

オーストラリアの LNG プロジェクト動向と日本への影響*

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 鈴木 幸祐

(現、静岡ガス株式会社)

要約

日本にとって、第 3 の LNG 供給国であるオーストラリアは、良好な日豪関係、相対的に低いカントリーリスク、豊富なガス資源量等を背景として、今後日本への供給量を大幅に伸ばすことが見込まれている。日本企業も LNG 輸入のみならず、Darwin、Pluto、Gorgon、Ichthys 等では上流権益も取得している。

このように、日本の LNG 輸入にとって重要度が増しており、供給ポテンシャルも大きいオーストラリアではあるが、プロジェクトコスト上昇による遅延、西豪州のガス州内優先供給政策 (Domgas 問題)、環境問題、東ティモールとの領海問題が LNG プロジェクトの採算や立ち上がりの時期に悪影響を及ぼすリスクとして想定出来る。

1. はじめに

昨今のアジア・太平洋地域の LNG 市場を見ると、インド、中国、北米西海岸といった新興 LNG 市場が台頭しつつある一方、インドネシアの LNG 輸出量の減少やロシアの Gazprom による Sakhalin 2 プロジェクト権益過半数取得等が、将来の LNG 供給に不透明感を与えている。天然ガスのほとんどを輸入 LNG に依存する日本にとって、如何に経済性の伴った供給セキュリティを確保するか、また天然ガス調達力の向上を図るかが課題となっている。2006 年 5 月に経済産業省によってまとめられた「新・国家エネルギー戦略」でも、エネルギー資源獲得の強化が掲げられ、政策の重点が供給セキュリティ確立に置かれている。

上記のような背景の中、オーストラリアは日本の LNG 調達先の中でも、相対的に政治的リスクが低いとされており、既に日本にとってはインドネシア、マレーシアに次ぐ第 3 位の LNG 供給源である。さらに 2010 年時点では、日本向けに 2,000 万トン近い HOA や SPA が締結されている。現在、多数の新規 LNG プロジェクトが計画されているが、この中には、国際石油帝石ホールディングス (以下、国際石油帝石) が日本勢初のオペレーターを務める Ichthys LNG プロジェクトも含まれており、オーストラリアでの LNG プロジェクトに対する日本企業のコミットメントは増える傾向にある。

このように、オーストラリアで LNG プロジェクトや日本企業のコミットメントが増加する一方、新規 LNG プロジェクトが着実に立ち上がるためには、様々なリスクが存在することも事実である。また、それらのリスクは LNG プロジェクトによって相当程度異なってくると思われる。

本稿では、日本にとってオーストラリアがどのような LNG 供給ポテンシャルとリスクを

* 本稿は、平成 18 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るものである。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。

持っているのかを整理した上で、日本向け LNG 供給に及ぼす影響について分析することを目的とする。

2. 日豪関係の現状

(1) 政治・経済関係

日豪両国は相互補完的な貿易を軸にして、良好な二国間関係を形成しており、近年は、政治、経済、安全保障面の連携も強化している。1997 年 4 月の橋本首相や、2002 年 5 月の小泉首相によるオーストラリア訪問など政府の主要閣僚の外交を通じて、日豪関係はアジア太平洋地域における重要なパートナーシップ関係に発展している。

経済面では、両国は継続的に経済関係強化に向けた交渉を行っており、2006 年 12 月には、両国政府間で経済連携協定(EPA)に関して 2007 年から交渉に入ることによって正式に合意した¹。

両国間の貿易関係について見てみると、日本の 2005 年対豪貿易輸入額は 24,609 百万米ドル(27,062 億円)、輸出額は 12,492 百万米ドル(13,705 億円)となっており、12,117 百万米ドル(13,357 億円)の輸入超過となっている。オーストラリアにとって日本は第 1 の輸出市場であり、第 3 の輸入元となっている。一方、日本にとってオーストラリアは第 5 の輸入元となっている。このように、日豪両国は互いに貿易相手として重要な関係を持っている。(図表 1、2)

図表 1 オーストラリア貿易相手国(上位 10 カ国)

<輸出>				<輸入> (単位:100万豪ドル, %)			
順位	国名	金額	シェア	順位	国名	金額	シェア
	輸出総額	138,861	100.0		輸入総額	155,797	100.0
1	日本	28,393	22.6	1	米国	21,401	13.7
2	中国	16,064	13.4	2	中国	21,344	13.7
3	韓国	10,938	7.8	3	日本	17,113	11.0
4	米国	9,263	7.3	4	ドイツ	8,704	5.6
5	ニュージーランド	9,001	6.0	5	シンガポール	8,646	5.5
6	インド	6,976	3.8	6	英国	6,186	4.0
7	台湾	5,519	3.1	7	マレーシア	6,086	3.9
8	英国	4,969	3.1	8	ニュージーランド	5,399	3.5
9	タイ	4,127	2.5	9	韓国	5,197	3.3
10	シンガポール	3,960	2.2	10	フランス	4,995	3.2

(出所)JETRO ホームページ

¹ 2006 年 11 月 6 日、13 日、日本経済新聞

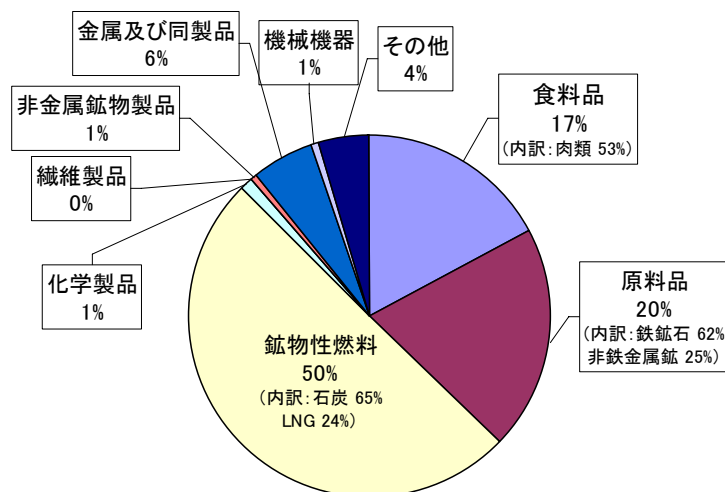
図表 2 日本貿易相手国(上位 10 カ国)

<輸出>				<輸入>			
(単位: 100万米ドル, %)							
順位	国名	金額	シェア	順位	国名	金額	シェア
	輸出総額	598,215	100.0		輸入総額	518,638	100.0
1	米国	134,889	22.6	1	中国	109,105	21.0
2	中国	80,340	13.4	2	米国	64,497	12.4
3	韓国	46,880	7.8	3	サウジアラビア	28,739	5.5
4	台湾	43,910	7.3	4	アラブ首長国連邦	25,324	4.9
5	香港	36,132	6.0	5	オーストラリア	24,609	4.7
6	タイ	22,601	3.8	6	韓国	24,536	4.7
7	ドイツ	18,761	3.1	7	インドネシア	20,937	4.0
8	シンガポール	18,545	3.1	8	台湾	18,187	3.5
9	英国	15,174	2.5	9	ドイツ	17,966	3.5
10	オランダ	13,203	2.2	10	タイ	15,667	3.0

(出所)JETRO ホームページ

日本の主要輸入品目は天然資源が多くを占めており、LNG 輸入額は鉱物性燃料のうちの 24%を占める。(図表 3)

図表 3 オーストラリアの対日輸出項目及びシェア

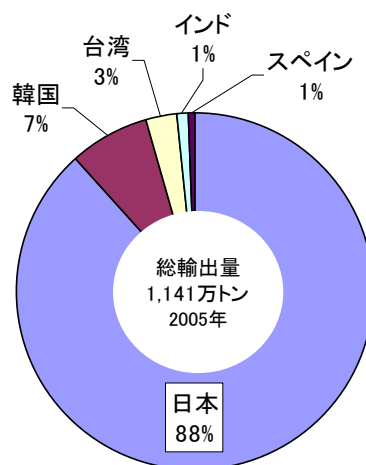


(出所)JETRO ホームページ

(2) LNG プロジェクトにおける関係

オーストラリアにおける LNG 輸出プロジェクトは、1989 年に NWS プロジェクトで生産される LNG の輸出により始まった。2005 年のオーストラリアの LNG 輸出量は 1,141 万トンであり、大多数 (1,009 万トン) が日本に輸出されている。(図表 4)

図表 4 オーストラリアの LNG 輸出先 (2005 年)



(出所) The LNG Industry 2005、GIIGNL より作成

図表 5 にオーストラリアにおける LNG プロジェクトの契約状況を示す。近年日本向けの契約が多数締結されており、2010 年には契約量ベースでオーストラリアは日本にとっての最大の LNG 供給国になる見込みである。(図表 5、6)

図表 5 オーストラリアの LNG 契約

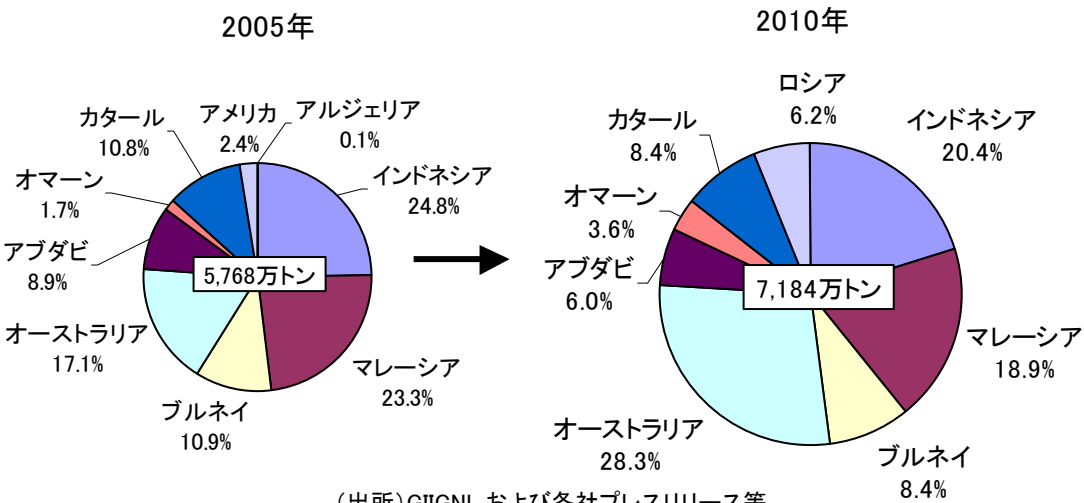
			契約量(万吨/年)	契約期間(契約年数)
NWS	(トレイン1～3)	東京電力	118→30	1989～2009～2017(20年)(8年)
		中部電力	105→50	1989～2009～2016(20年)(7年)
		関西電力	113→40	1989～2009～2017(20年)(8年)
		中国電力	111→最大143	1989～2009～2021(20年)(12年)
		九州電力	105→70	1989～2009～2017(20年)(8年)
		東京ガス	79→53	1989～2009～2017(20年)(8年)
		東邦ガス	23→76	1989～2009～2019(20年)(10年)
		大阪ガス	79→50	1989～2009～2015(20年)(6年)
		KOGAS	50	2003～2009～2016(6年)(7年)
	(トレイン4～5)	九州電力	50	2004～2026(22年)
		東京ガス	107	2004～2029(25年)
		東邦ガス	30	2004～2029(25年)
		大阪ガス	100	2004～2034(30年)
		東北電力	40	2005～2019(14年)
		静岡ガス	14	2005～2029(24年)
		中部電力	60	2009～2024(25年)
		関西電力	50(*)	2009～2023(24年)
		CNOOC	330	2006～2031(25年)
	Shell	5年間で最大370万吨	2004～2009(5年)	
		東北電力	60	2010～2019(9年)
Darwin (トレイン1)	東京電力	200	2006～2023(17年)	
	東京ガス	100	2006～2023(17年)	
Pluto (トレイン1～2)	東京ガス	150～170	2010～2025 (15年+5年オプション)	
	関西電力	175	2010～2025(15年)	
Gorgon (トレイン1～2)	東京ガス	120	2010～2035(25年)	
	中部電力	150		
	大阪ガス	150		
	Shell(メキシコ)	250	2010年～	

(*1) 2015年からは92万5,000トン/年に拡大。

(注) NWSオリジナルについては、2007年2月までに随時更改された契約分を既存契約分に併記している。

(出所) Asia Gas & Power および各社プレスリリース等

図表 6 日本の LNG 輸入量実績と 2010 年の契約量



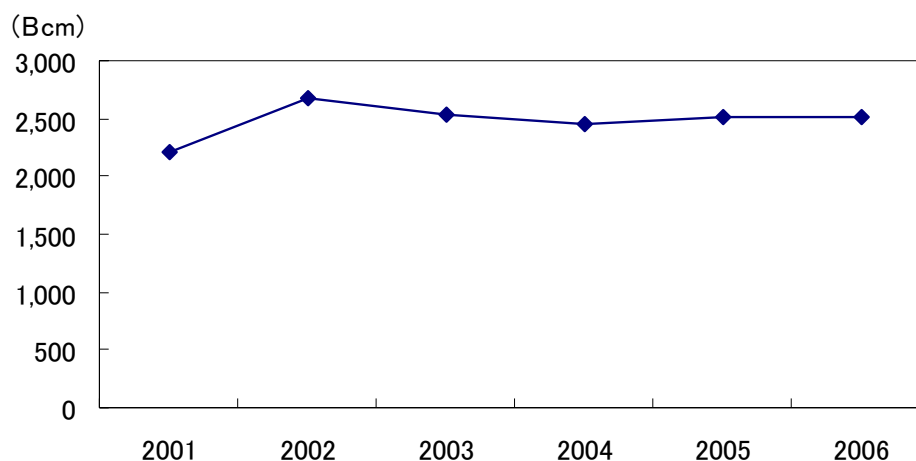
3. オーストラリアの LNG 供給ポテンシャル

前述のように、日本にとってオーストラリアはインドネシアに代わって日本の第一の LNG 供給源になることが見込まれている。また、国際石油帝石が日本勢初となる Ichthys LNG プロジェクトを計画するなど、日本企業のコミットメントは増加している。本節では、オーストラリアの LNG 供給ポテンシャルについて確認する。

(1) 天然ガス確認埋蔵量

Cedigaz によればオーストラリアの天然ガス確認埋蔵量は 2006 年初時点で 2,520Bcm である。これは、ロシアやカタールには遠く及ばないものの、現時点で日本向けの主要 LNG 供給国であるインドネシアやマレーシアとは類似したレベルと言えよう²。大規模な堆積盆としては、WA 州の Carnarvon および Browse、NT 準州の Bonaparte があり、埋蔵量の約 93%が北西オフショアに存在する。(図表 7、8)

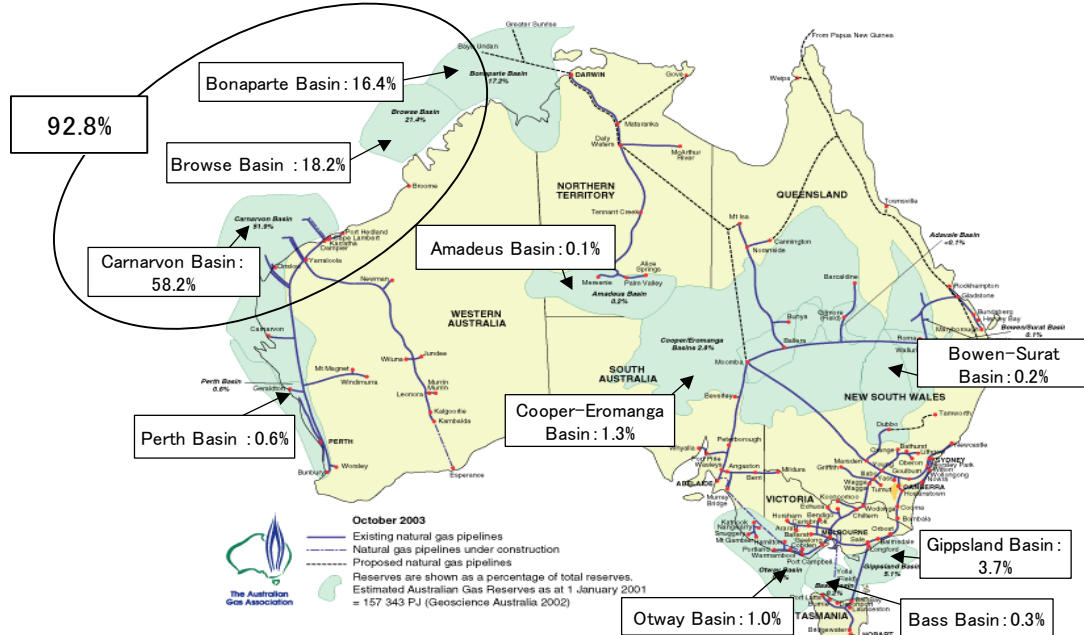
図表 7 天然ガス埋蔵量の推移



(出所) Natural Gas in the World、Cedigaz

² 同時点での確認埋蔵量は、ロシアが 47,820Bcm、カタールが 25,783Bcm、インドネシアが 2,760Bcm、マレーシアが 2,480Bcm である。

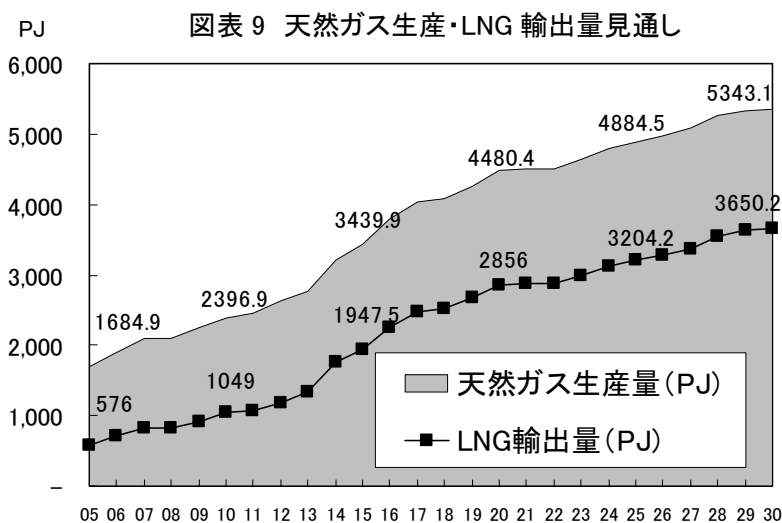
図表 8 オーストラリアの主な堆積盆とガス埋蔵量比率(2004 年 1 月時点)



(出所)オーストラリアガス協会資料に「Australian Energy-national and state projections to 2029-30」ABARE、
 2005 年 10 月、P39 の表の数値を追加

(2) 天然ガス生産・LNG 輸出量見通し

オーストラリア政府の長期見通しによれば、天然ガス生産量は 2030 年には 5,343.1PJ (141.8Bcm) となり、年平均 4.7%の伸び率で増加すると見込まれている。また LNG 輸出量は 2030 年に 3,650.2PJ (96.9Bcm=7,074 万トン) となり、年平均 7.7%の伸び率で増加すると見込まれ、LNG 輸出の増加が、オーストラリア全体の天然ガス生産量増加の主要なドライバーとなっている。(図表 9)



(出所) Australian Energy-national and state projections to 2029-30, ABARE、2006 年 12 月

(3) LNG プロジェクト

オーストラリアでは、1989 年から西オーストラリア州の North West Shelf (NWS) プロジェクトがオーストラリア初の LNG プロジェクトとして日本向けに LNG の輸出を開始し、2006 年には北部準州の Darwin LNG プロジェクトがオーストラリア第 2 番目のプロジェクトとして立ち上がった。この他にも NWS の第 5 トレイン、Pluto、Gorgon、Browse、Sunrise、Ichthys など多数の LNG プロジェクトが計画されており³、生産能力は、これら計画中的新規プロジェクトと既存のプロジェクトを合算すると最大で年間 7,110 万トンにも及ぶ。すなわち、オーストラリアは 2010 年時点でのカタールと同程度の LNG 輸出国となる可能性があり、極めて有望な LNG 供給源となるポテンシャルがあると言えるだろう。(図表 10)

図表 10 オーストラリアの既存および新規 LNG プロジェクト

プロジェクト		オペレーター	建設地点	生産能力(万トン/年)	生産開始(予定)年
既存	Darwin	ConocoPhillips	Darwin	350	2006
	NWS(第1～2トレイン)	Woodside	Burrup半島	500	1989
	NWS(第3トレイン)			250	1992
	NWS(第4トレイン)			440	2004
	NWS(第5トレイン)			440	2008末
計画中	Pluto	Woodside	Burrup半島	500-600	2010末
	Browse		Browse Basin	700-1,500	2012-14
	Sunrise		N.A.	700	-
	Gorgon	Chevron	Barrow島	1,000	2011末
	Pilbara(Scaborough)	BHP Billiton	Onslow	600	2011末
	Timor Sea LNG(Tassie Shoal)	Methanol Australia	ティモール海	300	2011
	Ichthys	Inpex	Browse Basin	600	2012
	計			6,210-7,110	

(出所)Minerals and Energy(2006 年 11 月)、ABARE およびヒアリングによる情報、その他各事業者ホームページ等より作成

4. オーストラリア LNG プロジェクトに関わる主要リスク

前節で示したように、日本にとってオーストラリアは、カタールと並ぶ最大の LNG 供給国となる可能性があるが、これは計画中的の LNG プロジェクトが計画通りに生産を開始することが条件となっている。実際には、昨今の資源開発を取り巻く環境の変化やオーストラリアの開発政策等の外的なリスクにより、開発コストや立ち上がりの時期について影響を受ける可能性がある。そこで本節では、日本にとってのオーストラリア LNG プロジェクトに関する主要なリスクを抽出する⁴。

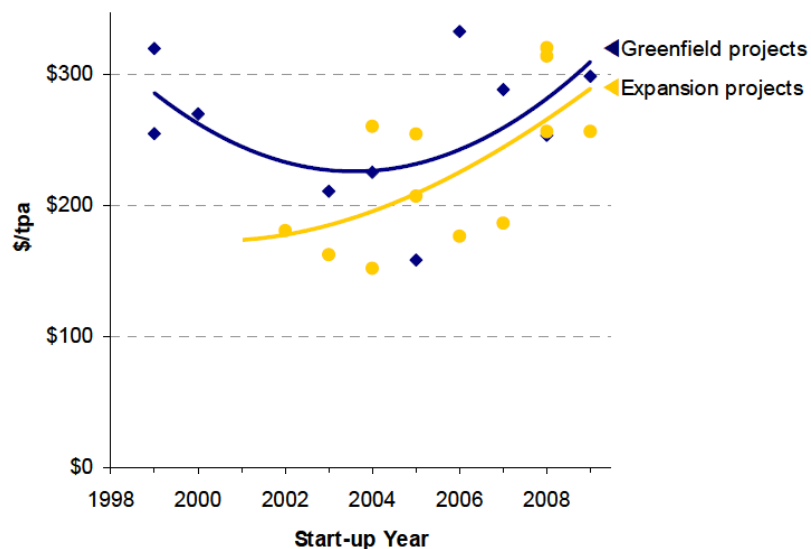
³ 各プロジェクトの概要については、巻末の参考を参照のこと。

⁴ オーストラリアの LNG プロジェクト自体にとってのリスクとしては以下に挙げるものにとどまらな。例えば、原油価格下落や市場需給緩和の結果としての LNG 価格低下はその最たるものかも知れない。しかし、本節では輸入国としての日本にとってのリスクという観点から考察を進めるため、LNG 価格低下は除外する。

(1) プロジェクトコスト上昇リスク

主要なリスクとしてまず挙げられるのが様々な要因によって LNG プロジェクトのコストが上昇するリスクである。1990 年代以降近年に至るまで LNG プロジェクトコストは、液化設備（液化プロセス）の技術革新、建設企業間の競争、トレインの大型化が可能となったことなどの要因により低減傾向にあった。しかし、近年の世界的な石油・ガス開発プロジェクトの活発化を背景に、これらの建設工事に必要な資機材・人材確保が困難となり、ひいては LNG プロジェクトコストが上昇する傾向が世界的に出てきている。（図表 11）また、石油・ガスのみならず鉄鉱石、金、チタン等の鉱物資源開発プロジェクトが存在し、かつ長期景気拡大を受けて各地で不動産開発ブームが起きているオーストラリアでは資機材・人材不足によるプロジェクトコスト上昇リスクはより大きい可能性がある。以下、コスト上昇リスクの主要要因として掘削リグ、鋼材、人材の不足について解説する。

図表 11 LNG プロジェクトの EPC コスト(2005 年)

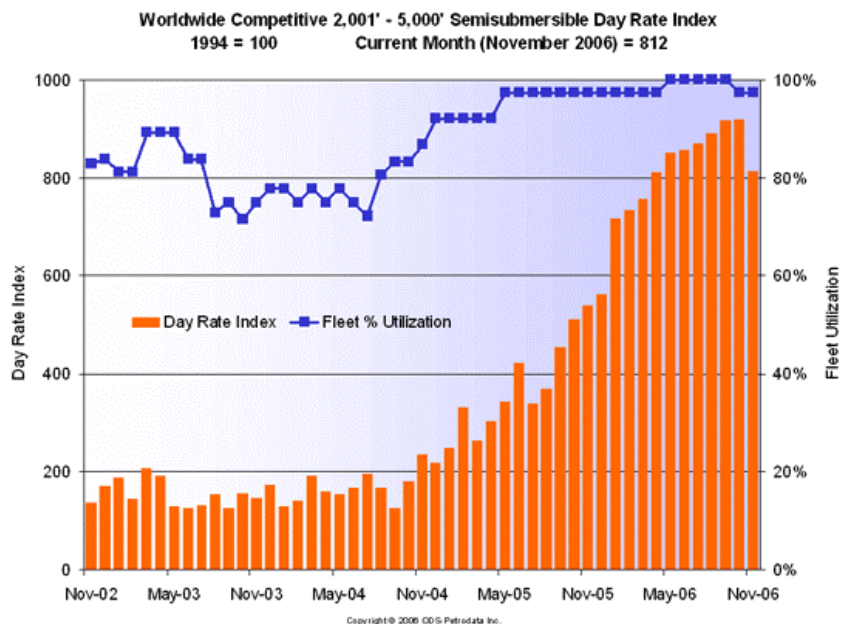


(出所)Poten & Partners ホームページ

① 掘削リグコスト

資源開発プロジェクトの活性化に伴い、化石燃料の探鉱・開発活動も活発化しており掘削リグの需給は逼迫し、稼働率は高く推移している。（図表 12）これに伴って、掘削リグのリースコストも 2003 年より 20～30%も上昇している。

図表 12 海洋掘削リグの稼働率とコスト指数



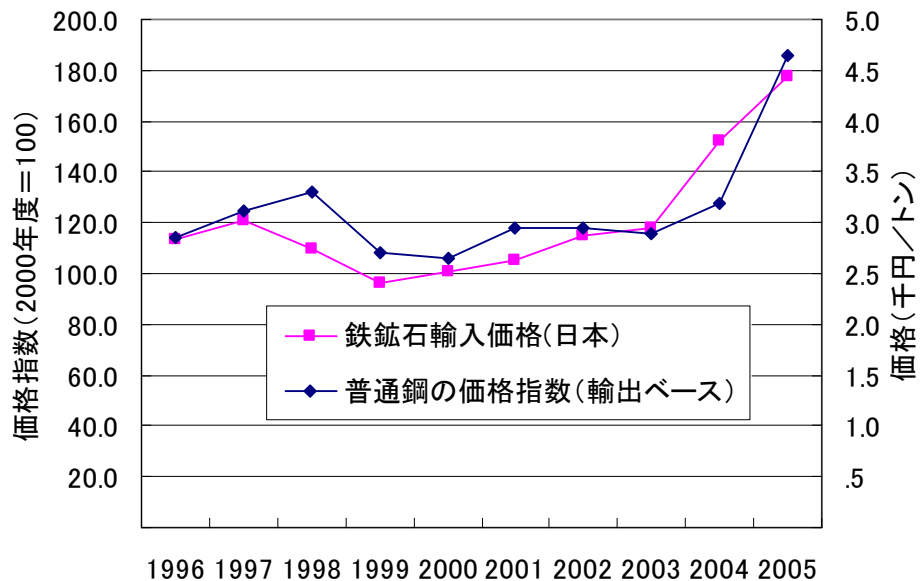
(出所) ODS Petrodata

② 鋼材コスト

中国での建設ブームや自動車向け需要の拡大に伴う鉄鋼生産の拡大により、鋼材価格の高騰も顕著となっている。鋼材の主要原材料である鉄鉱石の日本向け価格は、2005 年度に対前年比 71.5%、2006 年度には同 19%、2007 年度の価格交渉では同 9.5%の値上げとなっている。(図表 13)

鉄鉱石輸入価格高騰の影響は、プラント建設に用いる鋼材価格にも及んでいる。主なプラント用鋼材としては、普通鋼のうち鋼板・鋼管や特殊鋼であるが、日本の鉄鋼メーカーで生産される普通鋼もここ数年大幅な上昇を示している。また、タンク、LNG 配管などの極低温部分に用いられる特殊鋼を生産するのに多用される非鉄金属類についても同様に高騰している。(図表 14)

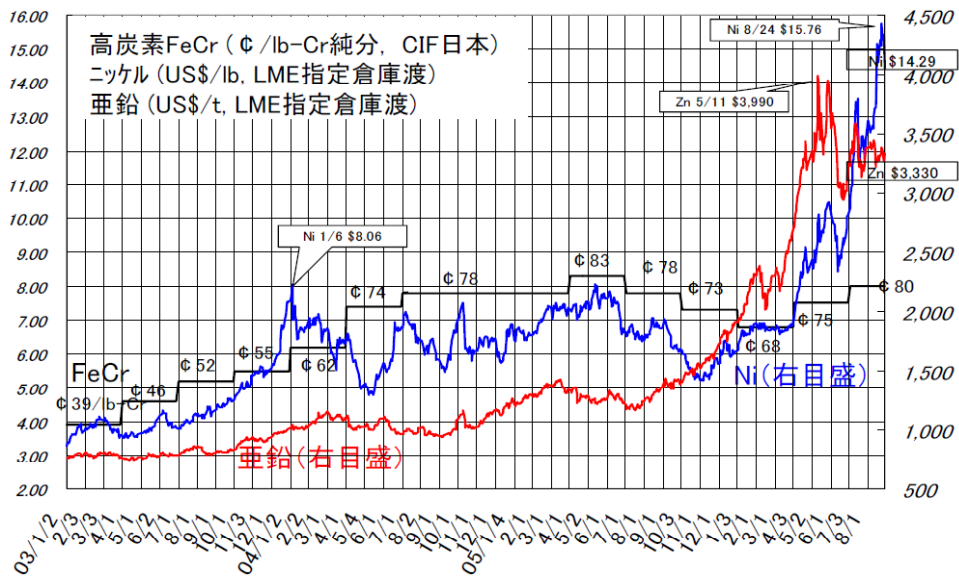
図表 13 鉄鉱石の輸入価格および普通鋼の価格指数(日本)



(注)鉄鉱石の輸入価格については年ベース。普通鋼の価格指数については年度ベース。

(出所)財務省 貿易統計、日本鉄鋼連盟 鉄鋼需給統計月報

図表 14 非鉄金属の価格推移



(出所)新日本製鐵 決算説明会資料

液化プラントが必ずしも日本で製造されるわけではないが、程度の差はあれ、鉄鉱石や鋼材価格の上昇は世界的現象であることから、LNG プロジェクト EPC コスト増に寄与するのは確実と思われる。

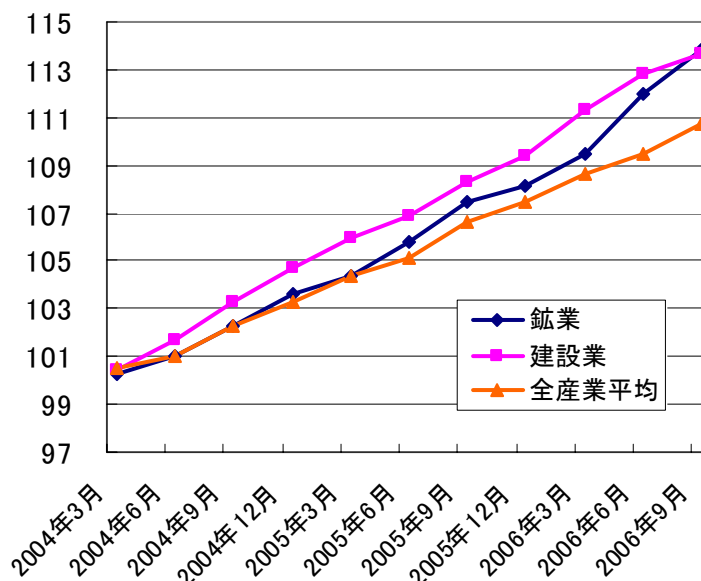
③ 労働コスト

世界的な資源開発プロジェクトの活発化により、資機材価格の高騰と合わせて、労働力（単純労働者、熟練労働者、エンジニア）不足も生じており⁵、結果として労働コストの上昇につながっている。オーストラリアは典型的な例の一つであり、労働コストは 2003 年から 10%以上も上昇している。（図表 15）

特に、LNG プロジェクトが多く計画されている西オーストラリア州では、LNG のみならず、石油、鉱山、建設等のプロジェクトが目白押しであり、プロジェクト間で労働力の争奪合戦ともなっている。今後、オーストラリア国内では LNG プロジェクトの開発が同時並行的に計画されていることから、事業者にとっても労働力の確保が大きな懸念となっている⁶。

また、オーストラリアでは労働者が、職能別の労働組合に所属していることから、潜在的には労働組合との争議が起こる可能性もある。これまで組合が起こしたストライキにより LNG プロジェクトやオペレーションに甚大な影響を及ぼした例は無いが、今後、オーストラリアでの複数のプロジェクトの進展を見越して、複数の労働組合が強気の賃金交渉を要求し、更なる労働コストの上昇につながる可能性も否定出来ない。

図表 15 オーストラリア産業別労働コスト指数（2003 年度=100）



（出所）Labor Price Index (オーストラリア統計局)より作成

(2) 西オーストラリア政府の州内天然ガス確保政策 (Domgas 問題)

2006 年 10 月、西オーストラリア州のカーペンター首相は州内のガス生産事業者に対して、

⁵ 野神隆之、「石油・天然ガス産業：石油・天然ガス上流部門における人材不足 - 現状と今後の展望」, JOGMEC、2006 年 2 月、

http://oilresearch.jogmec.go.jp/enq/frame.php?url=/information/pdf/2005/0602_out_e_00_human_resources_shortage.pdf

⁶ 2007 年 1 月に日本エネルギー経済研究所がオーストラリアで実施したヒアリング調査による。

州内用として各プロジェクト埋蔵量の 15%相当の天然ガス供給を義務付ける政策『WA Government Policy on Securing Domestic Gas Supplies』を発表した。(図表 15)

図表 16 西オーストラリア州政府 Domgas 政策の概要

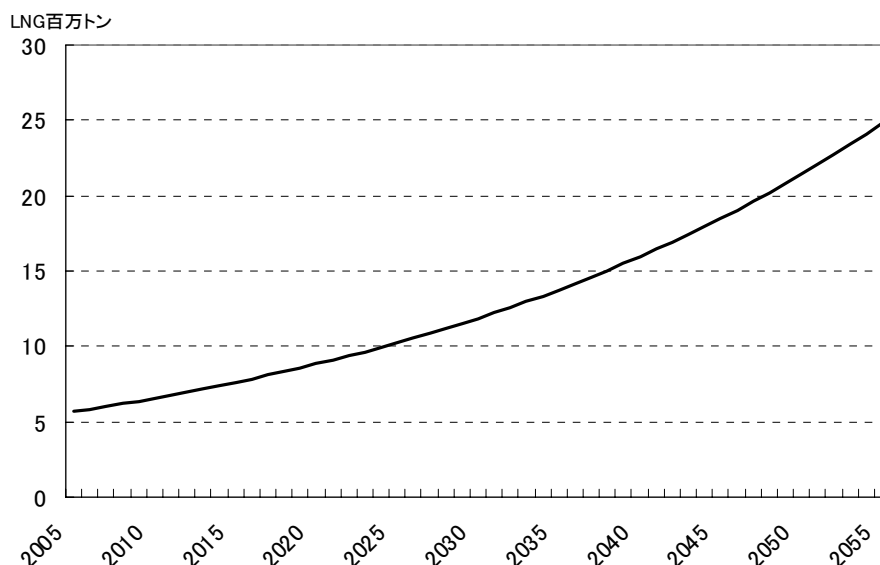
- ・ 西オーストラリア政府は、十分なガスの供給により西オーストラリアの長期的なエネルギー安全保障及び経済発展を支えることを確約する。
- ・ 西オーストラリアの需要家が、持続的、確実に天然ガスの供給を受けられるように、政府は、LNG 処理施設建設のための西オーストラリアの土地へのアクセスを条件に、州内へのガス供給義務について、LNG プロジェクトの事業者と交渉を行う。
- ・ 州政府の方針は、州内市場向けに各 LNG プロジェクトから生産量の 15%相当のガス供給を義務付けることである。当該目標は、州内ガス需要の将来予測と予測ガス埋蔵量及び LNG 生産量を考慮しており、これら予測は定期的に見直しを行う。
- ・ 州政府は、州内ガス義務(gas commitment)を課す方法については、ケース・バイ・ケースで LNG プロジェクトの事業者と交渉を行い、他の供給ソースから義務を履行するなどのオプションも含め、事業者に最大限の柔軟性を提供するための市場メカニズムを考慮する。
- ・ 州内市場に供給されるガス価格については、生産事業者と消費者との間の商業ベースの交渉により決定される。

(出所)WA Gavoernment Policy on Securing Domestic Gas Supplies

西オーストラリア政府は、同政策の発表に先んじて 2006 年 2 月に審議文書 (discussion paper) を発表し、各 LNG プロジェクトの 10～20%の範囲内で州内への供給義務を課すことに関して関係者に意見を求めてきた。これに対して、連邦政府や Woodside などのガス生産事業者は、州内向けに供給した場合、輸出価格と比較して低価格で販売されることも想定され、収益への影響も懸念されるなどの理由から反対意見を示してきた。

最終的に、西オーストラリア政府は 10 月に同政策を発表し、各プロジェクトの 15%相当の供給を義務付けることが規定された。15%という目標数字は、州内ガス需要の将来予測と予測ガス埋蔵量を反映したものとなっているが、需要量の根拠としては、現在州内消費量が年間約 0.3Tcf (約 630 万トン)であり、今後 3%の成長率を維持すると仮定した場合、2055 年までに州内需要量の合計は 32Tcf (約 6 億 7,000 万トン)となるという見通しを基にしている。(図表 17)

図表 17 西オーストラリア政府による州内需要見通し



(出所)WA Gavoernment Policy on Securing Domestic Gas Supplies をもとに作成

同政策は発表当初、資源ナショナリズムと関連付けられ、LNG 生産事業者や LNG 輸入国の関係者に衝撃を与えた。政策の運用については、上記概要に示した通り、他の供給ソースからスワップによる供給手当てが可能であり、またガス価格についても、商業ベースに合う範囲との条件も付される等、様々なフレキシビリティ策が付けられる見込みである。また、西オーストラリア政府や現地 LNG 事業者にヒアリングを行っていても、州政府と事業者間の交渉によりお互いに柔軟に対応できるとの認識を持っている⁷。

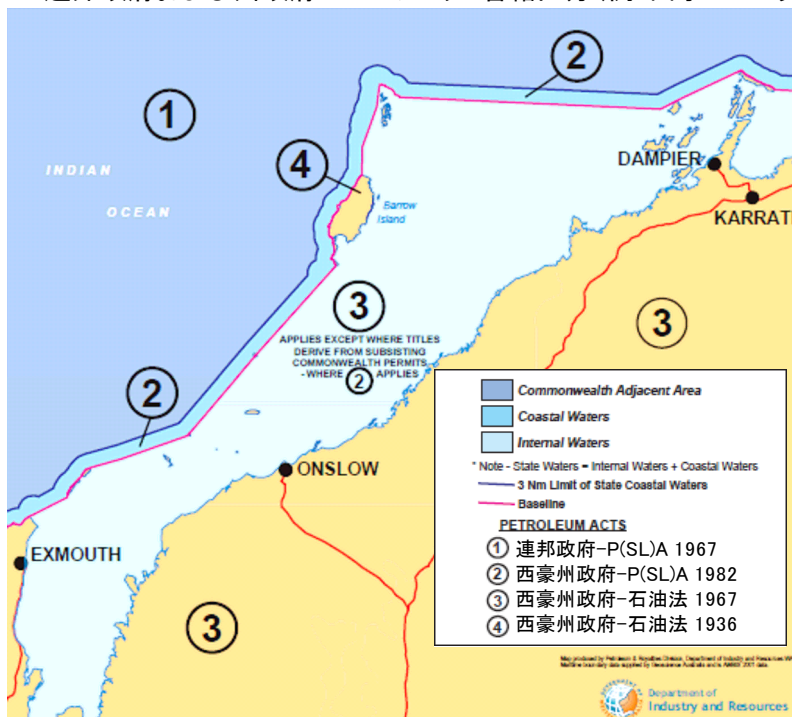
(3) 環境問題

石油・ガス田開発をはじめとした資源開発を行うためには、地球規模での環境保全の意識の高まりと持続可能な資源開発の達成を背景に、当該国において規定された環境基準を満たし、地元住民などの賛同を得ることが必要とされる。オーストラリアもその例外ではない。

オーストラリアにおける石油・ガス田開発プロジェクトの管轄権は、海岸線から 3 マイル以遠の沖合については連邦政府が、陸上および海岸線から 3 マイル内の沖合については州政府が保有している。(図表 18)

⁷ 現地ヒアリングによると、Domgas 政策は、カーペンター首相をはじめ西オーストラリア州議会の与党である労働党と連邦政府議会の連立与党である自由党・国民党による政党間の勢力争いという見方や、また、ジャーナリスト出身で政治基盤の弱い同首相が、支持率向上を目的にガス供給問題を政治争点化したとの見方も存在する。

図表 18 連邦政府および州政府のプロジェクト管轄区分(例: 西オーストラリア)

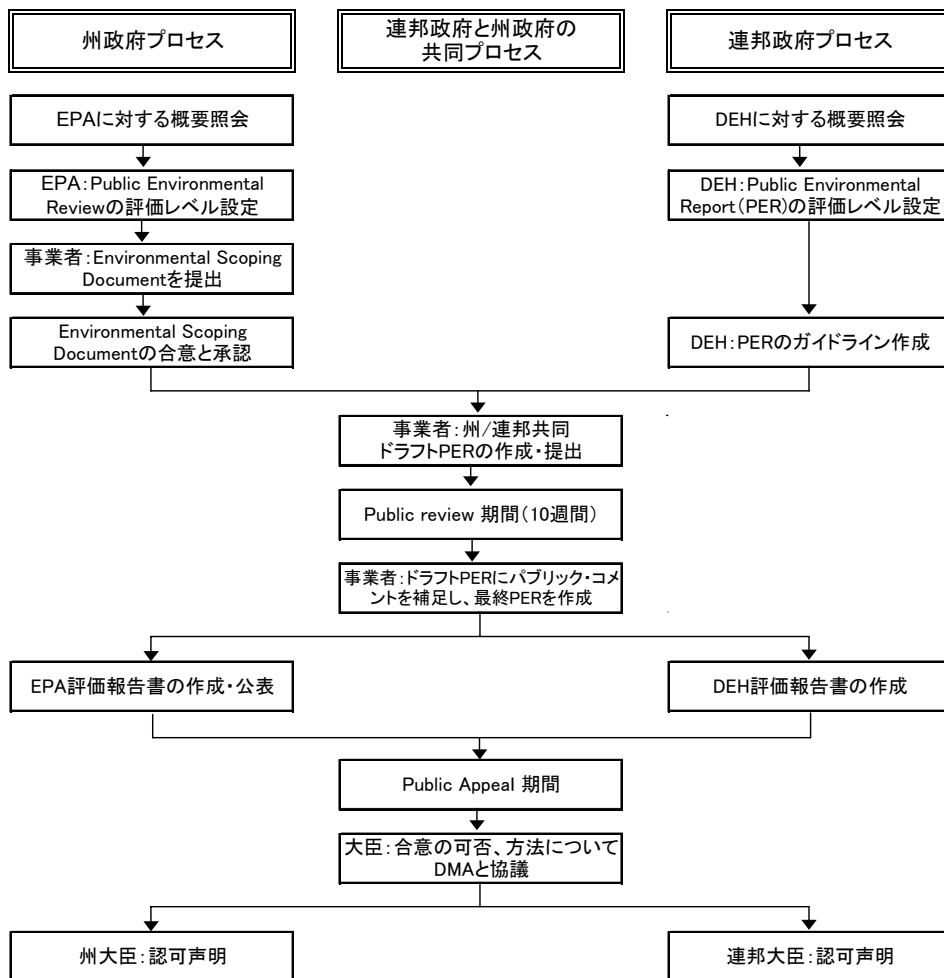


(出所) 西オーストラリア政府ホームページ

ガス生産事業者に対する最終的な生産認可 (Production License) は、連邦政府および州政府にわたる複雑な認可プロセスを経て実施されるが、認可プロセス全体に占める環境関連の作業⁸は大きな割合を占めている。(図表 19)

⁸ 環境規制は、連邦政府及び州政府の各行政レベルで管轄されており、連邦政府では環境・文化遺産省 (Department of the Environmental and Heritage) が、主要関連法として Environmental Protection and Biodiversity Conservation Act 1999 を、また州政府レベルの一例として西オーストラリア政府では、環境・保全省 (Department of the Environment and Conservation) が、Environmental Protection Act 1986 などに基づき実施している。

図表 19 LNG プロジェクトに係わる環境認可プロセス



(出所) Pluto LNG Development Introduction、Woodside ホームページ

事業者には、環境認可取得のために、希少生物の生態系保護や先住民の遺跡といった自然・遺産保護のための調査報告や対策が求められ、基準を下回る場合には、事業者に追加的な費用を含めた対策が求められる。具体的には後述するが、現在計画中の Pluto や Gorgon といった LNG プロジェクトにおいても環境認可を取得するために、多くの時間とコストを要しており、結果としてプロジェクトの立ち上がりに影響を及ぼすことも考えられる。

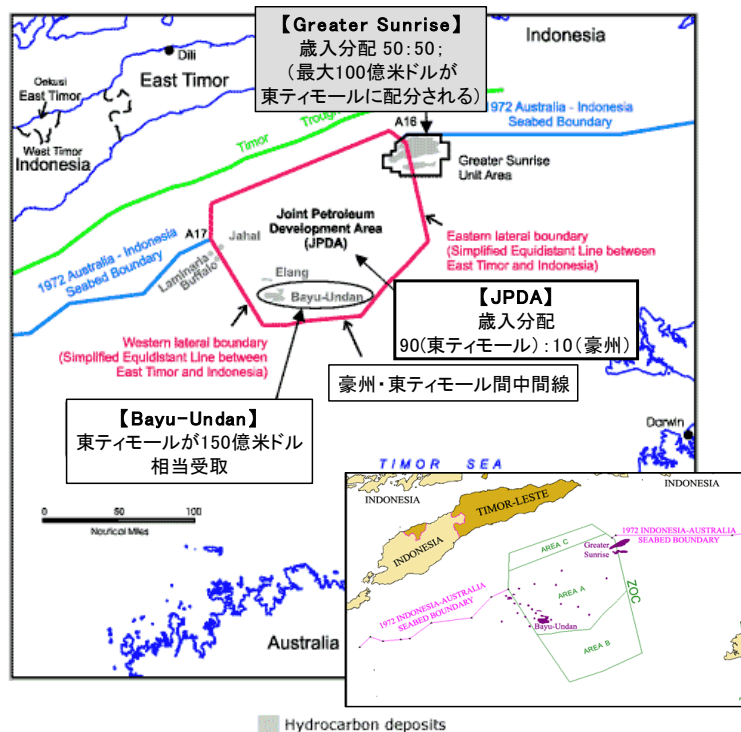
(4) 東ティモールとの領海問題

東ティモールがポルトガル領であった 1970 年代より、ティモール海問題は存在した。オーストラリアは、ポルトガルやその後東ティモールを支配したインドネシアとも領海線確定のための外交交渉を行ったが根本的な解決には至らなかった。2002 年 5 月に東ティモールが独立したことが転機となり、オーストラリアと東ティモール政府間でティモール海条約が調印された。これにより、新たに共同開発海域 (JPDA) が設定され、同海域内での資

源開発からの利益配分を東ティモール 90%、豪州 10%の割合にすることが合意された。

2003 年 3 月には、ティモール海条約に付随して Greater Sunrise ガス田の帰属権について、国際統一化協定（IUA: International Unitization Agreement）が締結されている。さらに、2006 年 1 月には、両国外相間で CMATS(Certain Maritime Arrangements in the Timor Sea) 条約が署名された。これらは豪州議会では批准されたものの、反対勢力の存在や軍内紛等により東ティモール議会での批准が遅れて、Greater Sunrise も棚上げの状態が長く続いた。しかし、2007 年 2 月によりや東ティモール議会が IUA と CMATS を批准したことにより、プロジェクト再開の気運が高まっている。（図表 20）

図表 20 ティモール海におけるオーストラリア・東ティモール間の領海問題と CMATS 条約



(出所)オーストラリア外務省ホームページ、“Fact sheet: Australia – East Timor Maritime Arrangements”、
(http://www.dfat.gov.au/geo/east_timor/fs_maritime_arrangements.html)等に加筆

5. 主要新規プロジェクトの動向とリスク

前節で述べたリスクは、オーストラリアの LNG プロジェクトに一律に影響を及ぼすものではなく、各プロジェクトの性質や進捗状況により、その程度が異なっている。本節では、現在建設中の NWS 第 5 トレイン、実現性の高い Pluto、Gorgon、Ichthys といったプロジェクト動向を踏まえ、どのリスクが各プロジェクトに影響するのかを把握する。

(1) NWS 第 5 トレイン

NWS プロジェクトは、Carnarvon 堆積盆、North West Shelf に位置する North Rankin、Goodwyn ガス田から生産されたガスをコンデンセートと分離した後 LNG として輸出するものであり、原油、LPG も産出されている。また、西オーストラリア州へのガス供給も行っている。

参加企業は Woodside(オペレーター)、BHP Billiton、Shell、Chevron、BP、Japan Australia LNG(MIMI:三菱商事 50%、三井物産 50%出資の JV)の 6 社で、各社が約 16.7%ずつの権益を保有している。2004 年 9 月、それまでの計 3 トレインに加え、第 4 トレインが運転を開始した。これにより 420 万トン/年の生産能力が加わり、総生産量は 750 万トン/年から 1,170 万トン/年へと拡大した(第 4 トレインは 2005 年から 20 万トン/年の生産能力が加わり、440 万トン/年となった。従って総生産量も 1,190 万トン/年に増加している)。

NWS の第 5 トレインは、既に 2005 年 6 月に FID を行い、現在 2008 年第 4 四半期の商業生産開始に向け、建設工事が進められているところである。NWS プロジェクトは、1984 年に LNG 輸出に先駆け、西オーストラリア州市場向けにガスを供給しており、州内の長期需要に見合うだけの供給を行う契約を締結している。そのため、Domgas 問題については政策の発表以前から対応済みであると言える⁹。

環境問題については、NWS プロジェクトの位置する Burrup 半島には先住民の彫刻した 100 万近いロック・アートが存在しており、そのうち同拡張プロジェクトに伴って保護の対象となる一部のロック・アートについて移設するなどの対応を施すことにより、保護に取り組んできた¹⁰。ただし、これら課題は継続的に対応済みの問題であり、これらの問題が同プロジェクトに影響を及ぼすとは考えられない¹¹。

一方、コスト問題については、特にこの 3、4 年が顕著な状況となっており、FID の段階と比較しても追加コスト負担が避けられない状況となっている。このため、Woodside は 2006 年 9 月、第 5 トレインの建設コストを当初計画の 20 億豪ドル(15 億 4 千万ドル)から 21%増の 24 億 2500 万豪ドル(18 億 6700 万ドル)にまで上昇すると発表した¹²。このように、プロジェクトコストは当初の想定より上昇したものの、後述するプロジェクトよりも工事開始時期が早かったこともあり、コスト上昇リスクがプロジェクト進捗に甚大な影響を及ぼさなかったと言える。

(2) Pluto

Pluto プロジェクトは Woodside が 2005 年 8 月に計画を発表したもので、同社がガス田権

⁹ NWS の State Agreement は、1979 年に NWS Agreement Act として締結され、同協定のもと 5,064PJ(9,600 万トン)の州内供給義務が課されている。NWS 第 5 トレイン生産分についても NWS 全体として適用される。(Woodside へのヒアリングによる)

¹⁰ 先住民のロック・アート保護は、西豪州の州法である the Aboriginal Heritage Act で規制されている。

¹¹ 第 5 トレインの環境承認については、第 4 トレイン増設の際に連邦政府および州政府からの包括的に承認を取得済みである。

¹² 2006 年 9 月 5 日 Woodside プレスリリース

益を 100%所有する Pluto ガス田（埋蔵量 3Tcf（84Bcm）超）の天然ガスを液化して輸出するプロジェクトである。

ガス供給源となる Pluto-1 は Carnabon 堆積盆 WA-350-P 鉱区内で 2005 年 4 月に発見されたもので（Pluto-2 も同年 7 月発見）Karratha の北西約 190km に位置する。陸上 LNG プラントの建設予定地は Burrup 半島で、500-600 万トン/年の LNG プラント 2 トレインの建設が想定されている。

現在、基本設計業務（FEED）を行っているが、ここ 3、4 年のコスト上昇はプロジェクトに大きな影響を及ぼすと考えられる。特に、後述する Gorgon プロジェクトの遅延により、工事時期が重複することから、労働力確保の点で両プロジェクトが競合する事態も想定出来る。

また、Domgas 問題について Woodside は、西オーストラリア政府が同政策を発表後も、Woodside は西オーストラリア政府との交渉において、同プロジェクトからの西オーストラリア内向け販売を保証する意向を示す一方で、全面的な確保政策に対しては反対の意向を表明してきた。交渉の終盤ではプロジェクトの採算性を考慮した上で、西オーストラリア政府からどれだけ柔軟な適用を受けられるかなど、条件面での交渉が行われてきた模様である。結果として、2006 年 12 月には西オーストラリア政府と Woodside との間で協定が締結された。原則として商業ベースに合う範囲で、生産 LNG の 15%相当の天然ガスを州内市場に供給するが、LNG 輸出開始から 5 年、または 3,000 万トンの LNG を輸出してからいずれか早い時期から州内供給が開始されることで合意された¹³。この合意により、Domgas に関わるリスクはかなりの程度軽減されたと見るべきであろう。

環境問題については、プラントの建設予定地が NWS のプラントと隣接区域にあり、NWS 第 5 トレインと同様に先住民のロック・アート保存のための対策が必要とされているが、その他の環境関連の事項については、既に西オーストラリア政府から認可を取得している。残すは連邦政府による環境承認の取得を待って、2007 年半ばの FID を予定していることから、今後環境問題による同プロジェクトへの遅延などのリスクも相対的に低いと思われる。

よって、現時点で同プロジェクトにコスト上昇や立ち上がりの遅延などの影響を及ぼす可能性の最も高いリスクとして、コスト問題があげられる。

(3) Gorgon

Gorgon プロジェクトは、西オーストラリア州沖合いの Greater Gorgon にある Gorgon ガス田（確認埋蔵量 269Bcm）からの天然ガスを液化して LNG を輸出するもので、Chevron、Shell、ExxonMobil のコンソーシアムによって進められている。生産能力は 1,000 万トン/年で、2011 年末の稼働開始が予定されている。

Gorgon プロジェクトも Pluto 同様現在、基本設計業務（FEED）を行っているが、コスト問題については同プロジェクトでも、追加コストの増加の抑制やその他プロジェクト遂行

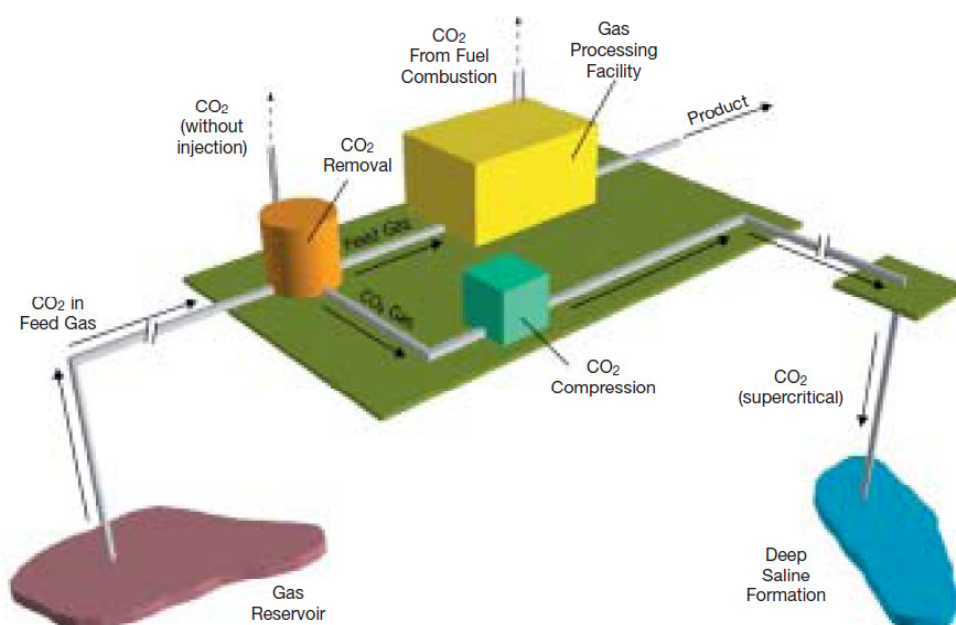
¹³ 2006 年 12 月 8 日 西オーストラリア政府首相プレスリリース

のための不確実性を解消するために追加的な調査作業が必要とされており、当初計画の FEED 期間に比べ数ヶ月遅れる見通しとなっている¹⁴。

Domgas 問題については、既に同プロジェクトと西オーストラリア政府との間で、州内への供給契約が締結されており¹⁵、また 40Tcf (1,120Bcm) を越すガス埋蔵量を有している上、商業ベースに乗った形での州内供給が前提条件となっていることから LNG プロジェクトへの悪影響は比較的軽微であると考えられる。

一方、環境問題については、同プロジェクトが液化プラントの建設を計画している Barrow 島が “class A Nature Reserve” 区域に位置することから、環境問題への取り組みがプロジェクト推進の障害となってきた。また、Greater Gorgon 区域で産出される天然ガスには 13% 程度の CO₂ が含まれており、これが LNG の生産過程で放出され、温室効果ガスの排出量増加につながるという問題がある。この対策として同プロジェクトでは、CO₂ を除去設備で回収し、回収した CO₂ は同島の地下 2.5km の深層構造塩水 (Deep saline formation) に圧入処理する対策¹⁶を計画することで課題解決に取り組んでいる¹⁷。(図表 21)

図表 21 CO₂ 除去・圧入方法のイメージ



(出所) Gorgon Joint Venture ホームページより (<http://www.gorgon.com.au/index.html>)

¹⁴ 2006 年 10 月 6 日 Upstream

¹⁵ Gorgon プロジェクトに関する参加企業と西オーストラリア政府との間の State Agreement は、2003 年 9 月 9 日に締結された。同協定によると、商業ベースを条件として、参加企業は州内向けに 2,000PJ (3,792 万トン) の天然ガスの確保が義務付けられており、2012 年までに 300TJ/日 (0.82MMcmd) のガスを州内に供給するという申し出を 2010 年までに提出することとなっている。

¹⁶ この対策により年間 300 万トンの CO₂ 削減を見込んでいる。

¹⁷ 2006 年 11 月 23 日、豪州連邦政府は「Securing Australia's Energy Future」(2004) の中で、温室効果ガス削減支援プログラムの一環として設立した低排出技術開発基金より 6000 万ドルの支援を行うことを決定した。(2006 年 11 月 24 日付ポイント・カーボン)

以上のような環境問題への対策に入念に取り組んできた同プロジェクトであるが、2006 年 6 月に西オーストラリアの環境保護局 (Environmental Protection Authority: EPA) は、プロジェクト側の環境影響報告書に対する反対意見を、西オーストラリア環境省 (Department of Environment) に報告した。EPA のコックス委員長は報告の中で、環境影響報告書の中で Barrow 島とその近海での生物保護に関して強調されているが、特にヒラタウミガメ (flatback turtle) の産卵場所が LNG プラントと出荷設備に近接しており、危険に晒される可能性があるとの理由から、EPA の環境目標を満たしておらず受け付けられない、との見解を発表した^{18、19}。

しかし、西オーストラリア政府環境大臣は、最終的にプロジェクトを環境以外の観点からも総合的に判断した上で、2006 年 12 月、複数の条件付きでプロジェクト推進の承認を行った。この条件の中には、ヒラタウミガメやその他希少生物の保護対策のための追加的な資金の支払い (6,000 万豪ドル) や浚渫、検疫、温暖化ガスの圧入、固有生物や地下動物の保護に関する厳しい条件が付されている。

同プロジェクトは、通常認可プロセスに要する期間が 6 ヶ月から 1 年とされる中で、2006 年 12 月の環境承認の取得までに数年を要しており、他プロジェクトと比較して環境問題への取り組みに手間を要したことが伺える。ただ、現時点において環境対策のための追加的なコスト負担等が考えられるものの、110 億豪ドルの投資規模からすれば限定的であり、むしろ Pluto など他プロジェクトと開発時期が重なることから、資機材や労働力不足が EPC コスト上昇につながるものが最も大きなリスクと考えられる。

(4) Ichthys

Ichthys は国際石油帝石が、西オーストラリア州北西大陸棚沖合の Browse 堆積盆の WA-285-P 鉱区で生産される天然ガスおよびコンデンセート・LPG を生産するプロジェクトである。WA-285-P 鉱区は Broome の北方約 440km、Darwin の西方約 850km に位置する。2012 年に LNG およびコンデンセート・LPG の生産を開始する予定であり、初期生産段階での LNG 生産量は、年間約 600 万トン进行予定している。2006 年 11 月には、Total もプロジェクトに参画している。

Ichthys は、Pluto、Gorgon に次ぐプロジェクトとして計画されているが、Pluto や Gorgon と同様に資機材や労働力不足により EPC コストの増加や稼働開始が遅延する懸念がある。

また、環境問題については、現在政府との間で、環境影響評価 (Environmental Impact Assessment) のための詳細ガイドラインの設定が終了した段階である。現在既に対策が必要とされるものとして、液化プラント建設予定地であるマレット島でのミドリガメ (Green Turtle) やヒラタウミガメの生態が確認されている。この他、ガス田からマレット島までのパイプラインルートをクジラが通過する箇所を確認する必要もあり、これら生物に関する

¹⁸ 2006 年 6 月 6 日 EPA プレスリリース

¹⁹ これに対して、Chevron は環境保護法 1986 に基づき EPA の意見に対する上訴を上訴委員会 (The Appeals Convenor) に行った。

る詳細な調査が必要とされる。環境に関する具体的な調査や認可プロセスはまだ開始されただけであり、調査の結果如何によってはその対策なども含めて、プロジェクトの遅延やコスト増の影響が考えられる。

Domgas 問題については、正式にはまだ西オーストラリア政府と交渉は開始されていない。現在、同プロジェクト近郊の陸上におけるパイプライン網の整備はなされておらず、15%相当のガス供給の方法²⁰についても交渉する必要がある。従って、西オーストラリア州政府との交渉如何によってはプロジェクトに悪影響を及ぼす可能性もある。

以上のように Ichthys については、他プロジェクト同様にコスト問題、また開発初期段階ということもあり、環境や Domgas といったリスクについてもこれからクリアしていく必要がある。

6. まとめ

日本は、1989 年にオーストラリアの NWS プロジェクトから LNG の輸入を開始して以来、同国からの LNG 輸入は着実に増加しており、2005 年の同国からの LNG 輸入量は約 1,009 万トンと第 3 位の LNG 調達先となっている。輸入量はこれから堅調に伸びていくことが見込まれる。

今後のオーストラリアの LNG 供給ポテンシャルを見ても、2006 年初時点で 2,520Bcm の確認埋蔵量があり、天然ガスの生産見通しも 2030 年には 5343.1PJ (141.8Bcm) と見込まれている。また、LNG プロジェクトは、現在稼働中の NWS、Darwin の他にも、Pluto、Gorgon、Ichthys など多数の LNG プロジェクトが計画されており、計画通りに立ち上がれば、生産能力の合計は最大で年間 7,110 万トンにも達し、カタールに次ぐ LNG 供給国となるポテンシャルがある。

一方、日本にとってのオーストラリア LNG プロジェクトに関わる主要リスクとして、コスト問題、Domgas 問題、環境問題、領海問題が LNG プロジェクトの採算や立ち上がりの時期に悪影響を及ぼすリスクとして想定出来る。

コスト問題は、世界的に資源開発プロジェクトが活発化している影響を受けて、資機材や労働力コスト上昇がもたらすものである。建設中の NWS 第 5 トレイン、Pluto、Gorgon、Ichthys といったプロジェクトも程度の差はあれ、コスト上昇の影響は免れない。

一定量の西オーストラリア州内ガス供給を義務付ける Domgas 政策は、世界的な資源ナショナリズム台頭の中で注目されている。ガス生産事業者や連邦政府、輸入国などに警戒感を募らせた。但し、西オーストラリア政府はあくまで州内へのガス供給は商業ベースに合うことが前提とし、更に各プロジェクトの事情を考慮した上で、最大限柔軟に対応するとしており、西オーストラリア政府とガス生産事業者による交渉の余地も大きいものと思われる。

²⁰ LNG による供給の可能性や、仮にパイプラインで供給する場合には、パイプラインの投資主体の問題などが挙げられる。

環境問題については、環境規制の厳しいオーストラリアにおいて、希少生物の生態系保護や先住民の遺跡といった自然・遺産保護のために必要とされる調査報告や対策が事業者にも求められており、環境基準を下回るような場合には、事業者には追加費用投じての対策なども求められ、プロジェクトのコストアップ要因や立ち上がりの時期に遅れが生じる可能性はあるが、前節でとりあげた 4 プロジェクトを頓挫させるまでの懸念は無いと考えられる。

領海問題は、隣国東ティモールとの海域を跨ぐ Greater Sunrise プロジェクトを巡る問題が懸念事項となっている。両国は領海問題解決に向け協議を継続し、2006 年 1 月には両国外相間で利益分配について CMATS 条約が署名されているが、2006 年初めから続いている東ティモール国内での国内紛争により、同国議会での批准が先送りされている状況となっている。これにより Greater Sunrise プロジェクトの開発は、休止した状態となっているが、前節で取り上げた 4 プロジェクトは西オーストラリア州沖での計画であり、この問題には影響されない。

主要リスクとして掲げた問題が、全てのプロジェクトに一概に影響するとは言えず、プロジェクトの進捗状況やその対策によってリスクの程度はプロジェクトごと異なっている。ただし、コスト問題については、資機材及び労働力の高騰によって直接プロジェクトの採算に影響を及ぼす課題であり、また立ち上がり時期の遅延にも繋がる問題として、最も大きなリスクと考えられる。

お問合せ：report@tky.ieej.or.jp