

アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向(2002 年度)*

第一研究部ガスグループ マネージャー 鈴木 健雄
" 研究員 森川 哲男

2002 年 8 月には、わが国の天然ガス市場関係者にとって興味深いニュースが二つもたらされた。一つは、中国の広東省に新たに建設される同国最初の LNG 基地への LNG 供給者がオーストラリアに決定したこと、もう一つは、サハリンから日本へのパイプライン計画の事業化調査会社が、技術的、商業的に成立し得るとの結論を発表したことである。

前者については、日韓台三国からなる既存のアジア・太平洋地域 LNG 市場における輸入国に中国が加わったことと同時に、この調達契約を締結する際のガス価格が従来のわが国等のそれに比べて 2~3 割安価に調達できたと報道されたことが衝撃であった。

後者についてはサハリンからのパイプラインが敷設されれば、わが国のガス市場の課題である国内パイプライン整備の大きな誘因となりうるということで重要である。これは、選択の多様化による供給セキュリティーの向上に寄与し、また、LNG 輸入の際の交渉力等に資することも期待されるなど、わが国の市場への好影響が期待されている。

1969 年にはじめて LNG を輸入したわが国は、2 度の石油危機を経て 1980 年代にその導入を飛躍的に増やしたが、20 年を経た今、それらの購入契約は更改時期を迎えている。

引き続きの停滞した経済情勢や規制緩和の進展などにより、LNG 需要の増加見通しが立ちにくい状況の下、安価なエネルギーの調達、すなわち LNG の価格低減への要請は、以前にも増して大きくなっている。LNG 市場は 1990 年代前半以降、売り手市場から買い手市場へ移行しつつあるという一面を背景として、世界の主要 LNG 購入者であるわが国のエネルギー事業者は、柔軟性のある取引条件を得ることをステップとして、より低価格の調達の達成を課題として努力を続けているが、その余地は未だ相当に残されていると言えよう。LNG の価格低減とその取引における自由度の拡大が達成され、今後のわが国にとってのよりよい LNG 市場へと進展することが期待されている。

以下、2003 年春時点のアジア・太平洋地域における天然ガス事情と LNG の需給動向を概観する。

* 本報告は、平成14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、報告書の取りまとめに際しては、天然ガス実務に携わっておられる方々によるワーキンググループを組織して貴重な助言を賜った。また、本文記載の個別データなどはガスグループ員による日頃の作業の集積であり、併せて謝意を表したい。なお、本報告は原則として2003年3月時点での情報を基に作成している。

1 . 天然ガス埋蔵量・生産量・消費状況

2001 年末における世界の天然ガス埋蔵量は 164.7TCM (兆立方メートル) で、その 7 割を旧ソ連と中東が占めている。一方、アジア・太平洋地域は 14.9TCM と、世界全体の 1 割にも満たない。世界の生産量は 2.55TCM で北米、旧ソ連が各々約 3 割ずつを占め、アジア・太平洋地域は 11% である。

世界の消費量は約 2.55TCM であった。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の消費が多く、次いでアジア・太平洋地域が 12.5% となっている(表 1、図 1 参照)。

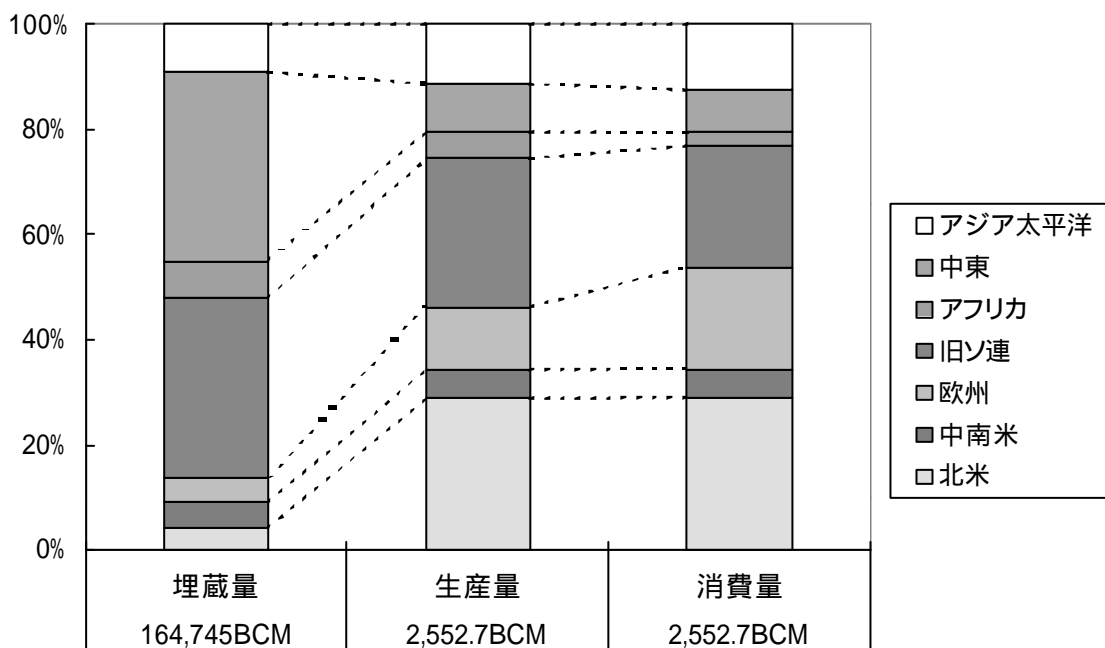
表 1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量(2001 年)

	埋蔵量		生産量		消費量	
	(BCM)	シェア(%)	(BCM)	シェア(%)	(BCM)	シェア(%)
北米	6,706	4.1	737.1	28.9	739.0	29.0
中南米	8,046	4.9	137.4	5.4	137.4	5.4
欧州	7,997	4.9	305.7	12.0	497.1	19.5
旧ソ連	55,977	34.0	719.7	28.2	588.4	23.0
アフリカ	11,758	7.1	129.6	5.1	64.6	2.5
中東	59,351	36.0	233.6	9.2	206.6	8.1
アジア太平洋	14,910	9.1	289.7	11.3	319.6	12.5
合計	164,745	100.0	2,552.7	100.0	2,552.7	100.0

BCM=10 億立方メートル、TCM=1000BCM

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

図 1 世界の天然ガスの埋蔵量・生産量・消費量の地域別シェア (2001 年)



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

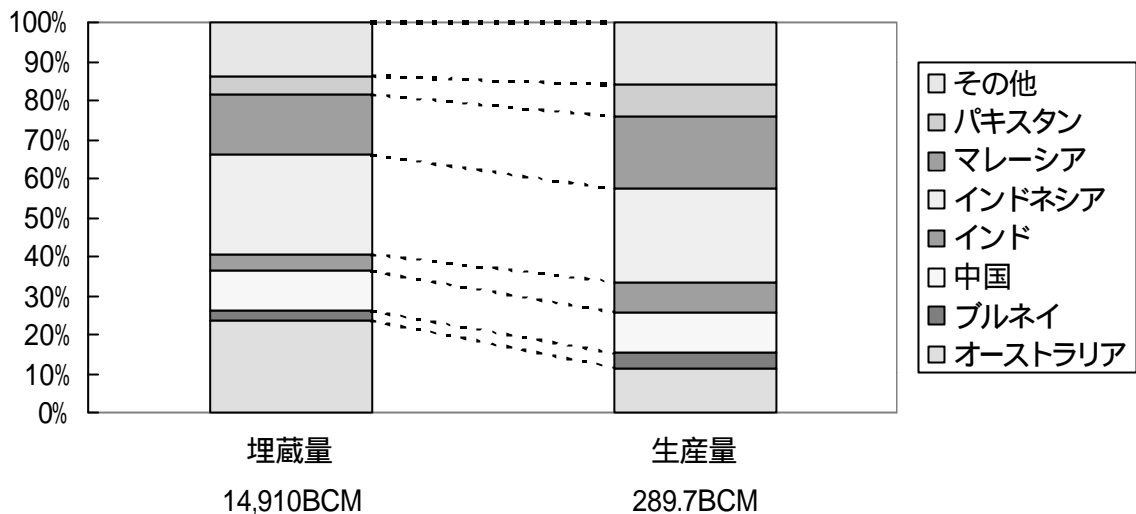
アジア・太平洋地域内に着目すると、埋蔵量では東南アジアのマレーシア、インドネシア両国で地域全体の 4 割を占め、中国が 10.2%で続いている。生産量ではインドネシアが全体の 23.8%を占め、次いでマレーシア(18.5%)、オーストラリア(11.7%)の順となっている。これらは LNG を含む天然ガス輸出を行っている国々である。消費量では日本が域内消費量の 23.9%とトップ、次いで自国産ガス消費するインドネシア(11.3%)、マレーシア(9.8%)の順となっている(表 2、図 2、図 3 参照)。

表 2 アジア・太平洋地域の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量(2001年)

	埋蔵量		生産量		消費量	
	(BCM)	シェア(%)	(BCM)	シェア(%)	(BCM)	シェア(%)
日本	40	0.3	2.4	0.8	76.5	23.9
韓国	0	0.0	0.0	0.0	21.8	6.8
台湾	76	0.5	0.8	0.3	6.6	2.1
アフガニスタン	100	0.7	0.2	0.1	0.2	0.1
オーストラリア	3,530	23.7	33.8	11.7	23.6	7.4
バングラディッシュ	332	2.2	9.9	3.4	9.9	3.1
ブルネイ	366	2.5	10.4	3.6	1.4	0.4
中国	1,515	10.2	30.3	10.5	30.3	9.5
インド	650	4.4	22.8	7.9	22.8	7.1
インドネシア	3,790	25.4	69.0	23.8	36.2	11.3
マレーシア	2,314	15.5	53.7	18.5	31.3	9.8
ミャンマー	287	1.9	7.4	2.5	2.2	0.7
ニュージーランド	85	0.6	5.6	1.9	5.6	1.8
パキスタン	710	4.8	23.4	8.1	23.4	7.3
パプアニューギニア	428	2.9	0.1	0.0	0.1	0.0
フィリピン	165	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
タイ	352	2.4	18.7	6.5	23.9	7.5
ベトナム	170	1.1	1.3	0.4	1.3	0.4
シンガポール	0	0.0	0	0.0	2.5	0.8
合計	14,910	100.0	289.7	100.0	319.6	100.0

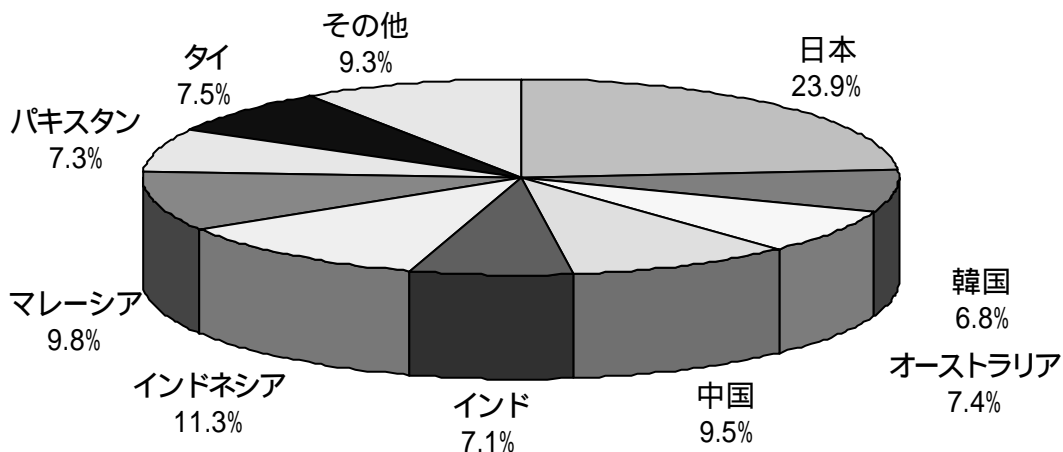
(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

図 2 アジア・太平洋地域の天然ガス埋蔵量・生産量の国別シェア（2001 年）



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

図 3 アジア・太平洋地域の天然ガス消費量の国別シェア(2001 年)



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

2 . LNG貿易

(1)概況

2001 年における世界の天然ガス貿易量は 554.3BCM (10 億立方メートル)であったが、うち 74%に相当する 411.3BCM がパイプラインによる取引である。その一方で LNG 貿易も年々増加を続けており、2001 年における世界全体の取引量は 143BCM、対前年比 4.3%の伸びとなっている。アジア地域(日本、韓国、台湾の 3ヶ国)の LNG 輸入量が世界全体に占めるシェアは約 71.4%

と依然支配的である。

わが国の LNG 輸入量については 74.07BCM (前年比 2.0%増) と、世界全体の約 51.8%を占めている。韓国 (前年比 10.9%増) の LNG 輸入量は経済危機時に一旦伸び悩んだものの再び増加傾向に転じている。

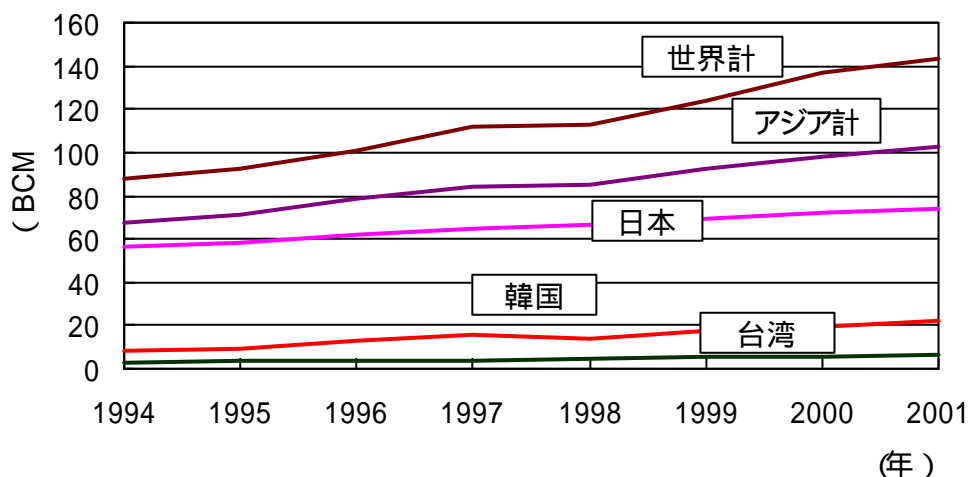
また、欧米での旺盛な天然ガス需要を背景に、ナイジェリアやトリニダードといった欧米向け LNG プロジェクトの開始やプラントの余剰能力を活用した欧米向け LNG 供給の増加がみられる (1998 年から 2000 年までの 3 年間で約 1.4 倍に増加)。

表 3 アジア地域 (日本、韓国、台湾) の LNG 輸入量の推移

輸入国	1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001	
	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%
日本	56.80	64.7	57.92	62.3	61.94	61.5	64.34	57.4	66.22	58.5	69.42	55.8	72.59	52.9	74.07	51.8
韓国	7.90	9.0	9.53	10.3	12.95	12.9	15.7	14.0	14.31	12.6	17.52	14.1	19.68	14.4	21.83	15.3
台湾	3.00	3.4	3.32	3.6	3.53	3.5	4.13	3.7	4.65	4.1	5.35	4.3	5.98	4.4	6.30	4.4
アジア計	67.70	77.2	70.77	76.2	78.42	77.9	84.18	75.1	85.18	75.2	92.29	74.2	98.25	71.7	102.20	71.4
世界計	87.75	100.0	92.93	100.0	100.73	100.0	112.12	100.0	113.2	100.0	124.4	100.0	137.10	100.0	143.11	100.0

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 1995-2002

図 4 アジア地域 (日本、韓国、台湾) の LNG 輸入量の推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World 1995-2002

(2) 長期契約

域内における 2002 年の LNG 長期契約数量は、前年より 67 万トン増の 7,780 万トンである。この増分は、カタール、オマーンから韓国への増量による。UAE とオマーンについては、2001 年中にインドのダボールに向けて LNG 輸出を開始する予定であったが、ダボール LNG 基地プロジェクトの挫折等により計画は中断している。

表 4 長期 LNG 契約(売買契約締結ベース)

(単位：LNG万トン)

輸出国	輸入国	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
インドネシア	日本	1,828	1,828	1,828	1,573	1,573	1,573	1,573
	韓国	530	530	530	530	530	530	300
	台湾	334	334	334	334	334	334	334
	中国						260	260
	小計	2,692	2,692	2,692	2,437	2,437	2,697	2,467
マレーシア	日本	1,144	1,144	1,304	1,354	1,354	1,354	1,354
	韓国	200	200	200	200	200	200	200
	台湾	225	225	225	225	225	225	225
	小計	1,569	1,569	1,729	1,779	1,779	1,779	1,779
ブルネイ	日本	600	600	600	600	600	600	600
	韓国	70	70	70	70	70	70	70
	小計	670	670	670	670	670	670	670
オーストラリア	日本	733	733	970	1,023	1,073	1,073	1,073
	中国				330	330	330	330
	小計	733	733	970	1,353	1,403	1,403	1,403
アラスカ	日本	122	122	122				
UAE	日本	430	430	430	430	430	430	430
	インド	-	50	50	50	50	50	50
	小計	430	480	480	480	480	480	480
カタール	日本	600	600	600	600	600	600	600
	韓国	492	492	492	492	492	492	492
	インド	-	63	250	625	750	750	750
	小計	1,092	1,155	1,342	1,717	1,842	1,842	1,842
オマーン	日本	66	66	66	66	66	66	66
	韓国	406	406	406	406	406	406	406
	インド	-	160	160	160	160	160	160
	小計	472	632	632	632	632	632	632
合計		7,780	8,053	8,637	9,068	9,243	9,503	9,273

(出所) 各種資料よりエネ研作成

(注1) オマーン - タイの契約は通貨危機の影響により2007年以降に延期予定。

(注2) インドネシア；2005年からアルン出荷分減量。

(注3) マレーシア 東京電力、東京ガスは2003年期限切れ契約を更改し、2003年～2018年に延長。短期数量を含む。

(注4) マレーシアティガ；東北電力、東京ガス、東邦ガス、大阪ガス、石油資源開発がSPA締結済。単年度契約数量、オプション数量を含む。

(注5) オーストラリアNWS拡張；大阪ガス、静岡ガス、中国CNOOCが新たにSPA締結済。

(注6) インドネシア・タンゲ；中国CNOOCが新たにSPA締結済。

(注7) インド - UAE、オマーンのSPA契約が締結されているものの、いずれもDabholプロジェクトの中断により見通しが不透明。

(注8) 本表はSPA (Sale and Purchase Agreement (売買契約) ベースの値であり、MOU (Memorandum of Understanding) :

売買に関する合意契約) 等の契約数量は含まない。

(注9) 本表では既存契約延長は考慮していない。

(3) スポット取引¹

LNG 取引の殆どは長期契約に基づくものである。2001 年における世界のスポット取引の割合は LNG 取引全体の 7.5% にすぎないものの、スポット取引量は前年 7.5BCM に対して 10.7BCM と 1.4 倍の伸びを示している (表 5 参照)。供給国側の生産能力増強による供給余力拡大や償却の進んだ既存設備の有効活用などを背景として、今後もスポット取引が拡大するとの見方もある。アジア・太平洋地域では、日本と韓国がスポット取引による LNG の輸入を行っており、2001 年における世界のスポット取引輸入量に占める割合は、韓国が 17.4%、日本が 20.7% である (表 6 参照)。わが国の数字が前年の 4.2% から大きく跳ね上がったのは、インドネシア・アルンの液化

プラント停止の影響が大きかったものと思われる。²また、両国の LNG 輸入量のうちスポット取引輸入量が占める割合は、日本が 3.0%とであるのに対して、冬期の高需要をスポットでカバーしている韓国は 8.6%と 1 割近くをスポットに依存している。

スポット拡大の背景としては、2001 年に起こったインドネシア アルンプロジェクトの供給停止の間、一部の買主が代替の LNG を滞りなく手当てした事実より判断すれば、供給側に余力があることがいえよう。

更に過去、買主、売主双方がスポット取引を望んでも、その実現を阻んでいた要因の一つに LNG 船のオペラビリティが挙げられるが、後述するように今後 LNG 船に余剰感が出てくれば、この阻害要因は徐々に改善されてゆくものと考えられる。

表 5 世界の LNG 取引に占めるスポット取引の割合

	(単位: BCM)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
世界計	80.90	83.20	87.80	92.50	102.40	111.30	113.00	124.20	136.96	142.95
スポット計	1.05	1.59	2.34	3.27	2.33	1.64	2.12	4.72	7.58	10.75
比率	1.3%	1.9%	2.7%	3.5%	2.3%	1.5%	1.9%	3.8%	5.5%	7.5%

(出所)BP Statistical Review of World Energy, Cedigaz News Report, Petrostrategies 等各種資料をもとに

エネ研作成

表 6 スポット取引による LNG 輸入量

	(単位: BCM)									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
スペイン	-	0.27	0.94	1.05	0.98	0.99	0.83	1.69	1.43	2.29
フランス	-	-	-	0.87	0.23	-	-	0.08	0.08	0.53
ベルギー	-	0.23	0.08	0.15	-	-	-	-	-	0.15
イタリア	0.53	0.26	0.20	-	-	-	0.12	0.54	0.48	0.38
ポルトガル	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	-
トルコ	-	-	-	0.23	0.08	-	0.58	0.30	-	-
アメリカ	-	-	-	-	0.23	0.38	0.53	1.66	3.73	3.24
日本	0.38	0.39	0.08	0.08	0.15	0.28	-	0.15	0.32	2.23
韓国	0.15	0.45	1.05	0.90	0.68	-	0.08	0.31	1.47	1.87
台湾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08
計	1.050	1.585	2.335	3.265	2.330	1.640	2.115	4.715	7.575	10.750

(出所) Petrostrategies

3. LNG 基地

(1) LNG 液化基地

1969 年、我が国へのアラスカ・ケナイ LNG 輸出がアジア・太平洋地域における初の LNG 貿易であった。それ以来、1972 年にブルネイ・ルムト基地でアジア地域初の LNG プラント操業が開始され、インドネシアのアルン、ボンタン、マレーシアのピンツル、オーストラリアの北西大陸棚 (NWS) カラサにおいて LNG プラントが建設されている。また、中東地域においてもアブ

¹ ここでは、期間が 1 年以下のもの

² 東北電力は、その代替供給として、ボンタンから 90 万トン、マレーシアから 34 万トン、カタールから 40 万トン、オマーン、豪州から各 6 万トン、合計 176 万トン調達したと発表している。

ダビ、カタール、オマーンで、アジア・太平洋地域を対象とした LNG プラントが建設されており、2001 年末時点で液化能力は約 8,800 万トンに達している（表 7 参照）。

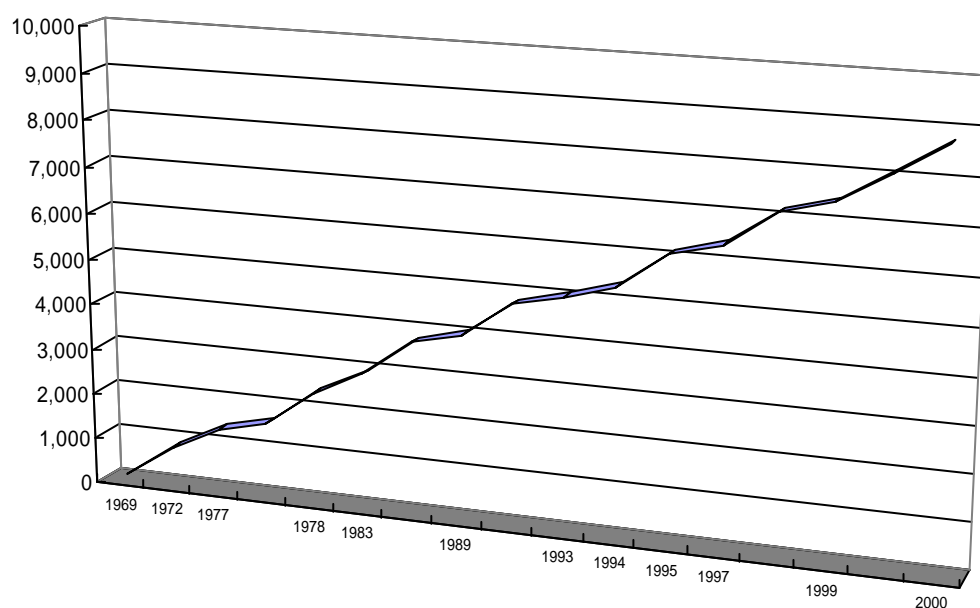
2010 年までに、マレーシアの MLNG、オーストラリアの NWS 増設、カタールのラスラファン(フェーズ 2)やサハリン、インドネシアのタンゲー(イリアンジャヤ)といった、アジア地域の LNG 市場を対象とした多数のプロジェクトが進展しつつある。

表 7 アジア・太平洋地域に立地する既存 LNG 液化基地（2002 年現在）

国名	基地名	トレイン数	液化能力 (万トン)	稼働開始
アメリカ(アラスカ)	ケナイ	1	130	1969
ブルネイ	ルムト	5	720	1972
インドネシア	ボンタンA,B	2	1,869	1977
	ボンタンC,D	2		1983
	ボンタンE	1		1989
	ボンタンF	1		1993
	ボンタンG	1		1997
	ボンタンH	1	295	1999
	アルン	4	790	1978
マレーシア	(サツ)	3	810	1983
	(デュア)	3	780	1995
オーストラリア	カラサ	3	750	1989
アブダビ	ダス島1	2	250	1977
	ダス島2	1	300	1994
カタール	カタールガス	3	770	1997
	ラスラファン	2	660	1999
オマーン	カルハット	2	660	2000
合計		39	8,784	

(出所) 各種資料より作成

図 5 既存 LNG 基地液化能力の累計



(出所) 表 7 より作成

(2) LNG 受入基地

一方、需要国側の受入基地であるが、現在日本では 25 の基地が稼働中で、2 基地が建設中、さらに 2 基地が計画中である。韓国では平澤、仁川、統営の 3 基地が稼働中で、光陽基地の 2005 年完成が予定されている。台湾では永安の 1 基地が稼働中であり、第 2LNG 基地については台湾北部の桃園地域に建設が計画されている(表 8 参照)。新規市場であるインド、中国、フィリピンでも LNG 受入基地建設プロジェクトが進行中である。

表 8 日本・韓国・台湾・インド・中国の LNG 受入基地

国名	受入基地	会社名	LNG受入先	貯蔵容量(kl)	稼働開始	
日本	仙台基地	仙台市ガス局	マレーシア	80,000	1997	
	東新潟基地	日本海エール・エヌ・ジー	インドネシア、マレーシア、カタール	720,000	1984	
	富津LNG基地	東京電力	オーストラリア、アラブ、マレーシア、インドネシア、ブルネイ	860,000	1985	
	袖ヶ浦LNG基地	東京電力、東京ガス	ブルネイ、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、アラブ、カタール	2,660,000	1973	
	東原島LNG基地	東京電力	ブルネイ、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、アラブ、アラブ、カタール	540,000	1984	
	根岸工場	東京電力、東京ガス	アラブ、ブルネイ、オーストラリア、マレーシア	1,250,000	1989	
	袖師基地	清水エールエヌ・ジー	マレーシア	177,200	1996	
	知多共同LNG基地	中部電力、東邦ガス	インドネシア、オーストラリア、カタール、マレーシア	300,000	1977	
	知多基地	知多エールエヌ・ジー	インドネシア、オーストラリア、カタール、マレーシア	640,000	1983	
	四日市LNGセンター	中部電力	インドネシア、オーストラリア、カタール	320,000	1987	
	四日市工場	東邦ガス	インドネシア	160,000	1991	
	川越LNG基地	中部電力	インドネシア、オーストラリア、カタール	480,000	1997	
	東北製造所第二工場	大阪ガス	ブルネイ	180,000	1972	
	東北製造所第二工場	大阪ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール	1,585,000	1977	
	姫路製造所	大阪ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール、オマーン	560,000	1984	
	姫路LNG基地	関西電力	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール	520,000	1979	
	廿日市工場	広島ガス	インドネシア	85,000	1996	
	柳井LNG基地	中国電力	オーストラリア、カタール	480,000	1990	
	大分LNG基地	大分LNG	オーストラリア、インドネシア	460,000	1990	
	戸畑工場	北九州エール・エヌ・ジー	インドネシア	480,000	1977	
	福岡LNG基地	西部ガス	マレーシア	70,000	1993	
	鹿児島工場	日本ガス	インドネシア	36,000	1996	
	扇島基地	東京ガス	アラブ、ブルネイ、オーストラリア、インドネシア、マレーシア	400,000	1998	
	知多線浜工場	東邦ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア	200,000	2001	
	長崎LNG基地	西部ガス	マレーシア	35,000	2003年3月	
	堺LNG基地	堺エール・エヌ・ジー	N.A.	420,000	建設中(2005)	
	水島LNG基地	中国電力、日石三菱	N.A.	160,000	建設中(2006)	
	和歌山LNG基地	関西電力	N.A.	840,000	計画	
	上越LNG基地	中部電力・東北電力	N.A.	720,000	計画	
敦賀LNG基地	大阪ガス	N.A.	1,800,000	計画中止		
韓国	平澤 (Pyeong Taek)	韓国ガス公社	インドネシア、マレーシア	1,000,000	1986	
	仁川 (Inchon)	韓国ガス公社	インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア	1,000,000	1996	
	統営 (Tong Young)	韓国ガス公社	N.A.	420,000	2002	
光陽 (Gwangyang)	浦項製鉄(POSCO)	N.A.	200,000	2005		
台湾	永安 (Yung An)	中国石油有限公司 (CPC)	インドネシア、マレーシア	300,000	1990	
	桃園(台湾北部)	Tung Ting Gas Corporation	未定	420,000	計画(2006)	
インド	Dabhol(インド西部)	Dabhol Power/MetGas	オマーン、アラブ	480,000	N.A.	
	Dahe(#)	Petronet LNG	カタール	N.A.	2003	
	Pipavav(#)	GPLCL/NTPC	N.A.	N.A.	2006	
	Kakinada(#)	Indian Oil Corp/Petronas	N.A.	N.A.	2006	
	Cochin(インド南西部)	Petronet LNG	カタール	N.A.	2007	
	Ennore(インド南東部)	DBEC	カタール	N.A.	2004	
	Hazira(インド西部)	Shell	オマーン	N.A.	2004	
	Capalpur	Al-Manhal/Ipicol	N.A.	N.A.	N.A.	
	中国	涿州	CNOOC、BPなど	オーストラリア	N.A.	計画(2006)
		福建省	CNOOCなど	インドネシア	N.A.	計画(2007)
フィリピン	Bataan	GN Power	インドネシア	N.A.	計画	

(出所) 各種資料よりエネ研作成

4. LNGプロジェクト

現在計画中もしくは検討中のアジア・太平洋地域向け新規/拡張 LNG プロジェクトは、域内のみならず、中東、北米、ロシアなども含めると 10 数件に上る。その中で具体的にプロジェクトが進捗しているものは、カタール(ラスラファン・フェーズ 2)、マレーシア(MLNG)、オーストラリア(NWS 拡張)などに限られる。オーストラリアのゴゴン、その他多くのプロジェクトは、計画・構想段階にあり、アジア LNG 市場の需要低迷等により、早くとも 2005 年以降の操業開始になると考えられている(表 9 参照)。各プロジェクトとも早期立ち上げに向けて、中国、そして多数の LNG 輸入プロジェクトが計画されるインド市場を目指すとともに、既存の日本、韓国、台湾市場の顧客獲得を目指している。なお、ロシアのサハリン については、2003

IEEJ:2003 年 8 月掲載

年 2 月以降、日本側の複数の買主が購入を検討していること、さらに、商業化宣言も近いとの報道があった。³

³ その後 2003 年 5 月に東京ガス及び東京電力が、7 月には九州電力が、それぞれサハリン プロジェクトの事業主体であるサハリン・エナジー・インベストメント社と LNG 売買契約の基本合意書に調印している。

表9 アジア太平洋地域の新規LNG液化基地プロジェクト

生産国	プロジェクト名	ガス田	埋蔵量 (TOF)	目標生産量 (万トン/年)	推進体制()内は保有権益	契約()内:万トン/年	備考
カタール	カタールガス・デポトル ネッキング	ノースフィールド	900	150	QP(65)、ExxonMobil(10)、TotalFinaElf(10)、三井物産(7.5)、丸紅(7.5)	スペイン(140)	第1,2,3トレインの770→920万トン/年デポトルネッキング工事。Gas Natural向け(140万トン/年:平均)。
	カタールガス第4トレイ ン増設	ノースフィールド	900	480	QP(65)、ExxonMobil(10)、TotalFinaElf(10)、三井物産(7.5)、丸紅(7.5)	イタリア・スペイン(480):MOU	第4トレイン480万トンの建設FSのMOUおよび480万トンのLNG供給に関するMOUをENEL、Repsolと締結。
	ラスラファンⅡ プロジェク ト(第3トレイン増設)	ノースフィールド	900	470	RasGas; QP(70%)、ExxonMobil(30%)	インド(500+250)	インド Petronet(750万トン:SPA)、DBEC(250万トン:HOA)へは2004年供給開始予定。台湾Tung Ting Gasへ2003年供給開始予定。
	ラスラファンⅡ プロジェク ト(第4トレイン増設)	ノースフィールド	900	470	RasGas; QP(70%)、ExxonMobil(30%)	イタリア(350)	第4トレイン、追加LNG貯蔵設備、出荷施設及びガス利用設備等のオプション契約が正式発効。イタリア Edison Gasと350万トン/年SPA締結済。
	イギリス向けLNG供給プ ロジェクト	ノースフィールド	900	1,400	QP、ExxonMobil	未定	LNG供給開始は2006-2007年、25年の長期契約、液化トレインの権益はQP70%、ExxonMobil30%の予定
オマーン	オマーン	サイ・ラウル、サイ・ニア タ、バリク	29	330	オマーン政府(51)、Shell(30)、TotalFinaElf(5.54)三井・三菱(各2.77)、伊藤忠(0.92)、Partex(2)Korea LNG(5)	スペイン(165)	2006年よりスペインUnion Fenosaに165万トン/年供給予定(20年契約)。
イエメン	イエメン	マリブ	10	620	TotalFinaElf(42.1)、Hunt(17.7)、Yemen Gas Company(24.6)、SK Corp(9.8)、現代(5.8)	未定	現在マーケティング中であるが難航している。2002年にExxonMobilが撤退。2006年まで開発ライセンス延長。
イラン	イラン LNG1	サウス・バルス	441	800	NIOC50%、BP25%、Reliance25%	未定	インドとヨーロッパへの供給を計画。2001年2月、800万トンのトレイン建設のFSのMOU締結。
	イラン LNG2	サウス・バルス	441	700-800	TotalFinaElf(36)、Petronas(24%)、NIOC(40%)	未定	インド西部と中国南部向けを想定。2001年3月にMOA締結。2007年運開予定。
	イラン LNG3	サウス・バルス	441	700-800	Repsol、NIOC、Shell	未定	インド西部・中国南部向けを想定
	イラン LNG4	サウス・バルス	441	700-800	NIOC	未定	インド西部・中国南部向けを想定
インドネシア	ボンタンIトレイ ン	Mahakam鉱区	24.4	295	ブルタミナ他	未定	EPC契約入札済。2004年半ば運開予定。
	スラウェシ	ドンギ鉱区、スノロ鉱区	20~28	600	ブルタミナ、エクspan	未定	メキシコ、フィリピン向け供給を計画。2007年運開予定。
	ナツナ	ローアルファ	45	1,500	ExxonMobil(76)、ブルタミナ(24)	未定	CO2除去コストが高く、短期の立ち上げは困難。
	ダンガー(イランジャヤ)	ウリアガール鉱区	14	600	BP(80)、KGウリアガール(20)	フィリピン(130):LOI 中国(260):SPA	探鉱の結果、推定埋蔵量が18.3TOFに達する、インドネシア国内での最優先プロジェクト。アジア市場の需給緩和から当初1トレイン(300万トン/年)での立ち上げを目指す。GNPowerとLOI締結。BP権益12.5%をCNOOCに売却。
	ベラウ 鉱区			BP(48)、三菱商事/INPEX(22.86)、日石ベラウ(17.14)、KGベラウ(12)			
	ムツリ 鉱区			BG(50)、Cairns(45)、LNG Japan(5)			
マレーシア	MLNG III	SK-8 SK-10	7.5	760	Petronas(60)、Shell(15)、サラワク州政府(10)、新日本石油(10)、三菱商事(5)	日本(最大258):SPA	2003年3月、石油資源開発向けに供給開始予定。石油資源開発(48万トン/年)、日本大手ガス3社(最大160万トン/年)、MetGas(260万トン/年)とCOI、東北電力(50万トン/年)とSPA締結。
バブア・ニューギニア	バブア・ニューギニア	ハイズ	9	400	ExxonMobil(47.5)、Oilsearch(27.5)、Santos(25)	未定	実質的に休止状態であったが、豪州向けPL輸出計画の見通しが不透明なことを受けて再検討中。
豪州	NWS(第4、5トレイ ン増設)	ノースランキン、グッド ウィン、ベルセウス	18	840	BHP、BP、Shell、ChevronTexaco、MIMI Woodside Petroleum(各16.7)	SPA(KOGAS:50/年、CNOOC:370/年、日本:340/年、Shell:370/5年)、LOI(日本:60/年)	既存液化基地(750万トン/年)に増設。東京ガス(107万トン/年)、東邦ガス(30万トン/年)、大阪ガス(100万トン/年)、東北電力(40万トン/年)、九州電力(50万トン/年)とSPA締結。中部電力(60万トン/年)とLOI締結。
	ゴーゴン	ゴーゴンライセオ	40	400-500	Shell(28.6)、ChevronTexaco(57.2)、ExxonMobil(14.3)	未定	国内向け2007年頃、供給目標。
	グレーターサンライズ、 エヴァンス・ショール	グレーターサンライズ	9	400	Shell(26.5)、Woodside Petroleum(33.5)、ConocoPhillips(30)、大阪ガス(10)	未定	グレーターサンライズにはShellがフローティングの液化基地建設を計画。
		エヴァンス・ショール	6.6		Shell(50)、Santos(40)、大阪ガス(10)		
	バユ・ウンダン	バユ/ウンダン	3.4	360	ConocoPhillips(64.14)、Santos(11.83)、Inpex(11.71)、Agip(12.32)	東京電力(200)東京ガス(100) LNG売買基本合意	2006年から17年間のLNG供給について売買基本合意締結。
	スカボロー	スカボロー	8	400	BHP(50)、ExxonMobil(50)	未定	2017~2018年開始目標
	スコットリーフ	スコットリーフ、プレクノック	9~18	400	Woodside Petroleum(50)、ChevronTexaco・BP(各16.7)、BHP・Shell(各8.3)	未定	ガス田が深海部にあるため、コストが高くなる。2014~2015年開始目標
米国(アラスカ)	ノーススローブ	ノーススローブ	32	900	ConocoPhillips、BP、Foothills Pipeline、丸紅	未定	パイプライン敷設必要。2001年当面延期を発表。2021年運開予定。
ロシア	サハリンⅡ	ルソスコ、ヒルトン・アストフ	14	960	Shell(55)、三井物産(25)、三菱商事(20)	未定	1999年7月原油生産開始。LNG輸出は2007年以降。東京ガス、中部電力、東京電力が購入検討中。

(出所)各種資料より作成

5. LNG需給バランス

(1) LNG需要見通し

石油・ガス会社、コンサルタント、研究機関のLNG需要見通しを表10に示した。2001年のLNG需要(推定値)7,450万トンに対し、2010年時の需要見通しは1.01億~1.35億トンと、およそ2,650~6,050万トンの需要増を見込んでいる。このうち、インド、中国他による需要増分が1,000~3,100万トンを占めている。2001年から2010年までの需要伸び率は、地域全体で3.4%~6.8%/年、既存LNG輸入国で2.2%~4.1%/年となっており、新規輸入国による需要拡大の影響が大きい。既存輸入国のLNG輸入見通しを左右する要因としては、各国の景気回復の速度やCO₂排出問題への各国の取り組みに加えて、日本、および台湾においては、原子力発電所立地が大きな要素となると思われる。

表10 LNG需要見通し

(単位:100万トン)

	2001年* ₁	2010年* ₂		Wood Mackenzie	Cedigaz		OGJ* ₃ (Base)	東京ガス	2001-2010年の 年間伸び率
		Total FinaElf (High)	(Low)		(High)	(Low)			
日本	54	66	60	69.1	66	62	60.9	60-68	1.2% - 2.8%
韓国	15.9	25	21	21.6	23	20	25.7	21-26	2.6% - 5.6%
台湾	4.6	13	11	10.4	13	10	10.8	10-13	9.0% - 12.2%
小計	74.5	104	92	101.1	102	92	97.4	91-107	2.2% - 4.1%
インド	0	12	8	12	17	12	18	5-10	-
中国	0	16	9	8	6	3	5	5-10	-
その他	0	3	0	0	3	0	-	0-2	-
合計	74.5	135	109	121.1	128	107	120.4	101-129	3.4% - 6.8%

(注)1 Cedigaz, Natural Gas in the World 2002

2 需要見通しデータ入手時期: Totalは2001年3月、Wood Mackenzieは2001年7月、Cedigazは2001年11月、OGJは2001年7月、東京ガスは2003年2月

3 OGJ: Oil&Gas Journal

(出所)各種資料より作成

(2) LNG供給見通し

表11に示したとおり、2002年末において中東を含めてアジア太平洋地域には液化能力合計8,784万トン/年のLNG液化基地が稼働している。現在、同地域において建設中、または契約が締結され建設準備中にあるプロジェクトの液化能力合計は3,200万トン/年である。これらのプロジェクトは実現可能性が高いことから、2010年までに1億1,984万トン/年のLNG供給能力に達することが見込まれる。ここで、ヨーロッパ向けとされている液化能力は、既存・稼働中の基地で210万トン/年、建設中または建設準備中の基地で515万トン/年である。従って、それらを差引いた1億1,259万トンが2010年におけるアジア太平洋市場向けのLNG供給能力として比較的確率の高い数字である。

さらにその後続としてサハリン、オーストラリア・ゴゴンなど多くのプロジェクトが埋蔵量確認および市場調査を行っており、公称値が判明しているものだけでも7,235万トンの供給能

力が見込まれている。ここでも 780 万トン/年がヨーロッパに輸出される見込みであることから、その分を差引いた約 6,455 万トン/年がアジア太平洋向けとして立ち上げられる可能性がある。(表 11 参照)。⁴

表 11 アジア太平洋地域の LNG 液化プロジェクト進捗状況

	液化能力 (万t)	海上輸送距離 (km)	備 考
既存・稼働中のLNG液化基地			
アジア・太平洋	6,144	4,000 ~ 7,000	詳細については表7参照。
アブダビ	550	12,000	1977年より稼働開始。
カタールガス	770	12,000	1997年より稼働開始。
ラスラファン(カタール)	660	12,000	1999年より稼働開始。
オマーン	660	11,800	2000年より稼働開始。
小計	8,784		
ヨーロッパ向け	-210		2002年オマーン スペイン (Shell) 2002年カタール スペイン (Gas Natural)
差引き後 小計	8,574		
建設中または正式契約など締結済み			
ラスラファン	470	12,000	2004年稼働開始予定。インド・ペトロネット向け第3トレイン増設。
ラスラファン	470	12,000	2006年初、出荷予定。Edison Gas (イタリア)向け第4トレイン建設を計画中。
カタールガス	150	12,000	第1~3トレイン・デボトルネッキング工事。2005年完了予定。
MLNG III(マレーシア)	760	4,600	2003年3月稼働開始予定。
タンゲー(インドネシア)	600	4,500	中国 福建省向けSPA締結。
豪州NWS拡張(第4トレイン)	420	6,800	2004年稼働開始予定。
オマーン増設	330	11,800	2006年稼働開始予定。
小計	3,200		
ヨーロッパ向け	-515		2006年オマーン スペイン (Union Fenosa) 2006年カタール イタリア (Edison Gas)
差引き後 小計	2,685		
その他事業化検討中のプロジェクト			
カタールガス	480	12,000	第4トレイン建設FSのMOU締結済み。Enel (イタリア)、Repsol (スペイン) 向けを予定。
イラン	800	12,000	インド、中国向けLNG供給を検討。
イエメン	620	12,000	マーケティング難航。ExxonMobilは2002年に撤退。2006年まで開発ライセンス延長。
サハリン (ロシア)	960	1,700	東京ガス、中部電力、東京電力が購入検討中。2007年運開予定。
ナツナ(インドネシア)	1,500	4,200	2007年以降の生産開始を目標。
ボンタン(インドネシア)	295	4,600	2004年運開予定。
スラウェシ(インドネシア)	600	-	2007年運開予定。
バユ/ウンダン (東ティモール)	360	6,800	2006年から17年間のLNG供給について売買基本合意書締結。
グレーターサンライズ、エヴァンス・ショール(豪州)	400	6,800	グレーターサンライズには、Shellがフローティングの液化基地建設を計画中。2007年前後稼働開始目標。
豪州NWS拡張(第5トレイン)	420	6,800	2006~2007年稼働開始予定。
ゴゴン(豪州)	400	6,800	2005年稼働開始目標。
パプアニューギニア	400	6,700	豪州向けPL輸出計画の見通しが不透明なことを受けて事業化再検討中。
小計	7,235		
ヨーロッパ向け	-780		Enel (イタリア) Repsol (スペイン) 向け480万t/年、スラウェシ メキシコ300万t/年
差引き後 小計	6,455		
合 計	17,714		

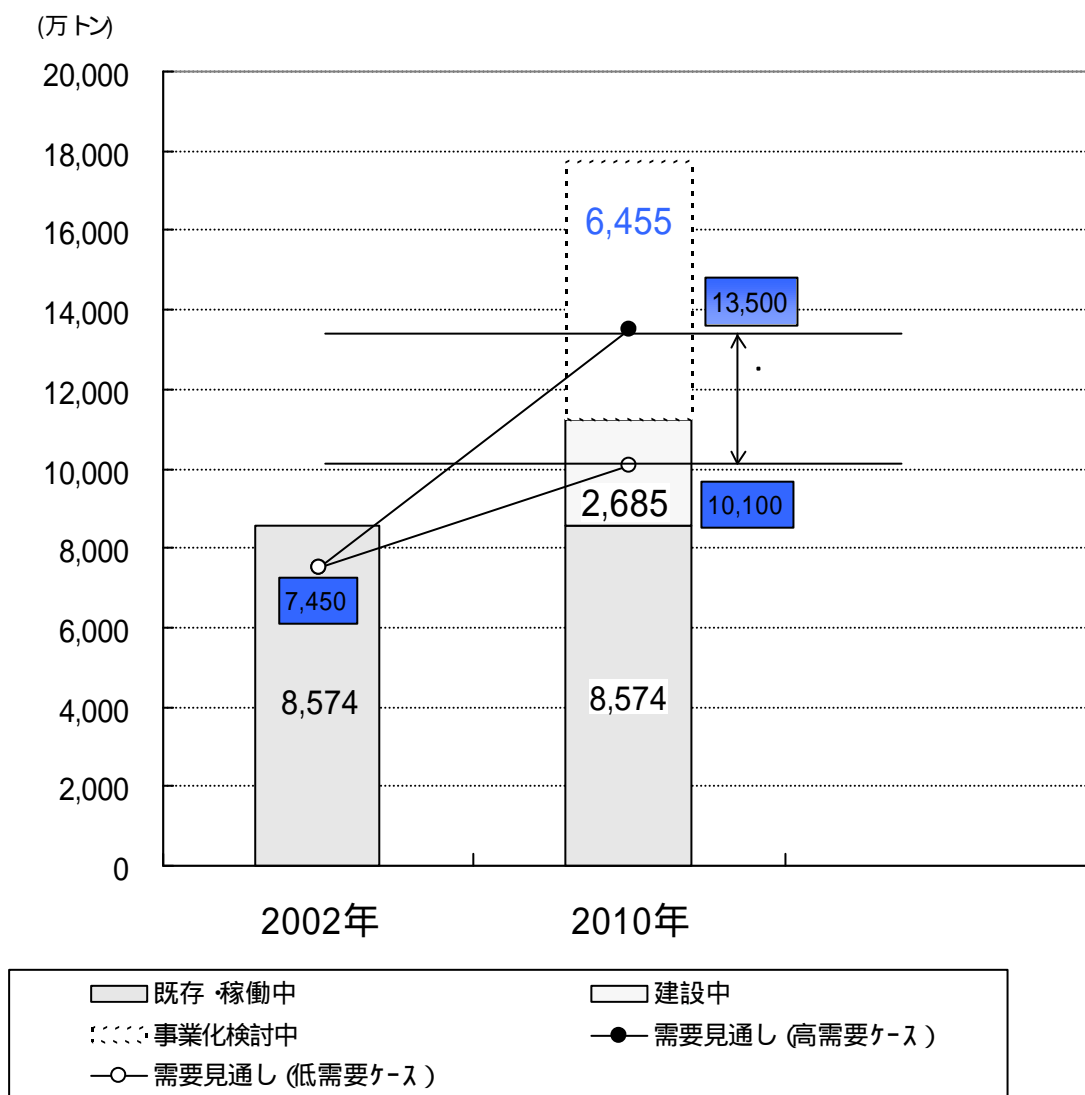
(出所)各種資料より作成

⁴ その後、サハリン に関しては、既に液化プラント工事が開始されている。従って、表 11 の項目では「事業化検討中」から「建設中または正式契約など締結済み」に進展したことになる。

(3) LNG 需給バランス

上記の概観をもとに 2010 年の需給バランスを見ると、高需要ケースの見通し 1 億 3,500 万トンの需要にバランスするためには、2010 年までに、事業化検討がされている LNG プロジェクト 6,455 万トンのうち 2,241 万トンの新規供給が必要となる。低需要ケースの見通し 1 億 100 万トンに関しては、既存・稼働中の供給力と、建設中の供給能力を加えた、1 億 1,259 万トンだけで対処でき、従って事業化検討中の LNG プロジェクトの開発を行う必要がなくなる(図 6 参照)。

図 6 2010 年におけるアジア太平洋地域の LNG 需給バランス見通し



(注) 事業化検討中のうち、条件の整ったものが実際のプロジェクトとして立ち上がり、図中で示した全量が現実化するわけではない。

(出所)各種資料より作成

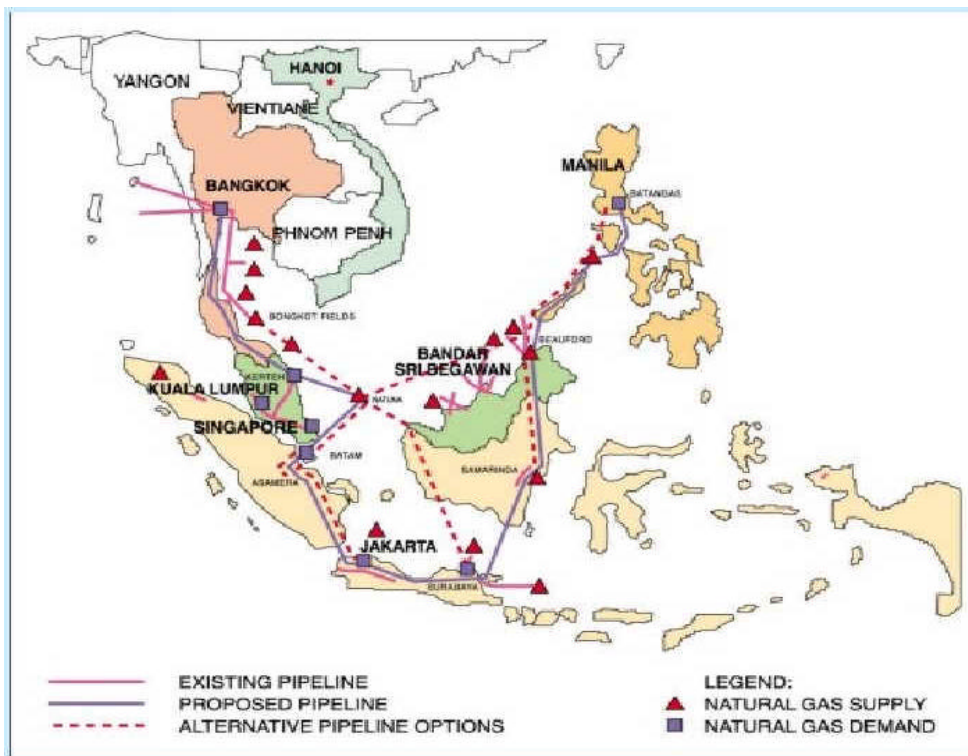
6 . アジア地域の国際パイプライン

アジア地域内では、インドネシア、マレーシア、オーストラリア、ブルネイなどの天然ガスを産する国々と、日本、韓国、台湾といったこれらの天然ガスを LNG の形態で輸入する国々との距離が比較的大きく、欧米に比較すると、国際パイプラインの進展があまり見られなかった。すなわち、域内での天然ガス供給は LNG の形態によるものが主で、パイプラインによる供給は、産ガス国が自国内での供給等、限定的に用いられているに過ぎなかった。然るに、近年、アジア域内においてもパイプライン・インフラ整備への端緒を見ることができるようになってきた。

既に稼働中の国際パイプラインであるマレーシアからシンガポール間(PGU : Peninsular Gas Utilization)、ミャンマー～タイ間のヤダナパイプラインに加えて、2000 年 5 月には、ミャンマーのイェタゲンからタイのラチャブリへのパイプラインによるガス供給が開始され、2001 年 1 月には、インドネシア・西ナツナガス田～シンガポール、2002 年 8 月からはマレーシアへ向けてのパイプラインによるガス供給が開始された。同じくインドネシア・南スマトラ～シンガポール間のパイプラインガス供給、さらに同国内の西ジャワへ供給する計画もある。

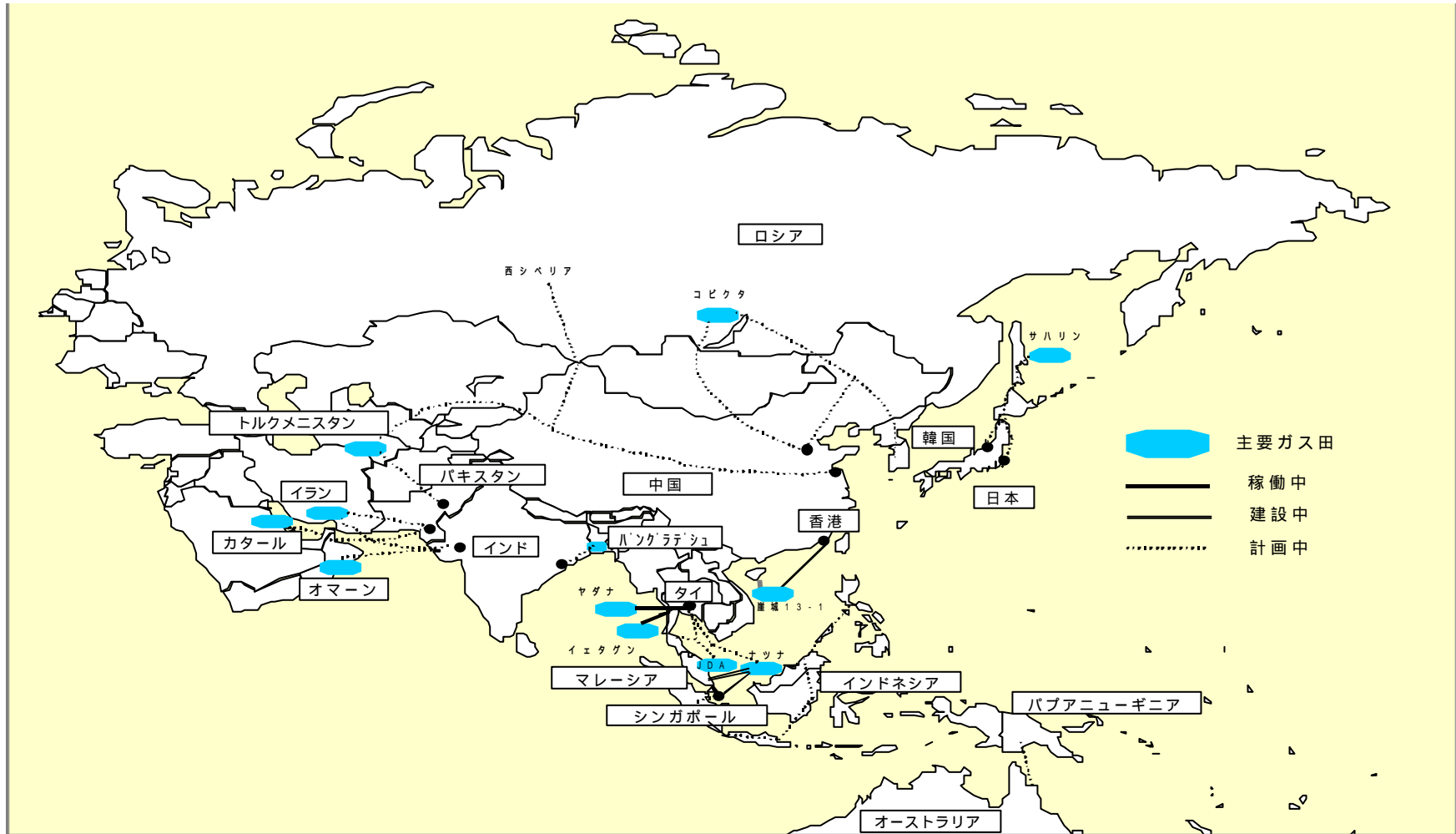
これらは Trans-ASEAN パイプライン構想の部分成す構成要素であり(図 7) また、2002 年 7 月には、東南アジア諸国のエネルギー大臣がガスパイプラインネットワーク計画の MOU に調印したとの報道もあり、アジア域内の国際パイプライン計画は徐々にではあるが着実に進行しているといえよう。

図 7 Trans-ASEAN パイプライン構想



(出所) ASEAN Center for Energy

図 8 アジアの国際パイプライン



(出所) 各種資料よりエネ研作成

中国国内においても、西気東輸計画とともに、青海(Qinghai)省～甘肅(Gansu)省蘭州(Lanzhou)、河北(Hebei)省～山東(Shandong)省を結ぶパイプラインの完成に引き続き、予定されているものとしては、オールドス盆地～北京(2005年)、オールドス盆地～内蒙古自治区(2003年)、四川(Sichuan)省～湖北(Hubei)省 武漢(Wuhan)(2004年)といったプロジェクトも進展しており、国内のパイプライン網の整備が図られている。また、南シナ海～上海・広東省・福建省・浙江省といった中国沿海部に幹線パイプラインを建設する計画もある。

目を北東ロシアに転じると、ロシアのイルクーツク(Kovykta ガス田)から中国・韓国へのパイプライン計画がある。

表 12 アジア・太平洋地域で建設中・計画中の国際パイプライン

	対象国(ルート概要)	敷設距離	供給量	備考	
SPA, MOU	マレーシア・タイ共同水域 マレーシア・タイ	JDA(タイ・マレーシア共同 開発水域) タイ・マレーシア	約350km	4.0-8.6BCM/年	第1フェーズはマレーシアが引き取り、 2004年末目標。
	インドネシア シンガポール	南スマトラ シンガポール	477km	2003年～3.4BCM/年	2001年2月 Pertaminaと PowerGasが売買契約に調印。
	カタール UAE オマーン パキスタン (ドルフィンプロジェクト)	カタール UAE(第1フェーズ)	350km	2BCFD	現在、設備に関するFEED契約参加 企業審査中。
	カタール クウェート(バーレーン)			1.0-1.4BCFD	バーレーンとも500-700MMCFD
FS実施 段階	サハリン 日本	コルサコフ 石狩 石狩 新潟 青森 関東	約450 km 884km 860km	800～1000BCFDのパ イプライン・キャパ シティ	エクソンと石油資源開発 のパイプライン敷設FSが 2002年4月終了。
	トルクメニスタン 中国	トルクメニスタン 上海	約5,730km	30BCM/年	ルート変更(連雲港 上海) し、再度経済性検討中。
	イルクーツク 中国・韓国		約3,500km	30BCM/年	2003年にロシア、中国、韓国の FSが終了予定
構想 段階	イラン インド		約2,200km	18～20BCM/年	バクスタを経由しない海底P/L敷 設を検討。FSのMOU締結を2004 年12月まで延期
	バングラデシュ インド	バングラデシュ オリッサ	約1,600km	5BCM/年	バングラデシュ国内での政治的 問題から難航
	インドネシア フィリピン		約1,000km	500-770MMCFD	Trans Aseanパイプラインの一部。 開通2020年以降。
	トルクメニスタン パキスタン(TPAプロジェクト)		約1,460km	20BCM/年	Unocal撤退。
計画停滞 撤回	インドネシア タイ	バクスタ ガス田 タイ	約1,538km	2005年から500MMCFD 2007年から 1,000MMCFD	タイの通貨危機、ガス需要低迷 の影響により、2007年以降に延 期。
	オマーン インド		約1,150km	20BCM/年	1996年10月に計画撤回の報道が 流れた。
	イラン アルメニア		141km	1.5MMCFD	2002年に建設開始予定であっ たが、建設資金の手当ての問題で 遅延中。

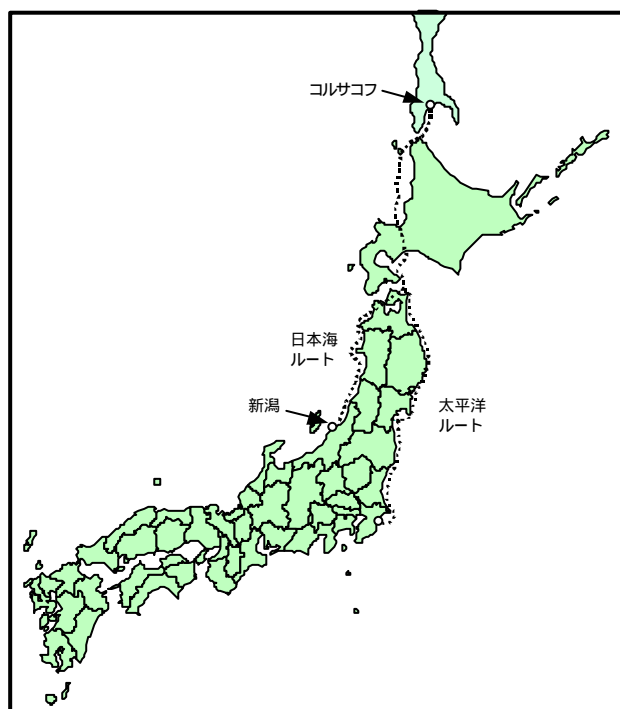
なお、朝鮮民主主義共和国(北朝鮮)の核開発問題で、韓国が、サハリンのガス田から朝鮮半島を縦断して九州へ抜ける国際パイプラインを民間主導で建設し、北朝鮮が核開発などを完全に放棄する見返りに天然ガスを供給するという解決案を米国に提案し、米国も前向きに検討を始めたという報道があった。⁵ これは(1)北朝鮮が核開発を完全に放棄し、将来の核開発に対する監視を受け入れる(1)米国は日韓中露と協力して民間主導のパイプライン建設を支援する(3)米朝枠組み合意(94年)に基づく軽水炉建設は中止し、パイプライン沿いに複数の小型ガス火力発電所を建設する(4)パイプライン完成後、北朝鮮は自国領土の通過料を受け取る というもので、北朝鮮には、永続的なエネルギー

⁵ 2003年1月18日付毎日新聞

支援を受けられるメリットが大きく、日米などの企業の資産であるパイプラインを国内に持つことで「米国から攻撃されない」という実質的な保障を得ることもできるとされるが、政治的要素を多分に含む課題である。

わが国に関する国際パイプラインプロジェクトとしては、わが国から最短距離で 44km 北方に位置するサハリンからのガス供給プロジェクトであるサハリン プロジェクトがある。2002 年 8 月に、サハリンパイプラインの事業化調査会社である日本サハリンパイプライン（石油資源開発、伊藤忠商事、丸紅より構成）は、本パイプライン構想のルート選定、設計基準、環境・法規制に係る問題等を含む日本側事業化調査を完了し、年間 80 億立方メートル（8 億立方フィート/日）・口径 26～28 インチ（65～70cm）の高圧天然ガスパイプラインの敷設が、技術的、商業的に成立し得るとの結論を発表した。本構想では、サハリン プロジェクトのガスパイプラインに接続する日本側部分のパイプラインとして、北海道の宗谷岬から関東までの太平洋ルート（約 1,440km）または新潟までの日本海ルート（約 1,120km）が計画されている。引続き追加作業を実施するとともに、パイプラインの日本側部分を建設、所有、操業する会社の設立等の諸問題についても検討を開始し、パイプラインの建設には、エンジニアリング、調達、建設等で約 5 年の期間を要するとされる。

図9 サハリン～日本パイプライン(検討図)



一方、基本的なインフラであるガス導管網の建設と独立した導管網の相互連結を促し、導管網の第三者利用に関する公正なルールを整備拡充する必要性が指摘されている。⁶ 公益特権の付与や新規導管投資インセンティブの確保を含む導管網の効率的な整備促進のための方策、導管網の有効利用のための仕組み、既存導管網の有効利用に係る考え方、導管網の相互連結と相互利用、導管敷設義務といった内容を包含する諸政策を適用する必要性が示されており、今後具体的な検討が開始される。

7 . LNG に係わる技術の動向⁷

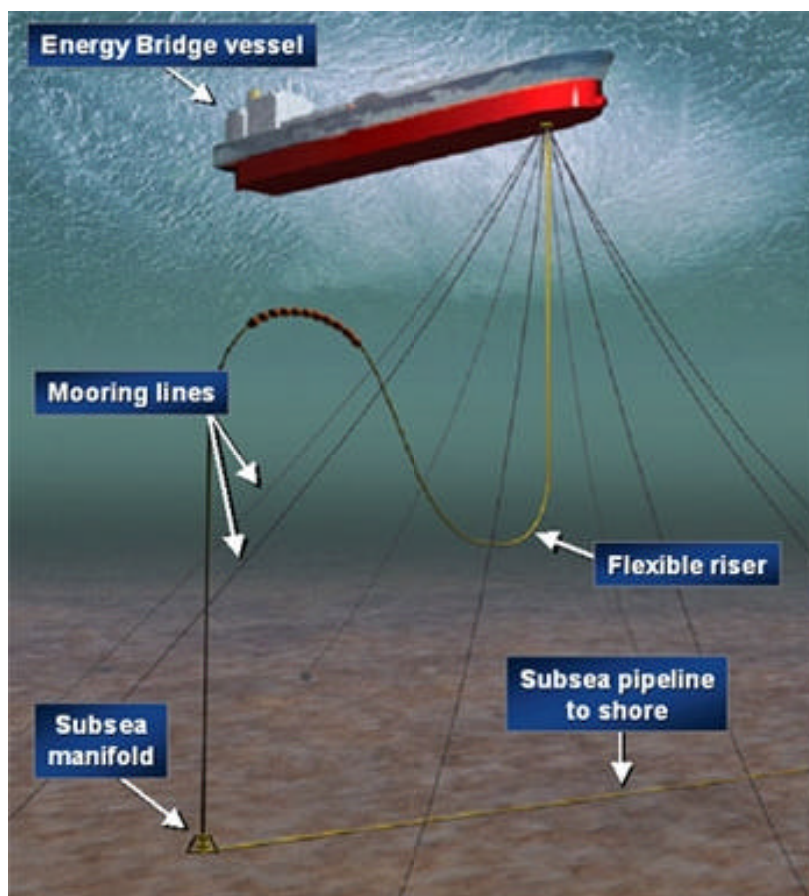
(1) Energy Bridge™

2002 年 5 月に米国の El Paso 社は、LNG 運搬船上に再気化装置を設置し、気化したガスを直接陸側に供給する技術として「Energy Bridge」を提案した。これは、洋上で気化したガスを、海底の受入管により陸上のパイプラインに直結して送入するもので、従来の LNG チェーンにおいて需要地側に設置される受入基地が不要となる。(図 10 参照)

⁶ 「今後の望ましいガス事業制度の骨格について」(総合資源エネルギー調査会 都市熱エネルギー部会答申 2003 年 2 月)

⁷ 技術の動向が天然ガスの需給動向に及ぼす影響はアジア太平洋地域に限らないが、本章にて採りあげた。

図 1 0 Energy Bridge の概念図



(出所) El Paso 社 HP

受入基地が不要となることで、特に米国の LNG 輸入・受入基地事業者の観点からは、基地容量の第三者解放の負担から開放されるというメリット⁸があるとともに、沿岸からは程遠い沖合いで荷役作業をできるので、エネルギー密度が高くテロリズムの対象となり易いと見られている受入基地の安全性に関する懸念払拭に寄与するとも考えられる。

運搬船の運行日数が減少することや港湾条件等の制約を受けない場合に有効であり、新たな LNG チェーン(需要地側)の構成要素となり得る可能性を秘めている。El Paso 社は、当面は、メキシコ湾での荷役に適用する意向としているが、米国のガス市場のように(地下貯蔵システムが発達しており) LNG の再気化、荷揚げ、輸送が同時に行える場合に可能

⁸ 2002 年 12 月に、米国の連邦エネルギー規制委員会 (FERC) は、「新設 LNG 基地の第三者利用に関しては、原価に基づく料金の委員会 (FERC) の認可と、料金表の作成を求めない」と発表した。顧客との契約内容については基地建設前に FERC へ提出しなければならないが、これにより、LNG 基地所有者は、基地余力を開放したい場合に限り、相対交渉により、自由な料金で基地余力を貸し出すということが可能になるとみられている。したがって、第三者開放の観点からは、本技術の必要性が薄れる方向である。

な技術であるが、我が国のように受入基地が貯蔵機能を持つ場合においては、一般に適用は難しいと思われる。なお、2003 年 2 月になって同社は LNG 市場からの撤退を表明し、本技術や既存案件のその後が注目される。

(2) 1 トレーンあたりの生産能力の最大化

LNG 液化設備の生産能力の一例を表 13 に示す。スケールメリットによるコストダウンを追求するため、1 トレーンあたりの生産能力は増加の傾向にある。

1980 年代末までに運転を開始したオーストラリア・NWS のプロジェクトでは、210 万トンレベルであった生産能力が、90 年代半ばには 250 から 300 万トンとなり、90 年代末には 300 万トンを超すレベルにまで上昇した。トリニダード・トバゴ、オマーン、ラスガスのプロジェクトでは、1 トレーンあたりの生産能力は年産 300 から 330 万トンであり、建設中のマレーシアの LNG Tiga (MLNG) は 380 万トン、計画中のサハリンは年産 480 万トン、2006 年からイギリス向けに供給を開始する予定のカタールの増設案件では 780 万トンと言われており、この傾向はさらに拍車がかかると思われる。⁹

表 13 最近の主な LNG プラントのトレーンあたりの生産能力

Plant	Location	Country	No. of trains	Capacity MTPA	Start up
Arun	Sumarta	Indonesia	6	1.6	1978
NWS	Karatha	Australia	3	2.1	1989
MLNG 2	Bintulu	Malaysia	3	2.9	1995
Qatargas	Ras Laffan	Qatar	3	2.5	1996
NLNG	Bonny	Nigeria	3	3	1999
OLNG	Al Ghalilah	Oman	2	2.9	1999
Rasgas 1-2	Ras Laffan	Qatar	2	3.2	1999
Rasgas 3	Ras Laffan	Qatar	2	4.7	2004
Sakhalin LNG	Sakhalin	Russia	1	4.8	2005
NLNG+	Bonny	Nigeria	2	4.1	2004
Future	Ras Laffan	Qatar	1	(7.8)	(2007)

(出所) 日本エネルギー学会誌、vol. 81, 574, (2002)、但し、最下段の Ras Laffan 増設案件に関しては ExxonMobil プレスリリース (2003 年 7 月) による。

⁹ なお、カタールの増設案件においては、LNG 運搬船も今までにない大規模な容量を持つものが検討されていると言われており、LNG チェーンのうち、液化だけでなく、輸送の部分でも併せてのコストダウンが期待される。

(3) 液化方式（プロセス）の動向¹⁰

1960年代にLNGが市場に登場した際のアルジェリアやアラスカの液化プラントにおいては、カスケード方式が採用されたが、その後の多くのプロジェクトにおいては、エアプロダクツ・アンド・ケミカルズ社（Air Products & Chemicals Inc.：APCI社）のプロパン予冷混合冷媒方式（C3-MCR）が、いわば寡占的に採用され続けてきた。この状況は、トリニダード・トバゴのプロジェクトにおいてカスケード方式が復活採用されるまで続いていた。

本年度になって、北海ガス田のスノービット LNG プロジェクトに、Linde 社の Triple MR（Triple Mixed Refrigerant）方式の採用が伝えられ、また、計画中のサハリン プロジェクトでは、シェル独自の DMR（Double Mixed Refrigerant）方式が採用される方針とされている。

こうした液化プロセスの中心技術（液化方式：プロセスとこれにおける特殊機器）の寡占状態からの変化の兆しが窺われ、その動向と今後の LNG プロジェクトへの影響を見守る必要がある。

(4) GTL 案件の具現化

GTL¹¹にかかわる新規計画が増加している。南アフリカ、マレーシアでそれぞれ既に操業中の案件に加えて、表 14 に挙げるような案件が各国にて計画されている。インドネシア、カタール、オーストラリアなど、既に LNG の形態での天然ガスの開発や輸出が進んでいる産ガス国においても、更なる現金化策の一つとして、新たな天然ガスの利用形態である GTL の新規検討が進んでおり、新たなプロセス工業の一分野が創生されつつあることに注目したい。

2003 年 1 月末には、Sasol / QPC（カタール石油公社）が、3 億 3000 立方フィート/日のガスを液化して、日量 3 万 4,000 バレル（軽油：24,000 バレル、ナフサ 9,000 バレル、LPG：1,000 バレル。現時点では、世界最大規模の GTL プラント）の生産能力を持つ GTL プラントの設計・調達・建設および試運転業務を 6 億 7,500 万ドルにて発注したことが報道され、同国では天然ガスの転換形態として従来の LNG に加えて、GTL も並存することとなった。

現在稼働中の南アフリカ、マレーシアの GTL プラントは、それぞれ Sasol、Shell の技

¹⁰ 日本エネルギー学会誌、vol. 81, 574, (2002)

¹¹ Gas to Liquids (GTL)：天然ガスの新たな利用方法として、天然ガスを先ず合成ガス（水素と一酸化炭素の混合気体）に転換した後、灯軽油などの中間留分、あるいはジメチルエーテル（DME）、メタノール等の液体製品に化学的に合成（製造）する技術。狭義には、フィッシャー・トロプシュ合成反応（FT 合成）により、灯軽油相当の石油製品を製造する技術。

術に基づくものであるが、これらに加えて ExxonMobil、Syntroleum、Rentech、ConocoPhillips などの技術を適用した検討が各国でなされている。

表 14 計画中の Gas-to-Liquid プロジェクト

国名	企業名	生産能力(b/d)
Australia	Sasol / Chevron	50,000
	Shell	75,000
Bolivia	Rentech	10,000
	(Other)	10,000
Brazil	Petrobras	10,000
Indonesia	Rentech (Matindok)	16,000
Iran	Shell SMDS	75,000
	Sasol	110,000
Nigeria	Sasol / Chevron / NNPC	34,000
Malaysia	Shell	*15,000
Peru	Syntroleum	40,000
	(Other)	10,000
Qatar	Shell / QPC	75,000
	Exxon Mobil / QPC	100,000
	Sasol / QPC	34,000
South Africa	Petro SA (Mossgas)	*20,000
Total		684,000

*既存プロジェクト

(出所) Petroleum Review (2003 年 1 月号)

8. 産ガス国連携の動き (ガス輸出国フォーラム: GECF、など)

ガス輸出国フォーラム (GECF: Gas Exporting Countries Forum) は、2001 年 5 月にテヘランで、2002 年 2 月にアルジェリアで第 1、2 回の閣僚会議が持たれたのを受けて、2003 年 2 月には、カタールのドーハにて 15 カ国¹²が参加しての第 3 回の閣僚会合が開かれた。¹³ 2002 年 9 月上旬にアルジェリアで開催された円卓会議に引き続いて、GECF の従来からの主張¹⁴を踏まえて、規制緩和の進展する欧州のガス市場のマーケティング、および仕向け地規制や契約についてのフレームワークなどについて討議された模様である。

¹² 参加の 15 カ国: 主催者側の発表によると、アルジェリア、ブルネイ、エジプト、インドネシア、イラン、リビア、マレーシア、ナイジェリア、ノルウェー (オプザーバー)、オマーン、ロシア、トリニダード・トバゴ、UAE、ベネズエラ、カタール。第 1 回の会合に集まった 11 カ国からは、トルクメニスタンが外れ、エジプト、トリニダード・トバゴ、UAE、ベネズエラ、リビアが加わっている。

¹³ 2002 年 9 月中旬に大阪で開催された国際エネルギーフォーラムの際においても会合が持たれたが、閣僚会合とはされていない。

¹⁴ EU のガス市場規制緩和の進め方は、産ガス国と議論することなく消費国の都合のみを考慮して進められており、また、そこで得られる利益も、産ガス国に配分されることなく消費国のみが享受している。EU の志向する競争的なガス市場政策は、新たな供給源の開発への投資インセンティブを阻害する懸念もあり、これは結果的に供給不足という形で消費国の利益にも反している。

これに先立って、アジア地域での産ガス国連携の動きとして、2002 年 6 月にブルネイ、インドネシア、マレーシアの LNG 供給 3 ヶ国が、各国に存在する LNG プラントの稼働等の供給安定化に向けた取組みで協調することで合意した旨の報道があった。これは、2001 年 3 月のインドネシア・アチェ特別自治州の治安情勢により LNG 供給が一時的に途絶えた経験などを踏まえた、突発事項に備えて、複数の供給国が連携して調整を図ろうとするものと思われる。

2003 年 2 月に中部電力が台湾の中国石油、韓国の Kogas と LNG を相互融通する契約を結んだとの報道があったが、LNG 輸入国としてのわが国も、アジア地域においてわが国と立場を共にする韓国、台湾との連絡を密にしてより堅固な連携を深める動きと捉えることができよう。¹⁵

9 . 既存のアジア太平洋 LNG 市場の変化と拡大

(1) 中東から欧州向けの LNG 供給

従来では、アラブ首長国連邦、カタール、オマーンといった中東湾岸の LNG 輸出国にとって、それらの主たる輸出先はアジアであり、欧州向けの LNG 取引は、スポットあるいは短期の取引が中心であった。然るに、昨今のアジア地域での需要の伸び悩みの一方で、電力向けを背景とした欧州での需要の高まりや北海からのガス供給の将来に対する懸念に対応する為に、最近では従来はアジア向けに開発されてきた中東産 LNG の、欧州向け中長期間の契約が増加している。わが国はじめアジアの既存 LNG 輸入国にとっては、アジア地域の LNG 需給への影響が注目される。

カタールを見てみると、Qatargas の第 4 トレーンで生産される LNG (480 万トン/年) が、ENEL (イタリア) 及び Repsol (スペイン) に 20 年間に渡って販売される予定である。また、2003 年から 3 年間と長期ではないが、Qatargas は BP とスペイン向けに 75 万トン/年、RasGas は Eni と同じくスペイン向けに 75 万トン/年の LNG 供給契約をそれぞれ締結している。2002 年 5 月には QP/ExxonMobil が LNG 供給の覚書を締結し、イギリスが約 30 年ぶりに LNG 輸入を再開することとなった。その期間は 2006 ~ 7 年から 25 年間とされている。イギリスでは、英領北海ガス田の埋蔵量は今後 20 年で枯渇することが予想され、2020 年までに、ガス需要の 55 ~ 90% を輸入に依存するであろうこと、したがって供給の多様化を図りつつ、輸入の拡大を図ることを織り込んだ、英国・通商産業省 (DTI) とガス電力規制局 (Ofgem) の共同報告が出され (2002 年 6 月) LNG 輸入の傾向は今後とも加速されると思われる。また、これは、新たに増設される 700 万トン/年、2

¹⁵その後、2003 年の 4 月には、東北電力が Kogas と LNG 調達等に係わる相互協力協定を締結している。

系列のトレーンによるもので、その規模にも注目が集まっている。

オマーンでは、2006年より供給が開始される予定の、第3トレーンの増設分（330万トン/年）のうち約半量が20年の長期契約でスペインへ供給されることとなっている。

これらは、従来、アジア太平洋地域と大西洋地域で二分されていた市場を、スエズ運河を通じて繋ぐ動きとしても興味深い。

（2）アメリカ・メキシコの太平洋岸における新規 LNG 受入基地の新設計画¹⁶

昨年度の調査においては、米国、特に西海岸（カリフォルニア州）の LNG 受入基地の新設計画の動向に注目が集まっていることを指摘した。この米国西海岸地域への LNG 輸入が開始されれば、現行のアジア太平洋市場が環太平洋市場に拡大し、既存市場の LNG 需給や取引に大きな影響を与えるものと考えられたからである。

表 15 に、北米太平洋岸に現在挙げられている主要な新規 LNG プロジェクトをまとめた。

表 15 北米太平洋岸・新規 LNG プロジェクト一覧（主要な件名に限る）¹⁷

事業主体	建設予定場所	気化能力	稼働予定	その他特記事項
Marathon	Tijuana	750MCF/D 1,000MCF/D	2006 年	2003 年 2 月末に承認予定
Sempra + CMS	Ensenada	800MCF/D	2006 年	2003 年 3 月に承認予定 CMS が LNG ビジネスから撤退
Shell Gas&Power	Ensenada	1,300MCF/D	2006 年	2003 年 5 月に承認予定
Chevron Texaco	Rosarito	750MCF/D		2003 年 5 月に承認予定
ConocoPhillips + El Paso	Rosarito	680MCF/D		メキシコ環境資源省への申請は却下 El Paso が LNG ビジネスから撤退
Tractebel	Lazaro Cardenas			
Gastream	Lazaro Cardenas			
Shell + Bechtel	Vallejo (California)	1,300MCF/D	2008 年	2003 年 2 月に正式撤退

（出所）各種資料をもとにエネ研作成

これを見ると、以前に比べて案件の進捗が遅れているようにも思われる。事業者側では財政上の事由や事業縮小等により LNG 分野から撤退する者もあるが、事業者が直面している最大の課題は政府の規制等ではなく、地元住民による反対運動である。これは “ NIMBY（not-in-my-backyard = 自分の裏庭にエネルギー施設を建設しないでほしい）問題 ” と呼ばれており、アメリカ・メキシコ両国共通の課題となっている。特にアメリカでは、LNG の安全性に関して（日本での受け止めとは大きく異なり）根強い不安感が存在している。

¹⁶ 本項は、弊所錦織研究員による。

¹⁷ Marathon の Tijuana における LNG 受入基地計画に関しては、その後 2003 年 5 月にメキシコ連邦エネルギー規制委員会から承認を受けた。また、同じく 5 月に三菱商事が、カリフォルニア州ロングビーチに LNG 受入基地を建設する計画であるとの報道があった。

California州に立地の新規LNG受入基地については、地元住民による反対のために用地の確保が難しく、このことが計画の推進を困難にしている。この解決策としてメキシコ側のBaja California州に受入基地を立地し、パイプラインにて米国California州へ送ると言う供給インフラシステムが提案される背景がある。

上記に挙げた新設計画案件のうち、実現するのは1~2案件であろうと言う見方が、現地調査で面談した関係者の多数意見であった。仮に実現したとする場合に生じると思われる、既存のアジア太平洋のLNG市場に及ぼす影響を以下に考察する。

先ず、価格については、取引価格の指標として実消費地であるSouthern Californiaのガス価格が採用される可能性が高く、北東アジア三国(日韓台)で採用されているJCC(Japan Crude Cocktail)リンクの価格体系とは違う価格フォーミュラが採用される可能性がある。一方で、一般的に北東アジア三国とSouthern California間の価格は、JCCリンクである北東アジア三国の方が高いレベルであると考えられるので、わが国のLNG買主にとっては、LNG供給者との交渉において価格低減を引き出すために有用な材料の一つになるのではないと思われる。

需給の観点から考えてみると、現在供給過剰が言われるアジア太平洋市場から見ると、若干輸送距離は長いものの北米太平洋岸に新規のLNG需要は存在するわけであり、LNG販売事業者にとっては拡大された市場、すなわち、供給対象と捉えることができる。そこで取引形態は従来型の長期契約ではなく、いわゆるスポット取引などを織り込んだ、需要側のニーズに合致した短期で自由度の高い、非在来型の取引が成されてゆくことになる。こうした取引形態は、既存の北東アジア三国の従来型長期・Take-or-Pay契約に対して柔軟性増大などの形で影響を及ぼすと考えられる。

実際に案件が実現するタイミング、その際の取引量、既存市場の需給状況などにも拠るが、米国・メキシコの太平洋岸で新設のLNG基地が実現した際には、既存のアジア市場に相応の波及効果があると思われる。しかし、前述のNIMBY問題が容易に解決されるとは考えにくいので、当面の既存市場への影響は概ね限定的であるのではなかろうか。

10 . 注目すべきわが国の動向

現在のLNG市場を俯瞰してみると、以下のようなポイントが挙げられよう。

供給・生産に係わる観点からは、ノルウェー、ロシア、イランなどの新規開発案件の進行に加えてトリニダード・トバゴ、ナイジェリア、カタール、マレーシア、オーストラリアなどの既存案件の拡張により世界全体の生産能力が拡大していること、LNG輸送能力が拡大していること、液化プラント・LNG船のコストダウンにより競争力が向上していること、LNG価格が低減化していること等である。

需要・消費に係わる観点からは、欧州の需要の伸びにより中東から欧州向けの供給が増加していること、中国の市場参入、さらにはインドや米国・メキシコの太平洋岸での LNG 基地新設計画などによって、新規市場参入者の出現とそれに伴う市場構成の変化が見られつつあること、新たな高効率の発電用や環境対応策による天然ガスへの燃料転換に加えて、軽油用途としての GTL 普及の端緒がみられ、天然ガスの潜在的な需要増のトレンドが認められること等である。

さらに、プレーヤーのビジネスモデルの観点からは、LNG の売主、買主がエネルギー大競争時代を迎える中、自らの競争力を高めていくために LNG バリューチェーンの中でのより幅広い取り組みを進めていることがあげられる。例えば、シェル、BP といった売主であるスーパーメジャーズの動きに見られるように、LNG 輸送そして下流市場参入への積極的取組みであり、一方、わが国の電力・ガス会社も含めた買主が LNG 輸送や採鉱等の上流部門への戦略的参入が見られる。

市場の自由化の進展を受けて、エネルギー間の競合、さらにはガス対ガスの競合が激化していく方向にあることから、LNG 買主間の競合も誘起され、従来のような大型コンソーシアムを組むことが難しくなっている。これは西豪州拡張における日本買主コンソーシアムの分裂、個別交渉への移行という結果にも現れている。今後は、LNG を扱うメーカー、トレーダーといった新しいタイプの買主がアジア・太平洋市場において出現する可能性がある。

また、市場自由化による先行きの不透明感から、契約の柔軟性がこれまで以上に求められている。巨大投資を伴う LNG プロジェクトの性格、および長期安定供給も必要としている市場のニーズといった制約条件下では、今後とも長期契約が基本となっていくと思われるものの、短期契約やスポット取引も拡大する傾向になることが見込まれる。また、柔軟性を拡大する手段として仕向地制限の緩和も一つの課題となる。こうした LNG 取引の柔軟化が進んで行くことによりトレーディングのチャンスも拡大していき、スポット、スワップ、裁定取引といったものが進んで行く可能性があり、特に輸送能力を持つプレーヤーの動きが注目されることになる。わが国の事業者においても、Ex-ship から FOB へと受け渡しに関する契約条件を変更して LNG の購入者側の所掌範囲を広げて輸送に係るリスクを取ることや、長期契約をベースとしながら、短期・スポット契約を組み合わせる需要により合致した調達を期待できる引き取りの実現、仕向地制限の緩和などの事項については、既存契約の更改時や新規契約の締結時などの機会を捉えて、その自由度、柔軟性をより高める取り組みも既に始まっている。

一方、自由化の中で各買主が市場における競争戦略を推し進めるにあたって、価格条件を中心とした供給条件についても、標準化された条件から買主毎に異なるテーラーメイド

契約が一般化していくであろう。例えば、価格条件について、原油リンクであっても原油価格変動への感度を下げたフォーミュラの採用、また、原油以外の新たなインデックスの採用、例えば石油製品、電力取引価格、また固定価格といった価格形成が検討されていくであろう。こうした中、価格レベルは、LNG チェーンの設備コスト、オペレーションコストの大幅な低減を受けて今後大きく低下し、天然ガスの競争力は向上していくものと思われる。

2002 年 8 月の、中国・広東省の新設 LNG 受入基地へオーストラリアの NWS プロジェクトからの LNG 供給契約に関して、価格の詳細は当然のことながら明らかにされていないものの、価格レベルが従前の契約レベルより 20%以上安いという報道や、原油価格連動分が既存契約の 85%から 30%のレベルへと小さくなった結果、価格変動幅が小さいといった報道もあった。また、インドのペトロネット社がカタールの Ras Gas 社から LNG を購入する契約においてはプライスカップが設定されたというニュースもあり、LNG の価格決定方式も購入者側の希望に沿う方向に動きつつある。

我が国の LNG 購入者は、供給源の確保を前提に、先ず、硬直性が低く柔軟性のある取引実態をステップとして、より低価格の調達の達成を目前の課題としている。

なお、バクウンダン（豪州）、サハリン（ロシア）、タンゲー（インドネシア）の 3 件の LNG プロジェクトが 2010 年までに立ち上がる可能性があること、ロシア・サハリンプロジェクトから日本への天然ガスパイプライン輸出が実現するのは 2010 年以降になるであろうと予測がされている。加えて、識者によると LNG 価格は今後数年間で 10%以上下がるであろうこと、LNG 価格決定方式は現行の原油リンクだけでなく、電力価格リンクや石油製品リンクなどと多様化して固定価格も登場するであろうこと、短期やスポット取引は 2010 年頃までに全 LNG 取引の 15%（現行 5～6%）程度まで拡大すること、などの見通し¹⁸が示されている。

世界の LNG 市場も売り手市場から買い手市場へという一面も持ち合わせてきたかの様相もある。これを踏まえて、かつ、わが国と立場を一にする近隣の韓国や台湾との連携と、供給国との実質的な対話も織り込んで、LNG の価格低減とその取引における自由度の拡大が達成され、今後のわが国にとってのよりよい LNG 市場へと進展することを期待したい。

お問い合わせ：ieej-info@tky.ieej.or.jp

¹⁸太平洋エネルギー協会（SPEC）2003「アジア太平洋地域における LNG 市場の展望」