

サマリー

アフリカ・中東のLNG輸出ポテンシャルとわが国の資源外交

戦略・産業ユニット 森田 浩仁、永田 安彦、久谷 一朗
奥田 正典、森川 哲男、秋本 真誠

将来、大規模なLNG輸出国となる可能性のあるアフリカおよび中東の天然ガス資源国7カ国（エジプト、アルジェリア、ナイジェリア、アンゴラ、リビア、赤道ギニア、イラン）に焦点を当て、天然ガス政策、輸出プロジェクトの現況、輸出ポテンシャルの大きさ等を整理、分析し、LNG輸出拡大を促進するための資源外交の可能性について考察を行った。

エジプト：資源量の確保、資機材や人材の不足、国内需要の急拡大等の課題があり、LNGの輸出ポテンシャルは中程度。石油・ガス上流部門ではすでに多くの外資が参入しており、資源外交の余地は小さい。上流への参入には、石油精製、電力、製造業との抱き合わせ、JOGMECやJBICの資源金融が有効。

アルジェリア：新規LNGプロジェクトは合計850万トン/年のみ。確認埋蔵量などを考慮すればLNGの輸出ポテンシャルは高い。上流部門への参入は、資源ナショナリズムの台頭が制約要因に。石油・ガス収入が豊富なため、ファイナンスは資源外交の手段となりやすく、省エネやエンジニアリング、人材育成についての協力が有効。

リビア：今後も天然ガスの輸出は欧州向けが主。短中期的には、LNG輸出ポテンシャルは小さい。Eni、Shell、BP、BGが天然ガスの探査活動を展開中であり、中長期的なポテンシャルは大きい。人材育成や各種技術に関するノウハウの移転などが有効。

ナイジェリア：既存LNG生産能力は年間2,200万トン、計画中のプロジェクトも4,900万トンが積みあがる。輸出ポテンシャルは大きい。しかし、新規LNGプロジェクトの実現には、治安の悪さ、政策の不透明さ、政府の資金支援が期待できないことなど多くの制約要因が指摘される。資源外交としては、ファイナンス、ODAによるインフラ整備、雇用創出のための一般産業の誘致など有効。しかし、治安情勢により容易ではない。

アンゴラ：2012年に年間520万トンの生産を開始する。全量が北米向け。第2トレインも検討中であるが、制約要因が多い。長期契約でわが国にLNGが供給される見通しはない。石油・ガス部門へのファイナンスの供与、埋蔵量に関するデータの収集、各種社会基盤の整備、農業や国内産業育成等、協力のポテンシャルは大きい。しかし、LNG確保という観点から、資源外交の必要性については更なる議論が必要。

赤道ギニア：EG LNGの第1トレイン（生産能力340万トン/年）が2007年に生産を開始した。第2トレイン（同440万トン/年）も計画されているが、近隣諸国から原料ガスを調達することが必要。輸出ポテンシャルは限定的であり、スポット的な取引以外でLNGがわが国に供給される見通しは、現段階ではない。

イラン：LNG輸出実績はない。しかし、世界第2位の埋蔵量を誇り、5件のLNGプロジェクトが計画中である（生産能力は合計5,500万トン/年）。中長期的には輸出ポテンシャルは大きい。ただし、国連や米国の制裁下でのプロジェクト推進については困難が伴う。国内需要の高まりも輸出の抑制要因に。ただし、制裁措置の動向をにらみ、参入のための対応策を講じておくことも一考に値する。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

アフリカ・中東のLNG輸出ポテンシャルとわが国の資源外交¹

戦略・産業ユニット	ユニット総括研究理事	森田 浩仁
〃	研究主幹	永田 安彦
〃	グループリーダー	久谷 一郎
〃	主任研究員	奥田 正典
〃	主任研究員	森川 哲男 ²
〃	研究員	秋本 真誠

はじめに

本報告は、将来的に大規模な LNG 輸出国となる可能性のあるアフリカおよび中東の天然ガス資源国（エジプト、アルジェリア、ナイジェリア、アンゴラ、リビア、赤道ギニア及びイランの 7 カ国）に焦点を当て、天然ガス政策、輸出プロジェクトの現況、わが国への輸出の可能性、輸出ポテンシャルの大きさ等を整理、分析し、わが国向け LNG 輸出拡大を促進するための資源外交の可能性やアジア太平洋市場へのアフリカ・中東 LNG の誘引方策について考察を行うものである。

第 1 章 各国別最新動向と天然ガス輸出の見通し

1-1 エジプト

1-1-1 政府および天然ガス関係機関の概要

政府のエネルギー関係の省庁として、石油省（Ministry of Petroleum）、および電力エネルギー省（Ministry of Electricity and Energy）が存在し、エジプト国内の石油・ガス産業は、石油省およびその管理下にある国営会社により実質的に管理されている。

民間企業は、Egypt Gas、Egyptian Natural Gases (GSCO)、Nile Valley Gas、NATAGAS 等がある。

石油・ガス上流開発の主体となるのは外資である。1984 年の PSA 導入、1999 年の輸出許可に関する閣議決定によって、現在では多くの外資企業が参入している。代表的な外資企業は、BP、Shell、BG、ENI、RWE、Gaz de France、Petronas 等である。

¹ 本報告は、経済産業省から委託された「平成 19 年度石油天然ガス開発利用促進調査（天然ガスの資源貿易関連調査）」の成果に編集を加えたものである。調査の機会を設けていただくとともに、HP への掲載を快諾くださった資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油・天然ガス課に深く御礼申し上げます。

² 現、Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee に海外派遣

1-1-2 天然ガス政策

従来、輸出が禁止されていた天然ガスは、埋蔵量増加に伴って外貨獲得手段として、輸出向けが志向されるようになった。2006年度に天然ガスはGDP総額の9%に相当する120億ドル、2005年度に輸出総額の15%に相当する28億ドルを生み出し、石油輸出、観光収入、海外労働者送金、スエズ運河収入と並ぶ主要産業・外貨獲得源に成長している。

但し、発電用を中心として国内での天然ガス需要も急増しており、輸出プロジェクト認可や輸出量は国内需要の伸びの影響を受けると思われる。

第6次5ヵ年計画において、天然ガス部門では下記のような基本方針が示されている。

- ・ オンショア・オフショア双方での探鉱促進
- ・ 発電や輸送部門を中心とする天然ガス利用の拡大
- ・ ガス輸送・配給網の拡充等

1-1-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

天然ガスの探鉱・開発が活発な地域は、地中海およびナイル・デルタ、西部砂漠地帯である。探鉱・開発を行っている主要な企業としては、Shell、BP、BG、ENI、Apache、Petronas等がある。

① パイプラインガス

エジプトからのパイプラインによる天然ガス輸出プロジェクトとして、A. アラブパイプライン、B. エジプトーイスラエル間パイプライン、C. エジプトーリビア間パイプラインが挙げられる（図表1）。このうち、A. によって2003年からヨルダンに、B. によって2008年からイスラエルに天然ガス輸出が開始されている。BP統計によると、2006年の輸出量は1.93Bcmである。

図表1 エジプトのパイプラインガス輸出プロジェクト

プロジェクト	輸送容量 (Bcm/年)	稼働開始年
フェーズ1(ヨルダン向け)	10	2003
アラブパイプライン フェーズ2(ヨルダン・シリア向け)		2006
フェーズ3(シリア・レベノン・トルコ)		2008-2011
エジプトーイスラエル	3?	2008
エジプトーリビア	3-5?	N.A
合計	16-18?	

(出所) Arab Oil & Gas Directory 2007等

② LNG

現在、エジプトではSEGASプロジェクト、ELNGプロジェクトが稼働中で、液化キャパシティ合計は1,220万トン/年である。新規プロジェクトとして、SEGAS第2トレイン、ELNG第

3 トレインとWest Damiettaプロジェクトが計画中で、900 万トン/年以上の液化キャパシティが追加される可能性がある。(図表 2)

図表 2 エジプトの LNG プロジェクト

プロジェクト名	トレイン名	稼働開始	液化能力 (万トン/年)	出資者	LNG契約
SEGAS LNG	Train 1	2004年12月	500	SEGAS (Union Fenosa Gas:80%、 EGAS:10%、EGPC:10%)	BP(2005~2025年):120万トン Union Fenosa Gas(2005~2029年):330万トン BG(2005~2010年):170万トン
Egyptian LNG (ELNG)	Train 1	2005年5月	360	EI Behera Natural Gas Liquefaction Co. (BG:35.5%、Petronas:35.5%、 GdF:5%、EGAS:12%、 EGPC:12%)	GdF(2005年~):360万トン
	Train 2	2005年9月	360	Idku Natural Gas Liquefaction Co. (BG:38%、Petronas:38%、 EGAS:12%、EGPC:12%)	BG(2005年~):360万トン
(2006年)既存生産キャパシティ量			1,220		
SEGAS LNG	Train 2	2009年(予定)	500	ENI, BP, EGAS	
ELNG	Train 3	N.A.	N.A.	BG, RWE Dea	
West Damietta LNG	Train 1	N.A.	400	Shell, EGPC	
新規生産キャパシティ量			900 + α		
合計生産キャパシティ量			2,120 + α		

(出所) GIIGNL、各事業者ホームページ等

1-2 アルジェリア

1-2-1 政府および天然ガス関係機関の概要

アルジェリアのエネルギー政策担当機関は、エネルギー鉱業省 (Ministry of Energy and Mining) である。エネルギー鉱業省は、1996 年に規定された法令³により規制機関としての役割を担っている。

1963年に Sonatrach が設立された。Sonatrach は、政府の石油・ガス政策の実行機関と位置付けられた。

2005年3月の新炭化水素法によって、従来 Sonatrach が担っていた監督機関としての機能が分離され、資源の探鉱・開発等に関する規制・監督権を引き継いだのが、HRA と Alnaft である。

前者は、パイプラインの第三者アクセスや料金、環境、保安、衛生に関する規制につい

³ Executive decree 96-214 of 28 Moharram 1417、エネルギー鉱業省ホームページ、Tasks of the ministry of energy and mining (<http://www.mem-algeria.org/intro/index.htm>)

て担当し、新たなインフラ整備の構築に際しても、各々の規制に適合しているかをチェックする機能を有する。後者は、探鉱・開発事業に関し、鉱区開発に関する計画の策定、入札・応札の内容チェック、石油企業との契約調印といった一連の手続きを管轄し、石油企業の探鉱・開発計画について承認を行う。

なお、国内のガス供給と電力事業は国営電力ガス会社 Sonelgaz が担っている。

外資導入を図るため 2001 年以降 6 回にわたり国際競争入札 (Licensing round) が実施されてきた。

第 1 回、第 2 回の入札においては、開発およびリハビリ・プロジェクトが対象となったが、取得成果物が液体に限られていたことなど、入札参加者にとって契約条件が悪く成立状況は低調であった。また、第 3 回、第 4 回においても、公開された鉱区はフロンティア地域が多く含まれ、また鉱区の地質評価は低く、低調な結果に終わった。このような経緯から、アルジェリア政府は、第 5 回目の入札においては、既発見未開発鉱区 (グリーンフィールド) や既生産油田を含んだポテンシャルの高い鉱区を対象とした。これにより、国際石油会社からそれまでに比べ高い関心を集め、比較的成約率の高い結果となった。さらに、第 6 回目には、原油価格高騰等を背景とした世界的な上流部門へのニーズの高まりなどもあり、公開した鉱区は全て落札されている。

外資企業では、BP のプレゼンスが高く、In Salar ガス田、In Amenas ガス田へ出資している。

2008 年中にも Alnaft (これまでは Sonatrach が主催していたが、前述の通り機能分離された) による初の国際競争入札が実施される予定である。

1-2-2 天然ガス政策

アルジェリアは、1964 年にイギリス向けとして世界初の LNG 輸出を行い、これまで長年にわたる LNG 輸出の実績をもつ国である。

アルジェリアのエネルギー政策目標は、石油・ガスの生産、輸出、埋蔵量の増大にある。この目標達成のために、従来 Sonatrach が独占してきた石油・ガス産業の開放、市場経済の導入、石油・ガス産業の活性化が、エネルギー基本政策となっている。

1986 年に炭化水素法を制定し、油ガス田開発の上流分野を外資へ開放した。2005 年 5 月に制定された新炭化水素法では、国営炭化水素公社 Sonatrach の権限の縮小が盛り込まれたことから、上流分野で外資企業による探鉱開発促進が期待されていた。

しかしながら、資源ナショナリズムの高まりにより、新炭化水素法が完全に施行されないうまま、2006 年 7 月に改正令が発表された。2006 年 10 月、炭化水素法の改正令が議会で承認され、同法は 2007 年 1 月より施行されている。内容は、①すべての石油・ガス事業への Sonatrach の参加比率を最低でも 51% とする (2005 年新炭化水素法以前の状態)、②ブレ

ント原油価格が30ドルを超えた場合に外国石油企業に超過利潤税を課す、などの点が含まれている。超過利潤税はアルジェリアで活動する外資プロジェクトの経済性を低下させることもあり、投資環境の悪化が懸念されている⁴。

このように2006年の改正令は、前年の新炭化水素法の内容から逆行したものとなっている。

1-2-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

アルジェリアにおける主要なガス田は、7つの既存ガス田と1つの新規ガス田である。

パイプライン網は、世界最大級の埋蔵量を持つHassi R' melガス田を基点に、液化基地のあるArzew、Skikdaへ連結されている。輸出用の大規模なパイプラインに加え、政府の天然ガス利用拡大方針に従い、国内ネットワークも拡大されつつある。2005年時点におけるSonatrachのガス輸送パイプライン・ネットワークの総延長距離は7,459km⁵である。

① パイプラインガス

パイプラインガスは、長期契約によって主にTransMedを通じてイタリアに、GME⁶を通じてスペインに輸出されている。2007年末時点での契約量は59.55Bcmである。また、イタリア向けのGalsi、スペイン向けのMedgazといった新規プロジェクトを通じての契約も締結されつつある。新規プロジェクトについては、Sonatrachが自らマーケティングする数量も存在する（図表3）。

⁴ 野神隆之「アルジェリア特別利潤税の内容を発表、懸念される投資環境悪化」『石油・天然ガスレビュー』

⁵ Sonatrach Annual Report 2006 P39

⁶ GME (Gazoduc Maghreb-Europe) は、アルジェリアのHassi R' Melよりモロッコを経由してスペインのCordobaに至る、1,385km、48インチのパイプライン。2000年にPedro Duran Farrellと改称されたが、ここではGMEと記述する。

図表 3 アルジェリアの天然ガス輸出契約（パイプライン）

輸入国	輸入者	契約期間	契約数量 (Bcm/年)	パイプライン
イタリア	ENI	1983-2019(36年)	19.5	Transmed
	ENEL	1997-2019(22年)	4	Transmed
		2002-2019(20年)	2	Transmed
		2008-	1	Transmed拡張
		2009年以降15年間	2	Galsi
	Edison	2008-2019	2	Transmed拡張
		2009年以降15年間	2	Galsi
	Mogest	2008-2019	0.5	Transmed拡張
	Bridas	2008-2019	0.25	Transmed拡張
	World Energy	2008-2019	0.45	Transmed拡張
		2009年以降15年間	0.5	Galsi
	Hera Group	2009年以降15年間	1	Galsi
	Ascopiave	2009年以降15年間	0.5	Galsi
Sonatrach	2009年以降15年間	2	Galsi	
スロベニア	Geoplin	1988-2008(15年)	0.35	Transmed
チェンジア	ETAP	1997-2020(23年)	0.4	Transmed
スペイン	Gas Natural	1996-2020(24年)	6	GME
		2005-2020(15年)	3	GME
	Iberdrola	2009-2029(20年)	1.6	Medgaz
	Endesa	2009-2029(20年)	0.96	Medgaz
	Cepsa	2009-2029(20年)	1.6	Medgaz
	Sonatrach	2009-2029(20年)	2.88	Medgaz
ポルトガル	Transgas	1996-2020(24年)	2.5	GME
	EDP(Energias de Portugal)	2008-	1.6	Galsi
フランス	Gaz de France	2009-2029(20年)	0.96	Medgaz
合計			59.55	

(出所) Arab Oil & Gas Directory 2007、各事業者ホームページなどから作成

② LNG

アルジェリアは、LNG、パイプライン両方で主に欧州向けに天然ガス輸出を行っている。

LNGは、世界初のLNG輸出国として1964年にイギリスへ輸出を開始し、現在ではArzewのGL4Z、GL1Z、GL2ZとSkikdaのGL1K IIの液化基地が存在している。今後は、Skikda⁷（2011年稼働予定）、Gassi Touil（液化基地はArzew、稼働時期不明）の2つのLNGプロジェクトでの輸出が計画されている（図表4）。

⁷ Skikdaでは、2004年1月に死者27名、負傷者70名以上を出す爆発火災事故が発生した。GL1Kの3系列が破壊され、その他の3系列もダメージを受け、数ヶ月間生産が停止した。この事態に、SonatrachはArzew液化基地や既存輸出パイプラインの稼働率を上げて対処した。

なお、GL1Kの代替トレイン（液化能力450万トン/年）について、2007年7月KBR（2007年4月Halliburtonから独立したエンジニアリング会社。かつての名称はKellogg Brown & Rootであった。）が新規トレイン及び貯蔵施設のEPC契約を受注し、2011年11月操業を目指している。

図表 4 アルジェリアの LNG 液化基地（既存・新規）

	プロジェクト名		生産量(万トン/年)	生産開始年	出資者
		トレイン			
既存	Arzew	GL4Z	1-3	110	1964
		GL1Z	1-6	780	1978
		GL2Z	1-6	780	1981
	Skikda	GL1K II	4-6	300	1981
新規 (追加)	Skikda	-	-	450	2011
	Gassi Touil (Arzew)	-	-	400	N.A.

(出所) Cedigaz (2004年2月) ほかより作成

LNG輸出は、欧州市場を中心に行われているが、近年は北米市場向けの契約も増えつつある(図表 5)。2007 年末時点の契約量は 2,228 万トンである。

図表 5 Sonatrach の天然ガス輸出契約 (LNG)

	輸入国	輸入者	契約期間	契約数量 (万トン/年)	
既存	フランス	Gaz de France	1972-2019(47年)	250	
			1976-2019(43年)	370	
			1992-2019(27年)	130	
	スペイン	Endesa	2002-2017(15年)	75	
			Cepsa	2002-	45
			Iberdrola	2002-2021(19年)	73
	トルコ	Botas	1994-2014(10年)	300	
	アメリカ	Panhandle	1989-2009(10年)	320	
	イタリア	ENI	1997-2014(17年)	140	
			Enel	1999-2022(23年)	115
	ベルギー	Distrigaz	1982-2002(20年)	360	
ギリシャ	Depa	2000-2021(21年)	50		
既存合計				2,228	
新規	アメリカ	Sempra Energy(*)	N.A.(20年)	192~383	

(*) 契約数量はMMcfdを365日で年換算(換算係数1Bcf=0.021百万トン、BP統計)。

(出所)「The LNG Industry 2006」、「Arab Oil & Gas Directory 2007」、各事業者ホームページなどから作成

1-3 リビア

1-3-1 政府および天然ガス関係機関の概要

1970年にリビア国営石油会社(NOC: National Oil Corporation)が設立された。

リビアのエネルギー政策については従来、エネルギー省(Ministry of Energy)が担っていたが、2006年3月に実施された内閣改造により、石油・天然ガス部門は実質的に、探鉱・開発の実務を行っているNOCに権限が集約された。

また、2006年9月に全国人民委員会(国会に相当)は、首相、各大臣、中央銀行総裁、

NOC 総裁などで構成される石油・ガス検討委員会 (Board of Oil and Gas Affairs) を設置している。同委員会は、NOC が行う石油・天然ガスに関わる政策の立案、業務を承認する機関となっている。

リビア国内のガス事業については、電力・水・ガス資源省が管轄している。

NOC 傘下には、石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を行っている AGOCO (Arabian Gulf Oil Company)、SOC (Sirte Oil Company)、ZOC (Zuetina Oil Company)、WOC (Waha Oil Company) の他、石油精製・化学製品製造の企業など 13 社が存在する。

1-3-2 天然ガス政策

国内の石油需要を天然ガスへシフトすることで石油の輸出余力を増加させる、あるいは豊富な資源量を活かして欧州を中心とした輸出の拡大を目指す観点から、天然ガスの開発を促進している。

国内に必要な人材、技術を調達できないこともあり、2004 年以降に計 4 回実施した石油・天然ガス鉱区の国際入札にも見られるとおり (後述)、外国資本に対してはオープンな姿勢を取っている。

1-3-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

リビアは 1971 年にアルジェリアに続いて LNG の輸出をするなど、天然ガスの開発には早くから着手していた。埋蔵量も 1,491Bcm (2006 年末時点 Cedigaz) と豊富である。

リビアの天然ガス開発に最初に参入したのは Eni であり、現在、NOC との共同事業によってグリーンストリーム・パイプラインを通して天然ガスをイタリアに供給している。Shell は、ガス鉱区の探鉱準備段階にあり、更に 2007 年 5 月に BP の参入により、天然ガス開発が進展している。

リビアは国内に天然ガスを供給するためのパイプラインが不足しているため、現在、メリタートリポリ間にパイプラインを建設し、アル・ハシャと西トリポリにある発電所に供給する計画が進行している。

リビアの電源構成は石油と天然ガスのみであり、これまでは石油が発電電力量の約 8 割を占める主力であったが、徐々に天然ガスによる発電の比率を高めてゆくと推測される。

リビアは経済制裁解除後の 2004 年から、EPSA-4 (Exploration and Profit Sharing Agreement) の契約条件に基づく探鉱・開発鉱区の国際入札を 4 回実施しており、計 34 の企業あるいは企業グループが参入している。

第 1 次入札 (2005 年 1 月) は、Occidental などのアメリカ企業が多くの鉱区を獲得したことで話題を集めた。また、第 2 次入札 (2005 年 10 月) については、日本の他、中国、インドといったアジア諸国の企業による落札が目立ったが、競争が激化傾向にあったため、

第1次よりも落札条件が企業にとってより厳しい（企業側取分がより小さい）ものとなった。第3次入札（2006年12月）は15カ国から23社が参加して行われ、公開された鉱区は14鉱区であった。そのうち4鉱区については応札者がなく、結果として10鉱区が落札された。

2007年に実施された第4次入札はガス田が対象となった。9月に実施された資格審査では、70社の応札に対しオペレーター35社、インベスター21社の計56社が通過し、これにはオペレーターとして国際石油開発が、また、インベスターとして伊藤忠商事、石油資源開発、三菱商事、三井石油開発、JOGMECが含まれていた。資格審査を通過した日本勢は、入札には至らなかった。

これらの他に、直接交渉によりEni（伊）、Shell、BP、ExxonMobilなど外資が参入した事例が幾つかある。

第4次入札以降の更なる鉱区開放については、現在のところ報じられていない。

① パイプラインガス

現在の天然ガス輸出の主力は、イタリア向けのパイプラインガスである。

Eniと共同実施したWLGP（West Libya Gas Project）の一環で建設した、グリーンストリーム・パイプラインが2004年10月から稼働している。リビア側のMellithaからシチリア島のGelaに至る、口径32インチ、延長520km、輸送能力8Bcm/年の海底パイプラインである。

また、隣国チュニジアはガス田の減衰が著しいため、2010年の運転開始を目指してリビアからチュニジアへの輸出計画も検討されている。2007年6月にチュニジアとパイプライン建設について対話を行い、2Bcm/年の天然ガスを輸出する計画も言及されている。

② LNG

リビアのLNGプラントは、リビア中央部の工業都市Marsa El-Bregaにある1ヶ所のみである。このLNGプラントは1960年代後半にExxon（当時）によって計画・建設された。完成当初は年間160万トン/年×2系列の液化能力があったが、米国による経済制裁の影響もあり十分な保全がなされなかったため、現在の生産能力は70万トン/年程度となっている。現在、同プラントで製造されたLNGはスペインのEnagasに全量が輸出（契約最大113万トン/年）されている。

このMarsa El-Brega LNGプラントは、2005年のShellとの合意のもとでその改修が行われる予定である。

また、EniやBP、BGは開発の結果によっては液化プラントの新設を視野に入れているようであるが、現在のところそれらの計画は具体化に至っていない。

1-4 ナイジェリア

1-4-1 政府及び天然ガス関係機関の概要

主要なエネルギー政策担当行政機関は、エネルギー省 (Federal Ministry of Energy: FME) である。同省は、2007年1月の省庁再編により、石油と天然ガスを管轄していた石油資源省 (Federal Ministry of Petroleum Resources: FMPR) と電力を管轄していた電力・鉄鋼省 (Federal Ministry of Power and Steel: FMPS) が合併して創設された。これにより、エネルギーの上流から下流までを一貫して管掌できる体制が整った。

ナイジェリア国営石油会社 (Nigerian National Petroleum Corporation: NNPC) が、上流から下流まで全ての責任を負っている。上流部門では国際石油企業と契約を締結して国内の石油・天然ガスの探鉱開発・生産にあたり、中下流部門においては製油所・パイプラインを所有し、製品の販売・輸出を行っている。また、NNPCは、その事業遂行のため、Nigerian Gas Company (NGC) など多数の関係会社を有している。

しかし、2007年8月にヤラドゥア大統領は、NNPCを廃止する方針を明らかにした。同国のエネルギー産業の再構築を目的とした新石油・ガス政策の一環として行われる。具体的には、新エネルギー政策に基づいてNNPCを廃止し、①National Oil Company (NOC: 国営石油会社)、②National Petroleum Directorate (NPD: 国家石油監督局)、③Petroleum Inspectorate Commission (PIC: 石油査察委員会)、④Petroleum Product Distribution Authority (PPDA: 石油製品流通局)、⑤National Oil and Gas Assets Holding (NOGAHC: 国家石油ガス資産保有会社) の5団体が設立される予定である⁸。

天然ガス事業の生産部門 (探鉱・開発・生産) は、石油上流部門と同様に、NNPCと国際石油会社のJV (Joint Venture) が操業を行っている。

1-4-2 天然ガス政策

政府は2005年に、天然ガス開発の中長期的な基本政策となるNational Gas Policyの見直しを行なった。これによると、政府が最も重視している目標は、2010年までに石油収入と同等の収入を天然ガスから獲得することである⁹。

そのため、同政策では①産出される天然ガスのフレア燃焼を2008年までに禁止、②発電部門を含めた国内市場の成長促進、③生産分与契約の導入促進を主に掲げている。

⁸ 横山正明、JOGMEC ホームページ、ナイジェリア石油部門再編 国営石油会社 NNPC の廃止報道について 2007年8月31日より。なお、2008年2月に設立される予定と発表されたが、2008年3月現在設立は確認できていない。

⁹ National Gas Policy は非公表のため詳細は不明であるため、2004年9月に同政策に関して NNPC が Abuja で行ったプレゼンテーション資料による。

1-4-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

天然ガス生産地域の大部分は、陸上および浅瀬の原油生産地域と重複する随伴ガスである。また、1990年代後半以降深度1,000mを超える大水深において数億bb1クラスの大規模油田の発見があり、大深水鉱区からの生産も急拡大しつつある。

契約方式は、JV方式とPSC（生産分与契約）方式の2つが主流である。主に陸上および浅瀬の開発はJV、大水深域の開発はPSCといった使い分けをしている。

①パイプラインガス

A. West African Gas Pipeline (WAGP) プロジェクト

West African Gas Pipeline (WAGP) プロジェクトは、Escravos Gasプロジェクトにおいて生産される天然ガスを、ベニン、トーゴを経てガーナまで、全長678kmの海底パイプラインで輸送するプロジェクトである。輸送能力は、当初150～165MMcfd（1.5～1.7Bcm/年）であり、その後475MMcfd（4.8Bcm/年）まで増強される予定である。2004年12月に最終投資決定済みで、稼働開始は2008年4月となる予定である¹⁰。

B. 赤道ギニア LNG (Equatorial Guinea LNG : EGLNG) プロジェクトへのパイプライン供給

ナイジェリアと距離的に近い赤道ギニアのBioko島では、EGLNG (Equatorial Guinea LNG) の第1トレイン（液化能力340万トン/年）が2007年より操業を開始している。現在、第2トレイン（液化能力440万トン/年）の建設計画がすすんでおり、同トレイン向けにナイジェリア産のガスを輸出する計画がある¹¹。

C. Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP)

Trans-Saharan Gas Pipeline プロジェクトは、ナイジェリアのWarriからニジェールとマリを縦断してアルジェリアの地中海沿岸の都市Beni Safまで、全長4,400kmに及ぶパイプラインを建設する計画である。

投資総額は80億ドルと推定されており、パイプラインの輸送能力は、18～25Bcm/年とされる。本プロジェクトが実現した場合、ナイジェリアの天然ガスが地中海のパイプライン・ネットワークを通じて、欧州に輸出されることが可能となる。パイプラインの完成は2015年の予定である¹²。

②LNG

主なLNGプロジェクトは、Nigerian LNG (NLNG) が既に1999年に稼働して欧州向けにLNG輸出を行っている一方、新規事業としてBrass LNGが2012年に、OKLNGが2013年に操業

¹⁰ Gas Matters Today、2008年2月20日

¹¹ This Day、2007年10月18日 および 竹原美佳、JOGMEC ホームページ、西アフリカ：LNG液化プロジェクトを巡る状況、2008年1月17日

¹² 2006年9月の閣僚級会談時に、NNPCは、4,400kmのパイプライン完成に7年かかると見積もっている。

を開始する計画である（図表 6）。

A. Nigerian LNG (NLNG) プロジェクト

Nigerian LNG (NLNG) プロジェクトは、ナイジェリア南部 Rivers 州のニジェール・デルタ沖合の深海ガス田で産出される天然ガスを、同沖合の Bonny Island の液化プラントで液化し、LNG を輸出するプロジェクトである。

NLNGプロジェクトは、2007年12月にNLNG Six（第6トレイン）が稼働を開始し、現在は6基のトレインが稼働中で、液化能力は合計2,190万トン/年に達する¹³。Seven Plus（第7・第8トレイン）の拡張計画が実現すれば、液化能力合計年3,890万トン規模の世界最大級のLNGプロジェクトになる。販売先は欧州・米国が中心である。

B. Brass LNG プロジェクト

Brass LNG プロジェクトは、ナイジェリア中央部のニジェール・デルタで産出される天然ガスを南部 Bayelsa 州 Brass の液化プラントで液化して LNG を輸出するプロジェクトである。液化プラントの建設予定地は、ENI の現地会社 NAOC（Nigeria's Agip Oil Company）の Brass 石油輸出ターミナルの近傍にあたる。

2007年より液化プラント建設が開始される予定であったが、最終投資決定が2008年の第2四半期に遅延されたため、操業開始時期は当初の2011年から、2012年あるいは2013年へ延期されるものとみられる¹⁴。なお、資材の高騰等もあり、投資総額は当初の85億ドルから200億ドルになるともいわれている¹⁵。

ガスの供給源としては、Chevron および NAOC が操業中のガス田が計画されており、液化プラントは、500万トン/年のトレインが2基で、液化能力合計1,000万トン/年の予定である。販売先は、欧州と米国である。

¹³ Gas Matters Today、2008年1月10日

¹⁴ Gas Matters Today、2007年12月5日

¹⁵ Gas Matters Today、2008年1月17日

図表 6 ナイジェリアの LNG プロジェクト

プロジェクト名	トレイン名	操業開始年	液化能力 (万トン/年)		出資者	
Nigerian LNG (NLNG)	NLNG Base	Train 1	2000年2月	320	NNPC(49%)、Shell(25.6%)、 Total(15%)、ENI(10.4%)	
		Train 2	1999年9月	320		
	NLNG Train3 Expansion	Train 3	2002年11月	320		1,780
	NLNG Plus	Train 4	2005年11月	410		410
		Train 5	2006年1月	410		
	NLNG Six	Train 6	2007年12月	410		
	NLNG Seven Plus	Train 7	(予定)2012年	850		1,700
		Train 8	N.A.	850		
NLNG小計				3,890		
Brass LNG	Train 1	(予定)2012年	500	1,000	NNPC(49%)、Total(17%)、 ConocoPhillips(17%)、ENI(17%)	
	Train 2	N.A.	500			
Brass LNG小計				1,000		
Olokola LNG (OKLNG)	Train 1	(予定)2013年	550	1,100	NNPC(49.5%)、 Chevron(18.5%)、Shell(18.5%)、 BG(13.5%)	
	Train 2		550			
	Train 3	(予定)2013年	550	1,100		
	Train 4		550			
OKLNG小計				2,200		
合計				7,090		

(出所) 各社ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

C. Olokola LNG (OKLNG) プロジェクト

Olokola LNG プロジェクトは、ナイジェリア南西部 Ondo 州と Ogun 州の州際位置する Olokola 自由貿易区に、550 万トン/年のトレインを 4 基、液化能力合計 2,200 万トン/年のプラントを建設する計画である。第 1 フェーズの 2 トレインベースのプロジェクトで投資総額は 100 億ドル前後とみられている。

事業者は NNPC、Chevron、BG、Shell である。建設および共用設備の所有・運営は参加各社共同で行うものの、生産された LNG の販売は各社が個別に行うスキームとなっている。

2013年に、最初の2トレインが生産を開始する予定であり、米国を主要な販売先と想定している。

D. その他のLNGプロジェクト

ナイジェリアでは、NLNG、Brass LNG、Olokola LNG以外にも複数の新規LNGプロジェクトが検討されている。

2006年4月、Repsol YPFとGas Naturalは、両社の合弁会社「Stream」を通じてLNG開発プロジェクトに関するMOUをナイジェリア政府との間で締結した。液化プラントの初期能力は700万トン/年であるが、その後の進展状況は不明である。

また、2007年11月に、Centrica (37.5%)、StatoilHydro (37.5%)、Consolidated Contractors Co. (25%)はLNGプロジェクトのFS実施についてMOUを締結した。その後18ヶ月をかけ、約1,000万ドルを投じ、原料ガスやプラント立地選定、マーケティングについて検討する予定である¹⁶。

さらに、2007年11月にFLEX LNG¹⁷とPeak Petroleum (ナイジェリアのE&P会社)は、ナイジェリアにおいて天然ガス調査を実施し、アフリカで初めてとなるオフショアのLNGプラント計画のMOUを締結した。同プロジェクトは、2011年に稼動開始予定とし、最終投資決定は2008年に予定されている¹⁸。

1-5 アンゴラ

1-5-1 政府および天然ガス関係機関の概要

1972年のアンゴラ独立に伴い、1976年に国営石油会社Sonangolが設立された。活動の範囲は石油・天然ガスの資源評価、有望鉱区の抽出、油田開発、原油生産・輸送・販売、石油精製と各種石油製品の製造および販売に及ぶ。

アンゴラの石油生産量は拡大傾向を示しているが、このうち国営石油会社であるSonangolの権益分の生産量は全体の3分の1強に過ぎず、残りの生産量は全て外国石油会社の生産量となっている。

アンゴラで操業している石油会社は、Chevron、ExxonMobil、Oxy、Devon Energy、Canadian Natural Resources (CNR)、BHP、Total、BPである。

出資者として、Marathon、Shell、Eni、Carigali、Repsol YPF、Statoil、Petrobras、Norsk Hydro、ConocoPhillips、Sinopec、国際石油開発帝石などが、石油探鉱・開発プロジェクトに参画している。

¹⁶ LNG Express、2007年11月15日

¹⁷ フローティングでのLNG生産を目的に、2006年にノルウェーに設立された会社

¹⁸ Gas Matters Today、2007年11月27日

これらの外資参入により、アンゴラの原油生産量は近年急増しており、その税収入が同国の社会・経済へどのように還元されていくかが今後の課題とされる。

アンゴラはナイジェリアと並んで欧米石油メジャーにとって極めて関心の高い投資対象国とされる。その理由は同国が現在上流部門を外資企業に開放しており参入の条件も比較的良好であること、中東に比べて欧米消費国にも地理的に近いことが指摘される。さらに、ナイジェリアと比べてアンゴラが政治的に安定しているということもアンゴラの投資対象としての魅力を高める要因のひとつとなっている。

また、天然ガス資源の探鉱、評価、開発、生産、処理、貯蔵、輸送、ならびに副製品の商業化を目的として、2004年9月に Sonangol Natural Gas Ltd. (Sonagas) が創設された。

1-5-2 天然ガス政策

アンゴラのエネルギー基本政策は、Sonangol を中心とした石油生産の拡大をはかり、国家歳入を増やすことにおかれている。ガスに関しては、Sonagas が主体となって、現在焼却処分しているガスを LNG として輸出すべく、パイプラインの建設ならびに LNG 生産基地建設の計画を進めており、現在外貨獲得源の中心となっている石油と合わせて国家歳入を拡大する計画である。

アンゴラの天然ガスの埋蔵量は10.5Tcf (297Bcm) と推定されており、ほとんどが随伴ガスである¹⁹。石油と比べて投資が進展しない理由として、正確な埋蔵量のデータが不足していること、PS契約を通じた探鉱開発の法律及び契約の枠組が不十分である点があげられる。

天然ガスの有効活用に関する事業のなかでは、Angola LNGプロジェクトが最大の投資案件であり、その目的は現在フレアされているガスをLNGに転換し、ソヨ (Soyo) 地域における新たなガス利用の産業の開発を展開することにある (図表 7)。

ガスの下流部門については、国内で需要先を十分に確保できていないことが、需要が増加しない要因であることから、いかにガス需要を開拓するかが課題となっている。

1-5-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

2000年、Texaco (現 Chevron) はアンゴラ初の LNG プロジェクト (ALNG) を開始した。フレア処理されているガスを集めて LNG とする。

¹⁹ ただし、米エネルギー省 Country Analysis Brief (2008年1月現在) によれば、アンゴラの天然ガス確認埋蔵量は、最近発見されたガス田を加えて2.0兆立方フィートとされる。なお、Cedigaz はガス埋蔵量を270Bcmとしている。

図表 7 アンゴラ LNG 計画

	事業者	比率 (%)	稼働開始時期
Train 1 520 万トン/年 (総事業費 40 億ドル)	Chevron	36.4	2012 年
	Sonangol	22.8	
	Total	13.6	
	BP	13.6	
	Eni	13.6	
Train 2	Sonagas	40.0	未定
	Eni		
	技術アドバイザー兼オペレーター	20.0	
	Gas Natural/ Repsol YPF	20.0	
	Galp	10.0	
	その他地場企業	10.0	

(出所) JOGMEC ホームページを基に日本エネルギー経済研究所作成

① Train 1

Train 1については、2007年3月にExxonMobilが撤退し、同月SonangolとEniの間でEniが新たにプロジェクトに参加するMOU (Memorandum of Understanding) を締結した。2007年12月にSonangolと既存の3社 (Chevron、Total、BP) が最終投資決定 (FID) を行い、Eniの参加を承認した。事業費は約40億ドルで、2012年稼働開始予定である²⁰。

また、Chevronの発表によればアンゴラ沖の油田で産出した随伴天然ガスをコンゴ民主共和国の内陸部のLNGプラントへ移送し、年間520万トンのLNGを生産するとしている。これら油田は最大1,500メートルの深海に位置し、生産されたガスの液化基地の輸送には、3本の高圧パイプラインが必要となる。

② Train 2

現在、新たな LNG 液化プロジェクトの計画について検討中で、事業者は Sonagas (出資比率 40%) を中心とし、Eni が技術アドバイザー兼オペレーターを務める予定である。

ヒアリング調査によると、第2期以降の LNG プロジェクトについては、産出可能な埋蔵量の確保やプラント建設用地の手当てなど困難も指摘されている。

²⁰ 「西アフリカ：LNG 液化プロジェクトを巡る状況 (続報)」竹原 2008 年 1 月 17 日、JOGMEC ホームページ

1-6 赤道ギニア

1-6-1 政府及び天然ガス関係機関の概要

赤道ギニアの石油・ガス部門は鉱物産業エネルギー省 (Ministry of Mines, Industry and Energy) によって所轄されている。鉱物資源、石油産業及びエネルギー供給に関するすべての事項を統括する

国営石油会社 GE Petrol が実態的に、石油部門の管理業務を司り、外資企業との交渉窓口となっている。国営石油の GE Petrol は、2002年に設立され、外資企業との生産分与協定におけるパートナーとして国内の石油部門を管理している。

また、天然ガスについては、2005年1月に国営ガス会社 Sociedad Nacional de Gas de Guinea Ecuatorial (Sonagas) が設立され、赤道ギニアにおけるガス資源の管理と国内ガス部門における探鉱から輸送、販売に至るまで、全般的なガス関連業務を担当している。Sonagas は LNG の生産のほかに、メタノール、LPG の事業も担当している。

赤道ギニアにおいて、圧倒的な存在感を示しているのが ExxonMobil で、赤道ギニア最大の油田である Zafiro 油田のオペレーターを務める。同社は、2003年7月には新規の FPSO (Floating Production, Storage and Offloading System) を同油田に導入することで増産を達成し、現在同油田の生産量は 30 万 B/D に達している。

次に活発な事業を展開しているのが Marathon と Amerada Hess の米系独立系 2 社である。Marathon は、2002年に CMS Energy と Globex から Alba 油田の権益を購入することで赤道ギニアに参入した。現在、権益持分で 2.3 万 B/D の LPG・コンデンセートと 370MMcfd のガス生産を行っており、この産出ガスは同社が 45%出資するメタノールプラントで原料として用いられている。さらに、同国初の LNG プロジェクトである赤道ギニア LNG プロジェクトに注力している。

1-6-2 天然ガス政策

天然ガスについては、その多くはフレア処理されてきたが、発電用など有効活用が進み、2007年には LNG の輸出が開始された。

国内の石油ガス開発関連法としては、1981年に制定された炭化水素法において探鉱・生産権益の付与に関する基本的な枠組みが定められており、外資企業の参入に対しては生産分与契約方式を採用すること、また外資企業との契約を締結する権限を鉱物産業エネルギー省に与えることなどが規定されている。2001年には同法の改正がなされ、まだ権益が与えられていない鉱区についてはその管轄権限を鉱物産業エネルギー省から GE Petrol に移管する旨、変更された。

赤道ギニアにおけるガス埋蔵量は、そのほとんどが Zafiro 油田と Alba 油田における随伴ガスであり、天然ガスの生産は過去数年間に Alba 油田での投資が進んだことにより拡大

してきた。Alba 油田は 1991 年に発見されたが、Zafiro や Ceiba 油田とは異なり、1990 年代にはコンデンセートの生産が主で、ガスはフレア処理されていた。

近年、政府は経済及び環境面での損失を少なくするため、フレア処理されてきた天然ガスの有効活用プロジェクトの推進に注力している。主に焦点が当てられたのは、Alba 油田とそれに関連するプラントであった。Alba 油田からの随伴ガスは現在油層に再圧入される他、Bioko 島の北部にある Punta Europa でのガス利用プロジェクトの原料として供給されている。ガス処理プラントは 90 万バレルのコンデンセートと 12 万バレルの LPG の貯油能力を有している。Alba 油田の生産能力の拡大はさらにコンデンセートと LPG の生産量を拡大することになる。天然ガスからメタノールを生産する設備があり、0.125Bcfd のガスを 1.9 万 B/D のメタノール生産に用いている。

また、10.4MW のガス火力発電所が 1999 年に Punta Europa に完成し、約 3.0-3.5 MMcfd のガスを使用し、Bioko 島に電力の供給を行っている。

現在、Alba 油田は天然ガスを約 0.25Bcfd 生産している。同油田の権益の構成は Marathon が 63%、Noble Energy が 34%、GE Petrol が 3%となっている。

Zafiro 油田でも同様のガス利用計画が進展しつつある。

1-6-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

天然ガス埋蔵量は 1.3Tcf と西アフリカではナイジェリア、カメルーン、コンゴ、アンゴラについて第 5 番目の規模である (2007 年 1 月 1 日時点)。今後の探鉱次第では、更なる埋蔵量の追加も期待されており最大で 5Tcf にまで拡大するのではないかとする見方も存在する²¹。

赤道ギニア LNG (EGLNG) プロジェクトが 2007 年 5 月に生産・出荷を開始した。LNG 生産には、Bioko 島の北西沖海底に位置する Alba 油田の随伴ガスが用いられ、年間 340 万トンを生産する。これを推進するのは赤道ギニア LNG 社で、同社は Marathon Oil (出資比率 60%)、Sonagas (同 25%)、三井物産 (同 8.5%)、丸紅 (同 6.5%) が出資した合弁会社である。

英国の BG Gas Marketing 社が 17 年間にわたり全量を引き取る。同社は米国 Henry Hub リンクの価格でこの LNG を購入し、主として米国ルイジアナ州の Lake Charles 基地に輸送している。

仕向け地条項がないため、米国をはじめとする各地域へ販売することができる。

²¹ Equatorial Guinea: Country Reports: Oil & Gas: Government Policy, (London: Global Insight, 2006)

1-7 イラン

1-7-1 政府及び天然ガス関係機関の概要

イランのエネルギー産業は、2001年10月に発足した大統領を議長とする「最高エネルギー評議会 (Supreme Energy Council)」が権限を持っている。評議会では、エネルギー資源の国益のための適正利用、石油・天然ガス生産・消費の適正化、環境汚染防止策などエネルギー全般に関わる政策協議、調整、決定が行われる。

その下部に、国会石油委員会 (Majlis Petroleum Committee)があり、大規模石油・天然ガス事業案や大型合弁投資案件を審議し、必要な立法措置が取られる。

石油上下流、天然ガス、石油化学の各部門についての政策立案・実施は石油省に帰属し、石油産業では NIOC (National Iranian Oil Co.)、ガス産業では NIGC (National Iranian Gas Co.)、石油化学産業では NPC、輸送・精製では NIORDC の4国営企業が主体となって活動している。天然ガスの上流部門は NIOC が管轄し、中・下流部門 (輸送・販売) は NIGC が担当している。

NIOC は 1951 年にイランにおける石油産業の国有化を目的として、イラン政府の全額出資により設立された。探鉱・開発・生産の上流部門から精製・販売の下流部門まで石油産業の全領域を担当している。

NIGC は 1965 年に石油省の下で設立され、天然ガスの処理・輸送・配給を担当している。なお、NIGC の下には地域ガス会社 26 社、天然ガス処理会社 7 社および 8 つの天然ガス幹線地域が存在する。

天然ガスの上流部門の開発については、1997 年にバイバック方式で South Pars ガス田の 2・3 鉱区の開発契約が Total、Petronas、Gazprom によるコンソーシアムに付与されて以降、バイバック方式での外資への開放が一時進んだ。しかしその後、徐々にイラン側の権益比率が増大し、4・5 鉱区における Eni の権益比率は 60%、6~8 鉱区における Statoil は 37%、9~10 鉱区における韓国 LG は 42% と、外資の権益比率は 5 割を切るようになった。

1-7-2 天然ガス政策

イランのエネルギー政策の中心は、第一義的に国内に賦存する石油、天然ガスを海外に輸出・販売し、獲得した外貨を基に以下の4点を速やかに実施することにある。

- ・老朽油田の改修、ガス圧入、新規探鉱開発による原油生産能力の増強
- ・国内石油精製設備の新增設による国内向け石油製品供給能力の拡充
- ・天然ガス生産能力の増強、国内利用の推進による余剰原油の輸出振り向け
- ・天然ガスを原燃料とする工業化推進、石油化学部門における中小規模産業の育成および振興

石油・ガス上流部門では、資源の所有・処分権が国家に帰属するのみならず、内外民間企業が探鉱開発事業への参入を認められるのは国営企業との合弁、バイバック契約操業、サービス契約などによるもののみである。

しかしながら、このバイバック契約はコスト超過が認められない、契約期間が短すぎるなどの理由で参入する外資企業にとっては必ずしも魅力的な契約形態ではない。このため、2004年2月に我が国の国際石油開発が締結して以降、バイバック契約を締結した外資企業はない。

アフマディネジャド大統領は、国内経済における国内企業優先の方針を明らかにしており、2006年6月には大統領の主要な支持基盤である革命防衛隊関連の企業が国内の South Pars ガス田開発案件を競争入札なしで落札している。

従来、イランでは天然ガス処理能力が不足しており、これが天然ガスの利用促進に対する障害となっていた。しかし、South Pars ガス田の開発とともに処理能力も増強されてきている。2007年の初めにおいて、イランには12の天然ガス処理設備があり、さらに3設備の建設が計画されている。今後、イランの天然ガス処理能力は、第4次5ヵ年計画の終了時（2010年3月）までに576MMcmd（210Bcm/年）へ高められる計画となっている。

イランの輸送パイプライン延長は22,400km（2005年時点）²²に達している。現在、IGAT（Iranian Gas Trunk-line）1・2・3・4と呼ばれる4主要高圧幹線が稼働しており、IGAT 5・6が建設中である。計画としてはIGAT9まで予定されている。さらに、Saraks-Neka-RashtとAzerbaijan地区の主要2幹線が国内北東部および北西部にガスを供給している。また、配給パイプライン延長は110,000km（2005年時点）²³となっている。

2008年2月にロシアのGazpromミレル社長は、ノウザリ石油相と石油・ガス分野における探鉱、生産、輸送、処理、マーケティング事業を含めた協力を行うことで合意した。内容としては、South Parsの2、3ヵ所の鉱区を共同開発すること及びGazprom子会社のGazpromneftが油田の開発に参入する。現時点で鉱区など詳細は不明であるが、今後、最終合意が結ばれる予定である²⁴。

²² Natural Gas Survey Middle East & North Africa 2007

²³ Natural Gas Survey Middle East & North Africa 2007

²⁴ Gazprom プレスリリース (<http://www.gazprom.ru/eng/news/2008/02/27077.shtml>)

IRNA、2008年2月20日 (<http://www2.irna.ir/en/news/view/line-18/0802208818225726.htm>)

および Shana、2008年2月20日 (<http://www.shana.ir/127319-en.html>)

1-7-3 天然ガス輸出プロジェクトの現状

イランのガス部門においては、天然ガス上流部門操業を NIOC が所管する。イラン国内のガス輸送・販売業務は NIGC が統括している。LNG を含む天然ガス輸出業務は NIOC の子会社 NIGEC (National Iranian Gas Export Company) が管轄している。

現在開発中の国内ガス田のうちイラン政府が注力しているのが、イラン全体の非随伴ガス埋蔵量の約7割を有する South Pars ガス田である。同ガス田はイラン南西沿岸から 100km 沖合のペルシア湾中央の大陸棚に位置し、カタールの North Field ガス田と地質構造的に連続しており、天然ガス埋蔵量は 13Tcm (LNG 換算約 95 億トン) と推定される。South Pars ガス田の開発は、25~30 の鉱区 (Phase) に分割して進められており、既に鉱区 1~10 は契約調印済で、鉱区 1~5 が商業生産に入っている。

2008年3月、ノウザリ石油相はSouth Parsにおける6~10鉱区について、イラン暦1387年(2008年3月20日~2009年3月21日)中に生産が開始されると発言している²⁵。

North Parsガス田は、South Parsガス田の北方沖合85kmに位置する。確認埋蔵量はSouth Parsに次ぐ47Tcf (1.3Tcm) とされている。2006年12月、中国のCNOOCはNIOCと同ガス田の共同開発に関するMOUを締結した。CNOOCはLNG生産設備の建設、LNGの販売を担当する予定とされている。同ガス田は今後8年間で4鉱区に分けて開発予定で、CNOOCは2鉱区分のガスを25年にわたり購入する計画となっている。残り鉱区のガスはイランがLNG輸出向けに1鉱区分、油田への再圧入と国内供給向けに1鉱区分をあてる計画である。総投資額は160億ドルで、ガス田開発に50億ドル、LNG生産設備建設に110億ドルと想定されている²⁶。

2008年2月末にNIOCとCNOOCで売買契約が締結されると見られていたが、「近い将来」まで延期されている²⁷。

① パイプラインガス

イランは1991年までソ連に天然ガスを輸出していた。その後輸出は停止されていたが2001年にトルコへのガス輸出を再開し、再度天然ガス輸出国となった。しかしその輸出量は小さく2006年は5.69Bcmで生産量の5%程度にすぎない²⁸。

また、欧州向けのパイプラインガス輸出として、2008年3月にスイスのエネルギー大手EGL (Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg) とNIGECが天然ガスの長期供給契約を結んだ。具体的には、年間5.5Bcmの天然ガスを25年間にわたり供給する契約で、2010年に完成目標とされているTrans Adriatic Pipelineを通じて、ギリシャ、アルバニア経由でイタ

²⁵ Shana、2008年3月12日 (<http://www.shana.ir/128223-en.html>)

²⁶ Xinhua China Oil, Gas & Petrochemicals, 2007年1月17日

²⁷ Reuter、2008年2月28日 (<http://jp.reuters.com/article/worldNews/idJPJAPAN-30540420080228>)

²⁸ Cedigaz 「Natural Gas in the World 2006」2007年6月

リアへ輸出される計画となっている²⁹。

イランは石油、LNGと並ぶ外貨獲得手段として、トルコ以外にもシリア、欧州、UAE、クウェート、アルメニア、パキスタン、インド、アゼルバイジャン、オマーン、バーレーンへのパイプラインによる天然ガス輸出構想を持っており、以下の10件が挙げられる。(図表8)

図表8 パイプラインガス輸出の現状と計画(構想中含む)

供給先	輸出量(Bcm/年)	稼働開始	備考
トルコ	3 ⇒10	2001年 (稼働中)	一時中断も再開。10Bcmまで増量予定。
シリア	1.1⇒3.3	2009年 (予定)	3.3Bcmまで増量予定。 通過国トルコとの3カ国協議を予定。
欧州	30	2009年 (予定)	2004年末FS終了。
UAE	5.4	(未定)	
クウェート	0.36	(未定)	
アルメニア	1.1⇒2.3	2009年 (予定)	2.3Bcmまで増量予定。 アルメニアはガス代金を電力で支払うパートナー契約。
パキスタン、インド	(不明)	(未定)	2007年イラン・パキスタンの2カ国では基本合意。
アゼルバイジャン	0.08⇒0.35	2005年 (稼働中)	0.35Bcmまで増量予定。アゼルバイジャンのガスを輸入し、ナヒチェヴァンへ輸出するスワップ契約。
オマーン	1.1⇒2.6	2008年 (予定)	2005年3月のMOUでは、2008年供給開始予定。
バーレーン	10.22	(未定)	2007年11月、供給についてのMOU締結。

(注) 欧州の輸出量は、構想中のパイプラインの輸送能力。

(出所) 中東の石化産業 2006 および Natural Gas Survey Middle East & North Africa 2007 等より作成

② LNG

イランはこれまでLNGの輸出実績はなく、対岸のカタールなどに大きく遅れを取っている。この遅れを挽回すべく、LNG輸出を大幅に増加させる計画が進められている。

2008年3月現在、イランでのLNGプロジェクトは、Iran LNG(NIOC 100%)、Pars LNG(Total、Petronas等)、Persian LNG(RepsolYPF、Shell等)など5件が計画されている(図表9)。

²⁹ 2008年3月17日、EGLプレスリリース

(<http://www.egl.ch/int/ch/en/Media/Communiques/Aktuell/nigec.4.html>)

図表 9 イランの LNG 輸出計画

プロジェクト	Pars LNG	Persian LNG	Iran LNG	North Pars LNG	Qeshm LNG
ガスソース	SouthPars 鉱区11	SouthPars 鉱区13、14	SouthPars 鉱区12	North Pars	検討中
能力(万トン/年)	1,000 (500X2基)	1,620 (810×2基)	1,000 (500X2基)	1,500	115(最終345)
液化サイト	Tombak	Tombak	Tombak	検討中	Qeshm島
コンソーシアム	開発: Total(80%)、 Petronas(20%) 液化: NIOC(50%)、 Total(40%)、 Petronas(10%)	開発: RepsolYPF (50%)、Shell(50%) 液化: NIOC(50%)、 Shell(25%)、 RepsolYPF(25%)	NIOC(100%)	CNOOC(液化、輸 送、販売を担当)	LNG Ltd(豪)、イラン 年金投資会社
進捗状況 (予定)	・NIOCと正式契約 ・FEED完了済 ・2008年FID予定 ・2011年輸出予定	・NIOCと正式契約 ・pre-FEED完了済 ・2008年FID予定 ・2013年輸出予定	・FEED完了済	・NIOCとMOU締結 (両国承認後に正式 契約予定) ・2013年輸出予定	・NIOCとMOU締結 ・2007年FIDだった が、遅延の様相 ・2010年輸出予定
輸出予定先	Total、Petronas、 Petrochina、PTT(タイ) が各々300万トン 購入予定。	Repsol YPF、Shellが 各々400万トン購入 予定。残り1系列は アジア向けを予定。	Sinopecが1,000万ト ン、インド系石油企 業(IOC、GAIL等)が 500万トン購入予定。	CNOOCが購入予 定。	インド、ケニアへの 販売を予定。

(出所) Natural Gas Survey Middle East & North Africa 2007 等より作成

第2章 協力ニーズと LNG 輸出ポテンシャル等

2-1 対象国の協力のニーズ

高い失業率と貧困層を抱え、石油精製・石化事業の拡充、水・道路・電気をはじめとする社会基盤整備の整備についての関心が高いことは各国に共通している。

エネルギー部門では、特に石油の下流部門について協力のニーズが高い。本調査対象国の多くが石油精製の増強計画を進めているが、赤道ギニアのように現時点では製油所が存在しない国もある。精製設備の新設や増強のための外資の導入は進んでおらず、また最近のコスト増にも悩まされているとも伝えられる。

欧州等における環境規制の強化が、調査対象国における精製設備のアップグレードを強いることにつながっており、精製設備の拡充・アップグレードに必要な資金と技術を有したパートナーを確保することは、石油製品の輸出による外貨収入を目指す調査対象国の多くに共通した課題となっている。

社会基盤の整備に対する各国の志向は、経済発展の程度により異なる。1人当たりのGDPが8,000ドルを超えたリビアではインフラの整備そのものを求める以上に、そのためのノウハウの取得、人材の育成を強く志向する傾向がうかがえる。これに対して、1,000ドル前後のエジプト、ナイジェリア、そしてアンゴラ³⁰では、電力、水道、鉄道など基礎的なインフラに加えて、人口増加率の抑制、貧困の撲滅、乳幼児死亡率の低減、HIV/AIDS対策など保健医療関連を志向する。

³⁰ 一人当たり GDP は 7,802 ドルとリビアに次ぐが、人口が 1.1 百万人に留まるため、実勢を示していないと考えられる。

また、リビアがアフリカの盟主を目指し、アルジェリアが国際社会における役割の向上を志向するのも、経済発展レベルとの関連性がある。内戦により国土を蝕まれたアンゴラが地雷の除去とその後の農地開拓を重視するのも、特筆すべき特徴であろう。

ファイナンスについては、原油価格の上昇により歳入は拡大し、エジプト、アルジェリア、リビアそしてイランではファイナンスの必要性は低下している。ファイナンスそのものよりも、中長期的な経済発展に貢献する可能性が高い技術の移転を期待できる投資を志向する傾向が強い。

一方、ナイジェリア、アンゴラ、赤道ギニアにおいては、これまでどおりファイナンス面での協力の重要性についての変化は認められないようだ。ナイジェリアでは石油収入は一元的に連邦政府に納入された後、州政府、地方政府に交付され、主に農業開発や基礎インフラの整備のため支出される。エネルギー分野へ再投資されることはないようだ。アンゴラでは石油収入の流れの不透明性について IMF から指摘を受けるほどであり、石油収入の石油・天然ガス部門への投資については確認できていない。

赤道ギニアの EGLNG の立ち上げに際しては、エクイティホルダーが出資割合に応じて資金調達を行うというスキームが採用された。Sonagas 分 (25%) は石油の輸出収入が充当されたが、わが国企業分は国際協力銀行 (JBIC) からファイナンスが実行された。このように、ファイナンスの必要性の高い国々における石油・ガス開発プロジェクトへの日本企業参入に際しては、石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC) や JBIC の資源金融機能を通じた日本企業へのサポートが重要な役割を果たし続けることであろう。

2-2 LNG 輸出ポテンシャルに関する概論

本調査対象国の天然ガス確認埋蔵量³¹は、イラン 28.1Tcm、ナイジェリア 5,210Bcm、アルジェリア 4,580Bcm、エジプト 2,047Bcm、リビア 1,491Bcm、そしてアンゴラ 270Bcm、赤道ギニア 73Bcmとなっている。

圧倒的にイランの埋蔵量が大きく、アンゴラ、赤道ギニアは、イランの 1%にも満たない。わが国の消費量 84.6Bcm と比べても、アンゴラは 3 年分、赤道ギニアは 1 年分を供給するにも足りない。

ただし、輸出量³²についてみると、2006 年時点ではアルジェリア 61.6 Bcm (うち LNG は 24.7Bcm)、エジプト 16.25 Bcm (同 15.0Bcm)、ナイジェリア 17.5 Bcm (すべて LNG)、リビア 8.4 Bcm (同 0.72Bcm)、イラン 5.69 Bcm (LNG による輸出はない) と続き、アンゴラ、赤道ギニア³³とも輸出は行っていない。また、アルジェリア、エジプト、リビアのパイプラインガス輸出は欧州大陸向けである。

³¹ 埋蔵量は Cedigaz 統計による。

³² 輸出量は B P 統計 (BP Statistical Review of World Energy 2007) による。

³³ 但し、2007 年 5 月に LNG 輸出を開始しており、輸出能力は年間 340 万トン規模 (約 4.7Bcm) である。

LNGによる輸出についても、本調査対象国がわが国を含むアジア諸国と長期契約を締結した例はなく、アジア向けとしては一部がスポット的に出荷されているのみである。

近年、LNG価格の高騰により、輸出距離の長さ起因する輸送コスト高という障害を克服することが可能となり、2007年にわが国は、本調査対象国中のアルジェリア、ナイジェリア、エジプト、赤道ギニアからスポットもしくは短期契約でLNGを輸入した。

LNGの輸出能力を比較すると、現状の年間液化能力としては、ナイジェリア約2,200万トン、アルジェリア約2,000万トン、エジプト1,220万トン、赤道ギニア340万トン、リビア70万トンと続く。イランとアンゴラは現時点ではLNG生産設備を持たない。

ただし、建設中及び計画中のLNGプロジェクトについてみると、イランは計画中有る5件のプロジェクトの生産能力を合計すると5,500万トンもが積み上がり、ナイジェリア4,900万トン、エジプト900万トン超、アルジェリア850万トン、アンゴラ520万トンなど、新たなプロジェクトが多数準備されつつある（ただし、建設中、あるいは実現の確度が高いといえるプロジェクトは一部に限られる）。リビアには具体的なLNGプロジェクトはない。ただし、Shell、BP、Eni、BGなどLNGビジネスに豊富な経験を有する企業が天然ガスを対象とした探鉱活動を展開中であり、発見される埋蔵量の規模により、LNGプロジェクトの開発を目指すとされている。

資源保有国の人口についてみてみることも、輸出のポテンシャルを占う一助となる。つまり、国内向けエネルギー（天然ガス）需要の大小により、天然ガス輸出拡大にとって制約要因となりうるからである。また、わが国による資源外交のポテンシャルを探るに際し、当該国が省エネルギーを選択することの的確性を判断する基準ともなりうる。

今回の調査対象国では、ナイジェリア149.9百万人、エジプト72.1百万人、イラン69.8百万人、アンゴラ15.9百万人、アルジェリア33.5百万人、リビア6.0百万人、赤道ギニア1.2百万人、とナイジェリアが飛びぬけて人口が多く、エジプト、イラン、そしてアルジェリアが続く。

天然ガス消費量³⁴は2005年時点で、イラン82.1Mtoe、エジプト27.8Mtoe、アルジェリア22.9Mtoe、ナイジェリア7.8Mtoe、リビア5.1Mtoe、アンゴラ0.6Mtoeであった（赤道ギニアは不明）。人口が最大のナイジェリアは、インフラの未整備のためであろうが、天然ガス消費は未だ大きいとはいえない。イランの消費量はわが国の70.5Mtoeを上回り、1995年から2005年の10年間における年平均伸び率も8.7%と大きい。伸び率としてはエジプトの10.4%も特筆すべき大きさである。

イランのガス生産量のほとんどが国内需要向けで、社会政策的観点、また原油回収を促進するために国内利用を優先させるという政策を崩すことは難しい。しかし、ガス利用の効率性を高めることが、輸出ポテンシャルを高めることにつながるだろう。エジプト、アルジェリアについても同様であると思われる。

³⁴ 天然ガス消費量はIEA「Energy Balances of Non-OECD Countries」による。

以上の諸点より、わが国への輸出ポテンシャルとしては、短・中期的にはすでに大規模な LNG 生産設備を有するとともに、新規プロジェクトの開発計画をも併せ持つアルジェリア、ナイジェリアのポテンシャルは大きく、赤道ギニア、アンゴラのポテンシャルは限定的であり、エジプトは中程度と評価される。イラン及びリビアの輸出ポテンシャルとしては短・中期的にはゼロ、あるいはほぼゼロであるといわねばならない。しかし、イランにおける天然ガス埋蔵量の巨大さ、多数の LNG プロジェクト開発計画の存在、またリビアにおける旺盛な探査活動の状況、エネルギー需要の小ささなどから、両国とも、中・長期的観点からみた天然ガス（LNG）輸出のポテンシャルは大きいと評価される。

わが国が長期契約を確保できるか否かについては、価格をはじめとする条件次第であり、欧米諸国と比して特別の有利・不利は考慮する必要はないであろう。ただし、本調査対象国については相対的な輸送距離の長さ起因する輸送コスト高というデメリットは変わらない。

なお、エジプト、アルジェリア、イランなど人口、エネルギー需要とも大きく、伸び率も高い国においては、省エネルギー技術の普及により、さらに輸出ポテンシャルは拡大することが期待される。

2-3 わが国企業による上・下流事業への参画の可能性

天然ガスの政策的な位置付けとしては、各国とも石油に代わる、あるいは石油とともに重要な外貨獲得手段としている点については共通している。ただし、国内需要との兼ね合いについては、イランやナイジェリアなど人口が多く、エネルギーあるいは天然ガス需要が旺盛であり、あるいは国民の最低限のエネルギー需要を賄うための国産エネルギー源として天然ガスを必要とする国々では、天然ガスの国内供給優先策を打ち出している。

上流部門への外資の参入については、本調査対象国すべてが受け入れを行い、IOC (International Oil Company: 国際石油会社) をはじめ探鉱・開発・生産に従事している。

ただし、エジプトのように非常にオープンな姿勢を示している国ばかりではなく、アルジェリアやリビアなどは、外資の参入条件を厳しくする動きも見られる。また、イランでは、国内外の民間企業が探鉱開発事業への参入を認められるのは国営企業との合弁、バイバック契約操業、サービス契約などによるもののみである。特にバイバック契約では投資回収期間が 5-10 年と定められ、20 年程度の長期契約が通常である LNG 売買契約には適合しないとの理由で、見直しを求める声が外資から起こっている。

ナイジェリア、アンゴラ、赤道ギニアにおける天然ガスはほとんどが石油の生産にともなう随伴ガスであるが、いまだ焼却処分に付される量も多い。このため、ナイジェリア、アンゴラ政府では近い将来における焼却処分の全廃を政策として打ち出し、操業外資に対し実行を求めている。

わが国企業の石油・天然ガスプロジェクトへの関与については、伊藤忠商事、帝国石油がアルジェリアの鉦区開発に携わり、リビアでも帝国石油、国際石油開発、石油資源開発、三菱商事、新日本石油開発、三井石油開発が国際入札に参画、鉦区の獲得に成功している。アンゴラでは三菱商事系アンゴラ石油が生産油田権益の一部を保有し、イランでは、出資比率の見直しなどあったものの、国際石油開発がアザデガン油田の開発に参画している。

LNGプロジェクトについても、三井物産、丸紅が2007年5月に生産を開始したEGLNGプロジェクトを保有する赤道ギニア社に出資を果たし（それぞれ8.5%、6.5%）、エルエヌジー・ジャパンは、2013年の生産開始を目指すナイジェリアのOlokolaプロジェクト権益の3%を保有する可能性が高い。

下流部門の天然ガス利用インフラについては、程度の差こそあれ、すべての国で不足しており、自力での国内インフラ整備に困難が生じている。天然ガス炊き発電所を建設しても、供給パイプラインが未整備のため軽油を燃料としている例や、ガス田に隣接した肥料工場に対する天然ガスの供給システムが整備されていない例もあるとのことである。インフラ整備に必要となるコストのみならず、原油価格の高騰により財政面で余裕を有するアルジェリアやリビアなどでも、人的資源の欠如により自力での整備に困難が生じている。

このように石油・天然ガスの上流部門への参画については、わが国企業も鋭意、参画の姿勢を示し、参画を果たしている例も多い。

石油・天然ガス開発のみならず、わが国のエンジニアリング・プラント関連企業においても既に、天然ガス輸送パイプライン、LNGプラントの建設・補修など、事業を展開している例も多く見受けられるが、下流インフラ整備の困難に直面している本調査対象国においては、さらなるプロジェクト機会の創出が期待される。

第3章 国別評価と新たな協力

3-1 輸出ポテンシャル、資源外交、わが国企業参入の可能性についての国別評価

3-1-1 エジプト

わが国向けLNG輸出実績としては、スポット・短期契約のみである。輸出量の拡大には、十分な天然ガス生産量が確保されること、資機材や人材の不足、それに伴う開発コストの上昇、急増する国内需要といった課題がある。天然ガス（LNG）の輸出ポテンシャルは中程度と評価される。

ただし、わが国への安定的な供給国であり続けるためには、十分な天然ガス生産量の確保が課題となり、また欧米・中東等他市場との競合は不可避であろう。

以上を総合すると、同国をスポットあるいは短期契約による補完的な供給源と位置付けるのが適当である。

石油・ガス上流部門ではすでに多くの外資が参入していることから、資源外交の余地は

少ないと判断される。同国政府の問題意識と合致する石油精製部門、電力部門、製造業部門との抱き合わせが上流部門への参入にとって有効な手段といえよう。日本政府の役割としては、特に石油下流部門や電力部門における日本企業参入のための調整や、JOGMEC や JBIC の資源金融機能を通じた日本企業へのサポートが有効と思われる。

3-1-2 アルジェリア

これまでアジア向け LNG 供給はスポット取引のみである。輸送距離の長大さに伴うコスト高が大きな要因であろう。しかし、昨今の価格高騰により、輸送コスト高がもたらすデメリットは緩和され、スポット取引も急増中である。今後も価格等の条件次第ではわが国向け輸出は拡大することは可能であろう。

新規 LNG プロジェクトは 2003 年に爆発事故を起した Skikda の代替トレインと Gassi Touil の合計 850 万トン/年のみであるが、確認埋蔵量の大きさを考慮すれば天然ガス (LNG) の輸出ポテンシャルは高い。

わが国企業による上流部門への参画については、資源ナショナリズムの台頭による投資環境の悪化が懸念される。また石油・ガス収入が豊富であることから、ファイナンス援助を主眼とした資源確保は難しいとの指摘もある。

しかし、フランスの例に見られるように、政府首脳による直接交渉により、投資案件の獲得や原子力協力協定の締結に漕ぎつけた事例も存在する。

わが国政府の資源戦略としては、拡大基調にあるエネルギー（天然ガス）需要抑制に資する省エネ技術やエンジニアリングなどわが国が得意とする技術分野の普及、同分野における人材育成についての協力促進に努めることが、間接的にはあるが資源確保にとって有効である。また、省エネ技術の普及は、同国の輸出ポテンシャルの拡大にも寄与する。

3-1-3 リビア

既存の LNG 液化能力の全量がスペインに向け輸出されている。今後も天然ガスの輸出は欧州向けが主であり、輸出方法としても LNG はパイプラインと競合を余儀なくされるであろう。従って、短・中期的な観点からは、LNG 輸出ポテンシャルは大きいとはいえない。

しかし、LNG ビジネスの経験を豊富に有する Eni、Shell、BP、BG が天然ガス開発を目的として探査活動を展開中であり、発見されるガス田の規模次第で LNG プロジェクトの開発を視野においている。

想定される埋蔵量の大きさと人口（エネルギー需要）の少なさ、LNG ビジネスについて経験豊富な外資による積極的な探査活動の展開などから、中長期的な天然ガス (LNG) の輸出ポテンシャルは大きいと判断される。

英国が政府首脳による直接交渉により同国企業が探鉱権を獲得するきっかけとなった事例もあることから、わが国政府による資源外交の有効性についても可能性がある。リビア政府の関心事項として、人材育成を外国企業に依存する傾向が強くみられることから、日

本政府も首脳級による交渉・橋渡し、人材育成や各種技術に関するノウハウの取得などについての協力などが有効であろう。

ただし、一時期は同国に対する積極的な投資姿勢を示していた日本企業もあるが、投資条件の悪化によりその姿勢も冷え込んでいるようである。リビアよりリスクが小さく、魅力的な国は他にあるため、あえてリビアに投資する理由はないのではないかという民間企業の認識の変化も考慮する必要がある。

3-1-4 ナイジェリア

天然ガス埋蔵量は世界第7位と大きい。すでにLNG生産能力も年間2,200万トンと、世界でも有数の規模を有する。さらに新規LNGプロジェクトも4,900万トンが積みあがる。従って、天然ガス(LNG)の輸出ポテンシャルは大きい。

しかし、さらなるLNG輸出プロジェクトの実現には、数多くの制約要因が指摘される。国内治安情勢の悪さ、国内優先策をはじめとし政策が中長期的に不透明であること、さらには新規のLNGプロジェクトの立ち上げに際しては、政府の支援なしで商業ベースで資金調達を行うよう求められていること等である。また、外資からは、ローカルコンテンツ比率の引き上げなど、負担の増加について不満の声が高まりつつある。

わが国の資源外交の手段としては、上記の阻害要因を緩和することが有効となる。ファイナンス、ODAによるインフラ整備などとのパッケージ等が考えられる。雇用創出のための一般産業の誘致なども有効な手段であろうが、治安の劣悪さを考慮すると、わが国の一般産業の参画は容易ではない。

3-1-5 アンゴラ

Angola LNGの第1トレインは2012年より年間520万トンの生産を開始するが、全量が北米向けである。第2トレインについては未だ検討中である。このため、天然ガス(LNG)の輸出ポテンシャルは限定的であると評価される。

わが国に対する輸出についても、長期契約でLNGがわが国にもたらされる見通しは、現段階ではない。石油・ガス部門へのファイナンスの供与、埋蔵量に関するデータの収集、各種社会基盤の整備、農業部門や国内産業育成、さらにアンゴラ特有のニーズである地雷の除去等、わが国による協力のポテンシャルは高い。しかし、LNG供給確保という観点から、わが国政府が同国に対し長期的な資源戦略を展開することの必要性については更なる議論が必要であろう。

3-1-6 赤道ギニア

EG LNGの第1トレインが2007年に生産を開始している。生産能力は340万トン/年である。第2トレイン建設も計画されており、能力は440万トン/年という。しかし、同国で生産される天然ガスのすべてが随伴ガスであり、天然ガス生産は石油の生産量に左右される。

このためもあり、第2プロジェクトの立ち上げに際しては、隣国ナイジェリア、カメルーンから原料ガスを調達することが必須となる。

天然ガス(LNG)の輸出ポテンシャルは限定的であり、スポット的な取引以外でLNGがわが国にもたらされる見通しは、現段階ではない。アンゴラの場合と同様に、石油・ガス部門へのファイナンスの供与、各種社会基盤の整備、貧困撲滅や保険衛生面等、わが国による協力のポテンシャルは高い。しかし、LNG供給確保という観点から、わが国政府が同国に対し長期的な資源戦略を策定することの必要性については引き続き議論が必要であろう。

さらに、アフリカ諸国について共通して言えることは、日本企業にとってみれば、アフリカ諸国は地理的に遠いことをはじめとし、マーケティングエリアとしての位置付けが難しいことである。本調査ヒアリングでも、アフリカはリスクをとってでも重点的に投資する対象として捉えにくく、事業のコアエリアにはなりえないという意見が多く聞かれた。

例えば、経団連内に「日本アルジェリア経済委員会」が組織されている。アルジェリアとの協力については総論賛成だが、具体的案件に関して大きな進捗は見られないという実態が伝えられる。日本から各種調査団(上下水道など)が来訪するものの、実際の結果としては何も具体化しないという実態に対し、アルジェリア側から不満も聞こえてくることである。

3-1-7 イラン

天然ガス埋蔵量は、世界第2位と巨大である。しかし、少量のパイプラインガスが輸出されているのみで、LNG輸出実績はない。従って、短期的な観点からは、輸出ポテンシャルは大きいとはいえない。

しかし、巨大な埋蔵量に加え、合計で年間5,500万トンの生産能力が積みあがる5件のLNGプロジェクトが計画されている。従って、中長期的な観点からは輸出ポテンシャルは大きいといえる。

ただし、5件の検討中LNGプロジェクトのすべてが、最終投資判断がなされていない。これらLNGプロジェクトの推進には様々な制約要因が存在する。現在の国連や米国の制裁下において、技術的、財政的観点から、独自でLNGプロジェクトを推進していくことについては困難が伴う。

さらには、国内需要の高まり、国内供給優先策が輸出ポテンシャルの抑制要因になる。イランの国内のガス需要は、約105Bcmと大きく(日本は2006年85Bcm)、生産量のほとんどが国内需要向けである。家庭用の主な用途は暖房用であるが、2007~08年冬の寒さは北部で凍死者がでたほど厳しく、国内向け優先供給を求める声大きい。さらに、原油回収を目的とする再圧入用のガスが重要な存在であるため、国内供給優先政策を大きく転換することは難しい。

また、トルコへの輸出は、2008年初には国境価格で\$8.5/MMBtuと高値で売られている。こ

のため、天然ガスの輸出を考えると、パイプラインは既存の、自前の技術で輸出が可能となるため、外国企業に頼らなくてはならない LNG よりも、イランはパイプラインを優先するという見方がある。

原子力問題に端を発する国連や米国による制裁措置の動向が、わが国の資源外交のあり方、民間企業の投資環境に強い影響を及ぼす。しかし、かつてリビアにおいては、米国の制裁解除とともに、多くの外資が参入を果たそうと試みた例がある。国連や米国の制裁が解除された場合、イランについても同様の現象が予測される。制裁措置の動向、投資環境の改善をにらみ、参入のための対応策を講じておくことも一考に価するのではないか。エネルギー需要の伸びの大きさ、高い失業率などを考慮すると、わが国の得意とする省エネ技術の提供、石油精製・石化事業、その他一般産業部門への各種協力や社会基盤整備をファイナンスとあわせて提案することは、間接的ではあるが、資源確保に貢献するものであろう。

3-2 新たな協力体制の構築について

LNG 取引は、相対交渉によって定められた売買契約による長期間にわたるものが主流であったが、近年、特に欧米市場向け取引形態が変化し、LNG 市場の流動性が高まりつつある。この流動性の高まりをとらえた新たな協力体制の構築が、わが国企業による輸出プロジェクトへの参画や資源外交に加え、アフリカ・中東 LNG のアジア・太平洋市場への誘引、ひいてはわが国の LNG 安定供給の向上につながることを期待される。

3-2-1 Equity/Branded LNG の活用

近年、特に欧米市場向けに、売主が自ら LNG を引き取り、マーケティングを行う（「Equity LNG」と呼ばれている）、あるいは最終需要家でない買主が LNG を購入してマーケティングする（「Branded LNG」と呼ばれている）契約が増加している。これらの動きは、スポット・短期取引の拡大にもつながっている。

例えば、赤道ギニアの EGLNG で生産される LNG（340 万トン/年）はすべて BG に販売される（Branded LNG）。仕向地に関する規制は存在しないため、BG は世界の天然ガス市況をにらみ、LNG の転売先を選択できる。わが国にもスポット契約による LNG が入着している。

ナイジェリアやエジプトも、スポットや短期契約で LNG をわが国に輸出しているが、これらも Equity もしくは Branded LNG 契約量から行なわれた可能性が高い。つまり Equity/Branded LNG が、短中期的にアジアの LNG 需給のバランスに寄与しているといえる。Equity/Branded LNG のアジア市場への流れを拡大するための協力体制の構築が有効となる。

3-2-2 輸出者との協力

近年、カタールの Qatar Petroleum やアルジェリアの Sonatrach など産ガス国企業が LNG

のマーケティングや受入基地事業に参入するケースがみうけられる。単純な LNG の生産・輸出にとどまらず、一連の天然ガス (LNG) 関連事業への参画により利益の最大化を図ることは、産ガス国にとって共通する戦略である。

しかし、本調査の対象国は、日本あるいは他のアジア諸国と長期 LNG 契約を締結していない。長輸送距離に起因する輸送コストの高さが主な原因であったと推察されるが、近年のスポット価格の上昇により、これらの国々からの供給も経済性を持つに至り、スポット取引が増加している。

このような状況を背景として、本調査対象国にとっては新規市場であるアジアへの参入機会を提供することが、アフリカ・中東 LNG をわが国に向かわせるための有効な手段となる。具体的には、産ガス国企業等輸出者と LNG の共同マーケティングを行うことが有効な方策のひとつとなる。マーケティング先をわが国に限定することなく、需要パターンの異なる韓国など他の輸入国に広げることにより、より柔軟な需給調整も可能となる。

3-2-3 輸入者間の協力

すでにわが国の LNG 輸入者は、韓国や台湾の輸入者と配船調整やカーゴスワップといった輸送部門での協力を行っている。今後は、中国やインドなど新興 LNG 輸入国との協力体制を構築することが供給セキュリティの向上につながる。本調査対象国の輸出開始、すなわち新規輸出国の増加に伴い、スワップ取引等の組み合わせが拡大する。

さらに、欧米諸国で数多くの LNG 受入基地が建設、あるいは計画されており、短中期的に受入能力が需要をはるかに上回ることが見込まれる。また、欧米市場への新規 LNG 供給の多くが仕向地規制の緩い Equity/Branded LNG 契約によること等を考慮すると、欧米の LNG 輸入国、特に天然ガス需要の価格弾力性が高く、地下貯蔵設備など多く有する米英の輸入者との連携が、わが国の LNG 需給調整や供給安定性の向上に資するであろう。具体的には、すでに開始されているものであるが、わが国需要期に限り LNG 船をわが国に向け、非需要期には余剰玉を欧米市場で売却するというオペレーションを拡大、進化させることである。

欧米における LNG 受入基地 (含む貯蔵キャパシティ) の利用権益の確保や、仕向地条項が緩和された Equity/Branded LNG を確保することが重要であることは論を待たない。

おわりに

「我が国の複数の LNG 長期契約は 2010~2015 年に満了を迎えるが、一部では輸出国側の国内事情等により、契約更新が難航している。このため、我が国としては LNG 供給源の多様化及び安定供給を図るためには、新たに LNG 輸出の可能性のある国との関係構築及び強化を視野に入れる必要がある。そこで将来的に大規模な LNG 輸出国となる可能性があり、これまで長期契約はないがスポット取引はあるなど、今後、我が国事業者と長期契約の可能性のある天然ガス産出国について、資源外交を展開するために必要な情報の把握を行う

ことが重要である」というのが本調査の実施を依頼された資源エネルギー庁の問題意識である。

この意識に則り、本調査では、アフリカ、中東の7カ国を対象とし、天然ガス輸出の現状や、各国の関心事を抽出し、LNG輸出ポテンシャル等についての考察を行った。さらに、アフリカ・中東の新規輸出国との協力関係の構築が、近年におけるLNG需給のタイト感を払拭する方策のひとつとなるとの提言を行っている。

本調査が、わが国による資源外交の、そして民間企業が調査対象国における天然ガス事業への参入を果たす過程において、少しでも参考になれば幸いである。

お問い合わせ:report@tky.ieej.or.jp