

インドネシア石油・ガス産業 ——自由化時代の展望と課題——

加藤 学

はじめに

2001年に施行された新石油ガス法によって、インドネシアの石油・ガス産業はかつての国営企業による独占体制から決別し自由化の時代に突入した。2003年6月には、これまで探鉱・開発の上流部門から、精製・販売の下流部門までの全事業を30年以上にわたって独占してきたインドネシア国営石油ガス公社プルタミナ（Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara: Pertamina）を国有株式会社化する政令が公布され、将来の民営化に向けてその一歩を踏み出した。そして、2004年10月には、新石油ガス法の公布以来待たれていた上流部門と下流部門の事業に関する政令がようやく公布され、自由化時代の新制度が確立した。

しかし、政令の公布が遅れ、ビジネス環境がなかなか整わなかったことから、石油・ガスの探鉱・開発への投資が振るわず、原油生産はこの3年間に減少し、2004年にインドネシアは少なくとも一時的ながら原油の純輸入国へと転落してしまった。そのため、原油に比べ豊富な埋蔵量を有する天然ガスへの期待が急激に高まっている。新石油ガス法には、ガスの国内利用やガス・ビジネスの自由化を推進する規定が盛り込まれているし、これまで多額の補助金とプルタミナの独占体制によって保護されてきた石油燃料市場が自由化されると、天然ガスが石油燃料と価格的に競争できる環境が整うとして、ガス・ビジネスの活性化への期待も大きい。

2004年10月に新しく就任したユドヨノ（Susilo Bambang Yudhoyono）大統領は、原油価格の高騰によって増大している政府の燃料補助金負担を緩和するた

め、2005年3月に燃料価格の引き上げに踏み切った。しかし、価格引き上げ後もインドネシアの各地で値上げ撤回を求める大規模なデモが起こっており、政治が不安定化する可能性も考えられる。新石油ガス法が規定している2005年11月という石油燃料市場自由化の期限を控え、インドネシアの石油・ガス産業はどう変わろうとしているのか。この章では、2001年の新石油ガス法制定による制度変化を整理したうえで、石油・ガス産業の今後を展望し課題を明らかにする。

第1節 インドネシアのエネルギー事情

1. 落ち込む原油生産、高まる天然ガスへの期待

インドネシアは原油生産国としての歴史は長く、石油輸出国機構 (Organization of the Petroleum Exporting Countries: OPEC) のメンバー国として日本の重要な原油供給国の一つでもある。しかし、2003年末の原油埋蔵量はBP社の統計によれば44億バレルで、世界に占める原油埋蔵量の比率は0.4%と少なく、確認可採年数は、今後新しい油田が開発されなければ原油はあと10年に過ぎないとされている(表8-1)。生産量も世界シェアのわずか1.6%で、2003年の年間生産量は117万9000バレル/日量 (Barrel per Day: B/D) であった(表8-2)。1993年に生産量が158万8000B/Dだったのに比べると10年間で25.8%も減少しており、2002年から2003年の減少率は8.5%と近年その減少が著しい。生産のほとんどは生産分与方式契約 (Production Sharing Contract: PSC⁽¹⁾) で欧米メジャー石油会社が行っている。主要油田は米国カルテックス社の現地法人カルテックス・パシフィック・インドネシア社 (PT Caltex Pacific Indonesia) が開発するスマトラ (Sumatra) 島のドゥリ (Duri) とミナス (Minas) 油田で、カルテックスだけでインドネシア原油生産の50%を占めている。2001年4月には、エクソン・モービル (Exxon-Mobil) 社がプルタミナとの技術供与契約 (Technical Assistance Contract: TAC⁽²⁾) で開発する中ジャワ (Central Java) のチェプ (Cepu) 鉱区で、可能採鉱埋蔵量2億5000万バレル以上という最近10年では最大の発見がなされ、2004年には年間生産量が25万B/D増えると期待されたが⁽³⁾、プルタミナとエクソン・モービルとの間で契約

延長をめぐって調整がつかず開発が遅れ、原油生産量の回復はできず、2004年の年間生産量は、日量100万バレルを割り込んでしまった。

一方天然ガスは、BP社の統計によれば埋蔵量は2003年末時点で2兆5600億立方メートル（90兆3000億立方フィート）で、残存可採年数が35年である。世界シェアでは1.5%しかないものの、アジア太平洋地区では埋蔵量が一番豊富である。生産量も1993年は559億立方メートル（5030万TOE⁽⁴⁾）だったが、2003年は726億立方メートル（6530万TOE）に増加している（表8-1および8-2）。この増加傾向は最近の有望なガス田の発見・開発でさらに加速する傾向にある。東南アジア最大で推定可採埋蔵量が47兆立方フィートのカリマンタン（Kalimantan）島沖のナトゥナ（Natuna）を始め、推定可採埋蔵量が14兆4000億立方フィートの西イリアン・ジャヤ州（West Irian Jaya）州のタングー（Tangguh）、さらにはティモール（Timor）島沖のマセラ（Masela）、スラウエシ（Sulawesi）島近海のドンギ（Dongi）で有望なガス田が発見されており、インドネシア・エネルギー鉱業資源省石油ガス技術研究所（Lembaga Minyak dan Gas Bumi: LEMIGAS）による推定埋蔵量は、生産鉱区で112兆立方フィート、

表8-1 石油・ガスの確認埋蔵量

	1983年末	1993年末	2002年末	2003年末	単純可採年数	世界のシェア
石油（10億バレル）	10.1	5.2	4.7	4.4	10.3	0.4%
天然ガス（兆立方メートル）	1.19	1.82	2.56	2.56	35.2	1.5%

（出所）BP Statistical Review of World Energy, June 2004.

表8-2 石油・ガスの生産と消費

（単位：原油は1000B/D、天然ガスは億立方メートル）

	1993	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	世界のシェア
生産										
原油	1588	1578	1557	1520	1408	1456	1389	1288	1179	1.6%
天然ガス	559	634	672	643	710	685	663	704	726	2.8%
消費										
原油	782	820	963	914	980	1049	1088	1115	1131	1.5%
天然ガス	241	301	319	278	318	323	335	345	356	1.4%

（出所）BP Statistical Review of World Energy, June 2004.

表 8-3 石油・ガスの国内供給予測

(単位：100万TOE)

	1999		2005		2010		2020	
	石油	天然ガス	石油	天然ガス	石油	天然ガス	石油	天然ガス
生産	70.1	61.7	71.1	67.6	75.1	81.4	42.0	90.7
輸出	-46.4	-34.1	-46.1	-36.4	-48.2	-45.4	-31.6	-51.4
輸入	23.0	0.0	34.8	0.0	43.2	0.0	89.6	0.0
国内供給	46.7	27.7	59.9	31.2	70.1	36.0	100.0	39.4

(出所) Asia Pacific Energy Research Centre, *APEC Energy Demand and Supply Outlook 2002*.

未生産鉱区で65兆立方フィートあり、全体で177兆立方フィートあるとされている。これはBP社が発表している確認埋蔵量の2倍近くである。それに呼応し天然ガスの生産も増加するとされ、2010年には8140万TOE、2020年には9070万TOEに達すると予測されている(表8-3)。

2003年のインドネシアの一次エネルギー消費における石油、天然ガス、石炭の割合は、それぞれ50.4%、30.0%、17.7%で、近年わずかに石油の比率が下がっているが、依然石油は主要なエネルギー供給資源である。国内石油消費は1993年の78万2000B/D(3760万トン)から2003年には113万1000B/D(5390万トン)と上昇しているが、2000年以降消費増加率は鈍化している。一方天然ガスの消費量は2003年には356億立方メートルとなり、1998年以降ゆっくと増加している。

生産量の落ち込みに伴って、原油の輸出は減少傾向にあり、2003年は1億7650万バレルを輸出した。一方原油の輸入量は近年増大しており、2003年には1億2658万バレル輸入した。月間ベースでは2003年後半以降原油の輸入量が輸出量に並ぶようになっており、2004年3月には原油輸入量が輸出量を超え、インドネシアは原油の純輸入国に転落した。2001年の予測では、2010年に石油輸入量が輸出量に並び、2020年に石油の輸入量が輸出量の3倍近くの8960万トンになるとされていたが(表8-3)、近年の原油鉱区開発の遅れによる生産量減少が、原油の純輸入国への転落を大幅に早める結果となった。

2. 政府収入、外貨獲得の要は天然ガス

インドネシアの石油・ガス生産量は世界シェアで見ると2%程度と少ないが、石油・ガス産業は依然国の主要産業で、そこからの収入は国家財政の重要

な収入源になっている。1980年代その割合は国家歳入の70%を占めていたが、インドネシアが工業化を果たして経済が成長するに従ってその割合も減少し、94年には21%にまで落ちた。98年の経済危機によって製造業の輸出競争力が低下し、原油価格が2000年以降高めに推移したことから、2000年と2001年には石油・ガス収入への財政依存度が30%を超えたが、その後の経済回復と原油生産の減少で2004年には20%を下回るようになった。しかし、減少する原油生産の一方で、天然ガスの生産は増産傾向にあるため、天然ガスの財政貢献度は近年上昇しており貴重な収入源となっている。歳入の石油・ガス税外収入における天然ガスの割合は2003年以降30%を超えており、今後この傾向は加速するものと思われる（表8-4）。

また、財政貢献だけでなく、石油・ガスの輸出収入は外貨の重要な獲得源となっている。1980年代前半には石油・ガスの輸出額がインドネシアの輸出総額の80%を超えた時期もあったが、工業化の進展と原油価格の下落によって98年には16.1%まで落ちた。だが最近では、原油輸出量は減少傾向にあるものの、原油価格の上昇から石油・ガスの輸出額の割合は2000年以降20%を超えてい

表8-4 石油・ガス産業の財政貢献度

(単位：10億ルピア)

FY	国内歳入	石油・ガス 総収入	歳入費 (%)	石油・ガス税 外収入 (A)	ガス税外 収入 (B)	ガスの割合 B/(A+B)(%)
1996/97	87630	20137	23.0	11235	1821	13.9
1997/98	107965	30559	28.3	16921	2820	14.3
1998/99	146872	41368	28.2	10701	4730	30.7
1999/00	204422	58482	28.6	28898	6956	19.4
2000(4-12)	205335	85313	41.5	50953	15708	23.6
2001	299183	104143	34.8	58950	22091	27.3
2002*	303926	80139	26.4	47679	16347	25.5
2003**	342471	78478	22.9	41679	18685	31.0
2004**	349300	57135	16.4	28248	15754	35.8
2005**	377163	60690	16.1	31856	15265	32.4

(注) 石油ガス総収入には、生産分与契約 (PSC) の政府取り分とロイヤルティ収入からなる税外収入と、開発に従事した民間企業からの所得税収入が含まれる。(*)は暫定値、(**)は予算。

(出所) インドネシア大蔵省ホームページ (www.depkeu.go.id)。

る。そしてその半分の10%は液化天然ガス（Liquefied Natural Gas: LNG）の輸出が占めている。

インドネシアは世界最大のLNG輸出国で、その生産はスマトラ島ナンゲル・アチェ・ダルサラーム（Nanggroe Aceh Darussalam）州のアルン（Arun）と東カリマンタン（East Kalimantan）州のボンタン（Bontang）の二つの基地で行われている。2003年には、アルン基地で634万トン、ボンタン基地で1973万トン生産され、その合計の2608万トンすべてが日本、韓国、台湾の3国に輸出された。世界のLNG貿易のなかでインドネシアと日本の貿易関係をみると、両国の世界貿易に占めるシェアはきわめて高い。BP社の統計によれば、2003年インドネシアは世界のLNG輸出の21%を占める世界最大の輸出国で、日本への輸出はインドネシアのLNG輸出の67%を占める。一方日本は、世界のLNG輸入の47%を占める最大の輸入国であり、その30%をインドネシアからの輸入に頼っている。

二つのLNG基地に加え2007年からは、現在建設中の第3のLNGプラントである西イリアン・ジャヤ州タンゲーからの供給が開始される予定である。年間700万トンを供給することができる2トレイン体制のプラント建設が進行中で、建設費14億ドルを含む総額26億ドルの大型プロジェクトには日系企業も参加している。供給契約は、2002年に結ばれた中国福建（Fujian）省への年間260万トンの契約に加え、2004年には韓国の電力会社（K-Power）と鉄鋼会社（POSCO）への年間115万トンの契約、さらには米国サンディエゴ（San Diego）のセンプラ・エナジー（Sempra Energy）社との間で2008年から年間370万トンの契約が結ばれ、合計で745万トンの供給契約が確保された。中国福建省への供給契約締結以降、なかなかほかの契約が獲得できなかったため、一時は当初計画であった2007年から700万トンを供給するというプロジェクトの実現が危ぶまれた。しかしセンプラ・エナジー社との契約締結が実現したことで、プラントの供給能力を700万トンから800万トンに引き上げるという強気な発言も関係者から飛び出している。また、近年発見された大型ガス田である中スラウェシ（Central Sulawesi）州のドンギでも、将来のLNG供給の可能性を視野に入れて調査が進められており、外貨の主要な稼ぎ手としてのLNGビジネスの重要性は高まるばかりである。

3. 買い手市場化するLNGの供給市場

財政貢献と外貨獲得において重要度が増すLNG収入であるが、世界市場の動向はインドネシアにとって厳しいものとなっている。近年世界の様々な地域で豊富な天然ガス資源が発見され、多くのLNGプラントの建設が計画されており、市場は今や供給先獲得をめぐる多くの生産国がしのぎを削る状態である。世界最大のLNG輸出国として長い経験と実績があるインドネシアにとっても決して安心はできない状況だ。天然ガスのビジネスは、埋蔵量があっても長期の供給契約が結ばれない限り、パイプラインの敷設やLNGの液化プラント建設によって輸出することができないことから、供給国にとってはまず供給先を確保することが先決で、そのために市場の動向を把握することが重要となる。

石油メジャー、コンサルタントなどが示しているアジア太平洋地区でのLNG需要予測によれば、2001年アジア太平洋地域のLNGの需要は日本、韓国、台湾だけで推定7510万トンであったが、2010年にはそれが1億700万～1億3500万トンになるとされる。その需要増のうち1500～3100万トンは中国やインドなどの新しい需要国の出現によるとされる。しかし、需要拡大に伴って地域全体の供給能力も増大している。2001年のアジア太平洋地域のLNG供給能力は8764万トンであったが、現在建設中、または契約が締結され建設準備中のLNGプロジェクトを加味すると、2010年までには供給能力は2380万トン増えて、1億1100万トンになるとされる。さらに、サハリン（Sakhalin）やオーストラリア、イラン、イエメンなどでも豊富な埋蔵量の天然ガス田が確認され、LNGプロジェクトが検討されている。これらのプロジェクトすべてが完成したとすると、供給能力は7110万トンに及び、アジア太平洋地区の需要予測の上限である1億3500万トンをはるかにしのぐ1億8000万トンの供給能力となり、供給過剰に陥るとされている（鈴木・上田 [2002]）。このようにアジア太平洋地域では、今後LNGの買い手市場の傾向がさらに高まり、供給国間のマーケット確保をめぐる競争は熾烈になると予想される。

買い手市場の厳しさは、2001年に繰り上げられた中国初のLNG輸入となる広東（Guangdong）省への供給契約獲得競争が如実に示した。契約獲得の最終入札に残ったのはインドネシアとオーストラリア、カタールの3カ国であったが、交渉はハワード（John Howard）豪首相やメガワティ（Megawati

Soekarnoputri) 大統領の訪中など首脳外交をも伴う政治的契約獲得合戦に発展し、中国側も最終決断がなかなかできずにいた。そのため契約予定国の発表は延期され、2002年8月ようやく発表となった。その場で中国側は、広東省への供給についてはオーストラリアを選んだものの、いまだ計画段階で入札にはかけていなかった福建省への2007年からの供給について、インドネシアのタングーを指名するという変則的な発表を行った。福建省への供給は広東省のプロジェクトに比べると年間供給量も40万トン少ない260万トン、供給期間も5年短い25年間、契約金額も総額で50億ドルは少なくなるであろうというプロジェクトであったため、インドネシアはその発表に大きく落胆した。しかし、タングー・プロジェクトの開発を急ぐために長期契約を確保したいインドネシアの思惑と、広東省への供給契約入札で提示されていた破格の安値を福建省の契約で確保したいとする中国側の思惑が一致し、9月には総額85億ドルの取引契約が締結された。

また正式契約と同時にインドネシア側は、BP社が保有するタングーの權益のうち12.5%を2億7500万ドルで中国側のカウンターパート企業である中国海洋石油 (China National Offshore Oil Corporation: CNOOC) に譲り渡すこととなった⁽⁵⁾。中国による權益の一部買収は、広東省への供給をめぐりオーストラリア北西大陸棚 (North West Shelf: NWS) プロジェクトとの契約でも行われたが、インドネシアの治安の不安定要素を鑑みてかなり安く取引されたとされる⁽⁶⁾。インドネシアのLNGの供給契約において上流權益の売却が伴うのは初めてのケースで、買い手市場という追い風を利用した中国側の交渉力の高さを示した。

業界筋によれば、タングーから福建省への供給契約ではLNGの価格は2.6ドル/MMBTU⁽⁷⁾であったとされ、日本の買い手との通常の契約価格3.7ドル/MMBTUと比べると破格の安値となっている。そのため日本や韓国などの既存の契約業者からは不満の声もあがったほどで、それ以降のLNGの供給契約の更新交渉において日本企業は、インドネシアとのこれまでの長期的な関係を重視しつつも、価格面で大幅なディスカウントを要求するなど強気の交渉を展開することとなった。

このLNG価格をめぐる「広東ショック」を受けて、2003年にはさらにLNG供給契約をめぐる安値競争がさらに加速した。台湾への25年間の供給契約を

めぐる入札競争では、これまで台湾への供給を一手に引き受けてきたインドネシアが、台湾とは契約経験がないカタールに安値競争の末に敗れるという事態が起きた。インドネシアはこれまでの経験と実績をアピールし、中国福建省への交渉で提示した価格よりも高めの価格で勝負に出たが、2ドル/MMBTUを割り込む破格の価格を提示したカタールには太刀打ちできなかった。インドネシアはこれによって買い手市場における安値競争の厳しい現実を知らされた。それは、インドネシアが契約総額86億ドルの収入を得る機会を失ったということだけではない。インドネシアの主要な供給先である台湾市場にカタールが入り込んだということは、今後ほかのアジアの国でも供給先の多様化が進められると、インドネシアの独壇場だったアジアのマーケットにおいて、厳しい契約獲得競争が繰り返されるということを示している。原油の減産傾向が続くなかで、今後天然ガスからの収入に比重を置こうとしているインドネシアであるが、LNGの買い手市場化は貴重な外貨収入源の不安定化をもたらす要因となりかねない。

第2節 石油・ガス産業自由化への制度改革

1. 新石油ガス法制定とプルトミナの解体

インドネシアの石油・ガス産業をとりまく環境の変化は、埋蔵量やLNGの買い手市場問題にとどまらない。2001年に制定された新石油ガス法（法律2001年第22号）は、これまでのプルトミナによる独占的産業支配にメスを入れ産業を自由化し、インドネシアの石油ガス産業の制度を根本的に改変した。新石油ガス法は、石油ガス産業関連3法（石油ガス産業に関する法律代行政令1960年第44号、石油会社の国内供給義務に関する法律1962年第15号、プルトミナに関する法律1971年第8号）を統合してできた。1971年法で大統領直轄の機関として位置付けられたプルトミナは、その特権性からスハルト元大統領やその一族との癒着、汚職の温床とされてきた⁽⁸⁾。そのため、98年のスハルト体制崩壊以前から、国際社会や産業界はしばしばプルトミナの非効率性を指摘し、石油・ガス産業界全体の制度改革の必要性を訴えていた。スハルト退陣後その気運は一気に高まり、98年7月には国際通貨基金（IMF）など国際機関からプルトミナの

分割・民営化問題が浮上、同年10月には政府法案ができ、1999年2月に国会に提出された。その後、プルトミナによる抵抗などによって99年に法案は一旦廃案になったが、国際機関からの圧力を追い風にして、ワヒド (Abdurrahman Wahid) 大統領政権下の2000年10月に修正を加えた新石油ガス法案が国会に再提出され、メガワティ政権下の2001年10月23日によりやく可決された。

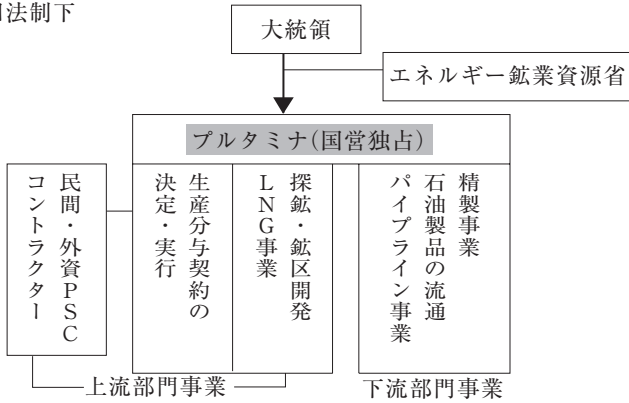
新石油ガス法では、探鉱、開発を外国企業などの民間企業に請け負わせて利益を配分する生産分与方式契約 (PSC) の決定、実行、監督の権限をプルトミナから新しく設立する大統領直轄の石油ガス上流部門執行機関 (Badan Pelaksana – Minyak dan Gas: BP-Migas) に移管することが決まった。PSCでは通常、石油開発の場合は政府と開発コントラクターに85：15、天然ガスの場合は70：30の割合で税引き後の純利益が配分される。これまでは、このPSCに関するすべての権限を一国営企業であるプルトミナが政府に代わって行い、総収益額の2%とされる膨大な手数料を手にしていて、手数料収入に依存するプルトミナは自らリスクを負って探鉱や開発を行う必要はないため、経営は非効率化し、その莫大な収入をめぐる資金流用などのスキャンダルも絶えなかった。だが新法によってその特権は奪われ、プルトミナは民間企業と同列の一コントラクターとして競争にさらされることとなった。

プルトミナが行っていたPSCの執行業務を代わって行う機関、BP-Migasは、2002年に7月16日付け政令2002年第42号で正式に設立された。大統領直轄の機関で探鉱・開発の上流部門ビジネス全体を監督する。総裁は国会の審議 (承認は不要) を受けて大統領が任命、副総裁はエネルギー鉱業資源相が総裁の推薦を受けて任命する。しかし非営利の法定機関であるので、直接ビジネスに関与することも資産を保有することもできない。初代総裁にはラフマット・ステイブヨ (Rahmat Sudibyo) エネルギー鉱業資源省石油・ガス総局長が任命されて、職員はプルトミナのPSC担当部署からそのまま移管された。

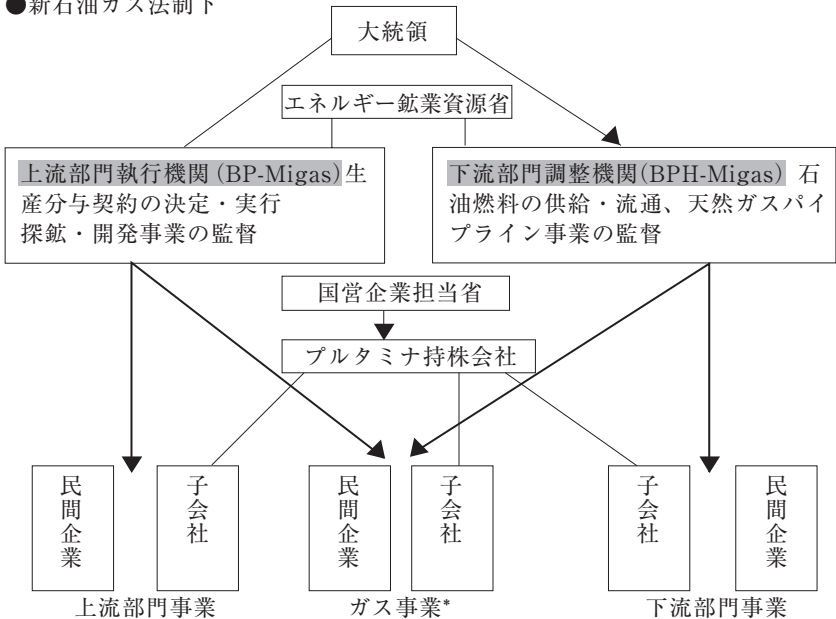
また、石油燃料の精製、配送、販売などの下流分野におけるプルトミナの独占体制も崩され、外国企業を含む民間企業の参入を自由化することが決まった。そして、石油燃料販売、ガス・パイプライン・ビジネス参入企業への認可、監督、さらにはガス・パイプラインの利用料、家庭用のガス価格などの決定、監督を行う機関として、大統領直轄の石油ガス下流部門調整機関 (Badan

図8-1 インドネシア石油ガス産業の体制

●旧法制下



●新石油ガス法制下



(注) *ガスの流通事業はBPH-Migasの監督下であるが、LNG事業については、売り手を決定するのはBP-Migasであるため、ガス事業は両機関の監督を受けることになる。

Pengatur Hilir-Minyak dan Gas: BPH-Migas) が2002年12月30日付けの政令2002年第67号によって設立された。政令によれば、機関総裁は国会承認の後大統領が任命することになっており、上流執行機関の総裁任命よりも制度上国会の権限が強くなっている。2003年5月にはようやく人事が発表され、元国会議員のトゥバグス・ハルヨノ (Tubagus Haryono) を総裁とする9人の理事が各界から選出された。

新法によって特権を奪われたプルタミナは、2003年6月18日に制定された政令2003年第31号によって国有株式会社化されることとなった。新石油ガス法では、プルタミナを2年以内に株式会社化すると規定しているが、それにはプルタミナ所有の資産価値を評価しなくてはならず、これまでプルタミナが全事業を独占するなかであいまいになってきた石油精製施設などの資産の帰属を明確にする必要があった。政令では、プルタミナに投資された国家資産、プルタミナが子会社や合弁会社に投資した資産はすべて、株式会社化した後のプルタミナの所有となることが明記された。これによって、資産の帰属をめぐって議論が繰り返されてきたLNGの2つのプラントや、国内九つの製油所がすべてプルタミナの資産ということになった。製油所については、世界銀行がプルタミナに対し一部を売却することを要求していたが、それは結局実行されなかった。資産の査定については大蔵省がそれにあたることになっており、現在その作業が続いているが、プルタミナは将来持株会社となり、その傘下に石油・ガスの探鉱・開発を行う上流部門会社、石油燃料の精製、輸送、販売を行う下流部門会社、そして天然ガスの流通・マーケティングを行う会社の3社を置く体制に再編成される予定である (図8-1)。そして2003年9月には、新生プルタミナの総裁にプルタミナの役員であったアリフィ・ナワウィ (Arifi Nawawi) が就任した。

2. 上流・下流部門事業の新制度

新石油ガス法は、上流・下流部門の事業を自由化するための法律であるが、その細則は別途政令で定めるとしていたため、政令が公布されるまでは石油・ガス産業の全体像がみえなかった。そのため探鉱や開発事業への投資が2002年以降低迷し、原油生産の減少に歯止めがかけられずにいた。2001年に石油とガス合わせて55ケースあった探鉱活動が、2002年には37ケース、2003年に

は13ケースと大きく落ち込んだ。また下流部門事業について新法は、2005年11月まで石油燃料の国内供給はプルタミナが引き続き管理すると規定しているが、自由化された後の下流部門事業の全体像がみえずにいた。そのため欧米の石油メジャーやマレーシアのペトロナス（Petroliam Nasional Bhd: PETRONAS）などは、下流部門事業への参入に興味を示してはいたが、実際の動きは鈍かった。それゆえ一刻も早い上流・下流部門事業に関する政令の発布が待たれていた。2004年9月の大統領選挙決選投票でメガワティ大統領が敗北したため、政令の発布は新政権発足後に仕切り直しになるのではという懸念もあったが、新政権発足1週間前の10月14日に、メガワティ政権最後の仕事として、ようやく上流部門事業に関する政令2004年第35号と下流部門事業に関する政令2004年第36号が発布された。

上流部門事業に関する政令の制定過程では、既存の生産分与契約（PSC）の扱いについてインドネシアで探鉱・開発を進める石油メジャーなどのコントラクターは強い関心をもち、政令のドラフト作成において様々な形で意見を反映させた。そのため、既存の契約についてはそのまま契約内容を保証し、新法に新しく盛り込まれたPSCの権益に地方の資本を10%参加させる義務や、最高25%のガスの国内供給義務についても新規契約から適用することになった。しかし、PSCの一形態である技術供与契約（TAC）については、権利が上流部門執行機関（BP-Migas）でなくプルタミナに移管されることになったので、チェプ鉱区の契約延長問題については、プルタミナ側に決定権をもたせる形となった。

一方、下流部門事業に関する政令の発布によりBPH-Migasの権限が明確にされた。まず第1に、BPH-Migasは2005年11月以降、国内の石油燃料販売サービスの監督責任をプルタミナから受け継ぐこととなった。石油燃料販売事業は基本的に自由化されるので、価格は政府の決めた範囲内で市場に委ねることになるが、各事業者が販売する地域の指定など燃料販売全般に関するガイドラインをBPH-Migasが作成することになる。

そして、ガス事業についてはより大きな役割をBPH-Migasが担うこととなった。ガスのパイプライン敷設ルートは、政府が作成するマスター・プランに基づいて決定されるが、ガスのパイプライン配送と販売について監督するのはBPH-Migasで、それを担う事業体に事業の特別権利を与える役割をもつ。新石

油ガス法第8条3項では、敷設されたガス・パイプラインの第三者による利用を認めるとしており、パイプラインの所有者以外の参入が許されている。BPH-Migasは、配送事業については国営ガス公社（Perusahaan Gas Negara: PGN）とその子会社であるトランス・ガス・インド社（PT Transportasi Gas Indonesia : PT Transgasindo）の2社に、販売事業についてもPGNなど3社に権利を与える予定で、パイプラインの利用手数料もBPH-Migasが決定する。

上記以外の石油燃料の精製・輸送・備蓄などの下流部門事業についての監督権はエネルギー鉱業資源省にある。しかし、これらの事業のライセンス申請などの書類はすべてBPH-Migasにも送られることとなった。また、石油燃料やガスの備蓄、輸送施設の共同利用についてはBPH-Migasが管理することになったので、石油燃料販売事業に参入する企業に対し、国内に備蓄施設をつくることを義務付けるなどして、備蓄や輸送事業についてもBPH-Migasが関与できる仕組みとなった。政令の発布前は業務があいまいで、その存在に疑問も投げかけられていたBPH-Migasであるが、政令制定によって下流部門事業全体にわたって大きな権限を有することとなった。

第3節 天然ガス・ビジネスの新展開

1. 期待が高まる天然ガスの国内利用

新石油ガス法は、産業の自由化とともに、今後のインドネシアのエネルギー戦略のなかで、天然ガスの利用を促進していく国家の方針を明確に示している。同法第22条には、インドネシアで生産された天然ガスについてその生産量のうち最大25%を国内へ供給することを義務付ける規定が盛り込まれた。国内供給義務はこれまで原油だけにしか課せられていなかったもので、この規定は明らかにガスを国家の戦略商品として位置付けたことを示すものである。また、石油燃料販売の自由化が2005年11月まで準備期間を設けているのに比べると、ガス供給事業の自由化への制度改革は2002年末に実施されており、より野心的である。まず、今までプルタミナが仲介して行ってきたガスの供給契約については、民間コントラクターが電力会社や化学肥料会社などと直接交渉して契約を結ぶことができるようになった。また、ガスの政府割り当て分の販売は、

プルタミナではなくBP-Migasがバイヤーを決定することになったため、民間コントラクターによる単独開発鉱区の場合は、その企業が責任をもって販売交渉にあたることができるようになった。こうして民間コントラクターが自由に価格を決定できるようになり、天然ガスのサプライ・チェーン (Supply Chain) は一気に簡素化された。

また、LNG市場環境が厳しさを増すなかで、LNGを国内利用する計画ももち上がっている。この計画は、台湾への供給契約獲得でインドネシアが敗北したとき、タンゲー・プロジェクトを2007年から軌道に乗せるために年間700万トンの供給先を確保するには、必ずしも輸出である必要はないという意見が飛び出したことで注目されるようになった。台湾への供給契約でカタールが提示した価格が2ドル/MMBTUを割り込むという破格であったため、そういった価格競争に対抗するのはインドネシアとしては得策でないという判断が働いた。インドネシア国内の化学肥料工場に供給される天然ガスの価格は1.5～2.2ドル/MMBTUとされ、仮にカタール並みの安値で海外に供給するならば、国内で販売した方が利益が大きいとされている。

その後2004年に、タンゲー・プロジェクトの目標だった700万トンを契約確保したが、ガスの国内利用促進という観点から、様々なLNGの国内供給プロジェクトが提案されている。BP社は1999年からすでにタンゲーから西ジャワ (West Java) 州へのLNG供給プロジェクトの調査を開始しており、西ジャワ州ブカシ (Bekasi) 県ムアラ・タワル (Muara Tawar) に3億8000万ドルを投じてLNGの受け入れターミナルを建設し、2007年から日量5億立方フィートの供給を行おうという計画を掲げている。国営電力公社 (Perusahaan Listrik Negara: PLN) もプルタミナと共同で西ジャワにLNGの受け入れターミナルを建設する計画を立て投資者を募っている。またPGNは、西ジャワだけでなく東ジャワ (East Java) にもLNGの受け入れターミナル基地を建設するプロジェクトを掲げており、敷設計画中のガス・パイプラインによる国内の輸送・配送網とLNG基地を統合した形で、タンゲーからだけでなく東カリマンタンのポンタンLNG基地からの供給も合わせて、2010年にジャワ島への統合的なガス供給網を完備するという野心的なプロジェクトを打ち立てている。

2. 注目される天然ガス・パイプライン・ビジネス

天然ガスのビジネスは大きく分けて二つの方法がある。一つは気体のままパイプラインによって開発鉱区から供給契約先まで直接届ける方法で、もう一つは開発鉱区近くに液化プラントを建設し、LNGとして供給契約先近くの受け入れターミナルまで運搬し、ガスに戻して供給契約先に届ける方法である。パイプライン敷設とLNGの液化・受け入れプラント建設のコストを比べると、一般に供給元と需要先の距離が3000キロメートル以内であれば、パイプラインによる供給の方が経済的に効率的であると考えられているため、インドネシア、マレーシアなどの供給元と日本、韓国、台湾などの主要な需要先との距離が離れているアジア太平洋地区では、パイプラインによる天然ガスの供給が主流のヨーロッパや米国とは異なり、LNGによる天然ガス・ビジネスが圧倒的であった⁽⁹⁾。しかし昨今のLNGをめぐる市場環境の変化と新石油ガス法による制度変化で、ガスのパイプライン・ビジネスも注目を集めるようになってきた。

BP社統計によると、2003年のアジア太平洋地域での国境を超えたガス・パイプラインによる天然ガスの取引は、ミャンマーからタイに供給された68億7000万立方メートルと、インドネシア・マレーシアからシンガポールへ供給された53億2000万立方メートルだけで、全世界のパイプラインによるガス貿易量の4548億7000万立方メートルに比べるとわずか2.7%に満たない。しかし近年、東南アジア諸国連合（Association of South East Asian Nations: ASEAN）地域では、域内に豊富な埋蔵量を有し、クリーンなエネルギーとして世界的に注目されている天然ガスの域内取引が加速されつつある。その先陣を切ったのが、2001年に始まったインドネシアのカリマンタン島西部沖の西ナトゥナ（West Natuna）からシンガポールへ向けての656キロメートルのパイプラインによる輸出である。契約は日量3億2500万立方フィートを22年間供給するというもので、総額62億ドルの契約となった。2002年には、西ナトゥナからマレーシアのドゥヨン（Duyong）に向けて、96キロメートルのパイプラインで日量2億5000万立方フィートを20年間供給する契約が、2003年には、南スマトラ州（South Sumatra）のグリシック（Grissik）からバタム島（Batam Island）を経由してシンガポールまでの470キロメートルのパイプラインによって、日量1億5000万立方フィートを20年間輸出する供給契約が結ばれ、輸出量も増えた。このシンガポールへの輸出によってインドネシアは年間7億ドルの収入を得

ることになったが⁽¹⁰⁾、将来的には供給量を日量3億5000万立方フィートに引き上げ、収入を増大させる予定である。

西ナトゥナからの輸出は、天然ガス鉱区を保有する上流部門開発会社であるコノコ・フィリップス (Conoco Phillips) 社とプルタミナが直接行ったものであったが、南スマトラからシンガポールへの天然ガス輸出は国営ガス公社 (PGN) が総額4億2000万ドルをアジア開発銀行 (Asian Development Bank: ADB) や欧州投資銀行 (European Investment Bank) から調達してパイプラインを建設して実現したもので、インドネシアのガス・パイプライン・ビジネスへの本格的参入を意味するものであった。将来的にはシンガポールからさらにマレーシアのジョホール・バル (Johor Baru) へパイプラインを延長する計画で、PGNの子会社であるトランス・ガス・インド社がその開発にあたっている。同時にPGNは、複数のガスの供給者と購入者の間の配送システムを規定したパイプライン・システム・ルール作りにも着手しており、地域でのガス・パイプライン・ビジネスの発展を先導していく役割も担いつつある。

PGNが進める国境をまたぐ天然ガス・パイプライン網の建設は、1997年にASEAN諸国が協力して正式にスタートさせた、広域ASEAN天然ガス・パイプライン網 (Trans ASEAN Gas Pipeline: TAGP) 構想の一部となるプロジェクトである。それは域内のエネルギーの安定的な供給をはかるために、タイ、ミャンマー、ベトナム、フィリピンを含めた総延長1万8000キロメートルのパイプライン網を域内に張りめぐらせようという計画で、すでに9000キロメートルのパイプラインが敷設されている。このプロジェクトの目的は石油に替わる安定したエネルギーとして天然ガスの域内利用の促進をはかることにあるが、同時に、各国のガス田とLNG液化施設をパイプラインで結んで、域外へのLNG輸出の安定供給を地域全体でバックアップする体制をつくることもめざしている (長谷川 [2001])。2001年にはアチェの治安悪化でアルン基地へのガス田からの供給が停止し、LNG輸出が一時停止した際、急遽ボンタンからLNGが輸出されるという事態になった。同様に何らかの理由でLNG基地への供給ガス田が停止または枯渇した場合でも、パイプライン網を完備することで、ほかのガス田からの融通が可能になり安定供給を保障できると考えられている。

また、2004年の国内でのガス利用は全生産量の43%であるが、政府は今後さらに国内でのガス利用を増やしていく方針で、国内のパイプライン網の整備

が急ピッチに進められている。インドネシア国内に現在整備されているパイプラインは、1998年に敷設されたスマトラ南部のグリシックから中部のドゥリ(Duri)の544キロメートルを結ぶパイプラインと、プルトミナが敷設したジャワの西部、東部の部分的なパイプライン、そしてジャワ島東部にパグルンガン(Pagerungan)島からガスを供給する420キロメートルのパイプラインのみであった。2003年にはスマトラ南部のグリシックからシンガポールへガスを供給する470キロメートルのパイプラインが完成したが、いまだネットワークを形成するには至っていない。

そこでPGNは、まず南スマトラ州のグリシックからジャワ島西部のチレゴン(Cilegon)までの555キロメートルのガス・パイプラインを2006年には完成させ、インドネシア最大のエネルギー需要地区であるジャワ島西部への供給を可能にするプロジェクトをスタートさせた。必要とされる資金は総額9億4000万ドルであるが、そのうちグリシックからパガルデワ(Pagardewa)までの185キロメートルについてはPGNが社債を発行し市場から調達する予定である。一方、パガルデワからチレゴンまでの370キロメートルについては日本の国際協力銀行(Japan Bank for International Cooperation: JBIC)が特別円借款での融資を2003年3月に決定した⁽¹¹⁾。さらに、チレゴンからパイプラインをムアラ・カラン(Muara Karang)、ムアラ・タワルまで延長し、ガスを西ジャワ地方の中小企業だけでなく国営電力公社(PLN)の3つの発電所に供給する予定である⁽¹²⁾。

またPGNは、パイプラインをスマトラ島中部のリアウ(Riau)州ドゥリから北スマトラ(North Sumatra)のメダン(Medan)まで450キロメートル延長して北スマトラの電力需要と産業需要に応える予定で、2006年までにスマトラ西ジャワ・ネットワークを完成させたいとしている。この北スマトラ・ガス・パイプラインについては、コノコ・フィリップス社も独自のプロジェクトを練り上げており、3億8000万ドルを投じてドゥマイ(Dumai)からメダンまでの400キロメートルのパイプラインを敷設し、PLNにガスを供給する計画を立てている。このように、PGNの独壇場であったガス・パイプライン・ビジネスに民間が参入する兆しも出始めている。

スマトラからのガス供給だけでなく、東カリマンタンから東ジャワへのパイプライン輸送もPGNは計画している。これは東カリマンタンのガスの生産地

ボンタンから1100キロメートルのパイプラインで日量7億～10億立方フィートのガスを東ジャワの発電所に供給しようというもので、少なくとも3000メガワットの電力供給ができると考えられている。さらに将来的には東ジャワから西ジャワに向けてパイプラインを延ばし、ジャワ島横断のネットワークを2008年までに完成させたいとしている。総額17億ドルものこの巨大プロジェクトには、アジア開発銀行、世界銀行、欧州投資銀行がそれぞれ1億～2.5億ドルの融資をする予定であるが、5億ドルの資金は外国投資家から集めることにしている。こうして2008年までに、北スマトラからジャワを横断して東カリマンタンまでを結ぶガス・パイプライン輸送網の完成をめざしているが、こうした大規模プロジェクトがどれだけ実現するかは、今後民間からの投資をどれだけ引き出せるかにかかっている。

結びにかえて ——残された課題——

2004年10月の上流・下流両部門事業の政令発布をもって、新石油ガス法制定以来の制度改革に一応の終止符が打たれたことによって、インドネシアの石油ガス産業の自由化が加速され、近年低迷している石油・ガスの開発に活気が戻ることを期待する声は高まった。しかし、外国企業の投資を本格的に呼び込むためには、解決しなくてはならない課題がまだまだ残されている。

その一つは、税の問題である。探鉱や開発といった上流部門の投資には、多大なリスクが伴うため、探鉱・開発が成功しコストが回収できるまでの期間は、それらの作業に必要な機材・サービスに対する輸入関税や付加価値税・奢侈品税の納付は免除されていた。しかし新石油ガス法の第31条では、探鉱の期間においてもPSCのコントラクターに対し輸入税と付加価値税の支払いを義務付ける規定を明記した。インドネシアで探鉱活動をしている企業は、この規定は投資意欲を減退させるものとして強く反発、その結果、2003年の蔵相決定によって、付加価値税と奢侈品税については一旦納付した後に各企業に払い戻すこととなった。だが実際は、返金手続きが規則通りに行われておらず、上流部門事業を監督するBP-Migasによれば、2003年に大蔵省から払い戻されていな

い税は全体で1兆ルピアに達するとされている⁽¹³⁾。こうした制度の不備は、明らかに投資の阻害要因になっており、コントラクターは探鉱期間における輸入税の免除や付加価値税の払い戻しを徹底させる新しい政令の制定を要求している。しかしインドネシアの現在の財政状況のなかで、税収入と投資インセンティブのどちらを優先するかは苦渋の選択となっている。

二つ目の問題は新石油ガス法と憲法との整合性である。2004年12月21日に憲法裁判所は、プルタミナ労働組合や人権活動団体などの原告団が違憲審査を請求した新石油ガス法に関し、国家経済と社会福祉を規定する憲法第14章に照らし合わせ、一部の修正を求める判決を下した。一つは、新石油ガス法第22条の「石油ガスの最大25%を国内向けに供給する義務を負う」という条文で、最大25%と上限を設けている点が、憲法第14章第33条3項の「天然資源は国家が支配し、国民の最大限の繁栄のために利用する」という条文の国民福祉の最大化という原則に反するとされた。国内供給義務の上限を法律に設けたことは、上流部門に投資する企業に対する国内供給義務の不確実性を緩和するためであったが、今後、憲法裁判所の判決に従い、国内供給義務の上限を撤廃することは、コントラクターにかえって不安を抱かせ、投資の促進にはマイナスの効果となろう。

また、この憲法第33条3項の「天然資源は国家が支配し」という条文は、新石油ガス法の第28条で規定した「石油燃料とガスの国内価格を市場メカニズムに委ねる」とした2項と、「価格政策は特定層に対する政府の社会的責任を減じるものではない」とした3項とも相容れないという判断が下された。憲法裁判所は、天然資源に対する国家の支配を尊重する立場から、石油燃料とガスの国内価格は、市場メカニズムと特定層の利益に配慮したうえで最終的には政府が決定すべきという見解を示し、新石油ガス法のこの部分の修正を求めた。石油燃料とガスの価格を市場メカニズムに委ねるというこの条項は、インドネシアの石油ガス産業を自由化し効率を高めていくうえで根幹をなす規定であって、それに則った形で下流部門事業の政令もようやく成立したところだっただけに、同法の修正を求める判決は、自由化された下流部門ビジネスの出鼻をくじいた形となった。

最後に一番大きな課題として、石油燃料の値上げと補助金問題がある。石油燃料の販売は2005年11月にはプルタミナの管理から離れ、自由化されること

になっている。今後憲法裁判所の判決に則った新石油ガス法の修正がどのようになるかも注視していかなくてはならないが、石油燃料への補助金を廃止し、価格を市場動向に沿った形で調整していくことは政府に課せられた大きな責務である。2004年には原油価格が急騰し、当初予算では14.5兆ルピアであった石油燃料補助金への支出が年末の修正予算では63兆ルピアへと増大した。世界銀行は燃料補助金の増大は相対的に開発予算を削減しているとして、燃料への補助金を廃止して貧困対策などへ予算を振り向けるよう提言している。ユドヨノ大統領は、燃料補助金の削減を新政権発足後の緊急の政策目標に掲げ、2005年1月には高性能ガソリンの値上げを断行し、3月には家庭用灯油以外の重油、軽油、一般ガソリンなどの燃料価格を22%～47%、平均で29%引き上げた。しかし燃料価格引き上げは、前政権が一旦は断行したにもかかわらず、国民の反発で撤回せざるを得なかったという苦い経験もあり、政治的に困難な課題である。効果的に燃料補助金を削減するには、今後も段階的な値上げが必要とされる。実行力を期待されて当選したユドヨノ大統領が今後もこの問題にどう対処するのか、もう先送りが許されない状況のなかで、大統領の手腕が試されることになる。

【注】

- (1) 1966年に確立した契約形式で、外国企業はプルトミナと契約を結んで操業を開始し、経費や税などを引いた純利益を、原油の場合通常15：85（契約会社：政府）になるように分配する。
- (2) 生産分与契約の一種であるが、プルトミナ所有鉱区の開発を促進するためにできたもので、契約オペレーターにインセンティブを与える利益配分になっている。
- (3) チェプからの15万B/D増加分と、コノコ（Conoco）社が開発する西ナトゥナ鉱区のプラナク（Belanak）からの生産が見込まれる10万B/Dと合わせると、25万B/Dの増産が見込まれ、原油生産が年間150万B/Dに回復すると期待される。
- (4) Ton Oil Equivalent（原油換算トン）。
- (5) CNOOCは2004年にさらにブリティッシュ・ガス（British Gas: BG）からも権益を買い取り、タンゲー・プロジェクトの権益シェアはBP 37.16%、CNOOC 16.96%、三菱商事・国際石油開発（INPEX）16.3%、新日本石油開発12.28%、KG（兼松商事・石油公団・海外石油）10%、LNGジャパン（日商岩井・住友商事）7.35%となった。

- (6) CNOOCがタンゲール権益獲得にオファーした価格は0.89ドル/BOEで、オーストラリアの北西大陸棚(NWS)の埋蔵権益5%を3億2000万ドルで獲得した価格、1.52ドル/BOEと比べるとかなり低いとされる(*The Jakarta Post*, October 1, 2002)。
- (7) Million British Thermal Unit.一定の温度下におけるガス容量の標準単位。
- (8) 1970年代の石油ブームによってプルタミナは、「国家のなかの国家」と言われるまでに強大化したが、ストウォー(Ibnu Sutowo)総裁による無謀な事業多角化と放漫経営によって、1975年には経営危機に陥った。その結果、スハルト(Soeharto)大統領はプルタミナの人事権を掌握し、石油・ガス収入を国家予算に組み入れ国家による管理を強化した。
- (9) 日本は現在天然ガスの輸入の全てをLNGで行っており、世界のLNG輸入の47%を占めるが、サハリンからのパイプラインによる輸入を近年中に始める予定である。
- (10) PGNには年間8800万ドルのパイプライン使用料収入が入る(*Petrominer*, August 15, 2003)。
- (11) JBICは2003年3月、総額490億8800万円を限度とする特別円借款融資に調印した。なお、商業性の高い事業への円借款融資については、その妥当性に疑念の声もあがったため、JBICは今後、類似プロジェクトへの融資は円借款でなく輸出信用などのその他の公的資金(Other Official Flows: OOF)で対応していく方針である。
- (12) ムアラ・カラン火力発電所ガス化事業、ムアラ・タワル火力発電所拡張計画も円借款の案件リストに加えられた(第11章参照)。
- (13) *Petrominer*, December 15, 2004, pp.23.

【参考文献】

<日本語文献>

加藤学 [2003] 「新石油ガス法制下におけるインドネシア石油ガス産業」(『アジア研・ワールド・トレンド』、第95号、2003年8月号、pp.40-46)。

鈴木孔 [2002] 「インドネシア石油ガス産業はどう変わるのか——新・石油ガス法の成立をうけて」(『石油/ガスレビュー』、2002年1月号、pp.74-86)。

鈴木健雄・上田丈晴 [2002] 「アジア・太平洋地域の天然ガス事情とLNG需給動向」、日本エネルギー経済研究所、2002年10月。

長谷川徹 [2001] 「広域アセアン天然ガスパイプライン網構想——その概要・課題・メリットの検証」(『石油/ガスレビュー』、2001年7月号、pp.12-32)。

光道雄 [2001] 「インドネシアの天然ガス事情」(『石油開発時報』、No.130、2001年8月、pp.37-45)。

藤田昭幸・上田丈晴・長阪伸哉・佐野智 [2002] 「我が国におけるLNG市場の現状と将来展望に関する調査」、日本エネルギー経済研究所、2002年10月。

森田浩仁 [2003] 「LNG：下降をはじめた価格と高まる供給の柔軟性——リスク再配分から生まれつつある契約の多様性」、日本エネルギー経済研究所、2003年2月。

<外国語文献>

Asia Pacific Energy Research Centre [2002] *APEC Energy Demand and Supply Outlook 2002*.

BP [2004] *BP Statistical Review of World Energy, June 2004*.

Directorate General of Oil & Gas [various issues] *Indonesia Oil and Gas Statistics*, Ministry of Energy and Mineral Resources.

Directorate General of Oil & Gas [2003] *Oil and Gas Data Information, 6th Edition*, Ministry of Energy and Mineral Resources.

Embassy of the USA, Jakarta [2003] *Petroleum Report Indonesia 2002-2003*.

Legowo, E. [2003] 'Natural Gas Utilization in Indonesia,' paper presented at Symposium on Pacific Energy Cooperation (SPEC), Tokyo, February 2003.

Petrominer [various months].

Perusahaan Gas Negara (PGN) [2003] *A Trans Asean Gas Pipeline Milestone*.