

アジア・太平洋及び大西洋市場の天然ガス事情と LNG 需給動向* (2005 年度)

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
" 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（アジア・太平洋及び大西洋市場の天然ガス需給動向調査）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。

2003 年頃より顕著になった石油や天然ガス価格の上昇は、LNG 市場に大きな影響をもたらしている。日本では、価格フォーミュラの構造により、高油価帯では LNG 価格が石油製品に対して競争力をもつことや、発電部門における利用の拡大を背景として、LNG 需要が急増している。一方、2004 年に LNG 輸入を開始したインドや、2006 年に輸入を開始する中国では、主要な競合燃料である石炭との価格差が広がっていることから、LNG 需要拡大を抑制する要因となっている。また、国内天然ガス生産量が今後減少すると見込まれているアメリカやイギリスでは、国内天然ガス価格の高さゆえに LNG のニーズが高まっている。

LNG 供給セキュリティの問題も近年大きな注目点となっている。インドネシアの供給量削減は 2006 年も継続されているし、液化プラントのトラブルも起こっている。また、新規プロジェクトでは国営石油（ガス）会社の影響力が増大している。さらに、液化プラントや LNG 船の資材高騰や人材不足が 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。

経済成長に伴うエネルギー需要増や、輸入国のエネルギー源多様化政策の推進、環境問題への対応を追い風として、世界の LNG 市場が量的に拡大し、新規の輸出国および輸入国が登場していく傾向は加速している。2020 年までに LNG 需要は現在の 3 倍になっている可能性があるし、ロシア、ノルウェー、赤道ギニア、イエメンなどといった国々が LNG 輸出を、またメキシコ、カナダ、オランダ、ドイツといった国々が新たに輸入を開始することが見込まれている。既存の供給国では、カタールにおける大幅な増産プロジェクトが進行中である。同国は既に世界第二の LNG 生産能力を持つが、間もなくインドネシアに取って代わり世界の LNG 輸出国になるだろう。カタールにおける増産プロジェクトから生産される LNG のほとんどが欧米に供給される予定である。従って、新たに大きな LNG フローが生じることになり、LNG 市場のグローバル化の原動力となる可能性がある。

本稿のとりまとめにあたっては、各国政府機関や企業等のホームページ、エネルギー専

* 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。また、本受託調査に参加して頂いたワーキンググループ委員諸氏にも併せて御礼申し上げる。

門情報誌等の公開情報や各種報道などの最新データ、文献資料を中心とした情報収集と解析及び考察に努めた。以下、世界の天然ガス需給とLNGの需給動向を概観する。

1. 天然ガス需給

2005 年初における世界の天然ガス埋蔵量は 180.0Tcm¹で、その 4 割を中東、3 割を旧ソ連が占めている。一方、アジア・オセアニアは 14.3Tcm と、世界全体の 8%に過ぎない。2004 年における世界の天然ガス生産量は 2.78Tcm で北米、旧ソ連がそれぞれ 25.8%、28.7%を占め、アジア・オセアニアは 12.8%である。需要量を見ると、高生産量を誇る北米、旧ソ連や、パイプライン網が整備され域内、アフリカ、旧ソ連からの天然ガス貿易が盛んに行われている欧州で多い。アジア・オセアニアの需要量は 375.7Bcm で世界の需要量の 13.5%を占めている。(図表 1、図表 2)

図表 1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量

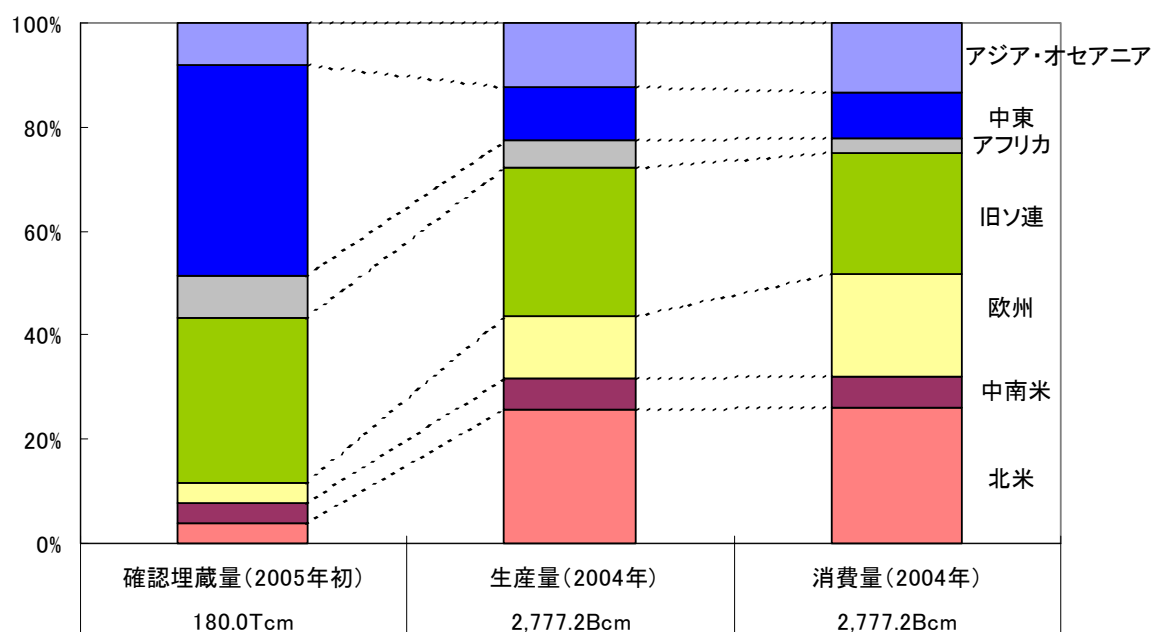
	確認埋蔵量 (2005年初)		生産量 (2004年)		需要量 (2004年)	
	(Tcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
北米	6.9	3.9%	716.8	25.8	723.4	26.0
中南米	7.3	4.1%	165.9	6.0	163.0	5.9
欧州	6.6	3.7%	325.4	11.7	554.1	20.0
旧ソ連	57.4	31.9%	796.9	28.7	641.9	23.1
アフリカ	14.1	7.8%	149.6	5.4	74.2	2.7
中東	73.3	40.7%	282.6	10.2	244.9	8.8
アジア・オセアニア	14.3	8.0%	339.9	12.2	375.7	13.5
合計	180.0	100.0%	2,777.2	100.0	2,777.2	100.0

(注) アジア・オセアニア地域の中で、埋蔵量と生産量に関しては、アフガニスタン、オーストラリア、バングラデシュ、ブルネイ、中国、インド、インドネシア、日本、マレーシア、ミャンマー、ニュージーランド、パキスタン、パプアニューギニア、フィリピン、台湾、タイ、ベトナムの 17 カ国が、消費量に関しては、それらの国々およびシンガポールと韓国の 19 カ国の数値がそれぞれ計上されている。

(出所) Natural Gas in the World、Cedigaz

¹ Trillion Cubic Meter: 1兆 m³

図表 2 世界の天然ガスの埋蔵量・生産量・消費量の地域別シェア



(出所) Natural Gas in the World、Cedigaz

2. LNG 貿易

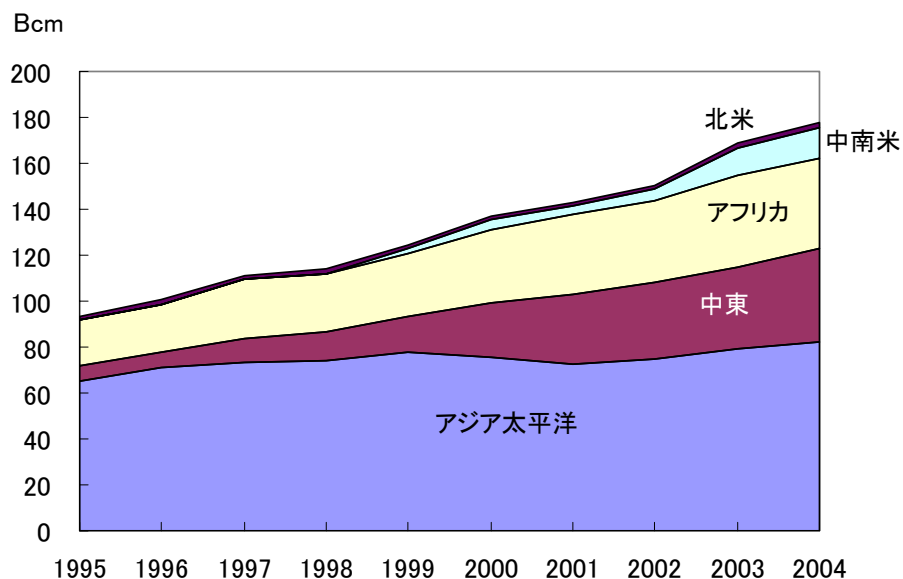
(1) LNG 輸出入

2004 年における世界の天然ガス貿易量は 691.71Bcm²であったが、うち 26%に相当する 177.50Bcm (約 1 億 2,960 万トン) が LNG による取引である。世界の LNG 取引量は 1995 ~ 2004 年の間、年率 7.4%で成長している。

輸出地域を見ると、2004 年ではアジア・太平洋が 46%、中東が 23%、アフリカが 22%、中南米が 8%、北米が 1%となっている。カタール、オマーンの参入によって中東のシェアは大幅に伸びている。(図表 3)

² Billion Cubic Meter: 10 億 m³

図表 3 地域別 LNG 輸出



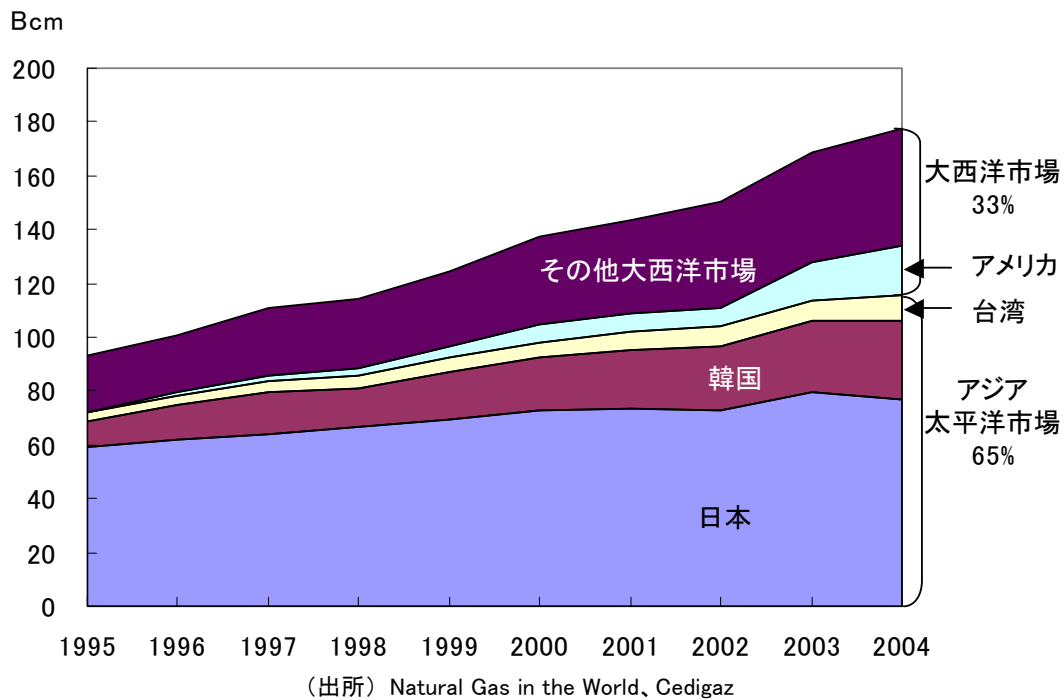
(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

なお、輸入地域を見ると、2004 年のアジア・太平洋市場³の需要は 118.20Bcm、大西洋市場⁴は 59.3Bcm であった。1995～2003 年にかけて、アジア・太平洋市場の需要の伸び率が 5.7%/年であるのに対して、大西洋市場の伸び率は 12.5%/年に達する。(図表 4) これは、アメリカの輸入量急増によるところが大きい。

³ スエズ運河以東の LNG 輸出国および輸入国からなる。2005 年現在で、輸出国は 8 カ国 (アブダビ、オマーン、カタール、オーストラリア、ブルネイ、インドネシア、マレーシア、アメリカ) 輸入国は 4 カ国 (日本、韓国、台湾、インド) である。アメリカはアラスカ州太平洋岸から LNG を輸出しているため、ここではアジア太平洋市場に分類する。

⁴ スエズ運河以西の LNG 輸出国および輸入国からなる。2005 年現在で、輸出国は 5 カ国 (アルジェリア、リビア、ナイジェリア、エジプト、トリニダード・トバゴ) 輸入国は 10 カ国 (アメリカ、ドミニカ、ベルギー、フランス、スペイン、ポルトガル、イタリア、ギリシャ、トルコ、イギリス) およびアメリカの自治領であるプエルトリコである。現在、アメリカは東海岸およびメキシコ湾岸で LNG を受け入れているため、ここでは大西洋市場に分類する。

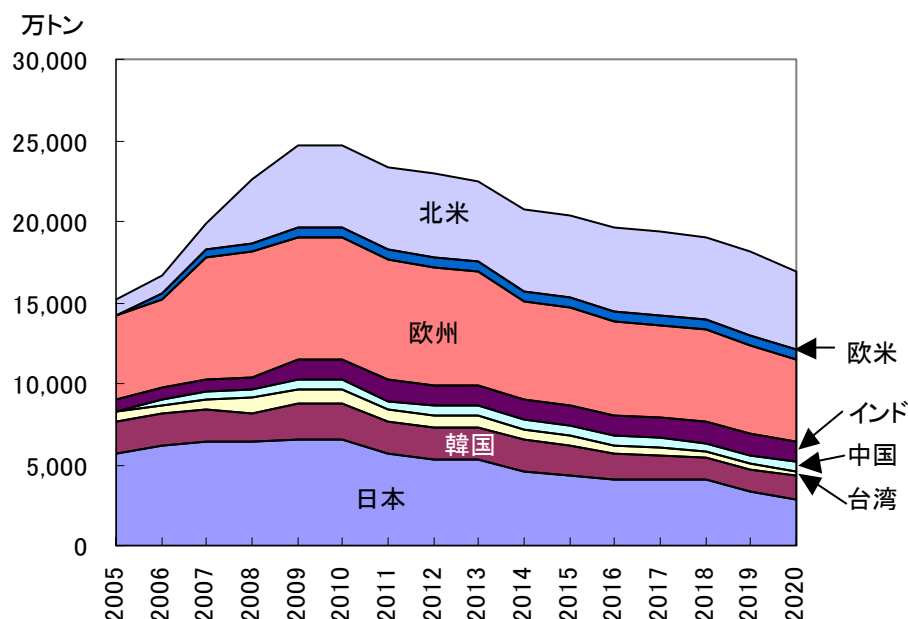
図表 4 LNG 輸入量の推移



(2) 中長期契約

近年では3～10年程度の中期契約も存在するものの、LNG取引は大部分が20年以上の長期契約に基づく。2005年時点で、これらのLNG中長期契約量は1億5,221万トンであった。後述する通り、欧米での大幅な需要増加が見込まれており、2020年までの契約量にもそれが反映されている。(図表5)ここで留意すべきは、欧米向け新規契約量の大部分について売主が自ら買主にもなっていることである。この契約形態は、最終需要家が輸入者とならない点において伝統的なLNG契約とは異なる。日本向けの契約量は、インドネシアやオーストラリア等との既存契約が2010年前後に相次いで満了する。現在、これらの契約の延長交渉や、新規プロジェクトの契約交渉が行なわれている。

図表 5 世界の中長期 LNG 契約



- (注)
1. 本図表の数値は、SPA(売買契約書)および HOA(基本合意書)における数量の合計値であり、MOU(合意覚書)や LOI(契約同意書)の数値は含まれない。
 2. 契約数量に幅がある場合、数量の下限値が計上されている。また、オプション数量は含まれない。
 3. これらの数字は中長期契約数量の合計であり、実際の供給数量は必ずしも契約数量と一致するものではない。特に、プロジェクト初期段階では供給数量が契約数量を下回るのが通常である。また、輸入国のガス需要動向や液化プラントの稼働状況によっても供給数量は上下する。

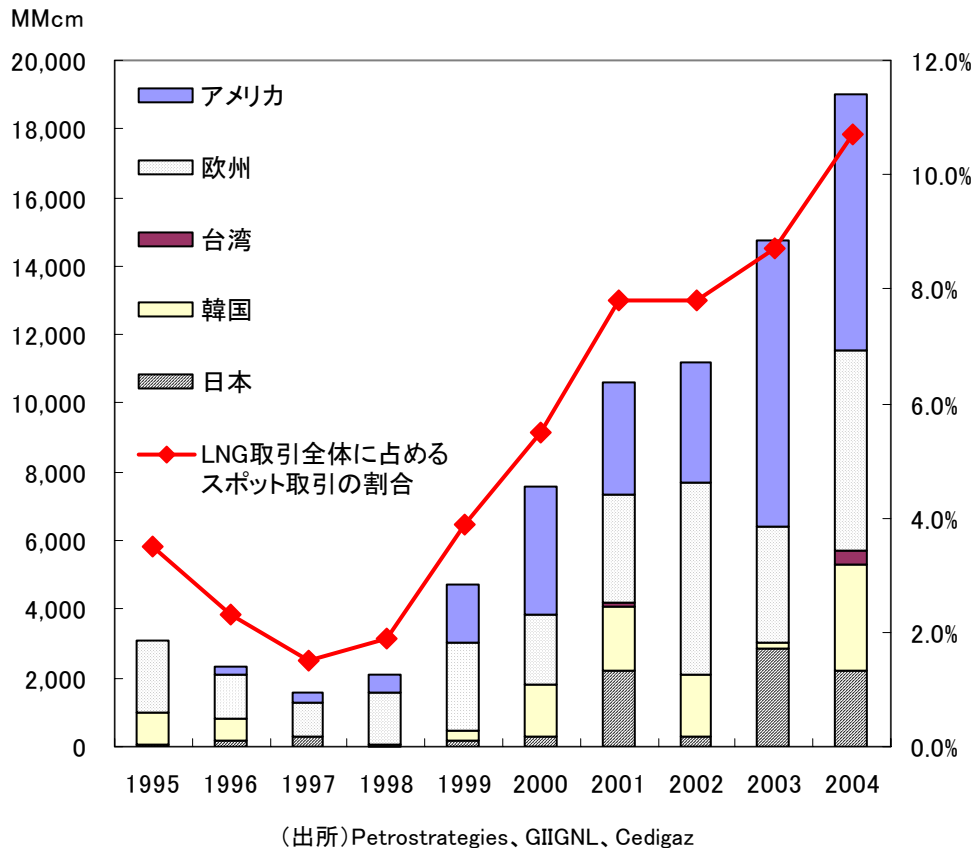
(出所) 各事業者プレスリリース等

(3) スポット取引⁵

2004 年における世界のスポット取引の割合は 19Bcm (1,387 万トン) であった。そのうち 7.4Bcm (540 万トン) がアメリカ、5.8Bcm (423 万トン) が欧州、5.7Bcm (416 万トン) アジア市場向けである。これは LNG 取引量全体の 10.7% にすぎないものの、1990 年代後半からの取引量の増加が著しい。(図表 6) しかし、液化プラントの生産キャパシティのほとんどは長期契約でコミットされていることから、LNG 生産余力が増加している訳ではなく、長期契約量からスポット取引に流出する LNG が反映されている部分もあると解釈出来る。

⁵ ここでは、契約期間が 1 年以下のものを指す。

図表 6 世界の LNG 取引に占めるスポット取引の割合



(4) LNG 輸入価格

LNG 価格決定方式は地域ごとに異なっており、アジアでは一般的に JCC (Japan Crude Cocktail) と呼称される日本向け原油の平均 CIF 価格に、欧州大陸向けは石油製品やブレント原油価格にリンクしている。アメリカやイギリス向けは、Henry Hub や NBP (National Balancing Point) といった国内の天然ガス取引地点での需給によって価格が決定されている。

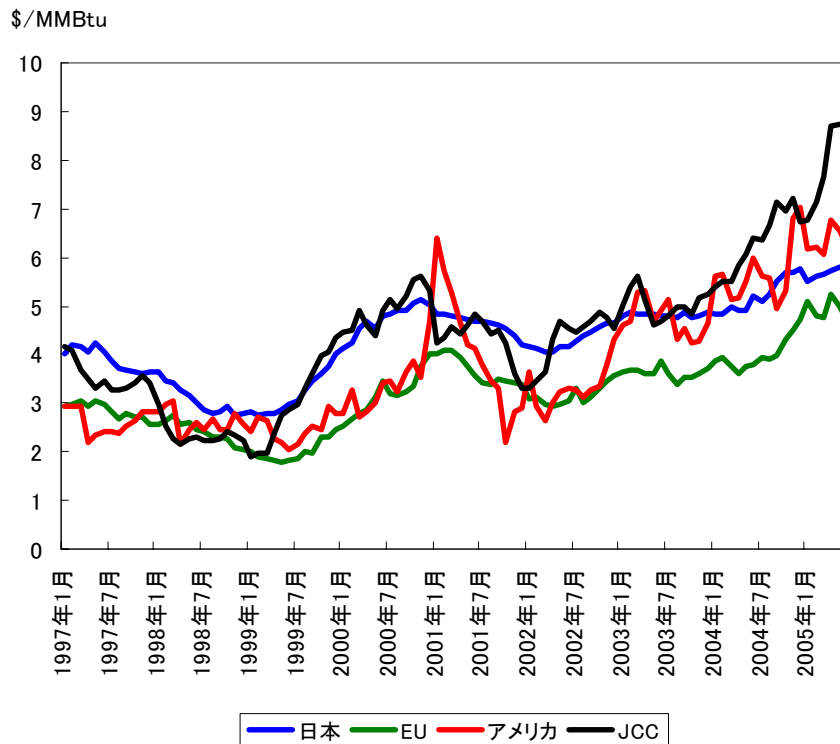
図表 7 に日本、アメリカ、EU 向けの LNG 価格の推移を示す。2000 年頃まで日本向け LNG 価格はアメリカや EU と比較して高いレベルで推移した。JCC 価格の上昇に伴って、日本向け LNG 価格も上昇傾向にあるが、価格フォーミュラの構造によって上昇幅は JCC 価格よりも低く抑えられている。EU 向けの価格は日本向けの価格を下回るものの、どちらも原油や石油製品価格にリンクしていることから、値動きは類似している。なお、2005 年について言えば、EU 向け価格がアメリカ向け価格に追従する局面も見られる。これは、スポット取引を通じて、欧州市場とアメリカ市場の相関性が高まっていることの反映と推察出来る。アメリカ向け価格について見ると、国内の天然ガス価格高騰を反映し、LNG 価格は高止まりしており、かつボラティリティも高い。

データの制約により、図表 7 には反映されていないが、2005 年下期にはアメリカ向けの

価格が上昇している。これは、2005 年 8～9 月にメキシコ湾岸地域にハリケーンが相次いで襲来し、天然ガスの生産や輸送設備に被害が出て、Henry Hub 価格が急騰したことによる。世界最大のスポット LNG 輸入国であるアメリカの価格高騰は、アジア向けのスポット LNG 価格を上昇させる結果となっている。

日本向けについては、価格フォーミュラの構造により、高油価の際には LNG が主たる競合燃料である石油製品に対して競争力を増すことから、近年の高油価によって産業需要家を中心として LNG 需要が増大している。一方、2004 年に LNG 輸入を開始したインドや、2006 年に輸入を開始する中国では、主たる競合燃料である石炭との価格差が広がり、LNG 需要の伸びが減少する要因になると思われる。

図表 7 LNG 価格の推移



(出所) Energy Prices & Taxes、IEA

3. LNG チェーン

(1) 液化プラント

世界で稼働中の年間 LNG 生産能力は、2005 年現在で 1 億 6,340 トンに達している。地域別に見ると、アジア・太平洋地域が 7,010 万トンで最も多く、アフリカと中東が 4,520 万トンと 3,740 万トン、北中米が 1,070 万トンで続いている。(図表 8) アジア向けには、主としてアジア・太平洋、北米、中東地域から供給されており、欧米向けには主としてアフリカ、中米地域から供給されている。

現在、世界最大の液化能力を持つのはインドネシアであり、公称液化能力は 2,830 万トン/年とされている。しかし、液化プラントに天然ガスを供給するガス田の枯渇や生産不調、また肥料工場あるいは産業用工場に天然ガスを優先的に供給していることから、実際の輸出量は 2004 年で 2,484 万トンに過ぎない。LNG 生産量は 2005 年、2006 年とも長期契約量を履行出来ないレベルになると思われ、生産量回復時期は不透明である。

2005 年にはエジプトの Damietta LNG および Egyptian LNG プロジェクト、カタールの RasGas II Train 4 が立ち上がり、1,690 万トン/年もの液化能力が追加された。これら新規プロジェクトのうち、Damietta LNG と Egyptian LNG は、下流プレーヤーである LNG 輸入国の電力・ガス事業者が参加している。これらは、下流プレーヤーによる上流プロジェクト参加事例として注目できる。

図表 8 既存 LNG 生産プラント

地域	国名	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
ア フ リ カ	アルジェリア	Arzew GL4Z (Train 1-3)	110	1964	Sonatrach	欧州、アメリカ
		Arzew GL1Z (Train 1-6)	780	1978		
		Arzew GL2Z (Train 1-6)	800	1980		
		Skikda GL1K I (Train 1-3)	280	1972		
		Skikda GL1K II (Train 4-6)	300	1980		
	リビア	Marsa el Brega (Train 1-2)	70	1970	Sirte Oil	スペイン
	ナイジェリア	Nigeria LNG (Train 1, 2)	640	1999	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	スペイン、イタリア、 フランス、トルコ、 ポルトガル
		Nigeria LNG (Train 3)	320	2002		
	エジプト	Damietta LNG (Train 1)	500	2005	SEGAS (Union Fenosa Gas, EGAS, EGPC)	スペイン
		Egyptian LNG (Train 1)	360	2005	BG, Petronas, EGAS, EGPC, Gaz de France	フランス、スペイン、 アメリカ
		Egyptian LNG (Train 2)	360	2005	BG, Petronas, EGAS, EGPC	アメリカ、イタリア
小 計			4,520			
北 中 米	アラスカ	Kenai (Train 1, 2)	110	1969	ConocoPhilips, Marathon	日本
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 1)	300	1999	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol-YPF, NGC, Tractebel)	アメリカ、スペイン、 プエルトリコ
		Atlantic LNG (Train 2)	330	2002	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol-YPF)	アメリカ、スペイン
		Atlantic LNG (Train 3)	330	2003	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol-YPF)	アメリカ、スペイン
	小 計			1,070		

次項に続く

図表 8 既存 LNG 生産プラント(続き)

地域	国名	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
中東	アブダビ	ADGAS (Train 1, 2)	310	1977	ADGAS (ADNOC, 三井物産, BP, Total)	日本、スペイン
		ADGAS (Train 3)	230	1994		
	オマーン	Oman LNG (Train 1, 2)	660	2000	Oman LNG (オマーン政府, Shell, Total, 三菱商事, 三井物産, Partex, 伊藤忠商事, Korea LNG)	日本、韓国、 スペイン
	カタール	Qatargas (Train 1-3)	940	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
	小 計		3,740			
アジア・太平洋	ブルネイ	Brunei LNG (Train 1-5)	720	1972 -1974	Brunei LNG (ブルネイ政府, Shell, 三菱商事)	日本、韓国
	インドネシア	Bontang I (Train A, B)	520	1977	PT Badak NGL (Pertamina, VICO, JILCO, Total)	日本
		Bontang II (Train C, D)	520	1983		日本
		Bontang III (Train E)	280	1989		台湾
		Bontang IV (Train F)	280	1993		日本
		Bontang V (Train G)	280	1997		韓国
		Bontang VI (Train H)	300	1999		台湾
		Arun I (Train 1)	150	1978	PT Arun NGL (Pertamina, ExxonMobil, JILCO)	日本
		Arun II (Train 4, 5)	300	1984		日本
		Arun III (Train 6)	200	1986		韓国

次項に続く

図表 8 既存 LNG 生産プラント(続き)

地域	国名	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
アジア・太平洋	マレーシア	Malaysia LNG I (Satu) (Train 1-3)	810	1983	Malaysia LNG (Petronas, サラワク州政府, 三菱商事)	日本
		Malaysia LNG II (Dua) (Train 4-6)	780	1995	Malaysia LNG Dua (Petronas, Shell, 三菱商事, サラワク州政府)	日本、韓国、台湾
		Malaysia LNG III (Tiga) (Train 7, 8)	680	2003	Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, 新日本石油, サラワク州政府, 三菱商事)	日本、韓国
	オーストラリア	NWS (Train 1-4)	1,190	1989- 2004	Woodside, Shell, Chevron, BHP Billiton, BP, MIMI	日本
	小　　計		7,010			
合　　計			16,340			

(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

稼働中の基地に加えて、多数の新規あるいは既存基地の拡張プロジェクトが存在する。2005 年末時点で建設中もしくは需要家と SPA や HOA を締結済プロジェクトの LNG 生産能力合計は 1 億 3,240 万トン/年あり⁶、概ね 2010 年前後に実現する可能性が高い。(図表 9)

図表 9 建設中もしくは SPA・HOA 締結済の LNG 生産プラント

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	生産開始予定	出資者	予定仕向地
アフリカ	ナイジェリア	NLNG (Train 4, 5)	820	2006年 第1四半期	NLNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	スペイン, ポルトガル アメリカ、イタリア
		NLNG (Train 6)	410	2007年 第4四半期	NLNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	アメリカ、欧州、 メキシコ
	赤道ギニア	Bioko LNG	340	2007年 第4四半期	Marathon, GEPetrol, 三井物産, 丸紅	アメリカ
	小 計		1,570			
中南米	トリニダード・トバゴ	Atlantic LNG (Train 4)	520	2006年 1月	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol-YPF, NGC)	北米, 欧州
	小計		520			
欧州	ノルウェー	Snohvit LNG (Train 1)	420	2007年 12月	Petro, Statoil, Total, Gaz de France, Amerada Hess, RWE	アメリカ、欧州
	小計		420			

次項へ続く

⁶ 2006 年 5 月現在において、これらのプロジェクトのうち、ナイジェリアの NLNG Train 4 および 5、オマーンの Qalhat LNG、トリニダード・トバゴの Atlantic LNG Train 4、オーストラリアの Darwin LNG は既に稼働を開始している。

図表9 建設中もしくはSPA・HOA締結済のLNG生産プラント(続き)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	生産開始予定	出資者	予定仕向地
中東	カタール	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
	オマーン	Qalhat LNG (Train 3)	370	2006年 1月	オマーン政府, オマーンLNG, Union Fenosa	欧米、アジア
	イエメン	Yemen LNG (Train 1, 2)	670	2008年末	Total, Yemen Gas Corp, Hunt, SK, KOGAS	韓国、アメリカ
小 計			6,190			
アジア・太平洋	オーストラリア	Darwin LNG	350	2006年 第1四半期	ConocoPhillips, Eni, Santos, Inpex, 東京 電力, 東京ガス	アジア
		NWS (Train 5)	440	2008年 第4四半期	Woodside, BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, MIMI	中国、アジア・太平洋
		Gorgon (Train 1, 2)	1,000	2010年初頭	Chevron, Shell, ExxonMobil	アジア・太平洋
		Pluto (Train 1, 2)	700	2010年末	Woodside, 東京ガス	アジア
	インドネシア	Tangguh (Train 1, 2)	760	2008～2009年	BP, MI Berau, CNOOC, 日石Berau, KG Berau Wiriagar, LNG JAPAN	アジア・太平洋
	マレーシア	MLNG I～III De-bottlenecking	330	2006年	Malaysia LNG, Malaysia LNG Dua, Malaysia LNG Tiga	アジア・太平洋
	ロシア	Sakhalin II (Train 1, 2)	960	2008年夏季	Shell, 三井物産, 三菱商事	アジア・太平洋
小 計			4,540			
合 計			13,240			

(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

地域別に見ると、中東が 6,190 万トン/年、アフリカが 1,570 万トン/年、アジア・太平洋が 4,540 万トン/年、欧州が 420 万トン/年である。欧米市場を主要仕向地とした中東やアフリカでの増産計画が鮮明になっている。また、赤道ギニア、イエメン、ノルウェー、ロシアといった国々が新たに LNG 輸出国となることが見込まれている。既存輸出国の中では、カタールの増産が著しい。現在 2,540 万トンである同国の LNG 生産能力は、2010 年には 7,690 万トンになる予定である。

LNG 生産コスト削減を目的として、液化プラントの大型化も進んでいる。現在 1 トレインあたりで最大の生産能力を持つのは、エジプト・Damietta プロジェクトの 500 万トン/年である。これに対して、カタールの、RasGas 3、Qatargas II、Qatargas 3、Qatargas 4 はトレインあたりの液化能力が 780 万トン/年に達する。

さらに、現在事業化を検討しているプロジェクトが多数存在する。図表 10 に示す通り、公称値が判明している事業化検討中の LNG 生産能力合計は 1 億 9,275 万トン/年ある。但し、これらのプロジェクトに関しては、LNG 需要動向、政治的安定度、環境面での制約、プロジェクト推進主体の戦略等の要因により、実現可能性が各プロジェクト間で大きく異なる。従って、これらのプロジェクト全て実現するとは、また実現するとしても下記に示す開始予定年通りに立ち上がるとは限らない。

図表 10 事業化検討中の LNG 生産プラント

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
ア フ リ カ	アルジェリア	Skikda	450	2009	Sonatrach	アメリカ、欧州
		Gassi Touil (Arzew)	400	2009	Sonatrach	アメリカ、欧州
	ナイジェリア	West Niger Delta LNG	900	N.A.	Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil	N.A.
		NLNG (Train 7)	480	2010	ExxonMobil, NNPC	
		Olokola LNG	2,000	2009	Chevron, BG, Shell, NNPC	
		Brass River LNG (Train 1, 2)	1,000	2008-2009	NNPC, ConocoPhillips, Chevron, ENI	アメリカ、メキシコ
	アンゴラ	Angola LNG (Train 1)	400	2007	Chevron, Sonangol, BP, Total, ExxonMobil, Norsk Hydro	アメリカ、欧州
		Angola LNG (Train 2)	600	N.A.	Chevron, Sonangol	アメリカ、欧州

次項へ続く

図表 10 事業化検討中の LNG 生産プラント(続き)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
ア フ リ カ	エジプト	Damietta (Train 2)	500	2008	ENI, BP, EGAS	インド
		West Damietta	400	N.A.	Shell, EGPC	N.A.
	リビア	Marsa el Brega 改修 (Train 1-2)	250	N.A.	NOC, Shell	N.A.
	小 計		7,380			
欧 州	ロシア	Shtokman LNG	1,400	2013	Gazprom	アメリカ
		Baltic LNG	300	2009	Gazprom	N.A.
	ノルウェー	Snohvit LNG (Train 2)	420	2012	Petro, Statoil, Total, Gaz de France, Amerada Hess, RWE	アメリカ、欧州
	小 計		2,120			
中 東	イラン	LNG 1: Iran LNG (Train 1, 2)	800	N.A.	NIOC, Reliance	インド、欧州
		LNG 2: Pars LNG (Train 1, 2)	1,000	N.A.	NIOC, Total, Petronas	アジア、欧州
		LNG 3: Persian LNG (Train 1, 2)	1,400	2010	NIOC, Shell, Repsol	アジア、欧州
		LNG 4: NIOC LNG	1,000	N.A.	NIOC	アジア、欧州
	小 計		4,200			
北 中 南 米	アメリカ	North Slope (Train 1-4)	900	N.A.	Yukon Pacific	アメリカ
	ベネズエラ	Mariscal Sucre (Train 1)	470	N.A.	PDVSA, Shell, 三菱商事	アメリカ
	ペルー	Peru LNG	440	2008	Hunt Oil, SK, Repsol- YPF	メキシコ、アメリカ
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 5)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	小 計		1,810			
ア ジ ア ・ 太 平 洋	オーストラリア	Greater Sunrise	530	N.A.	Shell, ConocoPhillips, 大阪ガス, Woodside	アジア・太平洋
		Tassie Shoal	250	2011	Methanol Australia	アジア
		Browse	700	2011	Woodside, Chevron, BP, BHP Billiton, Shell	アジア・太平洋
		Pilbara	600	2008	BHP Billiton, ExxonMobil	アメリカ
		Ichthys	300	2011	国際石油開発	アジア・太平洋

次項へ続く

図表 10 事業化検討中の LNG 生産プラント(続き)

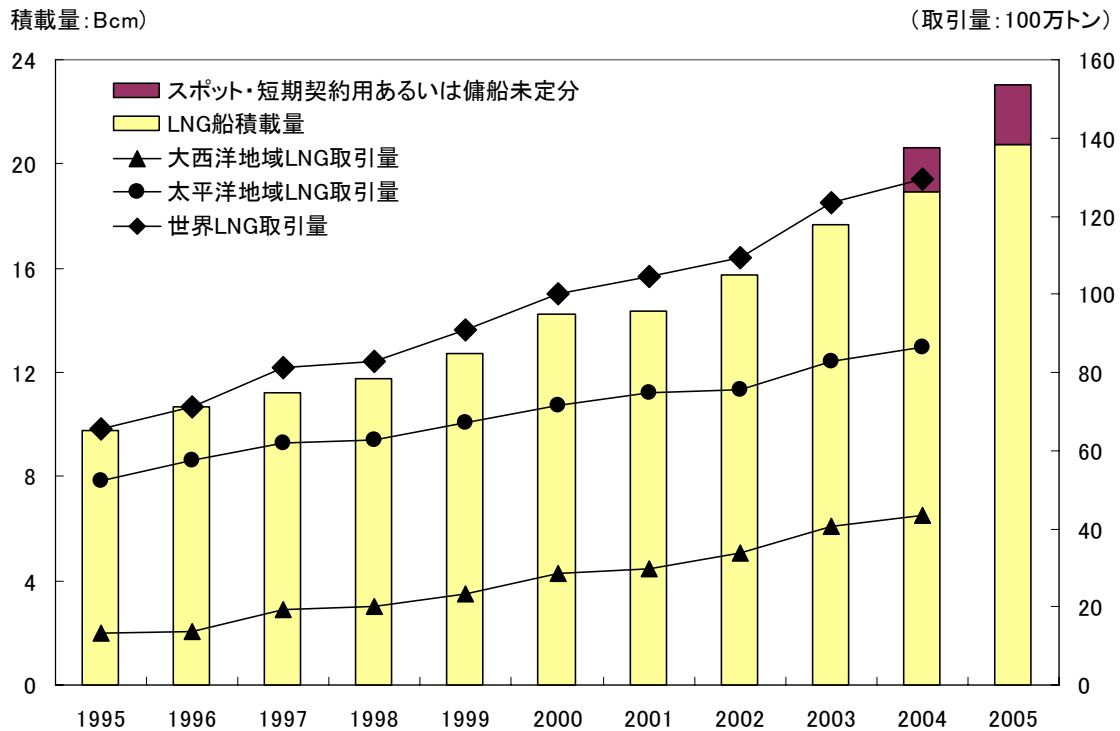
地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
アジア・太平洋	インドネシア	Tangguh (Train 3)	N.A.	N.A.	BP, MI Berau, CNOOC, 日石Berau , KG Berau Wiriagar, LNG JAPAN	アジア・太平洋
		Bongtang (Train I)	300	N.A.	Pertamina	アジア・太平洋
		Bongtang (Train J)	300	N.A.	Pertamina	アジア・太平洋
		Senoro	85	2008	LNG Ltd, Medco	アジア・太平洋
		Natuna	N.A.	N.A.	ExxonMobil, Pertamina	アジア・太平洋
		Masera	300	2015	国際石油開発	アジア・太平洋
	ブルネイ	Brunei LNG拡張	400	N.A.	Brunei LNG (ブルネイ政府, Shell, 三菱商事)	アジア・太平洋
	ロシア	Sakhalin II (Train 3)	N.A.	N.A.	Shell, 三井物産, 三菱商事	アジア・太平洋
	小 計		3,765			
合 計		19,275				

(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

(2) LNG 船

2005 年時点の LNG 船数は 190 隻で、積載量合計は 23Bcm であった。LNG 需要の増加を背景として、近年 LNG 建造数が急増しているが、輸送能力の伸びは LNG 需要の伸びをはるかに上回る。その結果、近年ではスポットや短期契約用もしくは傭船契約を締結していない LNG 船も出現している。また、メジャーズや商社といった上流プレーヤーや電力・ガス事業者といった下流プレーヤーが LNG 船を所有し、LNG 輸送という中流事業に進出するケースが増えている。

図表 11 LNG 船キャパシティの推移



(出所) LNG Japan、日本エネルギー経済研究所

液化プラントと同様に、LNG 船でも大型化が進展している。現在では、積載量 135,000 ~ 145,000m³ 級が最大であるが、カタールの新規プロジェクト用には Q-Flex や Q-Max と呼称される積載量 200,000 ~ 250,000m³ 級の LNG 船が就航する。しかし、Q-Flex や Q-Max は米英市場の特定受入基地を想定したものであり、現時点では港湾設備上、受入が出来る港は少ない。

(3) 受入設備

2005 年現在で世界では 51 ヶ所に LNG 受入基地が存在し、年間受入能力合計は 1 億 8,327 万トンである。地域別に見ると、日本が 25 ヶ所で圧倒的に多く、アメリカが 5 ヶ所、韓国とスペインが各 4 ヶ所で続いている。(図表 12)

図表 12 既存 LNG 受入基地(2005 年)

地域	国名	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼動開始 (年)
アジア	日本	仙台LNG基地	仙台市ガス局	15	8.0	1997
		東新潟LNG基地	日本海エル・エヌ・ジー	400	72.0	1984
		富津LNG基地	東京電力	700	111.0	1985
		袖ヶ浦LNG基地	東京電力, 東京ガス	950	266.0	1973
		東扇島LNG基地	東京電力	600	54.0	1984
		扇島工場	東京ガス	150	60.0	1998
		根岸工場	東京電力, 東京ガス	350	118.0	1969
		袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	34	17.7	1996
		知多LNG共同基地	中部電力, 東邦ガス	140	30.0	1977
		知多LNG基地	知多エル・エヌ・ジー	310	64.0	1983
		知多緑浜工場	東邦ガス	80	20.0	2001
		四日市LNGセンター	中部電力	300	32.0	1987
		四日市工場	東邦ガス	33	16.0	1991
		川越LNG基地	中部電力	400	48.0	1997
		泉北第一	大阪ガス	80	18.0	1972
		泉北第二	大阪ガス	770	158.5	1977
		姫路製造所	大阪ガス	260	74.0	1984
		姫路LNG管理所	関西電力	260	52.0	1979
		廿日市LNG基地	広島ガス	50	17.0	1996
		柳井LNG基地	中国電力	130	48.0	1990
		大分LNG基地	大分LNG	260	46.0	1990
		戸畑LNG基地	北九州エル・エヌ・ジー	130	48.0	1977
		福岡LNG基地	西部ガス	23	7.0	1993
		長崎LNG基地	西部ガス	11	3.5	2003
		鹿児島工場	日本ガス	8	8.6	1996
		日本 計		6,444	1,397.3	
	韓国	平澤 (Pyeong Taek)	KOGAS	720	100.0	1986
		仁川 (Inchon)	KOGAS	720	248.0	1996
		統営 (Tong Young)	KOGAS	300	98.0	2002
		光陽	POSCO	170	20.0	2005
		韓国 計		1,910	466.0	
	台湾	永安 (Yung An)	CPC	744	69.0	1990
	インド	Dahej	Petronet	500	32.0	2004
		Hazira	Shell, Total	250	32.0	2005
	小 計			9,848	1,996.3	
北中南米	アメリカ	Everett	Tractebel LNG	793	15.5	1971
		Lake Charles	Trunkline LNG	920	28.5	1982
		Cove Point	Dominion	767	38.0	1978
		Elba Island	Southern LNG (El Paso)	936	19.1	1978
		West Cameron, (Off-shore), メキシコ湾	Excelerate Energy	383	N.A.	2005
	プエルトリコ	Penuelas	EcoElectrica	130	16.0	2000
	ドミニカ	Andres	AES	60	16.0	2003
	小 計			3,989	133.1	

次項へ続く

図表 12 既存 LNG 受入基地 (2005 年) 続き

地域	国名	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (年)
欧州	ベルギー	Zeebrugge	Fluxys	330	26.1	1987
	フランス	Fos-sur-Mer	Gaz de France	580	15.0	1972
		Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	820	36.0	1980
	イタリア	Panigaglia	Snam	260	10.0	1971
	スペイン	Barcelona	Enagas	620	24.0	1969
		Cartagena	Enagas	90	5.5	1989
		Huelva	Enagas	270	16.5	1988
		Bilbao	BP, Respol, Iberdola, EVE	200	16.0	2003
	ポルトガル	Sines	Transgas	380	12.0	2003
	イギリス	Isle of Grain	National Grid	330	20.0	2005
	ギリシア	Revithoussa	DEPA	150	13.0	2000
	トルコ	Marmara Ereglisi	Botas	460	25.5	1994
小 計				4,490	219.6	
合 計				18,327	2,229.0	

(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

既存基地に加えて、現在事業化を検討しているプロジェクトが多数存在する⁷。(図表 13) 特に、今後 LNG 需要が急速に伸びることが見込まれる北米や中国で多くの基地建設が計画されている。但し、これらに関しては、プロジェクトの経済性、環境的および社会的制約、国家のインフラ整備計画等の要因で実現可能性が各プロジェクト間で大きく異なる。液化プラントでは、下流のプレーヤーが投資主体となるケースにふれたが、受入基地では、上流のプレーヤーが投資主体になるケースが増えている。

⁷ 2006 年 6 月現在において、これらのプロジェクトのうち、堺基地と水島基地は既に稼働を開始している。

図表 13 新規 LNG 受入基地計画

地域	国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
北米	アメリカ	Hackberry, LA	Sempra Energy	1,150	2008
		Bahamas	AES Ocean Express	644	2006-2007
		Bahamas	FPL Resources, Tractebel, El Paso	636	N.A.
		Freeport, TX	Freeport LNG Development	1,150	2007
		Sabine, LA	Cheniere Energy	1,993	2008
		Corpus Christi, TX	Cheniere Energy	1,993	2008
		Corpus Christi, TX	ExxonMobil	767	2008-2009
		Fall River, MA	Hess LNG(Amerada Hess, Poten & Partners)	613	2007
		Sabine, TX	ExxonMobil	767	2008-2009
		Corpus Christi, TX	Occidental Energy	767	2008
		Port Pelican, LA	Chevron	1,226	2007
		(Offshore), LA	Shell	767	2008-2009
		Long Beach, CA	Sound Energy Solutions (三菱商事, ConocoPhillips)	537	2009
		Logan Township, NJ	BP	920	2009
		Bahamas	El Paso, FPL	383	N.A.
		Port Arthur, TX	Sempra Energy	1,150	2009
		Long Island Sound, NY	TransCanada, Shell	767	2010
		Pascagoula, MS	Gulf LNG	767	2009
		Bradwood, OR	Northern Star	767	2010
		Pascagoula, MS	Chevron	996	N.A.
		Cameron, LA	Cheniere Energy	2,529	2009
		Port Lavaca, TX	Gulf Coast LNG Partners	767	2009-2010
		Pleasant Point, ME	Quoddy Bay	383	N.A.
		Robbinston, ME	Kestrel Energy, Dean Girdis	383	N.A.
		(Offshore), CA	BHP Billiton	1,150	2008
		(Offshore), CA	Crystal Energy, Woodside	383	2009
		(Offshore), LA	McMoran	767	2008
		Gulf of Mexico(Offshore)	Compass Port - ConocoPhillips	767	2010
		Gulf of Mexico(Offshore)	Beacon Port - ConocoPhillips	1,150	2010
		Boston(Offshore), MA	Tractebel	307	2009
		Boston(Offshore), MA	Excelerate Energy	613	2007
		Coos Bay, OR	Energy Projects Development	100	2009
		(Off-shore), CA	Chevron	575	N.A.
		(Off-shore), CA	Woodside	575	N.A.
		St. Helens, OR	Port Westward LNG	537	2009
		Galveston, TX	BP	920	2009
		Philadelphia, PA	PGW	460	N.A.
		Astoria, OR	Calpine	767	2010
		Boston, MA	AES Battery Rock LLC(AES Co.)	613	N.A.
		Calais, ME	BP Consulting LLC	N.A.	N.A.
		Baltimore, MD	AES Sparrows Point(AES Co.)	1,150	N.A.
		(Offshore), NY	Safe Harbor Energy - ASIC	1,533	N.A.

次項へ続く

図表 13 新規 LNG 受入基地計画(続き)

地域	国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
北米	カナダ	St. John, NB	Canaport LNG (Irving Oil, Repsol YPF)	767	2008
		Point Tupper, NS	Anadarko	767	2008
		Quebec City, QC	Enbridge, Gaz Met, Gaz de France	383	2009
		Riviere-du-Loup, QC	TransCanada, PetroCanada	383	2009
		Kitimat, BC	Galveston LNG	468	2009
		Prince Rupert, BC	WestPac Terminals	230	2009
		Goldboro, NS	Keltic Petrochemicals, Petroplus	767	2009
	メキシコ	Altamira, Tamulipas	Shell, Total, 三井物産	537	2006
		Costa Azul, Baja California	Shell, Semptra	767	2007
		GNL Mar Adentro, Baja California	Chevron	1,073	2007
		Lazaro Cardenas	Tractebel, Repsol-YPF	383	2008
		Puerto Libertad, Sonora	DKRW Energy(Sonora Pacific LNG)	996	2008
		Gulf of Mexico(Offshore)	Tidelands	767	2008
		Manzanillo	CFE	383	2009
		Topolobampo	TransCanada	383	N.A.
	バハマ	Bahamas	Tractebel, El Paso	644	N.A.
		Bahamas	AES Ocean Express	644	2006-2007
中南米	ホンジュラス	Puerto Cortes	AES	190	2005
	ブラジル	Suape	Shell	160	N.A.
	チリ	Quintero Bay	ENAP	270	2009
欧州	フランス	Fos-Cavou	Gaz de France, Total	600	2007
		Fos-Cavou	ExxonMobil	N.A.	2009
		Le Havre	N.A.	N.A.	N.A.
	イタリア	Isola di Porto Levante	ExxonMobil, Qatar Petroleum, Edison	580	2007
		Brindisi	BG	580	2008
		Livorno	Endesa, Amga, CrossGas	290	2007
		Syracuse	Shell, ERG	580	2010
		Rosignano	Edison, Solvay, BP	220	N.A.
		Trieste	Gas Natural	580	N.A.
		Taranto	Gas Natural	580	N.A.
		Monfalcone	Endesa	580	N.A.
		Gioia Tauro	CrossGas	N.A.	N.A.
		Taranto	Enel	350	N.A.
		Vado Ligure	Enel	350	N.A.
		Muggia	Enel	350	N.A.
	スペイン	Sagunto	Union Fenosa, Iberdrola, Endesa	370	2006
		Reganosa	Endesa, Union Fenosa, Sonatrach	210	2007
		Gran Canaria	Endesa	N.A.	2008

次項へ続く

図表 13 新規 LNG 受入基地計画(続き)

地域	国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
欧州	イギリス	Milford Haven	Petroplus, BG, Petronas	876	2007
		Milford Haven	ExxonMobil, Qatar Petroleum	1,400	2007
		Canvey	Caor Gas, LNG Japan, Centrica、 Osaka Gas	400	2010
		Teesside	ConocoPhillips	N.A.	N.A.
	オランダ	Rotterdam	Petroplus	440	2009
		Rotterdam	Gasunie/Vopak	440	2010
		Eemshaven	ConocoPhillips	N.A.	2010
	ドイツ	Wilhelmshaven	E.On Ruhrgas	440-730	2010
	トルコ	Izmir	Colakoglu	440	2006
		Ceyhan	N.A.	N.A.	N.A.
	キプロス	Vasilikos	State Electricity Authority	73	2010
	ポーランド	バルト海沿岸	PGNiG	220-370	2010
	クロアチア	N.A.	E.On Ruhrgas	N.A.	N.A.
	ウクライナ	Odessa	Naftogaz Ukrainy	700	N.A.
	ラトビア	バルト海沿岸	Itera Latvija	36.5	N.A.
	リトアニア	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
アジア・ オセアニア	中国	広東省深圳	CNOOC, BP他	370-670	2006
		福建省莆田	CNOOC, 福建中閩公司	260-500	2007
		山東省青島	SINOPEC	300-500	2008
		上海	CNOOC、Shenergy	300-600	2008
		浙江省寧波	CNOOC、浙江能源集团公司、 寧波電力公司	300-600	2008
		江蘇省如東	PetroChina	300-400	2008
		遼寧省大連	PetroChina	200-400	2008
		天津	CNOOC	300	2010
		広東省珠海	CNOOC	300	2010
		広東省汕頭	CNOOC	250	2010
		広西壮族自治区	PetroChina	300	2010
		香港	CLP(中華電力有限公司)	300	2011
		遼寧省営口	CNOOC	300	N.A.
		江蘇省濱海	CNOOC	300	N.A.
	インド	Kochi	Petronet	250	2009
		Dabhol	Petronet, NTPC, Gail	500	2006
		Ennore	IOC, Petronas	500	N.A.
		Mangalore	HPCL, Petronet, MRPL	250	N.A.
	パキスタン	Karachi	SSGC	250	2009
	日本	堺	堺エルエヌジー	270	2006
		水島	中国電力, 新日本石油	80	2006
		和歌山	関西電力	N.A.	N.A.
		上越	中部電力, 東北電力	N.A.	N.A.
		御前崎	中部ガス、東海ガス、鈴与	N.A.	2010
		坂出	四国電力	40	2010
		中城	沖縄電力	70	2010

次項へ続く

図表 13 新規 LNG 受入基地計画(続き)

地域	国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
アジア・オセアニア	韓国	群山	GS Caltex	150	2008
	台湾	台中	CPC	168	2007
	フィリピン	Bataan	GN Power	N.A.	N.A.
	インドネシア	Cilegon	PLN	300	2007
	シンガポール	シンガポール	Gas Supply Pte, PowerGas	N.A.	N.A.
	タイ	Rayong	PTT	500	2010
	ニュージーランド	N.A.	Contact Energy, Genesis Energy	90-108	2011

(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

(4) LNG チェーンにおける相互参入

上述の通り、電力・ガス事業者という下流事業者や液化基地に、メジャーズや商社といった上流事業者が受入基地に進出する事例が増加している。LNG 船には、上流事業者、下流事業者とも多くの事業者が新たに自社船を建造している。

上流事業者が下流に進出するのは、市場へのアクセスの確保、上流資産の早期現金化等が主たる目的である。一方、下流事業者が上流に進出する主な目的は、調達コストの削減、上流事業のノウハウや情報の確保、新たな収益源の確保、供給セキュリティの確保が挙げられる。

日本の事業者では、1990 年代から LNG 船に出資する例が出てきたが、近年その傾向は加速化している。液化プロジェクトには、東京電力と東京ガスが Darwin プロジェクトに、大阪ガスが Greater Sunrise プロジェクトに出資している。また、東京ガス、大阪ガス、中部電力は Gorgon プロジェクトに、東京ガスと関西電力は Pluto プロジェクトにそれぞれ出資することを検討している。

4. LNG 需給バランス

(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 14 に示す。2004 年の LNG 需要 1 億 3,121 万トン⁸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値を上回

⁸ 4 ページで述べた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。

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。

図表 14 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

LNG の供給見通しを検討するにあたって、図表 8 では、2005 年現在の LNG 生産能力を示したが、ここでは現在の生産能力として最新需要量データである 2004 年時点の能力を参照する。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/年) 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/年) 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、SPA や HOA 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一部が立ち上がる予定である。現時点での想定では、これら事業化検討中のプロジェクトのうち、7,365 万トン/年がアジア向

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 15)

図表 15 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	事業化検討中 プロジェクト	アジア・太平洋	3,765
2007年	アジア・太平洋	7,110		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)	
	アジア向け小計	10,260			21,316

(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 15 から、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が分かる。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⁹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¹⁰。

(3) アジア向け LNG 需給バランス

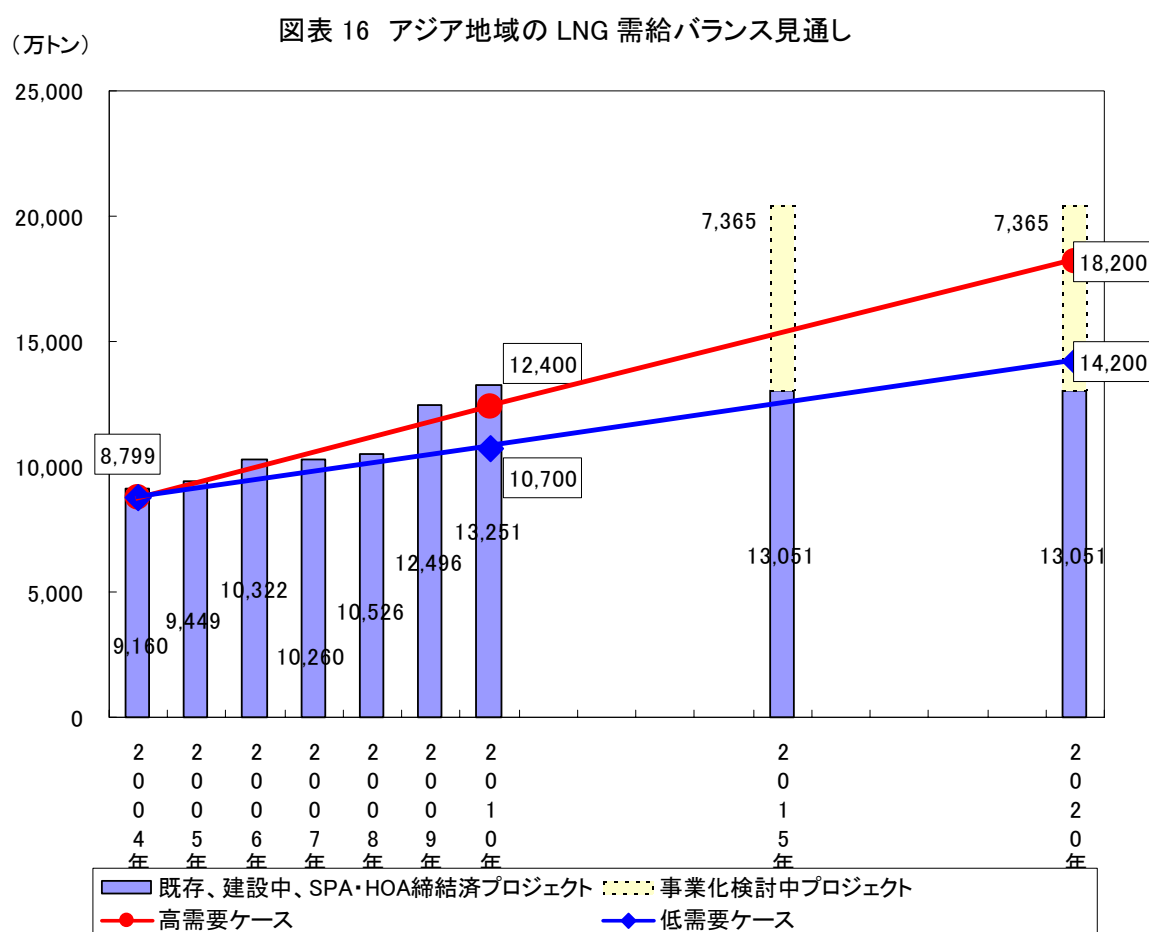
上記の LNG 需給見通しを基に、2020 年までのアジア向け需給バランスを概観する。2004 年の需要量実績は 8,799 万トンであったが、需要量見通しは 2010 年に 1 億 700 ～ 1 億 2,400

⁹ 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。

¹⁰ LNG 市場のグローバル化については 5. で後述する。

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。図表 10 で示した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 16)

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。

5. LNG 市場のグローバル化

現在の LNG 市場では、アジア太平洋と大西洋それぞれの市場内での取引が大部分を占める。また、前述の通り、異なる価格決定方式が並存している。その意味で、LNG 市場は石油市場のようにグローバル化されていないものの、下記に示す通り、今後は地理的なあるいは取引面でも LNG 市場のグローバル化が進展することが見込まれている。

① 地理的なグローバル化

2005 年現在で、世界には LNG 輸出国が 13 カ国、輸入国が 14 カ国存在する。既に見た通り、LNG 需要は 2020 年までに現在の 2～3 倍の規模になっている可能性があり、多くの国々が LNG の輸出あるいは輸入を検討している。

LNG 市場の拡大という点で見ると、現在、中東はアジア市場を中心に LNG を供給しているが、2010 年までに北米や欧州向けの大きなフローが生じる。中東の供給者は、アジア、欧州、北米市場に供給先を振り分けることが地理的に容易な位置にあること、またカタールを中心として中東の生産量が大幅に伸びることから、これまで 2 地点に限定されていた LNG 取引のグローバル化が中東を起点として加速化すると思われる。(図表 17)

図表 17 LNG フローの多様化



(出所) 日本エネルギー経済研究所

② 取引面でのグローバル化

LNG フローがグローバル化する過程で、スポット取引において大西洋市場とアジア太平洋市場の価格連動性が高まっている。現在、世界最大のスポット LNG 輸入国であるアメリカと欧州市場間では、裁定取引によって価格の相関関係が見られる。アジア市場の需要家がスポット LNG を購入する場合でも、現在では、アメリカ国内の価格指標である Henry Hub 価格が基準になっている場合が多いと思われる。アジア市場では、在来型の 2 地点間取引による長期契約が主であり続けると考えられるが、一方でスポット、スワップやバックホールといった非在来型の LNG 取引がある程度行われる可能性もある。

③ グローバル化に際して考慮すべき事項

しかし、LNG 市場のグローバル化が無条件に進展する訳ではない。LNG の輸送コストの高さや仕向地条項といった制約の他にも、LNG のグローバル化に際して考慮すべき事項を大きく 2 点を挙げる事が出来る。

第一に、プロジェクトごとの LNG 熱量の相違である、現在アジア向けには高熱量の LNG が供給されている。しかし、欧米市場では低熱量の天然ガスが使用されており、これらの市場向けに計画されている液化プラントも低熱量の LNG を生産する予定である。熱量が大

きく異なる LNG を受入れると、LNG 貯蔵タンク内でロールオーバー現象¹¹が起こる可能性がある。また、受入れ後は末端消費機器側での燃焼過程、パイプライン等供給過程での対策が必要となる。日本の受入基地の場合、LPG 添加設備を備えている基地が多いので熱量調整上は大きな問題とはならない。しかし、韓国や台湾では LPG 添加設備がないので、新たに設備を建設するか、熱量変動への対応が供給段階・消費段階で求められる。反対に高熱量の LNG を欧米に持ち込む場合、受入基地側で窒素等を注入したり、低熱量の天然ガスと混合することが必要になる。このような減熱のための熱量調整は当然コスト増加要因となる。

第二に、船と受入基地の整合性である。現在において標準的なサイズである 130,000 ~ 150,000m³ 級の LNG 船は世界の大部分の受入基地に入港可能である。しかし、カタールが先鞭をつけている Q-Flex や Q-Max といった 200,000 ~ 250,000m³ 級の LNG 船が入港出来るのは、米英市場における特定の受入基地だけであり、他の輸入国では入港できる受入基地はほとんどない。現在、アジアの輸入国でも Q-Flex 受入の検討が進められているが、日本では港湾の整備および拡張工事や関係行政機関との調整や協力が必要となる。

6. アジア向け LNG 供給セキュリティ

原油と同様に、近年 LNG でも供給セキュリティを如何に確保するのかという課題がアジアで注目されている。欧米諸国と異なり、天然ガス需要のほとんどを輸入 LNG で賄うアジアの国々にとって、LNG 供給セキュリティの確保は極めて重要である。この背景にあるのは、域内最大の天然ガス輸出国であるインドネシアの輸出量削減、多発する LNG プラントのトラブル、新規プロジェクト遅延という問題によって、LNG 需給が短期的に逼迫していることがある。また、資源ナショナリズムの伸張によって、中長期的なガス田や液化プラントへの投資が停滞する懸念もある。

このような状況の中、様々なセキュリティ確保策が検討されている。ここで重要なのは、セキュリティとは物理的な供給を確保だけでなく、経済性を伴った形で物理的な供給を確保するという意味をも含めるべきだということである。LNG を物理的に確保していも、経済性が伴っていなければ、輸入者や需要家の競争力、ひいては需要国の産業競争力にとって悪影響を及ぼすからである。

LNG チェーンには、探鉱・開発、液化、輸送、受入・再ガス化、配給という段階がある。その各段階において様々なセキュリティ確保策の存在することを認識することが重要である。

探鉱・生産・液化といった上流部門では、出来るだけ供給源を多角化することが物理的な供給セキュリティを確保する上で最も基本的な方策である。これはエネルギー政策としても各事業者の調達戦略としても重要である。中国やインドが油田権益の獲得競争を行っ

¹¹ 異なる組成の LNG を同一のタンクに注入した際に、特定の条件下で起こり得るボイル・オフ・ガスの異常発生。

ていることから、ガス田や液化プラントといった上流権益を確保することが、エネルギー政策上必要だとする考え方もある。自ら上流に投資することが、プロジェクト立ち上げの原動力となり得るという点においては物理的な供給セキュリティ向上に貢献すると言える。しかし、戦争等によって物理的な供給途絶状況に陥った場合、需要国企業が上流権益を保有していても、物理的な供給セキュリティ向上に直接寄与するかは疑わしい。また、上流権益を取得したプロジェクトが、必ずコスト競争力を持つとは限らない。従って、経済性を伴った形での物理的な供給セキュリティ確保という結果につながらない可能性があることを認識する必要がある。取引契約の面では、長期契約を締結することがスポット取引に依存するよりも物理的、かつ現時点においては経済的にもセキュリティ確保に寄与するのは言うまでもない。

輸送部門では、配船調整や仕向地条項の緩和といった分野における売主・買主間あるいは買主間の協力が挙げられる。これらは既に実施されているし、セキュリティ確保策として非常に有効である。これらは、言うまでもなく事業者間で行なわれる事柄である。また、自由に使用できる LNG 船を保有あるいは傭船出来れば、スポット LNG を自ら引取る等、LNG 調達における機動力を確保することにつながる。

受入基地以降では、貯蔵タンク増設や基地間パイプラインといったインフラ整備を経済性とのバランスを取りながら推進すべきである。最終的な手段としては、輸入者と最終需要家の間における供給中断契約の行使についても各事業者が検討すべき課題であろう。現在不足気味な LNG チェーンにおけるエンジニアや船員といった人材開発も必要である。供給方式の多様化という意味では、国際パイプラインも視野に入れる必要があるかも知れない。このように、セキュリティ確保策は多岐に渡っており、個々の方策がどのような状況で有効性を持つのか、またそれに要するコストはどの程度なのかを見極めることが重要である。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp