単位：石油換算百万 kl

	1990 年度	2000 年度	2030 年度	年平均伸び率(%)	
				1990~2000	2000~2030
石油	271	274	233	0.1	- 0.5
	(52.8)	(46.5)	(38.4)		
LPG	19	19	23	0.0	0.6
	(3.6)	(3.2)	(3.7)		
石炭	86	107	106	2.2	- 0.03
	(16.8)	(18.1)	(17.4)		
天然ガス	53	79	108	4.1	1.0
	(10.4)	(13.5)	(17.8)		
原子力	49	75	90	4.3	0.6
	(9.6)	(12.7)	(14.8)		
新エネルギー等	35	35	47	0.0	1.0
	(6.7)	(6.0)	(7.7)		
合計	512	588	607	1.4	0.1

()内数値は一次エネルギー供給に占める構成比%

(2) 日本へのインプリケーション

日本の天然ガス調達環境への影響要因

今後、日本が自らの天然ガス需要に対する供給確保への対応を図る上で、変化プロセスにある LNG チェーンへの関与の在り方を考えていく際に、LNG 輸入国としての日本のポジションに影響を与えうる将来要因として以下の点を考慮に入れておく必要があると考えられる。重要なことは、これらの要因の間には相互に関係性があることから、日本の将来に増幅された大きな影響力を有する可能性があるということである。

³⁹ 原子力の新規運転基数を 2010 年度 4 基追加、さらに 2030 年度に 6 基追加を前提としている。なお、運転利用率は、2010 年度および 2030 年度ともに 85%である（2000 年度実績は 82%）。

第1の要因は、アジア・太平洋市場の需給バランスに影響を与えられとされるインド・中国の天然ガス需要見通しであり、LNGが果たす役割の大きさである。(第3章(2)参照)

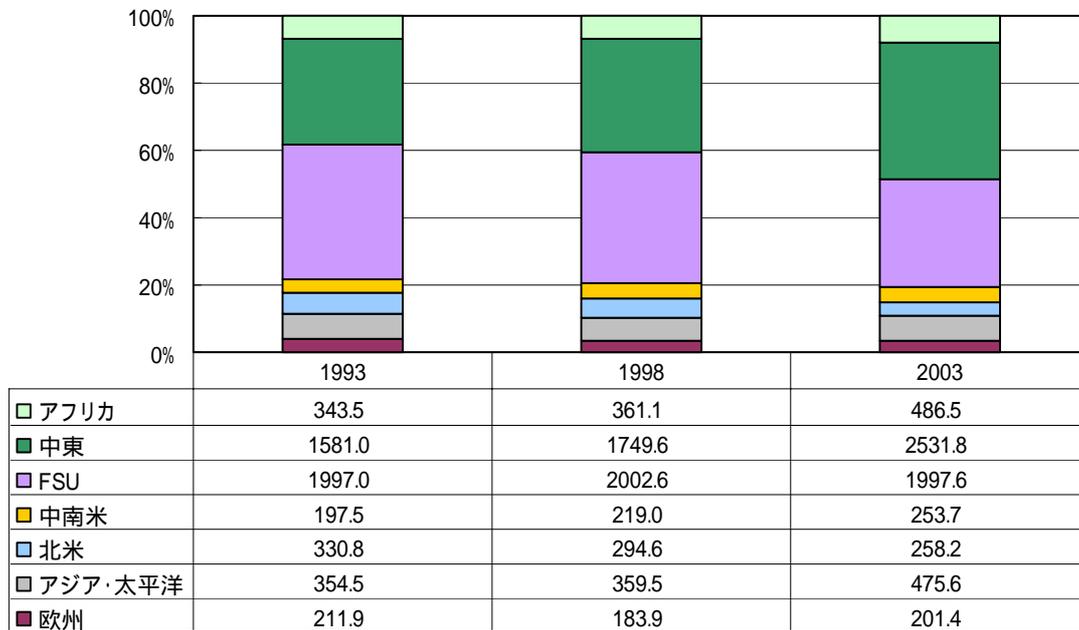
第2の要因は、今後の米国向け - 短期的には西海岸向け、長期的にはメキシコ湾岸及び東海岸向け - LNGフローの活発化の度合いである。LNG供給契約における価格条件次第ではあるが、特に供給の規模の拡大による米国天然ガス市場価格の指標ヘンリー・ハブへの影響の行方に留意する必要がある。前述したように、LNGチェーンの中で自己変革を遂げているプレーヤーが、より収益性の高い市場にLNGを向けることは自然の流れであり、その結果、アジア・太平洋市場のLNG需給バランスがタイト化する状況が生じることが予想される。そして、その状況が恒常的な事態になる可能性があるとするれば、需要国間にはLNG供給ソースをめぐる獲得競争が生じ、現在言われているところの「買手市場」は「売り手市場」に逆転する恐れも考えられよう。

第3の要因は、日本向け国際パイプラインによる供給(輸入)選択肢の有無である。アジアの新規LNG輸入国のインド及び中国、そして伝統的輸入国である韓国においては、政治的問題、技術面、経済性というハードルのクリアに向けて時間を要しながらも2015年ごろには国際天然ガス・パイプラインによるPNG供給の可能性が高まりつつあるように見受けられる。そのような中で、日本だけが天然ガス調達面においてこれまでのようにLNGという供給手段に依存するという状況に変化が生じないとした場合、PNGの選択肢を有するLNG輸入国は輸出国に対する買手としての交渉力を高める一方、供給形態を限定された日本だけがLNG購入時の交渉力を失う(立場を弱める)ことが考えられる。

第4には、中東のLNG輸出者としてのポジションの優位性である。中東はその位置する地理的条件から3大LNG消費市場へのアクセスの自由度が高く、市場間の趨勢を見極めた上での販売先の選択・判断が可能となることを見込まれる。これにより、中東が柔軟性を保持したLNG輸出者として市場に及ぼす影響力を発揮していくことが考えられる。そして、このことは中東地域が大規模ガス田などを含めて豊富な天然ガス確認埋蔵量を保有していることから、低コストの天然ガス生産を背景にして強化されることになる。

図4-2-1は1993~2003年の世界天然ガス確認埋蔵量の推移を示したものである。市場自由化の進展によりエネルギー間競争の高まる中で拡大する天然ガスの国際取引量に対応して、世界の天然ガス確認埋蔵量はガス上流部門活動の活発化により増加する方向にある。図4-2-1が示すように、消費国向けにLNGとしての輸送インフラを確立している中東の天然ガス確認埋蔵量は2003年時点で世界全体の40.8%と1993年の31.5%から年平均4.8%で拡大しており、1993~2003年の年平均伸び率比較においては他の供給地域(中南米2.5%、FSU0.0%、アフリカ3.5%)を大きく上回っているのである。

図4-2-1 天然ガス確認埋蔵量の推移



出所:BP Statistical Review of World Energy、(単位:Tcf)

LNG チェーンへの関与の在り方

a. 以上の将来環境への影響要因の中で変化プロセスにある LNG チェーンへの関与の在り方を考える際に、LNG 消費国日本としては各消費市場において関心の高まりが見られるようにエネルギー・セキュリティの確保という視点から検討していくことが必要であろう。その一環として、LNG チェーンへの参画により今後市場が求める供給力の確保に向けて、広東 LNG 受入プロジェクトなどに着手した当時の大規模な潜在需要国中国に対する輸出国オーストラリア首相による訪問、また最近の潜在需要国インド石油天然ガス相による LNG 輸出計画推進中のイラン訪問など、1990 年代末期以降 LNG 需要国と供給国の間で活発化している双方向の LNG 外交の展開などによる需給両サイドの相互依存関係構築が求められる。

b. LNG プロジェクトの立ち上げを計画する上流部門に参画しようとする場合、事業リスクを共有するなど、新規参入者にはプロジェクト実現化に向けた一定の貢献が求められる。規制緩和の進展する前は、日本という信用力のある安定的輸入者による大規模な長期需要や資金調達面での有利な条件の提示はプロジェクト・サイドには実現化に向けた一定の貢献として評価され、LNG チェーンの上流部門における日本の権益参加を受入れてきたものと考えられる。しかしながら、エネルギー市場の自由化により、天然ガスという資産価値が一層高まったことで上流権益保有者における事業戦略に変化が促されたのである。

上流部門リスクが低く、強固な財務体質を確保したメジャーズなどによる優良な供給プロジェクトの場合、事業途中の段階からプロフィット・センターである上流部門、しかも経営資源として将来価値が大きい天然ガスの開発権益を単に第3者に差し出すことは考え難い状況となっているのである。LNGチェーンは新規参入者に対して閉鎖的ではなく、ここに参画を図る場合には余程の工夫が必要であることを認識する必要がある。参入のひとつの方途を示しているのが、先にLNGチェーンの変化として事例を挙げたところの東アジアの伝統的LNG消費国や新規輸入国インドおよび中国の動きである。LNG輸入の確約により、上流権益者が抱える需要確保リスクを取り除いた上で、これと引き換えに権益取得というオプションを確保することなどが考えられよう。

c. アジア・太平洋地域の埋蔵量は1993～2003年には増加傾向にあり、当分の間は域内需給バランス上の問題はないと見込まれるが、これを将来的に持続しつつ、域外依存度の過度の上昇を招かないためには天然ガス志向の探鉱開発投資が必要であろう。その際に留意すべきは、プロジェクト全体の経済性に対する考え方であり、日本のユーティリティ企業が参画するDarwinプロジェクト(Bayu-Undangガス田開発)の事例が示しているところである。上流部門に参画する場合、ガス開発に伴う副産品であるコンデンサート生産の規模・開始時期がプロジェクト全体の収益構造に寄与するインパクトは大きく、コンデンサートの販売収益によりプロジェクト投資コストの早期回収や開発・操業資金への充当が可能となる一方、LNG購入コストを間接的に引き下げる可能性を有していることである⁴⁰。なお、この案件において、日本のユーティリティ企業が新規参入者として上流権益を取得できた背景には、LNG輸出プロジェクトの立ち上げに必要な長期的かつ安定した需要という強力な引き換え条件をプロジェクト・サイドに提示できたことがあると考えられる。

以上

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

⁴⁰ Bayu-Undangガス田(埋蔵量：LPG含みで4億バレル)におけるコンデンサートはLNGプロジェクト(2006年生産開始予定)に先立ち、2004年2月に生産販売をスタートしている。