日本財団 The Nippon Foundation 助成

東南アジアにおける中小天然ガス田からの通常船舶による天然ガス海上輸送に関する調査

２００８年３月

社団法人 日本中小型造船工業会

はじめに

東南アジアでは、インドネシア、ブルネイ、ベトナムといった天然ガスを産出する国が多く存在する。現在、天然ガスは、陸上輸送についてはパイプライン、海上輸送については LNG（液化天然ガス）輸送船により輸送されているところである。しかしながら、これらの輸送については、費用対効果から、大規模ガス田からの輸送に限られ、中小ガス田については、数多く存在するものの、採算性の問題から十分利用されていないのが現状である。

現在、東南アジア各国経済は数％の順調な成長を続けており、大都市のみならず中小都市の経済発展も著しく、それに伴う電力等のエネルギー需要も高まりつつある。このような東南アジア域内でのエネルギー需要の高まりに対して、自らが所有し、日欧米といった大消費地への輸送に適さない中小ガス田の利用は、解決策の一つである。

中小ガス田から算出される天然ガスの利用・輸送に対して NGH、GTL、CNG 等の技術開発が進められている。東南アジア域内での天然ガス輸送を考えると、ロットが小さいこと、短距離輸送であること、需要地までの陸上輸送も考慮すると、CNG 技術が可能性として考えられる。CNG については、各種の技術開発が行われているが、炭素繊維による補強を考慮した大型高圧容器技術を用いれば、コンテナ方式により通常船舶での輸送も可能となり、陸上での需要地までの輸送も容易になると思われる。また、これに伴い、当該コンテナ輸送船を始めとして、タグボートやサプライベッセルなどの作業船、災害対応のための消防船や油防除船等の船舶需要も期待できる。

このような状況を踏まえ、我が国造船業界の需要を想定することを目的に、インドネシアを中心とした東南アジア域内における中小天然ガス田の分布と埋蔵量、中小都市における天然ガス需要を調査するとともに、これら地域間海上輸送需要を想定した。

ジェトロ・シンガポール・センター船舶部
（社団法人日本中小型造船工業会共同事務所）
ディレクター　田中　信行

目　　次

序章 …… 1
1.　ガス産業の概要 …… 2
1-1　ガス埋蔵量 …… 2
1-2　ガスの生産量 …… 4
1-3　LNG 生産基地と動向 …… 14
1-4　ガスの輸出動向 …… 20
1-5　新規探索動向 …… 23
1-6　中小ガス田の状況 …… 29
2.　石油ガス及びエネルギー政策 …… 30
2-1　石油・ガス法の制定 …… 30
2-2　石油ガス産業の行政組織及び国営企業 …… 32
2-3　石油・ガス政策の問題点 …… 33
2-4　エネルギー政策 …… 36
2-5　エネルギー政策におけるガス産業の課題 …… 37
3.　国内ガス需要と輸送ニーズ …… 39
3-1　ガスの消費市場 …… 39
3-2　国内ガス供給インフラ …… 41
3-3　国内ガス需要の動向 …… 50
3-4　輸送ニーズと船舶需要 …… 59

別添 1　メドコ社について …… 66
別添 2　メドコ社組織図 …… 92
別添 3　ガスバランスデータ …… 94
別添 4　PGN ガス輸送将来像 …… 111
別添 5　LEMIGAS の概要 …… 112

序章

インドネシアはアジアでは唯一の OPEC メンバーで、豊富な石油ガス等の天然資源に恵まれた国である。インドネシアの石油ガス埋蔵量のうち天然ガスが 78%を占め、英国石油（BP）統計によれば、アジア太平洋地域で最大の天然ガス埋蔵量を有し、同地域で最大の天然ガス生産国である。しかし、LNG 事業がガス田開発の中心であって、国内市場向け開発は重視されていなかった。ガス生産量の約半分は輸出用 LNG に向けられ、国内のエネルギー需要は主に石油で賄ってきたのである。国内ではガス輸送インフラが十分に整備されていないこと、及び民生用エネルギー需要が補助金政策によって安価に維持されている石油製品に向かうことから、ガスの国内消費量は最近まで伸び悩んできた。

しかし、ここ数年状況は変わりつつある。1990 年代半ばから、インドネシアの石油探査及び石油生産が減少していることに加え、国内でのエネルギー需要が増大していることにより、インドネシアは産油国であるにも関わらず、2004 年から石油の純輸入国に転落した。インドネシアの国内石油市場は、政府が補助金を拠出して政策的に価格を抑えているが、近年の石油価格の高騰により国庫負担が増大している。そのため、政府は国内エネルギー源を石油から天然ガスや石炭に転換する方針を打ち出している。その一環として、LNG 輸出を削減する方針で、日本等の輸入国との現在の契約の更新時には、輸出量が大幅に減る公算が強い。しかし、インドネシアにとって LNG 輸出は重要な外貨獲得源である。政府は中小ガス田の開発を含め、ガス生産量の拡大を図ろうとしている。

前述のように国内におけるガス利用がこれまですすまなかった背景の１つには、輸送インフラが不十分だったこともある。これについてはスマトラからジャワ島へのパイプラインが一部完成する等改善がみられる。ガス生産企業や国営ガス会社の PGN 等は、CNG（圧縮天然ガス：Compressed Natural Gas）、GTL（天然ガス液体化：Gas to Liquid）、NGH（天然ガスハイドレート：Natural Gas Hydrate）といった新規の輸送方法にも注目し、欧米の政府や企業の支援を受けながら事業化の可能性調査も行っている。

1. ガス産業の概要

1-1 ガス埋蔵量

インドネシアは、天然資源の豊かな国である。英国石油（British Petroleum：BP）統計によれば、石油の確認埋蔵量は 43 億バレルで世界 25 位、ガスは同 92 兆 9,100 億立方フィート（2 兆 6,300 億立方メートル）で世界第 14 位である[1]。

表 1 ガスの確認埋蔵量上位 15 カ国（2006 年末現在）

	国	兆立方フィート	兆立方メートル	全体に占める割合
1	ロシア	1,682.07	47.65	26.3%
2	イラン	992.99	28.13	15.5%
3	カタール	895.24	25.36	14.0%
4	サウジアラビア	249.68	7.07	3.9%
5	アラブ首長国連	213.95	6.06	3.3%
6	米国	209.15	5.93	3.3%
7	ナイジェリア	183.91	5.21	2.9%
8	アルジェリア	159.00	4.50	2.5%
9	ベネズエラ	152.32	4.32	2.4%
10	イラク	111.90	3.17	1.7%
11	カザフスタン	105.90	3.00	1.7%
12	ノルウェー	102.09	2.89	1.6%
13	トルクメニスタン	100.96	2.86	1.6%
14	インドネシア	92.91	2.63	1.5%
15	オーストラリア	91.96	2.61	1.4%
	その他	1,061.45	30.07	16.6%
	合計	6,405.48	181.46	100.0%

出所：BP 統計 2006 年

また、インドネシア政府の統計では、発見可能埋蔵量は確認埋蔵量とほぼ同等の規模がある。エネルギー鉱物資源省の石油ガス局（Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi：MIGAS）の資料によれば、2006 年 1 月 1 日現在、石油の埋蔵量は 89 億 2,845 万ストックタンクバレル(Stock Tank Barrel:STB)でそのうち確認埋蔵量が 43 億 7,029 万 STB、発見可能埋蔵量が 45 億 5,816 万 STB となっている。ガスは同 187 兆 900 億標準立方フィート（Standard Cubit Feet：SCF）でそのうち確認埋蔵量は 92 兆 9,500 億万 SCF、発見可能埋蔵量は 93 兆 1,400 億 CSF である[2]。

[1] 石油、ガスいずれも英国石油（British Petroleum：BP）統計
[2] 鉱物資源賞省上流石油ガス管理機構(BP MIGAS)資料”Indonesia Oil and Gas Opportunities”

表２　インドネシアにおける天然ガス・原油の埋蔵量の推移

年	天然ガス			原油		
	兆標準立法フィート			10億バレル		
	確認埋蔵量	発見可能埋蔵量	合計	確認埋蔵量	発見可能埋蔵量	合計
1995	72.26	51.31	123.57	4.98	4.12	9.10
1996	77.19	58.73	135.92	4.73	4.25	8.98
1997	76.17	61.62	137.79	4.87	4.22	9.09
1998	77.06	59.39	136.45	5.10	4.59	9.69
1999	92.48	65.78	158.26	5.20	4.62	9.82
2000	94.75	75.56	170.31	5.12	4.49	9.61
2001	92.10	76.05	168.15	5.10	4.66	9.76
2002	90.30	86.29	176.59	4.72	5.03	9.75
2003	91.17	86.96	178.13	4.73	4.40	9.13
2004	97.81	90.53	188.34	4.30	4.31	8.61
2005	97.26	88.54	185.80	4.19	4.44	8.63
2006	93.95	93.14	187.09	4.37	4.56	8.93

出所：　2005 年までのデータは”Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006”、
Pengkajian Energi Universitas Indonesia、
2006 年のデータは”Indonesia Oil and Gas Investment Opportunities”、
石油ガス局

また、原油の埋蔵量は 2003、2004 年に落ち込み、その後伸び悩んでいるが、天然ガスの埋蔵量は 2005 年に微減したものの、若干ずつながら上昇している。

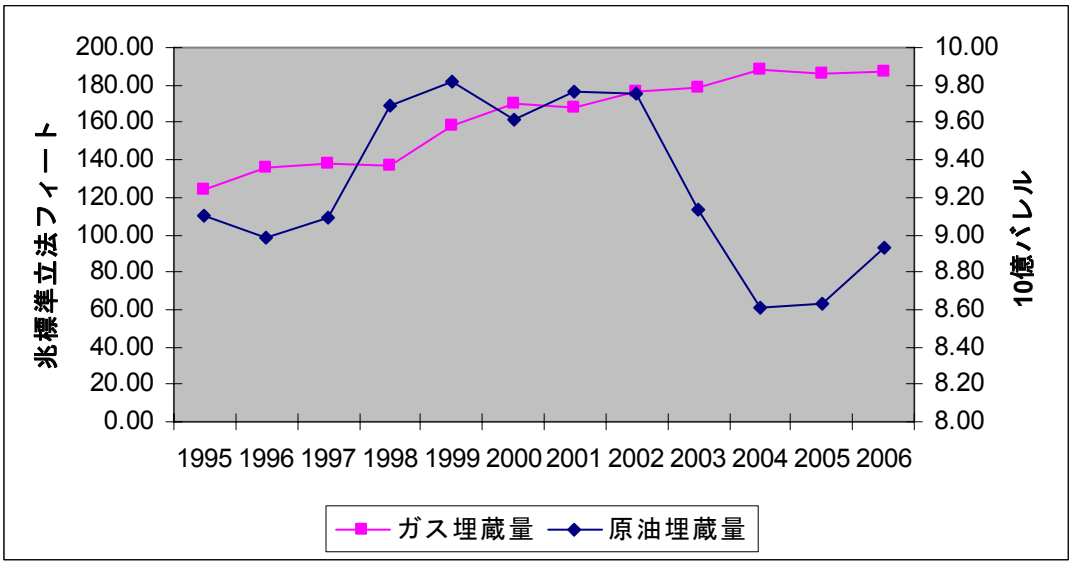


図１　インドネシアにおける天然ガス・原油の埋蔵量の推移

出所：　2005 年までのデータは”Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006”、
Pengkajian Energi Universitas Indonesia、
2006 年のデータは”Indonesia Oil and Gas Investment Opportunities”、
石油ガス局

ガス埋蔵量の地域別分布をみると、28.6%がナトゥナ諸島沖合に、24.5%が東カリマンタンにあり、南スマトラとイリアンジャヤに 13%ずつとなっている。

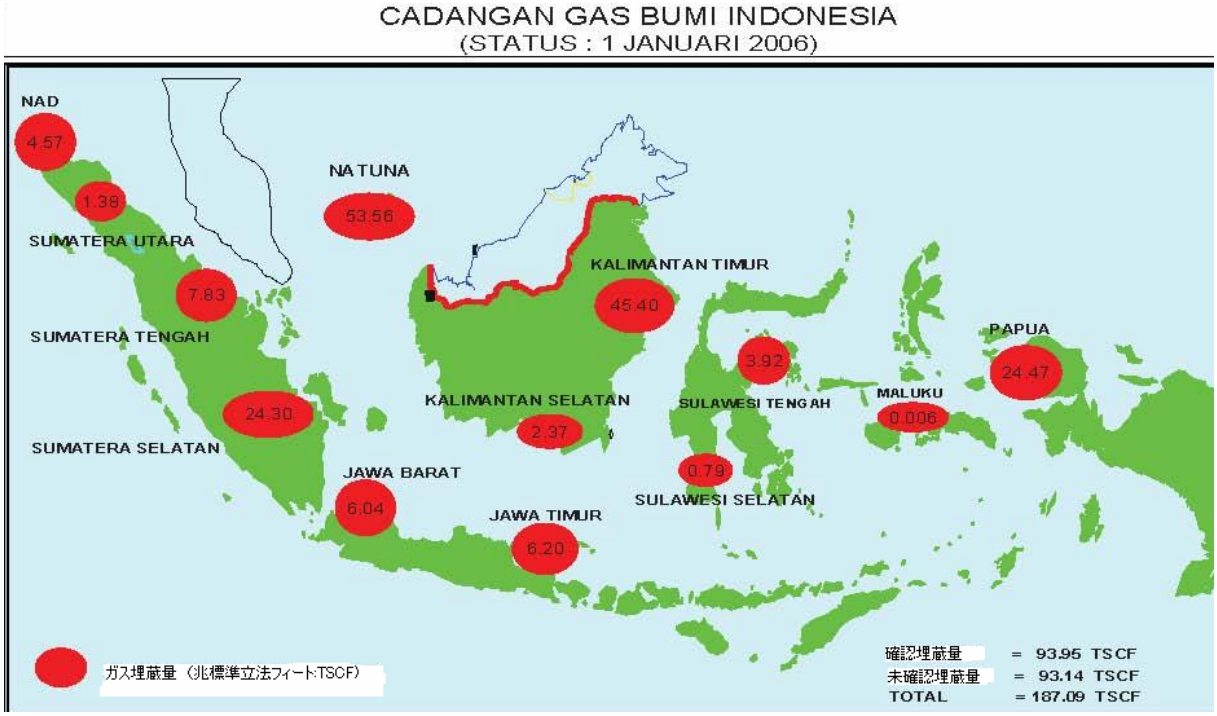


図 2　インドネシアのガス埋蔵量立地図

註：地図中の合計と図右下の数字が合致しないが、BP MIGAS のウェブサイトの数字をそのまま掲載した。

出所：BP MIGAS[3]ウェブサイト

また、天然ガス埋蔵量全体のうち、71%が海洋に立地している[4]。このように、インドネシアの天然ガスは、その多くが中心的な需要地であるジャワ島から遠く離れた地域にある。このため、天然ガスを消費地であるジャワ島に運ぶには、ジャワ島に LNG 受け入れ基地を建設するか、パイプラインを敷設する等のインフラ整備が必要となる。これには大きな投資を必要とする。そのため、インドネシアのガスの多くはこれまで、ガス田近くに LNG プラントを建設し、そこから海外に輸出されてきた。

さらに未発見埋蔵量の 60%は海洋にあり、そのうち 40%はカリマンタン東方沖大水深海域に集積しているとみられている。深海での探鉱・開発は多額の資金と技術が必要になる。

1-2　ガスの生産量

(1) 生産量と消費量のバランス

BP 統計によれば､インドネシアのガス生産量は世界第 8 位で､2006 年の生産量は 740 億立方メートルであった。従来、世界第 6 位の生産量を保っていたが、インドネシアの

[3] 石油ガス局の上流部門執行機関

[4] 在インドネシアデンマーク大使館資料 2007 年 11 月

生産量が伸び悩む中、2002 年にイラン、2003 年にノルウェーに生産高を追い越され、2003 年からは第 8 位となっている。

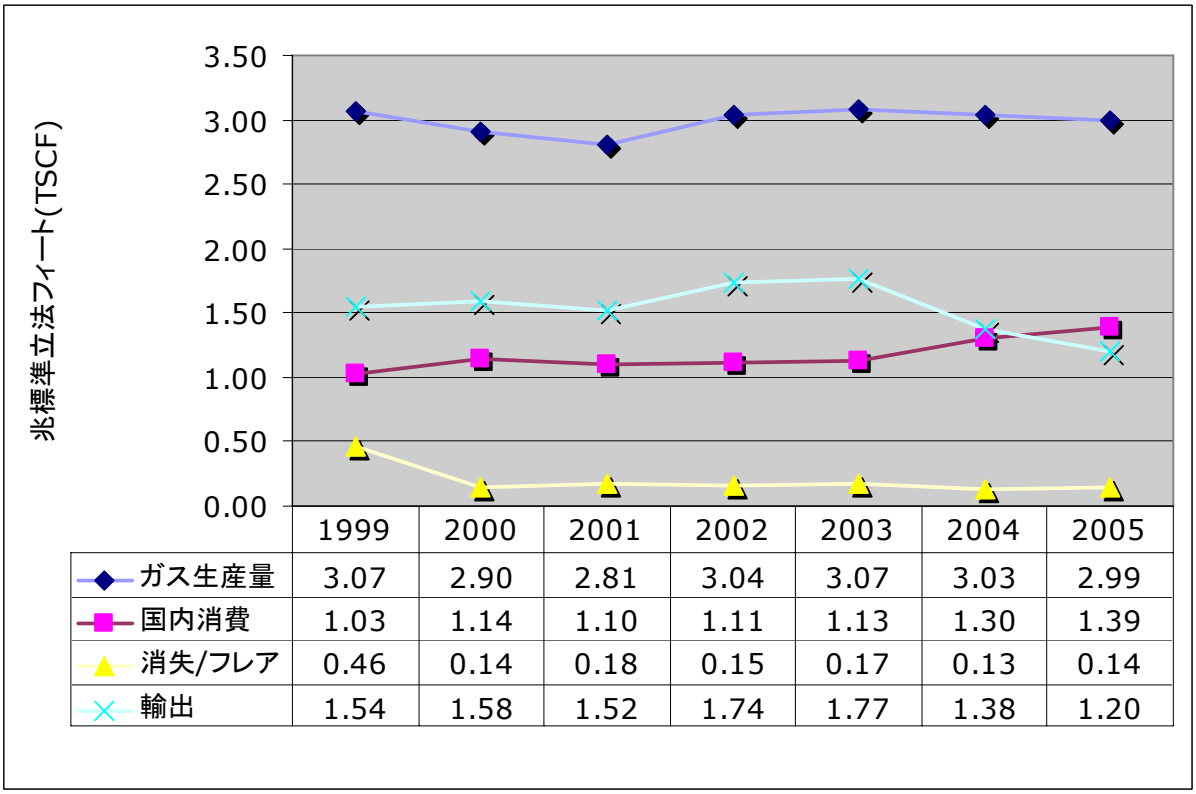
表 3　ガスの生産量上位 15 カ国（2006 年末現在）

		10億立方メートル	全体に占める割合
1	ロシア	612.1	21.4%
2	米国	524.1	18.3%
3	カナダ	187.0	6.5%
4	イラン	105.0	3.7%
5	ノルウェー	87.6	3.1%
6	アルジェリア	84.5	2.9%
7	英国	80.0	2.8%
8	インドネシア	74.0	2.6%
9	サウジアラビア	73.7	2.6%
10	オランダ	61.9	2.2%
11	マレーシア	60.2	2.1%
12	中国	58.6	2.0%
13	ウズベキスタン	55.4	1.9%
14	カタール	49.5	1.7%
15	アラブ首長国連邦	47.4	1.7%
	その他	704.4	24.6%
	合計	2,865.3	100.0%

出所：BP 統計 2006 年

インドネシア石油協会（Indonesia Petroleum Association）のレポートによれば、インドネシアのガス生産量は 1996 年の 87 億立方フィート（10 億立方フィート）/日を頂点に徐々に減少しているという[5]。図 3 のとおり、2005 年の生産量は約 2 兆 9,900 億標準立法フィートと、2002 年以降徐々に減っている。石油ガス局（MIGAS）の統計では 2006 年の生産量は 2 兆 5,000 億標準平方フィートとさらに減少した。これに対し、国内消費は増加、輸出は減少している。これは後述のとおり、インドネシア政府が国内消費向けガスを優先させる方針を出していること、輸出向け LNG プラントに原料ガスを供給しているガス田の老朽化による供給量の減少等によるものである。

[5] 2006 IPA Presidents Report Final、2006 年 12 月



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ガス生産量	3.07	2.90	2.81	3.04	3.07	3.03	2.99
国内消費	1.03	1.14	1.10	1.11	1.13	1.30	1.39
消失/フレア	0.46	0.14	0.18	0.15	0.17	0.13	0.14
輸出	1.54	1.58	1.52	1.74	1.77	1.38	1.20

図 3　ガス生産量と消費量

出所：”Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006”,
Pengkajian Energi Universitas Indonesia

(2) 地域別生産量

図 4 は石油ガスの生産地域を示したものである。生産はスマトラ島、ジャワ島、ナトゥナ海域、東カリマンタン、さらにスラウェシやイリアンジャヤの一部に広く見受けられる。未探鉱地域は主に海域（オフショア）の地区が多くなっている。

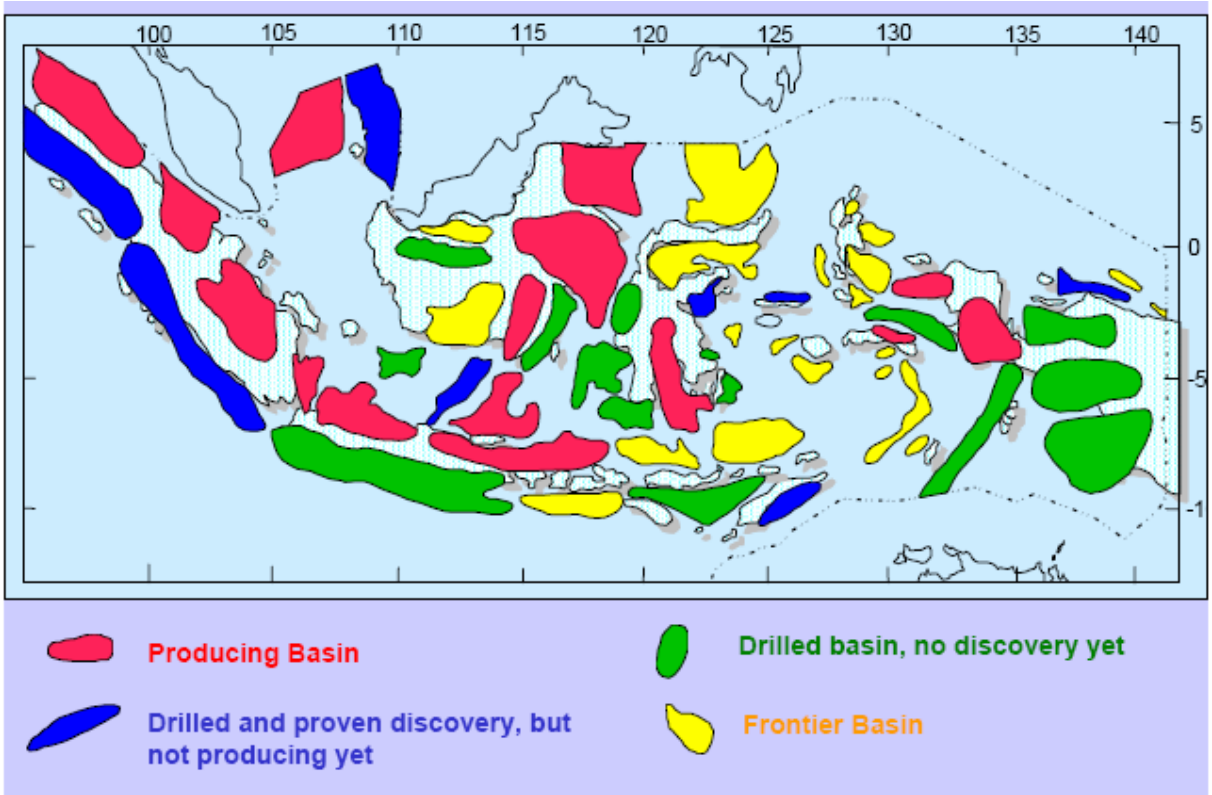
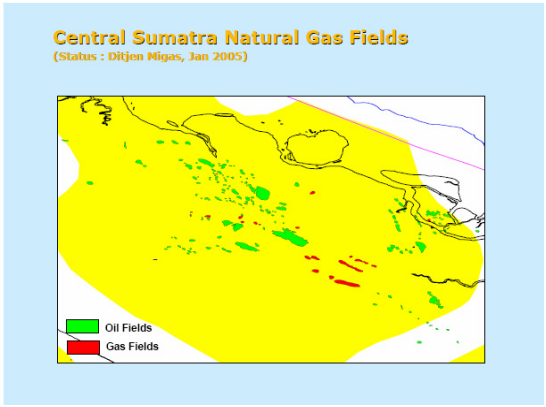


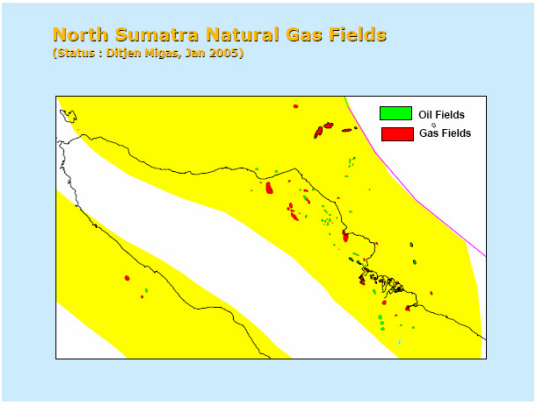
図４　石油ガスの生産地

出所：BP MIGAS

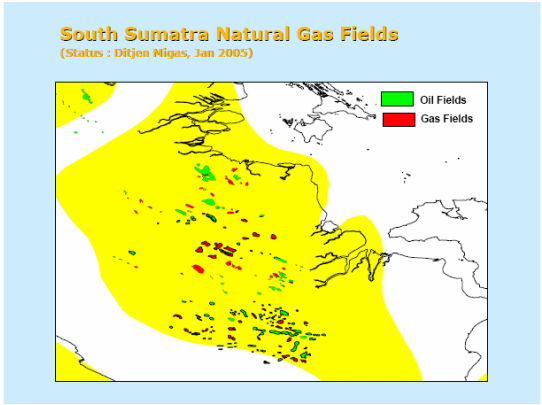
地域別にみると、ガス田が多い場所、油田が多い場所等様々である。



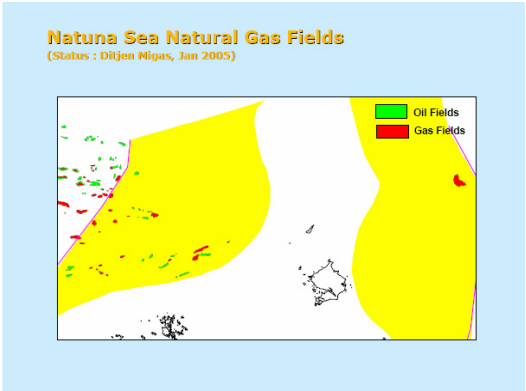
中央スマトラ



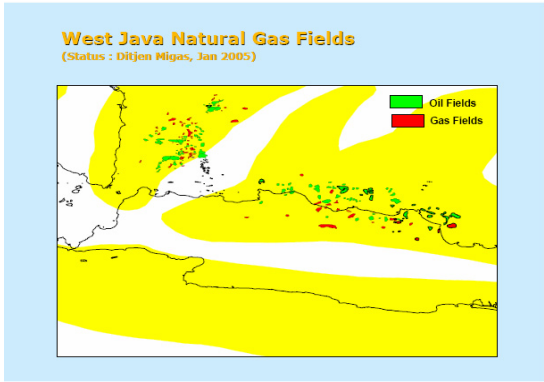
北スマトラ



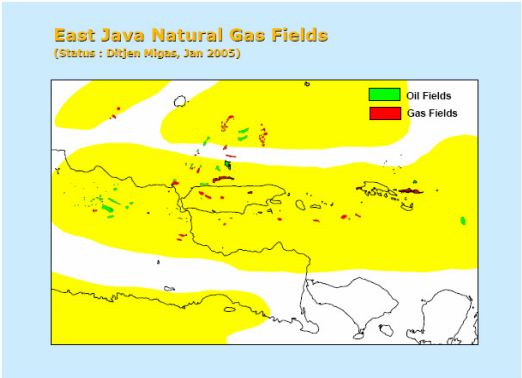
南スマトラ



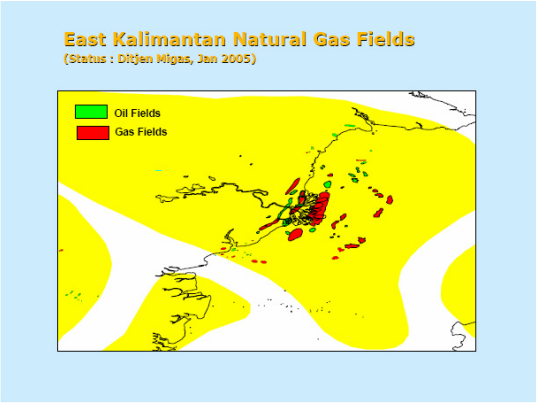
ナツナ海



西ジャワ



東ジャワ



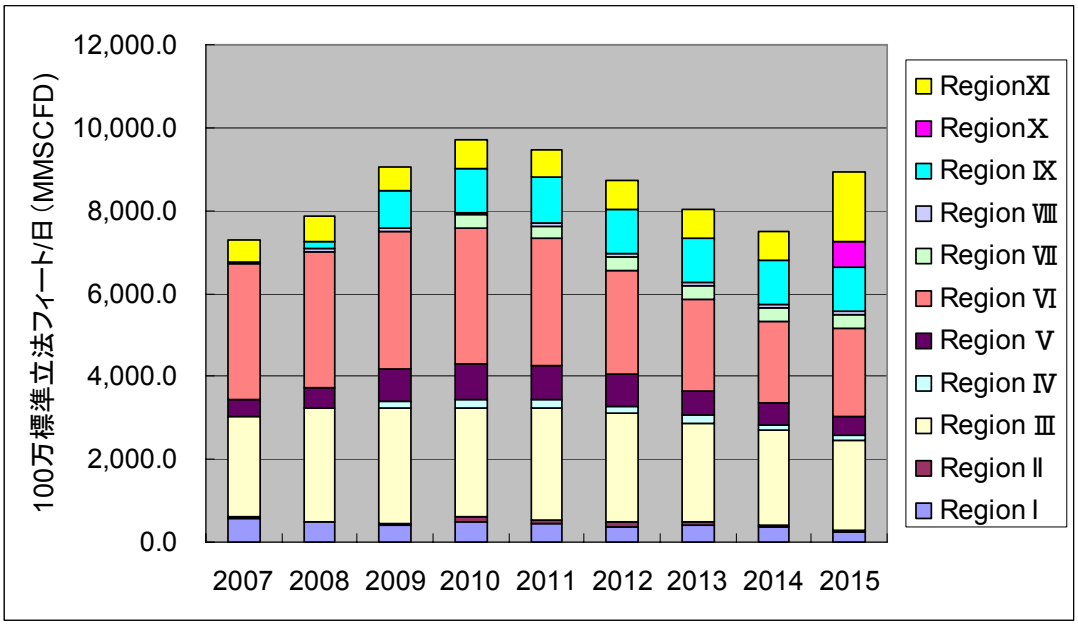
東カリマンタン

図５　各生産地の油ガス田場所[6]

出所：石油ガス技術研究開発センター（LEMIGAS）

[6] スラウェシ、イリアンジャヤの立地図は LEMIGAS 資料に公開されていなかった。

石油ガスの上流部門執行機関（Badan Pelaksana Minyak dan Gas : BP MIGAS）が2007年初旬に作成したガスの生産量と消費量のバランス予想（通称「ガスバランス」、詳細後述）によると、2007年のガス生産予測値は1日あたり73億標準立法フィートで、そのうち35.6%を東カリマンタン、33.9%を南スマトラから東ジャワにかけての地域で生産している。スマトラ島北部のアチェ州にはアルン LNG プラントに原料を供給しているアルン・ガス田があるが、老朽化により生産量が減少している。この BP MIGAS のガスバランスによると、2015年にはアチェのガス生産量は半減以下、東カリマンタンも3分の2程度まで下落すると見込んでいる一方、イリアンジャヤ（パプア）、マセラ[7]やナツナでの増産を見込んでいる。



Region I	アチェ州（スマトラ島北部）	Region II	北スマトラ
Region III	中部及び南スマトラと西ジャワ	Region IV	中部ジャワ
Region V	東ジャワ	Region VI	東カリマンタン
Region VII	中央スラウェシ	Region VIII	南スラウェシ
Region IX	パプア	Region X	マセラ
Region XI	ナツナ		

図6　地域別生産量の割合　2007年と2015年予測の比較

出所：”Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015”, BP MIGAS より作成

(3) 企業別生産量

最大のガス生産企業はインドネシアでも最大級のガス田である Pecikoや Tunu 田を要する東カリマンタンのマハカム鉱区を有するフランスのトタル社で、BP MIGAS の統計によれば2006年の生産量は1兆973億標準平方フィートとインドネシアのガス生産全

[7] イリアンジャヤ近くのティモール海域のガス田。国際石油開発(INPEX)が大規模なガス田を発見しており、後述のように2014-2016年の商業生産を見込んでいる。

体の 37.1%を占める。続いてプルタミナ、コノコフィリップス、エクソンモービルが続き、上位 8 社で全体の 9 割以上を占めている。

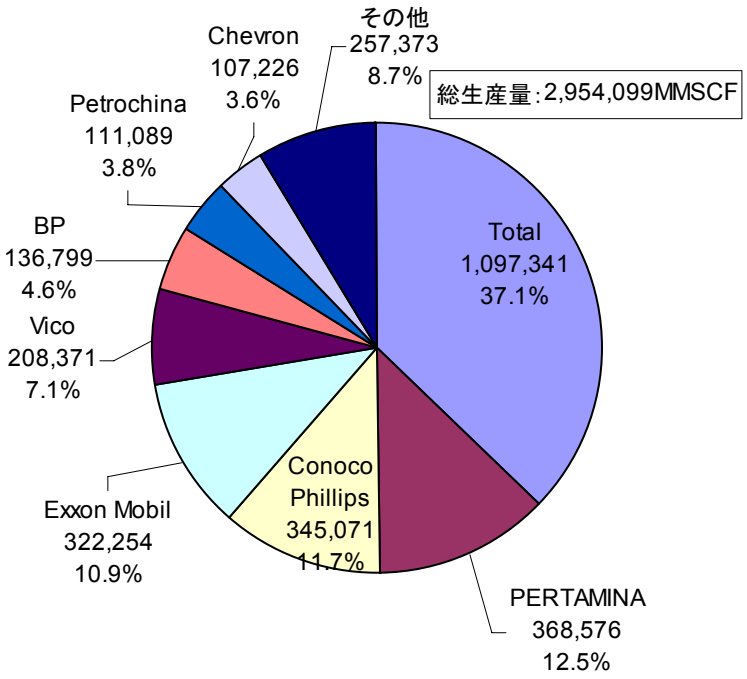


図 7　企業別生産量（単位：100 万標準立法フィート、%）

出所：BP MIGAS

下記に主要ガス生産企業を紹介する。また、地場民間最大手のメドコはスラウェシ島のガス田から CNG 輸送も検討する等ガスの新規輸送法に高い関心を持っているため、同社の生産量は全体の 1.5%に過ぎないが、メドコ社についても概要を紹介する。

<u>トタル E&P</u>

フランスに本社をおき、世界の上場企業の中では第 4 位の石油ガス会社。石油ガス探索・開発の上流部門、発電、石油ガスの下流ビジネス、化学品等の幅広く手がける。世界 130 カ国でビジネスを展開し 9 万 5,000 人を雇用している。

インドネシアでは 1968 年から事業を行っている。生産量は 1 日あたり 182 キロバレル石油換算（kboe/d）で、同社の生産全体の 8%をインドネシアが占める。同社は東カリマンタンのオフショアで、マハカム鉱区（権益比率 50%）、テンガー鉱区（権益比率 22.5%）を操業している。規模が大きいのはマハカム鉱区で、その中の Peciko, Tunu のガス田は東カリマンタンでも最大級のガス田である。ガスはボンタン LNG に販売されており、これらのガス田からのガスはボンタン LNG の原料ガス供給の 7 割以上を占める。マハカム鉱区では 2006 年にも新たなガス田が発見されている。

さらにトタル社は 2006 年にジャワ島北東部の東セパンジャン鉱区の権益 49%を取得した。

プルタミナ

インドネシアの国営石油ガス会社で 1957 年に設立された。1971 年のプルタミナに関する法律第 8 号により、大統領直轄の機関として位置づけられ、2001 年に「新石油・ガス法」が発効するまでは、石油・ガス事業を独占し膨大な権限を有してきた。プルタミナがそのような権限を保有できるようになった理由の 1 つは、1971 年法令第 8 号に基づいて同社がエネルギー鉱物資源省ではなく、大統領直結の機関として位置づけられてきたからである。プルタミナのこうした位置づけのため、スハルト元大統領の家族や関係者と同社の間には多くの癒着関係があった[8]。新石油・ガス法において、プルタミナは従来持っていた特権的な機能の多くを失って、政府が株式を保有する株式会社に改組された。従来の政府組織としての機能は、新たに創設された石油ガス上流部門を管轄する BP MIGAS に移転され、プルタミナの上流部門における位置付けは、理論的には他の PSC コントラクターと同様の一石油ガス企業となった[9]。石油・ガス下流部門でもプルタミナがほぼ独占してきたが、新石油・ガス法の発効により独占体制が崩れることとなった。さらに 2003 年の政令 31 号により国有株式会社に改組された。（詳細は次章参照）

しかし、BP MIGAS は 2007 年 4 月 16 日、プルタミナに対し、生産分与契約者が保有するすべての探鉱鉱区について 15%を上限として権益を優先的に取得する権利を与える方針を明らかにする等、プルタミナ重視の政策をとっている[10]。実際、エクソンモービルの開発の遅れを理由に契約を打ち切ったナツナ D アルファ鉱区では、プルタミナが権益比率を 24%から 50%に引き上げたいとしており、エネルギー鉱物資源省はこれを容認する考えを表明している[11]。

一方、現在のプルタミナは、石油会社としての十分な技術力及び資金力に乏しい。自社保有の鉱区の油ガス田開発が遅れれば、鉱区の政府への返還という可能性もあるため、優良鉱区は第三者の手を借りてでも開発したい意向がある。そのため、共同開発事業者を募集する入札を行い、10鉱区分について共同事業者9社の落札企業が2007年3月に発表された[12]。

プルタミナは入札の実施にあたり、自社で保有する石油・ガス田を資産価値と開発リスクの観点から5つのグループに分類している。価値が高くリスクの低い油・ガス田はグループ 1 とグループ 2 に分類し自社資金を主として使って自ら操業するとし、価値がそれほど高いものや、あるいは価値が高くても大水深海域等の立地しリスクが高くプルタミナ自力では開発できない石油・ガス田等をグループ 3 からグループ 5 に分類して他社の協力を得ながら探鉱・開発を進めていく方針である。2006年の入札の対象となった鉱区は、堆積盆縁辺部の小規模探鉱鉱区や生産フェーズ終盤を迎えた老朽鉱区が多かったことから、後者のグループ、とりわけグループ3とグループ4に属す油・ガス田を有する鉱区であったようである。そのため「魅力のない入札だった」ようで、落札者は全て

[8] 1999 年 12 月 30 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[9] 2004 年 11 月 20 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[10] 2006 年 4 月 23 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[11] 2007 年 6 月 28 日付　時事通信
[12] 2007 年 3 月 19 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)

インドネシア企業であった[13]。

<u>コノコフィリップス</u>

テキサス州ヒューストンに本社を置く米国で第 2 位、世界で第 5 位（政府系企業を除く）の石油ガス開発･生産企業である。全世界の従業員数は 32,500 人程度。22 カ国で探鉱活動を行い、16 カ国で生産を行っている。精製事業、化学品、プラスチックも手がける。

インドネシアでは 40 年間の操業の歴史があり、石油を 1,200 万バレル/日、ガスを 3 億 1,900 万立方フィート/日、生産している。インドネシアで同社が所有する主要な鉱区は、南ナツナ海と南スマトラの鉱区である。南ナツナ海ブロック B、Ketapang、Amborip VI、 Kuma の 4 つの海域の生産分与契約（PSC）、及びスマトラ島南部の Corridor 技術協力契約（TAC）区、Corridor 生産分与契約（PSC）区、South Jambi B, Sakakemang 共同操業（JOB）区、パプアの Warima 生産分与契約（PSC）の 5 つ、併せて 9 つを操業している。

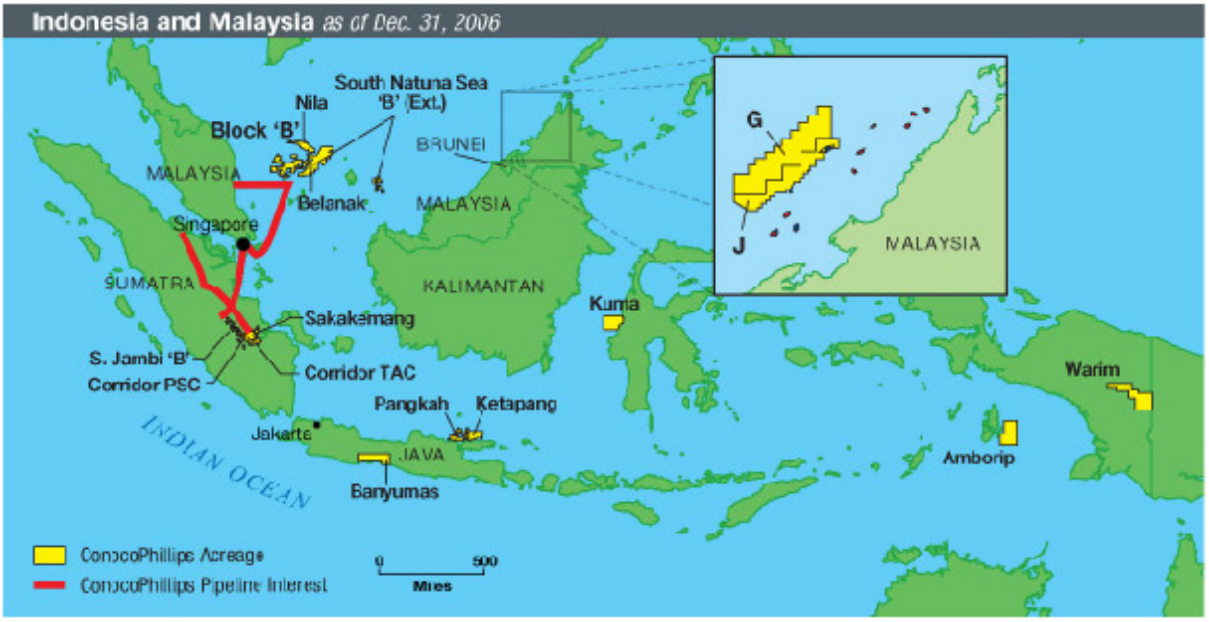


図 8　コノコフィリップス社の操業地域

出所：コノコフィリップス社ウェブサイト

また、操業はしていないが、東ジャワの Pangkah PSC、ジャワ陸上の Banyumas PSC にも権益を保有している。

---

[13] 2007 年 3 月 19 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)。なお 2007 年 6 月の日系業界関係者へのインタビューによれば、プルタミナが保有する老朽化田は、コストを低く抑えられる地場企業であれば開発に参入しても採算がとれるかもしれないが、人件費も高くコストがかかる外資系企業では難しいだろうとのことであった。外資系企業の落札がなかったのはこのような背景があるものと思われる。

南ナツナ海 B 鉱区は 1968 年に取得したもので、水深 300 フィートにある成熟ガス田である。鉱区内に 16 のガス田がある。この鉱区の天然ガスは長期契約でシンガポール及びマレーシアに販売されている。南スマトラの Corridor PSC は 1983 年に取得したもので、6 つの油田と 6 つのガス田がある。主要ガス田は Suban、Sumpal Dayung、Gelam で、Grissik と Suban にある加工工場から中部スマトラ地区やシンガポール及びバタム島に販売している。2004 年には国営ガス会社 PGN と、西ジャワとジャカルタ向けにガスを販売する契約を締結した。

エクソンモービル

1999 年にエクソンとモービルの合併で誕生した世界最大の石油ガス企業。2006 年のグループ総売り上げは 3,654 億 6,700 万米ドル。確認・未確認埋蔵量併せて 740 億バレル相当の埋蔵量を持つ。

インドネシアではアルン・ガス田、アルン LNG プラントを操業するほか、5～6 億バレルの原油と相当量の天然ガスの埋蔵量があるといわれるジャワ島のチェプ鉱区をプルタミナと共同開発している。

VICO

英国石油（BP）とイタリアの ENI 社の合弁企業で、東カリマンタンのサンガサンガ・ガス田のオペレーターとなっている。

英国石油（BP）

世界 26 カ国で探鉱･生産を行う石油ガスメジャーの 1 社。2006 年のグループ売り上げは 2,659 億 600 万米ドル。このうち石油ガス探鉱・生産は 526 億米ドル。天然ガスについては世界に 42 兆 1,680 億立方フィートの確認埋蔵量を持つ。

BP はこれまでインドネシアに 50 億米ドル程度を投資しており、同国でも最大の投資家の 1 つとなっている。石油ガスの上流分野、下流分野でビジネスを行っている。上流分野ではオフショア北西ジャワ（ONWJ）で石油ガスの生産を行っている。ONWJ の BP が関与する鉱区は東のチレボンから西のプラウスリブまでの地域で、ここには 670 の生産井、170 基のプラットフォーム、40 の加工サービス施設、1,600 キロメートルの海中パイプラインがある。また、同社は、建設中のパプアのタングーLNG プラントのオペレーターでもある。さらに東カリマンタンでは前述のとおり ENI 社との合弁会社 VICO がサンガサンガ・ガス田のオペレーターとなっている。Sanga-Sanga のガスはボンタン LNG の原料となっている。西ジャワでは三井化学との合弁の PT Amoco-Mitsui Indonesia がチレゴンの化学品工場（高純度テレフタル酸）を操業している。

メドコ

メドコは 1980 年にインドネシアの掘削コントラクターとして設立された。1992 年にカリマンタン島の探鉱・生産鉱区権益を取得し、1994 年にジャカルタ株式市場に上場。その後地道に国内保有鉱区を増やすとともに、米国メキシコ湾岸のルイジアナとテキサスでも資産買収により生産事業を開始した。現在ではインドネシア、米国、リビア、イ

エメン、オマーン、カンボジアで操業し、権益保有鉱区は 35 ヶ所、開発区域の総面積は 7 万 3,369 平方キロメートルにのぼる。2006 年の総売り上げは 7 億 9,240 万米ドル。インドネシアではスマトラ、東カリマンタン、ジャワ、スラウェシに石油ガス田を開発・操業している。ガス生産量は 437 億標準立法フィートで、インドネシア全体の 1.5%に過ぎない。しかし、メドコは 2006 年 5 月にエクソンモービルとコノコフィリップスが治安の悪化等を理由に撤退を決めた北スマトラ、アチェ州ブロック A 鉱区を買収する等積極的な展開をみせている。また前述のように同社がオペレーターになっているスラウェシ島のセノロートイリガス田から CNG を使った輸送を検討したこともある。（詳細は輸送ニーズの項参照。）また、同社はインドネシアでは発電事業にも参入している。

2007 年 8 月には、三菱商事がメドコに出資した。三菱商事はメドコ株の 50.7%を保有する企業に 39.4%の株式を所有することで、間接的株主となったもので、これに三菱商事は 3.52 億ドルを出資、間接的にメドコの 19.97%の株主となった[14]。

メドコのインドネシアにおける操業鉱区等同社の詳細及び組織図は別添 1、2 を参照。

1-3　LNG 生産基地と動向

インドネシアには既に稼働中にアルン LNG プラント、ボンタン LNG プラントに加え、2008 年に稼動が予定されているパプアのタングーLNG、さらにスラウェシ島のセノロ LNG プラント、ナツナ D アルファ鉱区の LNG プラントの構想がある。

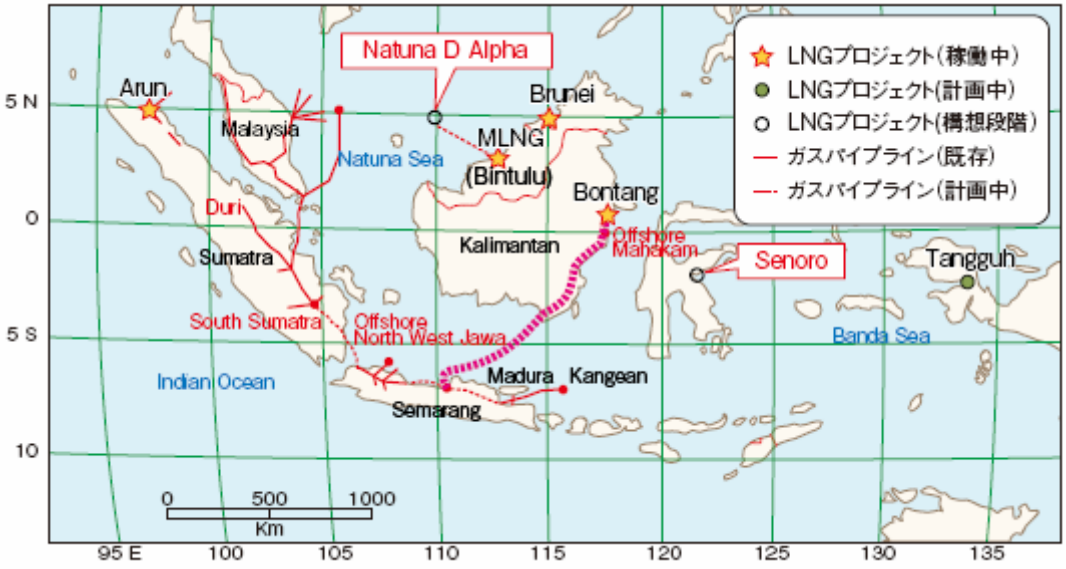


図 9 インドネシアと近隣諸国の LNG プラント立地

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

(1) 既存の LNG プラント

インドネシアで現在稼動している LNG プラントはスマトラ島北部のアルン LNG と東カリマンタンのボンタン LNG プラントの 2 ヶ所である。

[14] 2007 年 8 月 23 日付　ロイター

アルン LNG

1971年に発見された巨大なアルン・ガス田のガスを原料として1978年に稼働した。オペレーターはプルタミナ、エクソンモービル、日本インドネシア・エル・エヌ・ジー株式会社[15]による合弁会社のPT Arun NGL Co., Ltdで、原料のガスはエクソンモービルが操業するアルン・ガス田から供給している。

1970年代、日本向けのLNG輸出を開始してからインドネシアのLNG輸出を担ってきたが、アルン・ガス田のガス生産が既に減退しており、早晩生産終了になるものと見られている。[16]

アチェ州知事は、プルノモ・エネルギー鉱物相に2008年以降のアルンLNG輸出停止を求めた。アチェ州当局によると、老朽化したアルン・ガス田はLNG液化基地に原料ガスを供給するには不十分だが、地元の肥料工場、製紙産業、発電所等に原･燃料ガスを供給するには十分であるため、国内向けにガスを回すべきだというわけである。アルン・ガス田は、北スマトラA鉱区、Krueng Maneガス田とともに、2020年までアチェの肥料工場にガスを供給することができるものと見られている。

表 4　アルン LNG の概要

オペレーター（合併会社）	PT Arun NGL Co.（アルン）
同上参加者と参加比率	プルタミナ　55%
	エクソンモービル　30%
	Japan Indonesia LNG　15%
原料ガス供給者	エクソンモービル（アルン・ガス田より）
LNG 液化能力	680 万トン／年（6 トレーン、ただし現在操業中は 4 トレーンのみ）
稼動開始年	1978,1983,1986 年
LNG 販売者	プルタミナ
LNG 輸出先	日本、韓国

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

ボンタン LNG

東カリマンタンに立地し、オペレーターはプルタミナ、VICOインドネシア、日本インドネシア・エル・エヌ・ジー株式会社、トタルの合弁によるPT Badok NGLである。原料のガスは主にVicoインドネシアのサンガサンガ・ガス田、トタルのマハカム沖ガス田、ユノカル（シェブロン）[17]の東カリマンタン沖合で操業するガス田群から供給されている。このうちトタルがマハカム沖に25兆立方フィートの豊富な埋蔵量を誇るガス田を有し、最大の供給源となっている。また、ユノカルもカリマンタン沖合の新規ガス田

[15] 1973 年のインドネシアからの LNG 輸入契約に伴い 1974 年に設立された。現在は住友商事、双日が折半出資する LNG ジャパン株式会社。
[16] 石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[17] 2005 年にシェブロンがユノカルを買収した。

にて次々とガスの埋蔵量を増加させている。

一方、Vicoの操業するサンガサンガ・ガス田では生産減退が想定より早く進んでおり、増産は期待できないものと見られている。

トタル、ユノカルのガス田からの埋蔵量は問題ないものの、今後このガス供給力を確保するためには、既発見だが未開発のガス田を開発移行させる必要がある[18]。

表 5　ボンタン LNG の概要

オペレーター（合併会社）	PT Badak NGL　（ボンタン）
同上参加者と参加比率	プルタミナ　55%
	VICO Indonesia　20%
	Japan Indonesia LNG　15%
	トタル　10%
原料ガス供給者	Vico、トタル、ユノカル
供給ガス田	東カリマンタン推積盆地の各ガス田
ＬＮＧ生産規模	2,259 万トン／年（８トレーン）
稼動開始年	1977,1983,1989,1993,1997,1999 年
LNG 販売者	プルタミナ
LNG 輸出先	日本、韓国、台湾

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

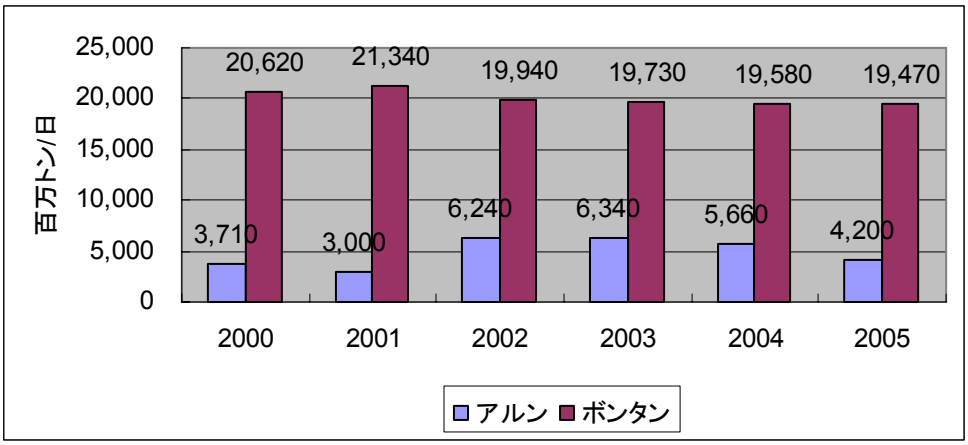


図 10　アルン、ボンタン LNG プラントの生産量推移

出所：BP MIGAS

(2) 建設中の LNG プラント

タングーLNG プラント

インドネシアで第3番目となるLNGプラント。2トレーンで年間液化能力760万トンの規模で2008年に生産を開始する予定である。オペレーターは英国石油子会社のBPイン

[18] 石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)

ドネシア。

ガスを生産するタングーガス田開発鉱区（確認埋蔵量14.4兆立方フィート）はインドネシア・西イリアンジャヤ州ビントゥニ周辺のベラウ湾からビントゥニ湾に拡がる地域に位置している。原料となる天然ガスはビントゥニ湾沖合に設置される2基の無人洋上プラットフォームにて生産され、パイプラインを通じてインドネシア・西イリアンジャヤ州トゥルック・ビントゥニに設置される陸上LNG液化プラントに供給される[19]。

プロジェクトの実施にあたり、総額約50億米ドルのうち35億米ドルを融資調達する計画で、2006年8月にはBPインドネシアを中心とするタングーLNGコンソーシアム[20]とインドネシア政府上流部門執行機関BP MIGASが日本の国際協力銀行（JBIC)、アジア銀行等の国際金融機関との間で約26億米ドルの融資契約を締結した[21]。さらに2007年10月には約9億米ドルは三菱東京UFJ銀行、みずほコーポレート銀行、中国銀行、等の6行と融資契約を行った[22]。

販売先は、中国海洋石油総公司により運営される福建省LNG受入基地向けに年間260万トン、韓国Kパワー社向け年間最大80万トン、韓国ポスコ（旧浦項製鉄）社向け年間55万トン、米国センプラ・エナジー社用メキシコ向け年間最大370万トンの4社[23]、さらに東北電力も2006年11月にLNG売買基本原則に調印した[24]。

表 6　タングーLNG の概要

オペレーター	BP Indonesia
事業パートナーと参加比率（ガス供給者）	BP 37.16%、日石ベラウ 12.23%、 MI ベラウ 16.3%、KG ベラウ石油開発 10.0% CNOOC 16.96%、LNG ジャパン 7.35%
供給ガス田	ベラウ、ボルワタ、ウィリアガ
ＬＮＧ生産規模	760 万トン／年（２トレーン）
稼動開始予定	2008 年
LNG 輸出先	中国（CNOOC）、韓国（Posco / K Power）、米国（Sempra）

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

[19] 2006 年 8 月 1 日付　三井物産プレスリリース
[20] 日本からは三菱商事、国際石油開発、新日本石油開発、三井物産、住友商事、双日等が参画。兼松は保有権益を国際石油開発等 4 社に売却し撤退している。(2007 年 10 月 3 日付　時事通信)
[21] 石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[22] 2007 年 10 月 30 日付　時事通信
[23] 2006 年 8 月 1 日付　三井物産プレスリリース
[24] 2006 年 11 月 28 日付　東北電力プレスリリース

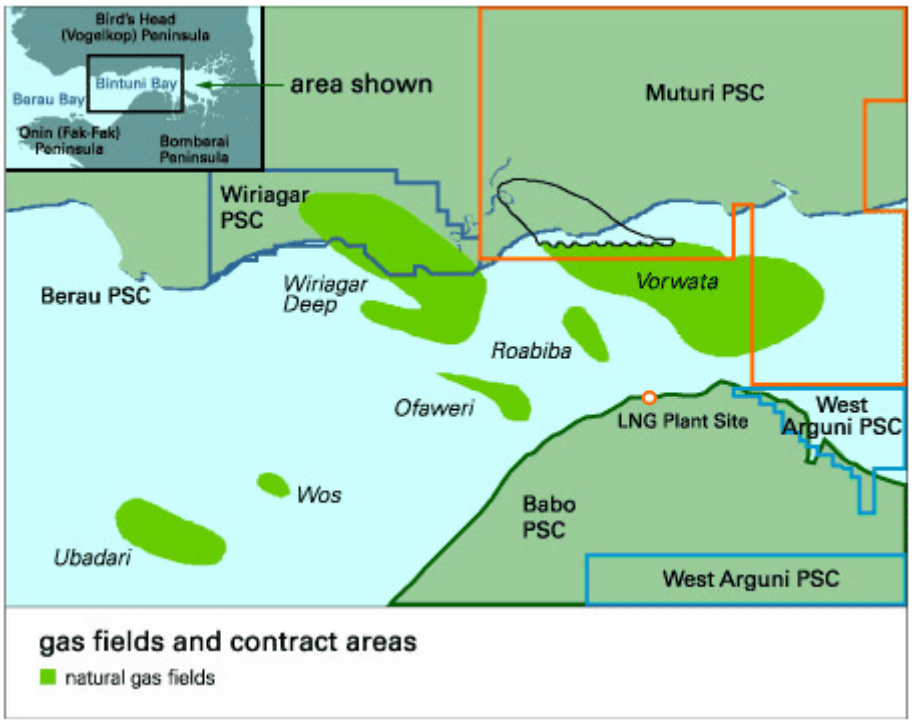


図 11　タングーLNG 立地図

出所：BP Indonesiaウェブサイト

(3) 計画・構想中の LNG プラント

<u>セノロ LNG</u>

インドネシア・中部スラウェシでメドコが共同開発オペレーターになっているセノロ・トイリ鉱区、及びそれに隣接するプルタミナのマティンドック鉱区で生産されるガスを原料としたLNGプラント計画。

セノロ地域（陸域）では、1999年に2兆5,000億立方フィートのガス田が発見されたため、それ以来、近隣のプルタミナ鉱区内のドンギー・ガス田のガスと合わせてLNGプラントを建設する案等、複数のガス事業計画が検討されてきた。2005年頃にはセノロのガスをCNG船でバリ島等に輸送する案、ミニLNGプラントを建設する案等も浮上していた。結局CNGは今のところ実現せず（詳細は後述）、セノロ・トイリとマティンドック鉱区のガスを使ってのLNG計画がほぼ固まりつつある。セノロLNGプラントには三菱商事が参画しており[25]、年産200万トンのLNGプラントを建設し、日本にLNGを輸出するもので、2010年の稼働を見込んでいる[26]。ガスはメドコとプルタミナが50%ずつ権益を保有するセノロ・トイリ鉱区と、プルタミナが権益100%を保有するマティンドック鉱区（ドンギ・ガス田）から供給する[27]。

---

[25] 2007年8月の安倍首相(当時)とともに日本の経済ミッションがインドネシアを訪問した際、三菱商事はメドコとセノロ LNG 事業契約を締結（2007 年 8 月 23 日付　時事通信）
[26] 2007 年 8 月 3 日付　時事通信
[27] 2007 年 7 月 31 日付　時事通信

表７　セノロ LNG 計画の概要

事業パートナーと参加比率	Medco Energi　20% プルタミナ　29% 三菱商事　51%
供給ガス田	セノロ・トイリ鉱区、マティンドック鉱区
ＬＮＧ生産規模	200 万トン／年
稼動開始予定	2010 年
LNG 輸出先	日本（交渉中） 他に台湾、国営電力会社 PLN、国営ガス会社 PGN も関心を持っていると報じられている。

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）、報道より作成

(4) その他

ナツナＤアルファガス田

ナツナ D アルファ・ガス田は、炭化水素の可採埋蔵量が46兆立方フィートと推定されていることから、インドネシアにおけるガス埋蔵量の3分の1を埋蔵する鉱区であると言われている。しかし、CO2が全気体の71%を占め、その除去が難しいために、具体的なガス田開発の目処が立っていない[28]。

インドネシア政府は1995年にエクソン（当時）と開発に係る基本合意（投資見積り額400億ドル）を結び10年以内の商業生産を目指していたが、掘削作業の失敗やその後の開発意欲の欠如（ガス販売先の開拓が意欲的でないこと）等を理由に、インドネシア政府は2006年後半、76%の権益を保有していたエクソンモービル（現在）に対し同鉱区の操業契約を打ち切ると通告し、現行契約を2007年1月9日に失効させた[29]。これに伴い、権益24%を保有するプルタミナが50%への権益拡大を希望している。政府は再契約を希望するエクソンとの交渉を継続中であるが、プルタミナの権益を拡大させたい意向である[30]。

2006年にはナツナのガスを東マレーシア・ビンツルのLNG液化基地まで海底パイプラインで輸送して液化する、という案も浮上したが、現在のところ政府とエクソンモービルの交渉の結果待ちといった状態である。

[28] 2006 年 11 月 20 日付　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[29] 2007 年 3 月 13 日付　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[30] 2007 年 6 月 28 日付　時事通信

表 8　ナツナ D アルファ・ガス田開発計画概要

項　目	詳　　細
場所	ナツナ海、東ナツナ埋積盆地
鉱区	ナツナ D アルファ鉱区
水深	143m
ガス田発見	AL-1X（1973 年）ほか
ガス性状	C1（メタン）　＋LPG/コンデンセート 28%、　CO_2 71%
可採埋蔵量	46Tcf
パートナー/権益 （2007 年 1 月まで）	エクソンモービル（オペレーター）　76% プルタミナ　24%
開発方法	未定
ガス販売契約	なし

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

マセラ鉱区アバディガス田

1998年に国際石油開発（INPEX）が権益100%を取得したマセラ鉱区で、2000年に大規模なガス構造アバディを発見。同社は埋蔵量の規模を確認するため、評価井４抗の掘削も進めている。商業生産開始は2014～2016年を目指している。

これに対し、2007年5月、BP MIGASの幹部はINPEX社に対し、LNGプラントの建設を検討するよう求めていることを明らかにした。BP MIGASによれば、INPEXはプラントについて検討中だが、BP MIGASは鉱区内に浮体式プラントを実現したい考え。BP MIGAS幹部は、「ガス田は一番近い島からもかなり距離があり、浮動式プラントの建設は可能だ」とし、「現段階の調査では、年産能力各300万トンの2トレインを建設できる見通しだ」としている。[31]

1-4　ガスの輸出動向

(1) 輸出動向

前述のようにインドネシアで生産されるガスの大部分は LNG として海外に輸出されている。しかし、ここ数年は原料ガス供給の不具合等から輸出量は前年比割れとなり、不振な状況が続いている。同国は 1984 年から一貫して世界最大の LNG 輸出国であったが、2006 年にこの地位を中東の新興 LNG 大国カタールに譲り渡した。

[31] 2007 年 5 月 24 日付　ロイター通信、2007 年 8 月 22 日付　時事通信

表 9　世界 LNG 輸出上位 5 カ国

単位：10 億立方メートル

	輸出国	2005年	2006年	2006年の全体に占めるシェア
1	カタール	27.10	31.09	14.7%
2	インドネシア	31.46	29.57	14.0%
3	マレーシア	28.52	28.04	13.3%
4	アルジェリア	25.68	24.68	11.7%
5	オーストラリア	14.85	18.03	8.5%
	その他	61.20	79.67	37.7%
	合計	188.81	211.08	100.0%

出所：BP 統計

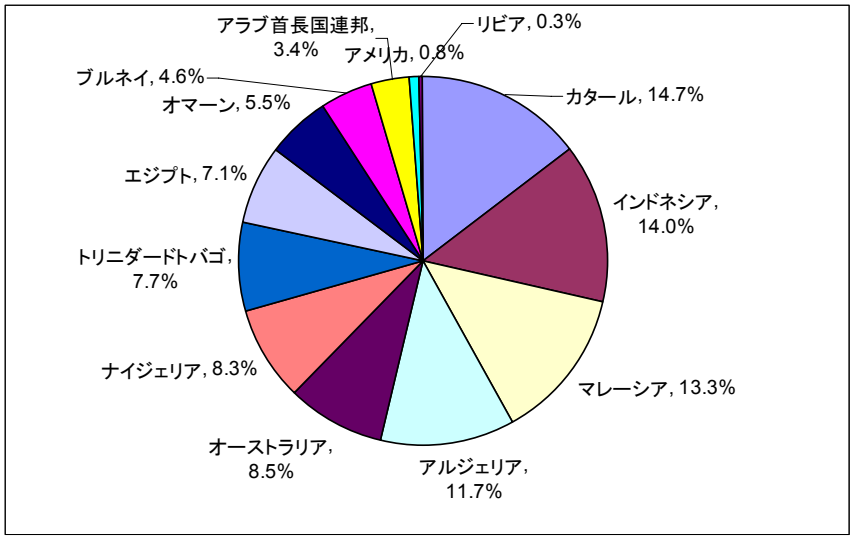


図 12　2006 年の世界の LNG 輸出国別内訳

出所：BP 統計

インドネシアの LNG 輸出は日本、韓国、台湾向けである。また、インドネシアはパイプラインでシンガポールにも天然ガスを輸出している。

表 10　インドネシアの天然ガス輸出先国

単位：10 億立方メートル

輸出先国	2005年	2006年
日本	19.00	18.60
韓国	7.51	6.72
台湾	4.95	4.25
シンガポール	4.83	4.83
合計	36.29	34.40

出所：BP 統計

(2) 輸出削減方針とその背景

インドネシアでは生産するガスは輸出に振り向け、国内エネルギーは石油でまかなってきた。しかし、1999 年以来、インドネシアの石油探査及び石油生産が減少していることに加え、国内でのエネルギー需要が増大していることから、インドネシア政府は原油消費比率を半減させ、かわりにガス・石炭に転換する政策を打ち出している。LNG の生産量自体もアルン・ガス田の老朽化やボンタン LNG プラントの事故で落ち込み、輸出量は 2004 年から契約量を下回る状態が続いていた[32]。

2006 年 3 月にはユドヨノ大統領が 2009～10 年で期限切れとなる LNG 輸出契約の延長を行わず、肥料製造や発電燃料等国内向けに振り向けるという方針を表明した[33]。さらに、ガスの生産量の 25%を国内向けに割り当てる方針も同年 1 月にプロノモエネルギー相が発表[34]、2007 年 1 月になると同相はさらに国内向け割り当てを 40%まで引き上げる方針を明らかにした。[35]

インドネシア政府は現存の輸出契約は遵守する方針だが、こうした一連のガスの国内需要向け重視の政策が打ち出されてはいるため、契約更改後の状況は現在のところ不透明である。2007 年 10 月 22 日付の時事通信によれば、国営石油プルタミナのイイン副社長は記者団に対し、2010～2011 年に一部契約切れとなる対日 LNG について、契約延長期間が 10 年となるのは確実との見解を示した。ただし、日本側と交渉を続けているインドネシア代表団は、延長期間の輸出量を日本側の希望の約 20%にすぎない 2500 万トンとする案を提示している。両国交渉チームのメンバーである同副社長によると、インドネシア案の輸出量は、前半の 5 年間が年 300 万トン、後半が年 200 万トン。同副社長によると、関西企業を中心とした日本側は現行契約通りの年 1200 万トンの 10 年間輸出を希望。これに対するインドネシア案は、従来の 4 分の 1 から 5 分の 1 に減少する計算となる。

このように外貨獲得源である LNG の輸出を削減までして、国内市場向けのガス供給が求められる背景はいくつかある。

① 石油製品価格の上昇

インドネシアのエネルギー供給は、石油比率が約51パーセントと最大であり、約29パーセントのガスを大きく上回る。ところが、原油生産は10年来減少が続き、2004年からは石油純輸入国に転落した。このため政府は、国内の石油消費を抑え、ガスと石炭を国内の主力エネルギーと位置付ける政策を進めようとしてきた。石油製品価格は従来、民生用の灯油・LPG・軽油を中心に、補助金政策によって安く設定されてきた。しかし、数年来の原油価格高騰で国家財政が補助金の膨張に耐え切れず、政府は2005年10月に約2～3倍という大幅な石油製品値上げを断行した。

そのため、産業用エネルギー需要が、相対的に安価となったガスに向かっているものと考えられる。2005年末までに石油製品値上げが一巡した後、2006年1月以降は国内市

---

[32] 2006 年 4 月 25 日付　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[33] 2006 年 3 月 26 日付　時事通信
[34] 2006 年 1 月 11 日付　時事通信
[35] 2007 年 1 月 17 日付　時事通信

場向けのガス供給を求める要請が強くなっている。[36]

② 資源ナショナリズム

資源の豊富な資源供給国が多い一方、資源開発は欧米企業が担っている構造から、資源保有国は不満を募らせやすい。南米の資源ナショナリズムが高揚しているが、インドネシアも例外ではない。

インドネシアでは2004年12月、憲法裁判所が2001年に改定された石油・ガス法第22条1項の「産出した石油・ガスの最大25パーセントを国内需要に割り当てる」との規定に対して、上限の設定は「天然資源は国民の最大利益のために利用される」との憲法の規定に反するとの判断を下したのだ。これに基づいた改正を行う方向で検討がすすめられている。

③ 石油・ガス輸出の政府歳入に占める相対的な重要性の低下

資源国インドネシアにとって、石油、天然ガス輸出は重要な外貨獲得の手段である。しかし産業構造の変化（＝製造業の発達）とともに、輸出額全体に占める石油、天然ガスの比率は低下している。1980年代前半に輸出額の80パーセントを超えた石油・ガス比率は、2003～04年には20パーセント弱に減少している。こうしたことから、石油・ガス輸出を最優先する必要はないとの認識を持つ者も少なくないと言われている。[37]

1-5　新規探索動向

前述のようにインドネシアではガス生産、しいては LNG 生産、ガス輸出の削減といった動きが出てきており、LNG 輸出国としての地位が揺らいでいる。直接の原因は、数年来の原油価格の高騰により、石油からガスへの国内エネルギー供給源の転換が必要となったためである。しかし、根本的な原因は石油ガス上流分野の投資環境が悪いため必要な投資を呼び込めず、石油・ガスの生産及び新規発見が低迷していたことにある。プルタミナの独占を排し、石油ガス産業の効率化をはかるために新石油・ガス法が施行されたものの、法制運用上の混乱によって投資環境が悪化した（詳細は次章参照）ためである。さらに、インドネシアにはまだ多くの未開発油ガス田が残っているとはいうものの、スマトラ、カリマンタン島、及び遠隔地のパプア遠隔地であったり深海であったりと開発に困難なものも多く、技術力や多額の投資を要するものが多い。

こうした状況にも関わらず、インドネシア政府が課す探鉱参入への条件は他国に比べても厳しいという。参入企業はまず地質探査契約を結び、その中で必要最低限の作業量が設定され、それに基づいて探索を行うことになる。鉱区内で油ガスが見つからなければ政府に鉱区は返却しなければならない。見つかった場合は生産分与契約に基づき、政府と開発企業で分け合うことになるが、その生産分与比率がインドネシアの場合は他国に比べて低い。また、契約更新時にプラスアルファの取り分を政府が要求することもあるとのことである。[38]

こうしたことから、ここ数年、探索活動はすすまず、油ガス田の新規発見も少なかった。

---

[36] 2006 年 4 月 25 日付　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[37] 2006 年 4 月 25 日付　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)
[38] 2007 年 6 月、ジャカルタの日系業界関係者へのインタビュー

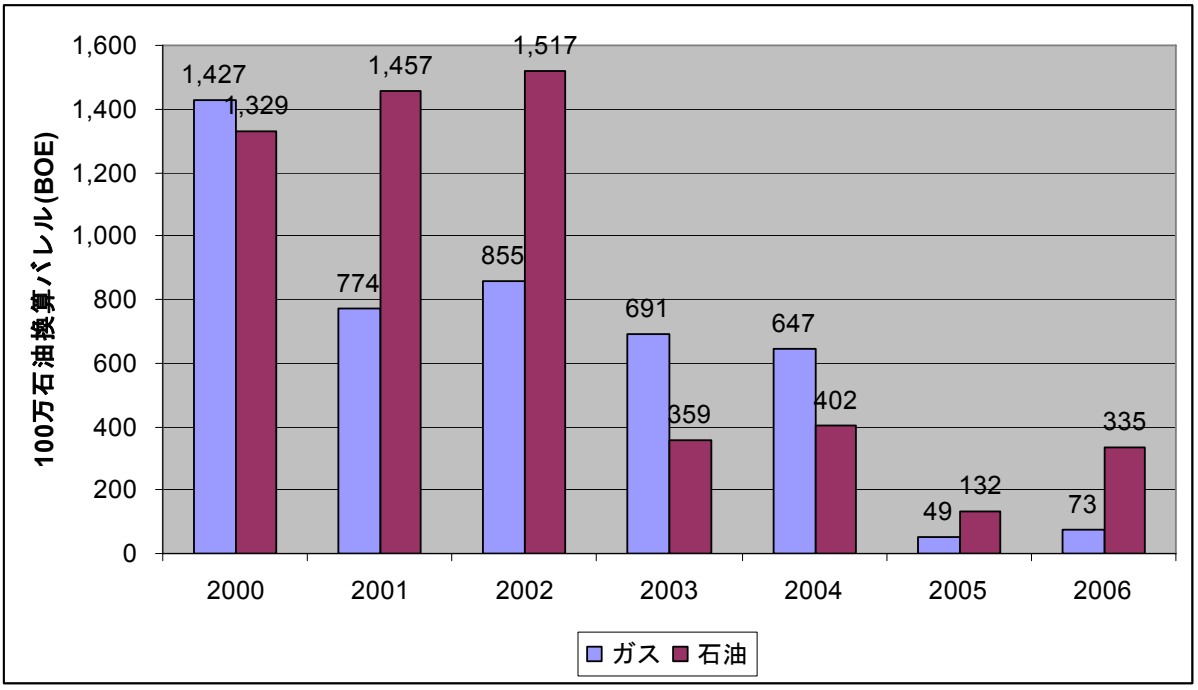


図 13　新規油ガス田発見量の推移

出所：”Indonesia Oil and Gas Opportunities”, 石油ガス局

また、探鉱活動も 2001 年の石油ガス併せて 106 件あったものが、2006 年には 64 件となっている。

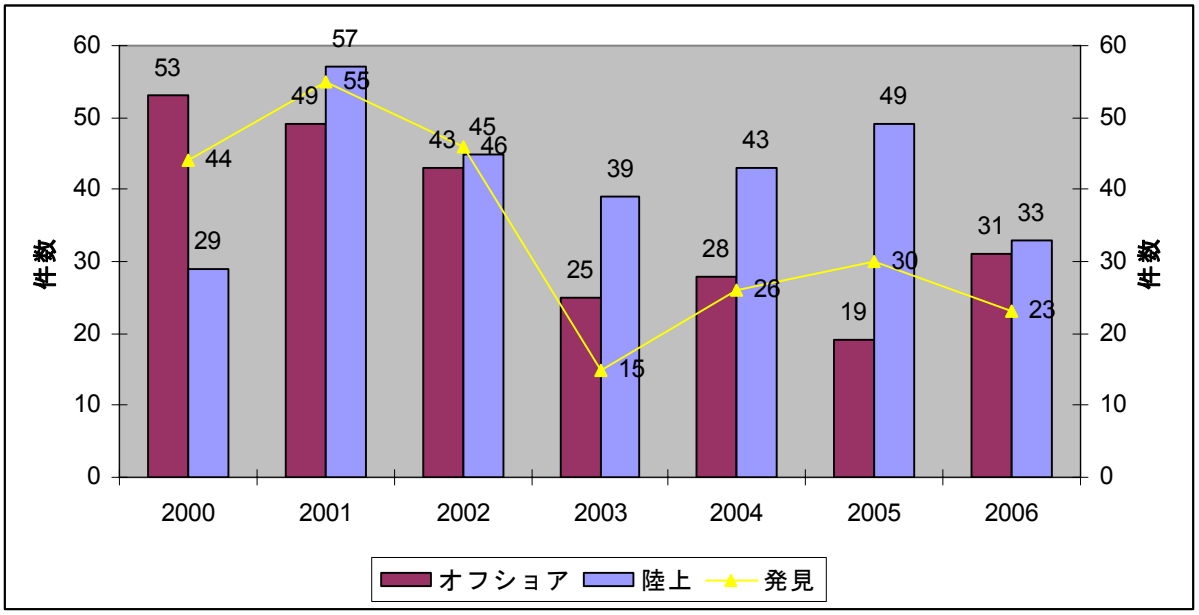


図 14　探索活動推移

出所：”Indonesia Oil and Gas Opportunities”、石油ガス局

さらに、鉱区入札の際にも有力外国企業の鉱区取得が少なかった。しかし 2007 年に入ってようやく復活の兆しが出てきた。2007 年に 3 月に発表された落札結果ではエクソンモービル、トタル等の有力国際企業も落札した。

(1) 鉱区入札状況

インドネシア政府は2006年8月、石油･ガス41鉱区の探鉱入札を公示した。全41鉱区の中で、20鉱区は通常の競争入札鉱区、21鉱区は直接交渉方式であった。主要な対象地域は、ナツナ海、スマトラ島中部陸域、ジャワ島東部・西部の陸域と沖合、カリマンタン島東部陸域と沖合、及びスラウェシ島中南部陸域と沖合（マカッサル海峡）である。

図 15　2006 年 8 月公示入札対象鉱区

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

このうち、一般競争入札20鉱区のうち9鉱区、直接交渉方式21鉱区のうち18鉱区で落札が決まった。

日本企業が含まれるコンソーシアムが落札したのは、東カリマンタン州沖合の東南マハカム鉱区とナツナ海のツナ鉱区。東南マハカム鉱区はトタルと共同で国際石油開発が獲得。またプレミアオイルと組んだ三井石油開発がツナ鉱区を落札した。 また大規模な油･ガスの集積が期待されるとして注目されていたマカッサル海峡のカラマ､マンダル、サゲリ鉱区については､カラマ鉱区をプルタミナとスタットオイルのコンソーシアムが、マンダル鉱区をエクソンモービル系のエッソ・エクスプロレーション・インターナショ

ナルが、サゲリ鉱区をタリスマン・エナジーがそれぞれ落札した。[39]

表 11　2006 年一般競争入札 9 鉱区落札者

鉱 区	地 域	落 札 者
SE マハカム	東カリマンタン沖合	国際石油開発、トタル E&P
西アイル・コメリン	南スマトラ陸上	ティアラ・ブミ・ペトロリアム
ツナ	ナツナ海	三井石油開発、プレミアオイル
カラマ	西スラウェシ沖合	プルタミナ、スタットオイル
マンダル	西スラウェシ沖合	エッソ・エクスプロレーション・インターナショナル
サゲリ	南スラウェシ沖合	タリスマン・エナジー
ランプン第 1	ランプン沖合	ANG エナジー
ウジュン・クーロン	バンテン陸上・沖合	M3 エナジー
エンレカン	南スラウェシ陸上	シグマ・エナジー・ペトロガス

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

表 12　2006 年直接指名方式 18 鉱区落札者

鉱 区	地 域	落 札 者
ドゥユン	ナツナ沖合	トランスワールド･エクスプロレーション
パリ	ナツナ沖合	インドリーチ・エクスプロレーション
トンガ	北スマトラ陸上	モセサ・ペトロレウム、クンチャナ・スルヤ・プルカサ、ペトロス
バトゥガジャ	スマトラ中部陸上	ランヒル・ジャンビ
レマン	スマトラ中部陸上	ヘキシンド・グラミン・ジャヤ、インデンベルグ
バタンハリ	スマトラ中部陸上	グレゴリ・ガス・プルカサ、ＣＮＯＯＣ
カランアグン	南スマトラ陸上	オルディラ・エネルギー・プルサダ
ユカス	南スマトラ陸上	スター・エナジー・ホールディング
アラスジャティ	東ジャワ陸上	インサニ・ビナ・プルカサ
北カンゲアン	東ジャワ沖合	ペトロ・ジャワ・インターナショナル
シバル	東ジャワ沖合	ミトラ・エネルギー、パール・オイル
西サンガッタ	東カリマンタン陸上	カリマンタン・クタイ・エネルギー
ワイン	東カリマンタン陸上	バンダワ・プリマ・レスタリ
クタイ	東カリマンタン陸上･沖合	エフィンド、セリカ・エネルギー
ブドンブドン	西スラウェシ陸上	グマ･テラ、マンレーＮＶ、ＴＧＳノベック
クマ	西スラウェシ陸上	コノコフィリップス、スタットオイル
カラナ	マカッサル海峡	パール・オイル
ブトン	東南スラウェシ陸上･沖合	石油資源開発、プレミアオイル、クフペック

出所：石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

[39] 2007 年 3 月 23 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)

また、2007 年の入札については、当初 8 月の公示を予定していたが延期され、10 月に 26 鉱区が公示された。政府は 6 ヶ月以内の落札者決定をめざすとしている。公示された鉱区はこれまでの入札で落札がなかった既存鉱区 6 ヶ所、合同調査中の鉱区 5 ヶ所、新規鉱区 15 ヶ所となっている。今回の入札では既に、国営石油プルタミナがロシアのルクオイル、英蘭系ロイヤル・ダッチ・シェル、ブラジルのペトロブラスの外資 3 社と共同で、セマイ等東部の沖合鉱区を中心に応札する意向を示した。このほか、アラブ首長国連邦のアーバル・ペトロリアム等も関心を示している[40]。

(2) 鉱区の開発状況

また、既に探鉱を行っている鉱区では 2005 年から 2007 年にかけて次のような進捗があった。東カリマンタン州でのプロジェクトが多くなっている。

表 13　2005 年から 2007 年の探鉱進捗状況

場 所	企業名	内　　容
南スマトラ州	プルタミナ	2007 年 12 月、生産量を日量 11 万バレルから 12 万 9,000－14 万 5,300 バレルまで引き上げるため、石油・ガス井 200 坑を掘削する計画を明らかにした。2008 年は南スマトラ州セロ鉱区等で掘削を実施する予定。同鉱区ではこのほど行った探査で、深さ 1,600 メートル地点に原油埋蔵の可能性が判明している。
南スマトラ州	コノコフィリップス	2007 年 3 月、南スマトラ州スバン第 2 ガス田（2 億 2,000 万ドル）の開発事業が開始した。
西ナツナ海域	マレーシアの複合企業ゲンティン	2006 年 9 月、石油探査子会社ゲンティン・オイル・アンド・ガス（GOGL）がインドネシア西ナツナ海域で、天然ガス及びガスコンデンセート田を発見したと発表した。ガス田が発見されたのは、同海域のアナンバス鉱区にある試掘井「アナンバス－１Ｘ」。アナンバス－１Ｘの掘削は 7 月 9 日に開始され、生産試験では日量 1,560 万立方フィートのガス及び日量 488 バレルのコンデンセートが確認された。同社は同試堀井の調査を進め、埋蔵量、発展性、事業性を検討する計画。
西ジャワ州	プルタミナ	2007 年 3 月、スバン・ガス田と中ポンドック・油田を合わせた開発 2 件（計 3 億 4,300 万ドル）を開始した。
西ジャワ州	ランヒル・エナジー	2006 年 8 月、同社のラム CEO が同年 11 月までにインドネシア西ジャワ州で石油探査を開始することを明らかにした。ランヒルが 60%を出資する同国合弁会社ブミ・パラヒヤンガン・ランヒル・エネルギア・チタルムが、2005 年 10 月に同州チタルム鉱区の探査・生産権を獲得済み。同 CEO は「国際的な石油とガスの埋蔵に関するコンサルタント会社が十分に見込みのある埋蔵地を特定している」と述べ、探査の成功に自信を示した。

[40] 2007 年 10 月 30 日付　時事通信

場 所	企業名	内　　容
中部ジャワ	プルタミナ、エクソンモービル	2007 年 8 月、プルタミナとエクソンモービルで共同開発する中部ジャワのチェプ鉱区のうち、ジャンバラン油田で今年末からガス埋蔵量確定のための掘削を行うことを明らかにした。チェプ鉱区では既に、鉱区内最大規模のバニュウリップ油田で油ガス井 1 本を掘削しており、2 ヶ月以内にさらに 1 本着手する計画。来年からはアラス・トゥア油田でもガス探査のための掘削を開始する。鉱区全体では 2010 年までに 40 本の油ガス井を掘削する予定。
東カリマンタン州	スターエネジー	東カリマンタン州スバティック鉱区の探鉱井掘削（投資額 1,965 万ドル）を予定
東カリマンタン州	ボンタン・エクスプロレーション・カンパニー(BEC)(英サラマンダー・エナジー・グループ系列)	2007 年 12 月から東カリマンタン州の東クタイ地域で探鉱井 3 抗の掘削を開始する計画。BEC の掘削をめぐっては、住民の補償要求額が高く、土地収用交渉が長期化していた。
東カリマンタン州	トタル	2007 年 3 月、東カリマンタン州に保有するチュニュ・ガス田の第 10 フェーズとタンボラ油田の第 2 フェーズ（計 7 億 3,000 万ドル）の事業が開始。
東カリマンタン州沖合	シェブロン、イタリア系 ENI	東カリマンタン沖合ガナル鉱区の掘削（投資額 3,700 万ドル）を 2008 年に予定。
東カリマンタン州沖合	国際石油開発(INPEX)、トタル	2007 年 10 月、東カリマンタン州沖合のマハカム沖鉱区で、新たに天然ガスを発見したと発表した。ガスは 2012 年に生産を開始し、ボンタン LNG プラントに供給する予定。
スラウェシ島沖マカッサル海峡	シェブロン	2007 年 8 月、マカッサル海峡の海底ガス田 5 カ所（ゲンダロ、サピ、ゲヘム、ランガス、ガンダン）の生産計画が BP MIGAS に承認された。2008 年から 5 ヶ所の掘削を開始し、2012 年に生産を開始できる見込み。生産規模は日量 8 億立方フィート。ガス井 1 本当たりの掘削費用は 3,000 万ドル。
スラウェシ島沖マカッサル海峡	エクソンモービル	2007 年 7 月、スラウェシ島沖のマカッサル海峡で 2008～09 年に探鉱井 6 ヶ所の掘削を計画していることを明らかにした。うち 3 ヶ所はスルマナ鉱区、残りはマンダル鉱区。スルマナ鉱区では 2008 年半ばから掘削を開始し、完了後にマンダル鉱区に移動する。いずれも深海鉱区のため、探鉱には高度な技術と多額の費用が必要となる。投資額は 7,000 万ドル以上。

註：上記は報道記事よりピックアップしたものであり、これが 2005-2007 年の進捗のすべてではない。

出所：報道記事より作成

1-6　中小ガス田の状況

「1-2　ガスの生産量」の項でみたように、インドネシアでは東から西まで幅広く油ガス田が広がり、埋蔵箇所も各地にある。現在ガスが多く「生産」されている場所は、LNG プラントがあるスマトラ島北部、パイプラインでジャワ島にもってくるガスの供給源があるスマトラ島中部、ボンタン LNG がある東カリマンタンである。

これらの大規模ガス田以外の中小ガス田については、ほとんどデータはない。2007 年 6 月に BP MIGAS に訪問した際には、「中小ガス田」についての調査は今年行う予定であるとのことであった。業界関係者にあたっても、中小ガス田の具体的な立地等についての情報は得られなかった。唯一、石油ガス調査会社のエネルギーファイルのウェブサイトによれば、ジャワ島北東部のマドゥラ島には多くの中小油ガス田があるとのことである。この地域で最初に原油が発見されたのは 1970 年で、1991 年に Camar 油田として開発された。ガスについては、KE5 ガス田が 1993 年から操業している。[41]

いずれにしても、パイプラインや LNG プラントに向かない少量のガスを産出するガス田は数多くあるようである。例えば、かつでは「大規模」ガス田であったところでも、年月とともに埋蔵量が減り産出量が減る。こうした老朽田はさらなる投資を行うことで、産出を続けることができるが、外資メジャー企業が手がけるには採算性が低いと見られがちである。こうした老朽油ガス田の大半はプルタミナが所有しているが、開発がすすんでいない。そのため、インドネシア政府はこれらの老朽化油ガス田を地元の地方政府に移譲し開発を委ねることも検討しているという。[42]

また、こうした条件の好ましくない老朽油ガス田でも、コストを安く抑えることができる地元企業であれば、事業として成立する可能性もある。例としては、北スマトラ A 鉱区がある。元々コノコフィリップスとエクソンモービルがそれぞれ 50%の権益を持つ鉱区で、1910 年に生産を開始し、2001 年に生産を終了した鉱区である。この鉱区では 1996 年にガス構造の開発計画が承認（確認埋蔵量約 5,000 億立方フィート）され、供給先は地元の肥料工場が想定されている。これをインドネシア地場大手のメドコが主導するコンソーシアムが 2006 年 4 月にエクソンモービルから、2007 年 1 月にコノコフィリップスから権益を買収した。外資メジャー企業からみると、売価の安い地元肥料工場へのガス販売を前提としたガス開発は魅力に薄いかもしれないが、メドコのような地場企業は反対に、高度な技術と多額の資本投下が必要な探鉱よりも、なるべく大きな油田資産の取得を念頭におきつつ、小規模な資産買収で業容を拡大していく戦略をとっている。

政府は老朽化油ガス田や中小油ガス田の開発も推進したいとして、開発企業の利益配分を増やす等の優遇措置の導入を検討している。2005 年 4 月には国内 30 ヶ所のマージナル油田の開発事業者 8 社に対し、操業コストの還付額を通常より 20%上乗せする優遇措置を発表した[43]。しかし、これはインセンティブに該当する油田が限定され、企業活動へのインパクトが小さいとされている。政府はマージナル・ガス田への優遇措置も検討していると報じられているが、2007 年 6 月に BP MIGAS を訪問した際にはまだ決定していなかった。その後、優遇措置が決定したという報道はない。

---

[41] www.energyfiles.com

[42] 2007 年 4 月 17 日付　時事通信。2007 年 6 月のジャカルタでの業界関係者へのインタビューでも、プルタミナが保有する鉱区には老朽油ガス田が多いとのことであった。

[43] 2005 年 4 月 29 日付　時事通信

2. 石油ガス及びエネルギー政策

2-1 石油・ガス法の制定

インドネシアでは2001年11月23日に新石油・ガス法が発効した。新法はそれまでのプルタ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革することを目指したものであった。

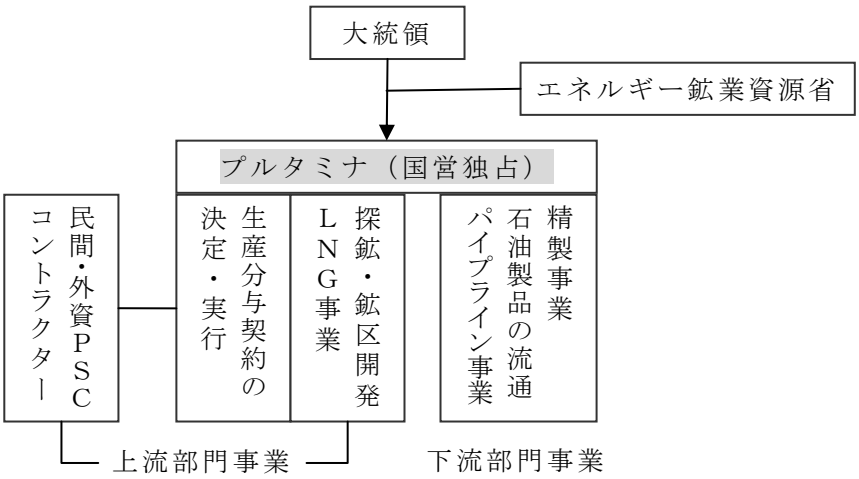
1971年のプルタミナに関する法律第8号で、大統領直轄機関として設立されたプルタミナには、それまで石油ガス産業の権益が集中していた。また、国内市場における石油ガス産業に関する行政の役割と、石油ガス部門のビジネスを行う民間企業としての役割の双方を担っていた。即ちプルタミナは、上流部門についてはオペレーターとして石油・ガスの探鉱、開発、生産を行うと同時に行政管轄権をもつ行政機関でもあり、鉱区の入札、データの管理、生産分与契約の落札決定も行っていたのである。プルタミナは業界内の上流部門で業務を行う民間企業を監督する役割を担いながら、同時にこれら民間企業と競合することになり、必然的に利害の衝突が起きていた。同時に、プルタミナは実質上、石油関連活動の下流部門も掌握してきた。1999年、特に国内の中小産業消費者からの需要の増加に対応するため、政府はPerusahaan Gas Negara（PGN）にガスの運搬を行う許可を与えるまでは、プルタミナはガスの運搬を認められた唯一の組織であった。また、プルタミナは国内の石油精製所全てを運営し、国内の石油精製品の供給にも責任を持つ機関であった。それに加えて、プルタミナは国内で生産される天然ガスの唯一のバイヤーで、LNG輸出の交渉を管轄する唯一の機関でもあった。この仕組みの下、下流産業には競争がなく、多くの弊害がもたらされた。プルタミナに与えられた独占権と行政機能、さらに石油製品への補助金、下流産業における競争の欠如といった状態の中で、インドネシアの石油・ガス産業の下流分野への投資は低迷していた。

こうした状態を打開するため、インドネシア政府は2001年11月23日に新石油・ガス法を制定し、エネルギー業界を改革し規制緩和を行う一環として、行政組織の改革を行った。新石油・ガス法では、上流部門と下流部門を明確に区別し、行政としての役割分担をプルタミナからエネルギー鉱物資源省の石油ガス局、及びその傘下に設立された新しい組織である上流部門執行機関（Badan Pelaksana Minyak dan Gas Bumi: BP MIGAS）と、下流部門調整機関（Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi ：BPH MIGAS）へ移管した。そして2003年にはプルタミナを国有株式会社化する政令31号が発布され、将来の民営化に向けてその一歩を踏み出した。新しい法律の下では、鉱区の入札は石油ガス局の管轄で、石油ガス局が鉱区の情報を収集、入札を行い、落札企業に鉱区の権益を与え、契約を実行する。しかし最終的な契約はBP MIGASが署名をし、BP MIGASが契約期間の終了まで責任を持つ。契約期間が終了すると鉱区は石油ガス局に返還される。

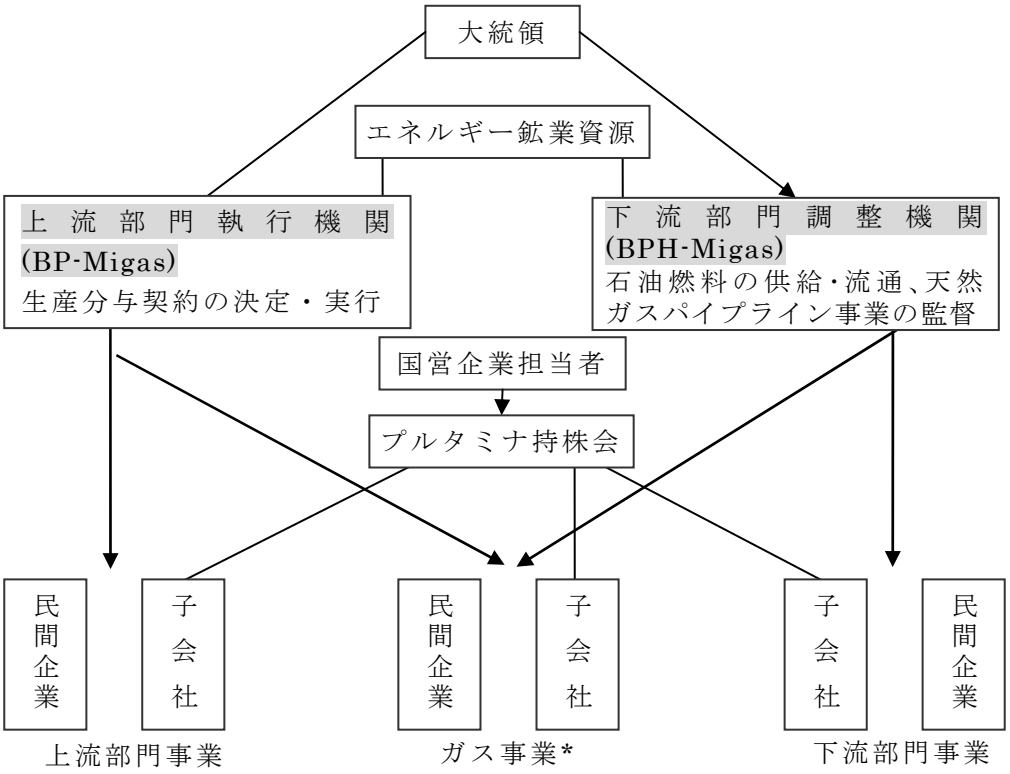
新石油・ガス法では下流部門の自由化も規定しており、下流部門への新規参入企業へのライセンスは BPH MIGAS が発行することとなっている。[44]

[44] 2005 年 5 月　IMF Report

● 旧法制



● 新石油ガス法制下



* 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。

図 16　インドネシア石油ガス産業の体制（新石油ガス法発効前・後）

出所：アジア経済研究所「インドネシア再生への挑戦」2005 年 3 月

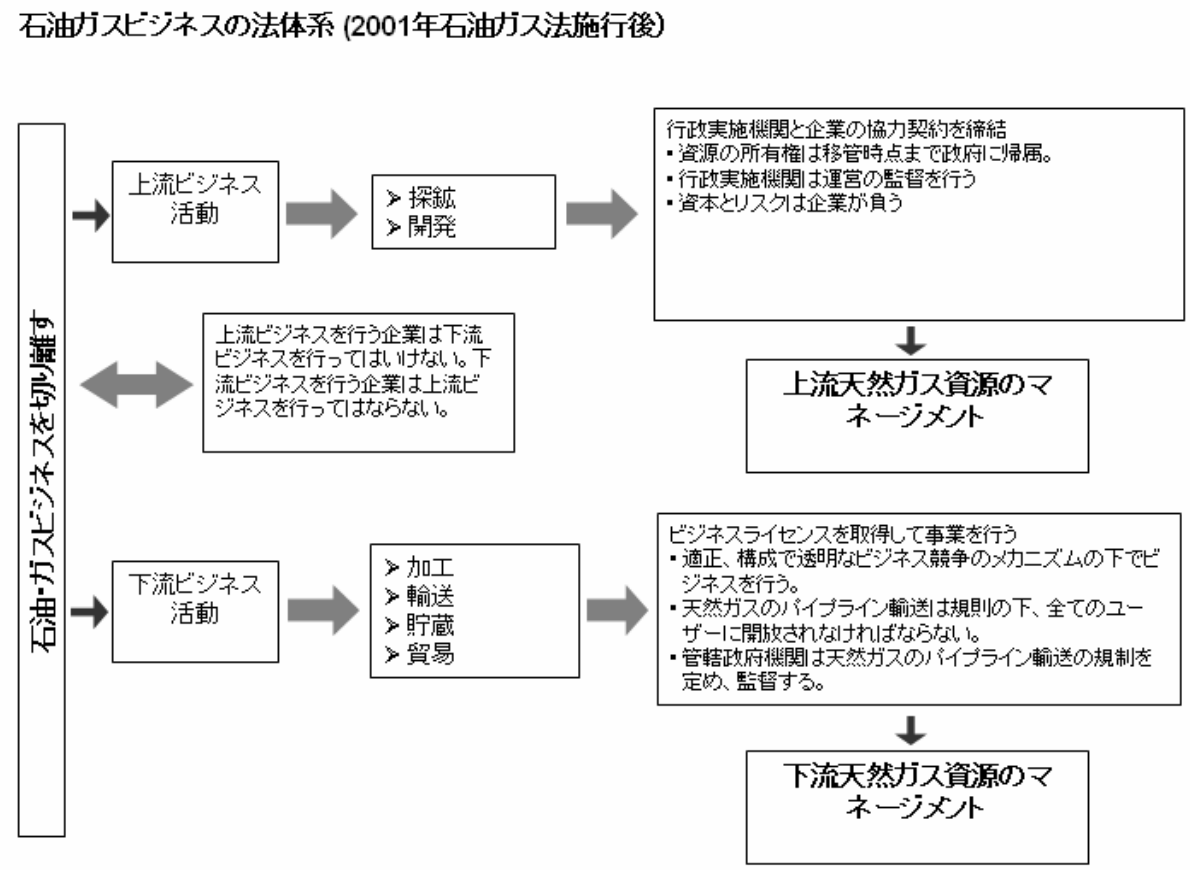


図 17　新石油・ガス法における石油ガス産業の行政

出所：石油ガス技術研究開発センター（LEMIGAS）

2-2　石油ガス産業の行政組織及び国営企業

前述のように、2001 年の石油ガス法の制定を受け、新たに BP MIGAS、BPH MIGAS がプルタミナによってそれまで掌握されていた行政機能を実施する機関として設立された。

上流部門施行機関　（Badan Pelaksana Minyak dan Gas Bumi：BP MIGAS）

2002 年 7 月の政令 No 42/2002 によって設立された、石油・ガス産業の上流部門の管轄機関。石油・ガスの探鉱生産等に関わる契約の政府側主体となる。BP MIGAS の主な業務は以下のとおりである。

- 公開する探索地区と契約についてエネルギー資源大臣に提案
- 石油・ガス鉱区探索・生産等についての契約に政府側代表として署名
- 石油・ガス上流部門の監督
- 生産された石油・ガスの政府取り分の販売者の任命

下流部門調整機関　（Badan Pangatur Hilir Minyak dan Gas Bumi：BPH MIGAS）

2002 年 12 月の政令 No. 67/2002 によって設立された石油ガス下流部門を管轄する機関。主な業務は以下のとおりである。

・　石油燃料の国内への供給の決定、規則等の発行・施行
・　天然ガスの配送に関する規則等の発行・施行
・　国の備蓄用石油燃料の確保
・　石油ガスの輸送と保存設備利用計画の策定
・　家庭及び中小企業向けガス価格の決定
・　パイプライン利用料の設定
・　パイプライン権利料の設定

プルタミナ

1971 年の法律により設立された組織で、石油ガス産業を掌握し権益を独占していたが、2003 年の政令 31 号によって国有企業に改組された。新しい制度の下では、プルタミナが持つ国有資産はプルタミナの資本として扱われることになった。改組後のプルタミナは、家庭用の燃料供給事業を行う許可を政府より取得した。新法の制定による改革で、プルタミナは他の石油ガス会社と同様、理論的にはオペレーターという位置づけになった。しかし、前章まででも見たように、政府にはまだプルタミナに権益を保有させたいという意向がある。

下流部門では、当初 2005 年末にプルタミナの独占が廃されることになっていたが、2006 年末まで延期された。

2-3　石油・ガス政策の問題点

プルタミナへの権益集中を廃し、効率化と市場経済化を目指して新石油・ガス法を導入したものの、インドネシアの石油・ガス政策は未だ問題をかかえている。

(1) 法律の運用

新石油・ガス法は施行されたが、運用を巡っては問題点が多いと指摘されている。インドネシアの上流外資企業にとっての不満は、この石油ガス法に定められた法規の枠組みを履行するための具体的な法令が十分に整備されていないことであり、実際に事業を実施する際に不明確な点が多いことである。そのために、実際の事業運営上、しばしば大きな障害を生じることがあるといわれる。例えば2002年にBP MIGAS, BPH MIGASが設立されたが、その細則が発効したのは2004年になってからであった。

またプルタミナを含めた政府関係当局間の権限の区分が不明確であって、責任体制が整っておらず、諸手続きの遂行が煩わしく、また非常に時間がかかるという。

このように、新石油・ガス法制定後の石油・ガス事業の実施方法を巡って混乱が生じ、それに対するインドネシア当局の対応が遅いこともあって、しばしば事業運営の滞りが発生した。[45]

(2) 憲法裁判所の違憲判定

さらに、2004 年にはインドネシア憲法裁判所が新石油・ガス法の次の 3 つの条項に対

[45] 2005 年 1 月 17 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)

して違憲の疑い有りとの判断を下した。

- 「エネルギー・鉱業大臣が内外企業に石油・ガスの探査・開発を行う権限を委譲できる」のは違憲であり、「重要産業のひとつである石油産業は国家によって運営・管理」されなければならない。
- 「産出した石油・ガスの最大25%を国内需要に割り当てる」として国民の利用できる比率に25%の上限を設けるのは、「天然資源は国民の最大利益の為に利用される」との憲法の規定に反する。
- 国民生活に影響の大きい石油・天然ガス価格は、「決定を市場メカニズムにゆだねる」のではなく、国家がこれを運営・管理しなければならない。

この勧告に基づき、政府は新石油・ガス法の改定案を策定中である。

同時に、憲法裁判所は国営電力会社の PLN の独占を排し電力産業に競争原理をもたらすことを目的とした 2002 年の電力法についても、「電力事業は国家にとって重要で、国家がこれを支配しなければならない」として違憲とした。

このように、国営企業の独占を廃し、エネルギー産業に競争原理を導入することを目的にした石油・ガス法、電力法が一部的、あるいは全面的に違憲とされたことは、市場経済化の促進にとっては打撃となった。

(3) 不十分なインセンティブ

インドネシア政府は 2007 年 1 月初め、2009 年までの 3 年間に原油ガス生産量を 30%増加させる目標を明らかにした。原油ガス生産を本格的に回復基調に乗せるためには、探鉱活動を活発化させ、継続的な新規油ガス田発見を実現させることが必要である。

インドネシア政府はこれに先立ち、探鉱活動を活発化させるためのインセンティブも発表している。2005 年には前述のようにマージナル油田[46]開発に対するインセンティブ、石油ガス探鉱の設備・機器に関わる輸入関税の免除、第 5 次公開鉱区に関わる生産分与契約の利益配分比率に従来よりも有利な条件を設定[47]、等の方策を発表した。さらに、マージナル・ガス田へのインセンティブを導入する、と報じられているが、2007 年 6 月に BP MIGAS を訪問した際には、まだ詳細は決まっていなかった点は前項で述べたとおりである。

こうした施策に対し、インセンティブの効果が小さい、場当たり的である、生産分与契約の利益配分は法令ではなく双方の交渉で決める余地が多く不透明、公開鉱区はリスクが高くポテンシャルが不明確、とした問題点が指摘されている[48]。特に生産分与契約の利益配分は他国と比べてインドネシアは見劣りするという。日系の業界関係者によれば、インドネシアでは通常、原油の場合コントラクター側取り分は 15%で、インセンティブをつけて 25～30%になるが、ナイジェリアやカザフスタンであれば、通常 25～30%

---

[46] 海洋石油開発の進展に伴い広く用いられるようになった用語であり，必ずしも明確な定義はないが，一般に，発見された可採埋蔵量がそれほど大きくなく，開発の経済的リスクが高い油田をマージナル油田と呼ぶことが多い。（石油/天然ガス用語辞典　http://www.weblio.jp/）

[47] 従来は原油であれば政府：コントラクター比率が 85：15、ガスで同 70：30 であるところ、コントラクター取り分を多くするもの。具体的な比率はプロジェクトによって異なり個々に決定される。

[48] 2005 年 6 月 15 日　石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)

がコントラクターの取り分になるという。

さらに、これまでは生産分与契約にコスト回収制度を設けていたが、政府はこの制度を廃止する方向で検討しているという。コスト回収は、契約企業が商業生産に至った場合、契約から探鉱過程までの投下資金を政府から回収できる制度だが、近年は回収額が急増した上、会計監査院が監査で不正申告の横行を指摘したため、政府が見直しを検討していた。新たな契約形態では、コスト回収を廃止し、資本金とリスクをすべて企業側の負担とするという。代わりに従来一定としていた政府と契約企業間の生産分与比率（スプリット）を入札で決める方式を採用し、契約企業の収益拡大も図るとしているが、企業側は大きなリスクを抱えることになる[49]。

(4) ガスの二重価格構造と国内市場向け優先政策

前述のようにインドネシア政府は天然ガスの国内向け優先政策が色濃くなってきている。しかし、国際市場価格で販売できる輸出向けに対し、国内販売価格は総じて低く投資家にとって魅力的ではない。2006 年 1 月時点の情報によれば、国内向けには 100 万 Btu（British thermal unit）あたり 3 米ドルで、輸出向けの約半額だという[50]。また、インドネシア政府のサイトから入手可能な最新の情報によると、2004 年の国内向けガス価格と輸出向けの間では 2 倍以上の開きがある。

表 14　国内ガス価格と国際ガス価格相場の比較

単位：米ドル/100 万 BTU

国内向けガス販売価格	
肥料産業	1.0～2.3
パルプ産業	1.8～2.6
電力	2.3～2.9
国際ガス価格相場	
日本向け LNG	5.18
欧州	4.56
英国	4.69
米国	5.85
カナダ	5.03

出所：“Handbook of Energy Economic Statistics 2005”
エネルギー鉱物資源省

しかし、新石油・ガス法で「最大 25%を国内向けとする」と定めていた条項が前述のように憲法裁判所によって違憲とされ、政府は次々と国内市場向け優先の姿勢を明確に

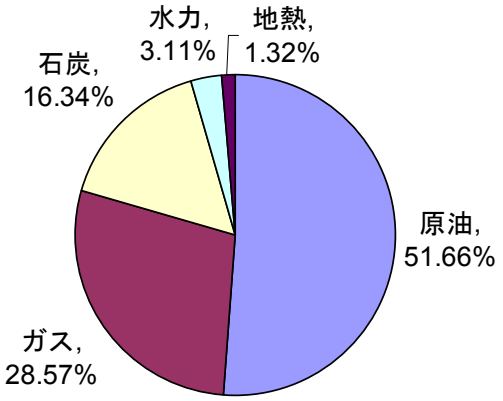
[49] 2008 年 1 月 8 日付　時事通信
[50] 2006 年 1 月 12 日付　The Jakarta Post　なお、2008 年 1 月時点のインドネシアの国内市場価格は不明だが、2008 年 1 月 9 日の Bloomberg ウェブサイトによると、国際価格はスポット価格で 7.58 米ドル/MMbtu

している。2006 年 1 月にはプルノモ・エネルギー鉱物相がガス不足の生じている肥料、電力業界等国内産業向けに産出ガスの 25%を割り当てることを明らかにした[51]。さらに 2007 年 11 月には BPH MIGAS のジュギ委員は、ガスの国内供給義務を 40%まで引き上げる意向を明らかにし、政府に提案すると発言している。

探鉱鉱区が深海、遠隔地といった不利な条件の場所が増える中で、国内供給義務がどのように履行を求められるのか、国内供給する場合のガス価格がどのように設定されるのか、等について明確な方向性が示されなければ、投資家にとって投資判断は難しい。

2-4　エネルギー政策

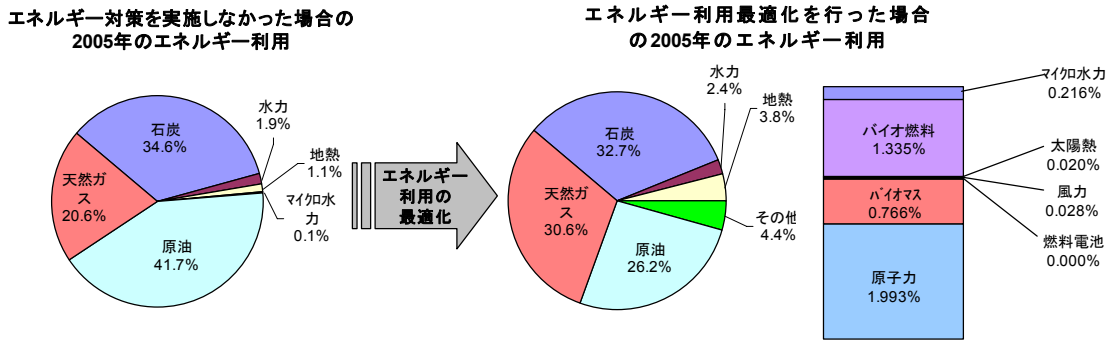
これまで見てきたように、インドネシアでは天然ガスは主に輸出に向けられてきた。国内向けの石油製品は補助金で政策的に安く抑えられていたこと、また国内向けに天然ガスを輸送するインフラが整っていなかったこと等から、国内のガス需要は伸びてこなかった。2006年の国内のエネルギー源に占めるガスの割合は、石油の51.7%に対し28.6%に留まっている。しかし、石油価格の高騰により、石油製品への補助金で国庫支出が急激に増加し、早急なエネルギー政策の転換が必要となったインドネシア政府は、2005年5月に「国家エネルギー政策（Blue Print National Energy Management）」を発表した。さらに2006年に発表した大統領令No. 5/2006において、エネルギー源の多様化を図る指針はエネルギー価格の合理化、エネルギー効率の向上、バイオ燃料等の再生可能エネルギーの利用の促進、グリーンエネルギーの促進等が示されている。また、2025年までに石油がエネルギー源に占める割合を55%から20%に削減し、天然ガスの割合を27%から30%へ、石炭を14%から33%へ増やすこと等を目標にしている。



2006年のエネルギー利用

[51] 2006 年 1 月 11 日付　時事通信

図 18　2006 年のエネルギー源の割合と 2025 年の予測



出所：石油ガス局資料　”Indonesia Oil and Gas Investment Opportunities”

2-5　エネルギー政策におけるガス産業の課題

エネルギー政策では石油、ガス、石炭といった伝統的なエネルギー源に加え、バイオマス等の再生可能エネルギー等にも重点をおいているが、ここでは石油・ガスに関連する内容についてのみ述べる。

インドネシア政府は 2005 年の国家エネルギー政策を発表する前から、石油に依存するエネルギー消費構造を転換しようとしてきた。しかし、新石油・ガス法施行後も、石油製品に対する政策的な補助金に変わりはなかったため、割安な石油製品への需要が割高なガスに向かうことはなかった。さらに、最大の消費地であるジャワ島にガスを輸送するパイプライン等のインフラが整っていなかった。

本来、インドネシアには石油よりも豊富なガス埋蔵量が残されているので、国内ガス市場が拡大しても、ガス田の探鉱が活発に行われていれば、輸出、国内市場両方を十分満たすガス生産量があってもよかったはずである。しかし、ガスの国内市場が育たなかったため、ガスの国内インフラに投資するインセンティブがない、そしてこうした状況が続いたため、新規ガス探索への関心も薄い、という悪循環が続いていたといえる。

今後、石油利用からガスへの転換を進めて行く上で課題となるのは次のような要因である。

・石油製品への補助金の廃止とエネルギー価格の合理化

インドネシアでは、石油製品に高額の補助金が支払われている。2002 年 12 月の大統領令により、ケロシンを除いた石油及びガス製品への補助金は 2004 年末に全て廃止される予定であった。しかし、近年の石油価格の空前の高騰により国内価格と国際価格のギャップが広がり、燃料補助金の総額は増加した。現在のところ、補助金は完全に廃止されてはいない[52]。補助金を徐々に引き下げ、市場を天然ガス利用に振り向けていくことが必要である。ただし、これは次に述べるガス輸送インフラや、国内市場向けガス供給の確保と同時並行的に行わなければ、エネルギー供給に支障をきたすことになる。

[52] 2007 年 9 月 14 日付　ロイター通信

・ガス輸送インフラの充実

スマトラからジャワ島へのパイプラインの敷設等、輸送インフラについては近年大きく改善し、最大消費地であるジャワ島への供給はよくなった。しかし、インドネシアには多くの島がありパイプラインで輸送できる地域は限られている。ここ数年、ガス生産会社も国営ガス会社 PGN も様々な輸送オプションを検討している。例えば、恒常的に電力不足、ガス不足に悩まされているスマトラ島北部の都市メダンに、PGN はジャワ島からパイプラインでガスを輸送することも検討しているという[53]。PGN では CNG 輸送等がパイプラインよりもコスト効率が高ければ、それも検討したいとしている。いずれにしても、投資を呼び込みガス生産を増やすことも重要だが、それを消費地に運ぶ手段がなければ問題の解決にはならない。国内ガス輸送インフラの更なる充実が重要になる。インドネシアが必要としているのは小規模のガス田から高コストパフォーマンスでガスを採掘するための諸技術の他、遠隔地にあるあらゆる規模のガス田から需要の高い市場へと天然ガスを輸送するためのコストパフォーマンスに優れた方法である。

[53] 2007 年 11 月 PGN への電話インタビュー。

3. 国内ガス需要と輸送ニーズ

3-1 ガスの消費市場

インドネシアの国内市場で最も大きな消費市場は産業向けである。入手できる最新のデータは 2004 年のものであったが、産業用が全体の 68.2%を占めている。続いて電力向けが 31.4%、残りが商業用、家庭用、輸送用となっている。

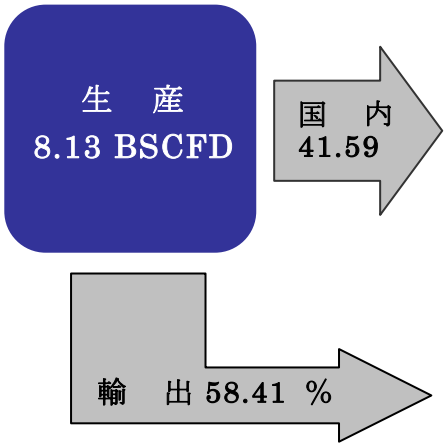
表 15 分野別国内ガス消費量の推移

単位：1,000BOE

年	産業用	商業用	家庭用	輸送用	発電用	合計
1990	14,027.00	92.00	39.00	3.00	2,388.86	16,549.86
1991	11,407.00	103.00	40.00	18.00	2,296.72	13,864.72
1992	12,287.00	117.00	40.00	20.00	2,296.72	14,760.72
1993	11,975.00	131.00	41.00	40.00	10,465.47	22,652.47
1994	18,670.00	152.00	49.00	63.00	28,862.62	47,796.62
1995	19,639.00	172.00	58.00	74.00	39,517.75	59,460.75
1996	18,308.00	194.00	68.00	89.00	52,830.78	71,489.78
1997	23,462.00	208.00	74.00	103.00	40,996.93	64,843.93
1998	17,940.00	186.00	76.00	140.00	39,881.08	58,223.08
1999	32,117.00	194.00	74.00	147.00	42,495.52	75,027.52
2000	37,752.00	203.00	82.00	138.00	41,099.30	79,274.30
2001	47,891.00	206.00	89.00	111.00	39,946.81	88,243.81
2002	45,859.00	209.00	96.00	99.00	34,649.69	80,912.69
2003	44,221.00	212.00	104.00	97.00	33,101.00	77,725.00
2004	68,661.00	215.00	111.00	97.00	31,687.91	100,771.91

出所：”Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006”, Pengkajian Energi Universitas Indonesia

また、2006 年のガス生産 80 億 9,300 万標準立法フィート/日のうち国内向けは 45.9%で、そのうち 6.4%は肥料産業向けに直接ガス生産会社から売却されている。国営電力会社 PLN 向けには 5.7%、PGN に販売されるものが 11.2%と大きい。



BSCFD : billion standard cubic feet per day

MMSCFD : million standard cubic feet per day

	MMSCFD	(%)
国内		
肥料	520.0	6.4
石油精製	41.5	0.5
石油化学	150.2	1.9
コンデンセート	38.9	0.5
LPG	90.1	1.1
PGN	909.6	11.2
PLN	463.8	5.7
その他	309.7	3.8
自家消費	884.0	10.9
消失・フレア	308.3	3.8
国内合計	**3,716.2**	**45.9**
輸出		
LNG	3,934.5	48.6
LPG	0.0	0.0
パイプライン	442.6	5.5
輸出合計	**4,377.2**	**54.1**

図 19　インドネシアのガス生産と利用内訳（2006 年）

出所：Indonesia Oil and Gas Investment Opportunities", MIGAS

国営ガス会社 PGN の販売先内訳は図のとおりで、ここにも肥料を含む化学産業、電力等が多くなっている。他に窯業、製紙産業の割合も高い。

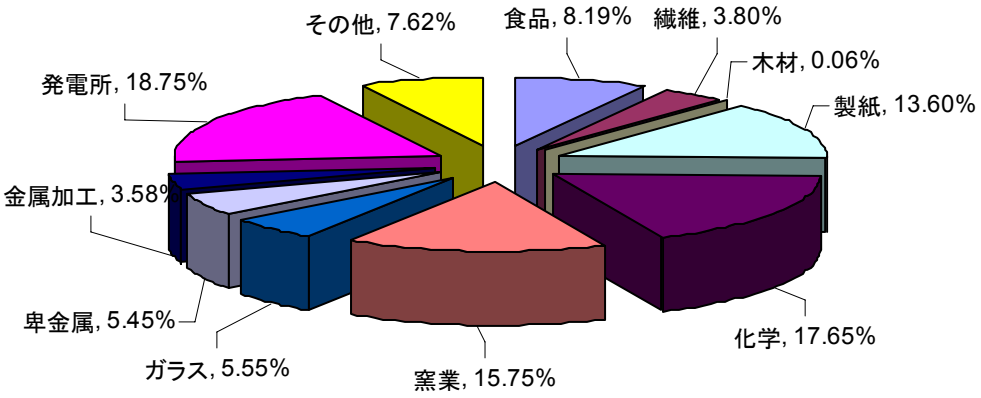


図 20　PGN のガス販売先業種別内訳

出所：PGN ウェブサイト

3-2　国内ガス供給インフラ

インドネシアの国内ガス市場も 2001 年の石油・ガス法によって自由化された。新規のガスパイプラインプロジェクトについては石油ガス下流部門を管轄する BPH MIGAS が入札によって決める。しかし、今のところ既存のガス輸送・配送インフラを多く所有する国営ガス会社の PT Perusahaan Gas Negara（Persero）Tbk（略して PGN）[54]がガス配送市場では 93%[55]、ガス輸送市場では 74%を占めている[56]。

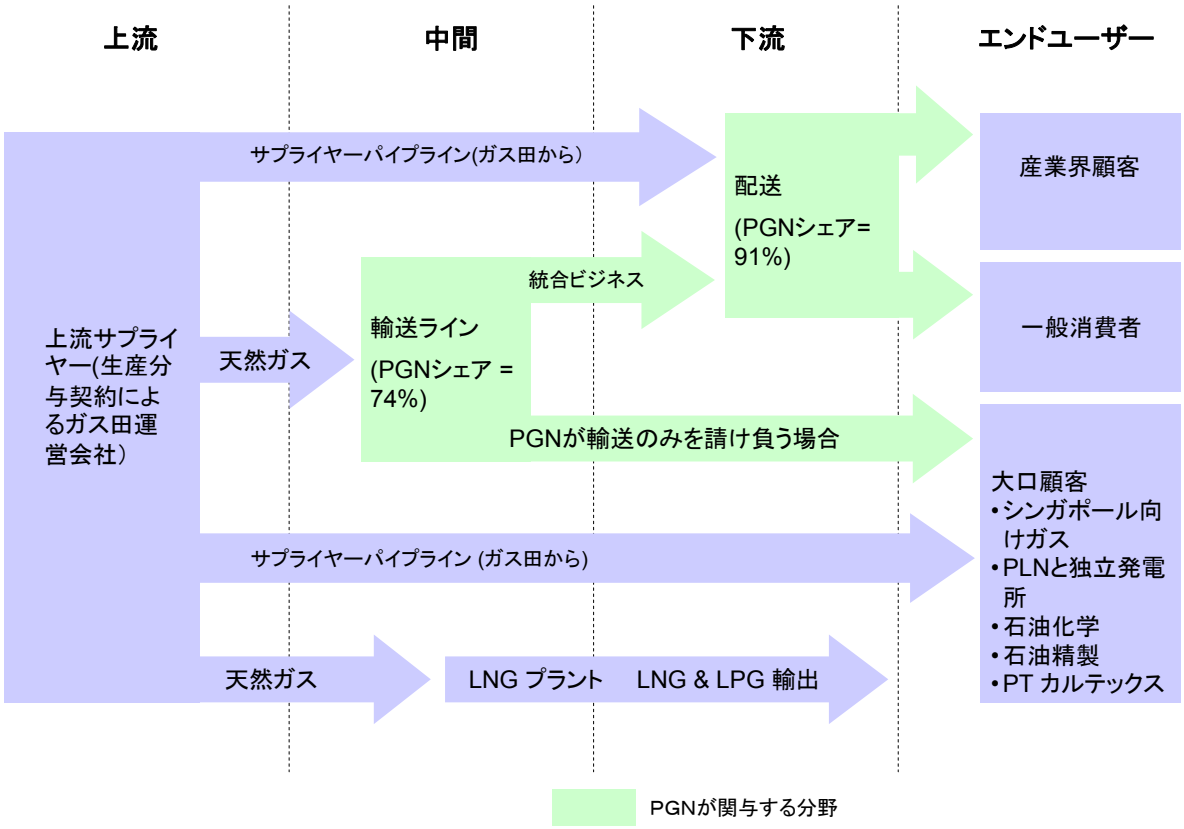


図 21　インドネシアのガス産業の上流・下流セクターの構図

出所：PGN ウェブサイト

---

[54] PGN の前身はオランダ植民地時代に設立された Firma L.I. Enthoven & Company で、インドネシア独立後、これを国有化。1965 年に国営企業 Perusahaan Negara Gas とした。国営企業の民営化政策に基づき、2003 年にジャカルタ証券取引所に上場。現在は国営企業省(Ministry of State-Owned Enterprsies)が株式の 55.22%、上場株式が 44.78%となっている。

[55] PGN2007 年第 3 四半期報告書。ガス配送はガスの最終ユーザーまでの輸送

[56] PGN ウェブサイト。ガス輸送はガス生産基地から消費地近くの貯蔵施設までの輸送

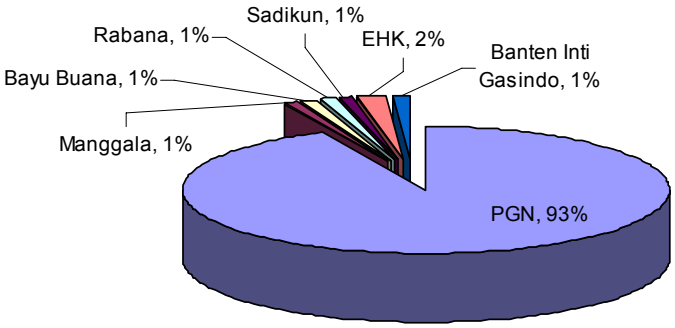


図 22　ガス配送市場の企業別シェア

出所：PGN 2007 年第 3 四半期報告書

また、ガスの輸送については最新の情報は得られなかったが、国家開発計画局（BAPPENAS）の 2005 年 1 月の資料によれば、PGN の他にプルタミナが 480 キロメートルのパイプラインを保有している。また規模は不明だが、英国石油（BP）と地場ガス輸送会社 PT Igas Utama もパイプラインを所有している。同資料によれば、パイプラインにはガス田からガス加工施設まで輸送する「集荷用ライン（Gathering Line）」と、ガス加工施設から消費者に送る「販売用ライン｛Sales Line｝[57]」がある。集荷用ラインはプロジェクトベースで開発され、ガス田があるアチェ、南スマトラ、東カリマンタン、ナツナ海、ジャワ、バリに点在している。集荷用ラインを開発してきたのは、ガス田開発企業やプルタミナである。販売用ラインは PGN とプルタミナが開発してきた。これまで見てきたようにインドネシアのガスは LNG 輸出向けが主だったため、国内販売用のパイプラインは国の規模に比して少なく、また点在する既存のパイプラインを繋ぐ施設もない状態である。表 16 は 2005 年 1 月現在のパイプラインの状況である。

[57] この Sales Line が前述のように、消費地近くの彫像施設までの輸送ラインと、貯蔵施設から消費者まで届ける配送ラインに分類される。

表 16　インドネシアのガスパイプライン状況（2005 年）

No.	パイプライン	全長 (km)	場所	備考
	集荷ライン			
1	Offshore-L. Seumawe	109	Aceh	LNG Plant
2	Onshore-L. Seumawe/Arun	30 - 34	Aceh	LNG Plant/ Industry
3	Badak-Bontang	57	Kalimantan	LNG Plant
4	Field-Badak-Bontang	10 - 70	Kalimantan	Gas processing
5	Offshore-W. Java	20 - 70	West Java	Proc. Platform
6	Grissik Fields	13 - 50	S. Sumatra	To Sales Line
	販売ライン			
7	Offshore - T. Priok/ Muara Karang	10-55	N. Java	Power Plant
8	Cilamaya-Cilegon	220	W. Java	Industries
9	Pagerungan-Gresik	3 - 370	E. Java	Power Plant/ Industry
10	Prabumulih-Palembang	15 - 50	S. Sumatra	Power Plant/ Industry
11	Grissik-Duri	536	Sumatra	Duri Steam Flood
12	Natuna-Singapore	10 - 470	S.China Sea	Export/Power Plant
13	Grissik-Sakernan	135	C. Sumatra	Transmission
14	Sakernan-Batam-Singapore	335	Riau Sumatra	Export/Power Plant

出所：国家開発計画局"Financing natural gas infrastructure (downstream) projects in Indonesisa" 2005 年 1 月

表 16 の黄色の部分が PGN の持つ輸送パイプラインで、これに加え、昨年はアジア開発銀行と円借款の支援を受けた南スマトラから西ジャワパイプラインプロジェクトが一部完成している。また、PGN はこのほかに、主要都市の配送パイプラインも所有している。そのため、まずガス輸送インフラの大部分を所有する PGN の現状のインフラと今後の計画について述べる。

(1) 輸送ネットワーク（Transmission）

① 既存のパイプライン

ガス輸送インフラは、前述のように上流ガス供給会社からユーザー近くの貯蔵施設までガスを輸送する設備をさす。PGN はこれについては 3 つのパイプラインを所有している。スマトラ島の 1998 年に開通したグリシック（Grissik）からデュリ（Duri）までの

もの、2003 年に開通したグリシックからシンガポール、グリシックからメダン、グリシックからジャカルタ/ボゴールまでのパイプラインである。

グリシックからデュリ

グリシックからデュリのパイプラインは全長 536 キロメートルで輸送能力は 1 日 4 億 3,000 万標準立法フィート。PGN の子会社の PT Transportasi Gas Indonesia が運営している。このパイプラインはグリシックのコノコフィリップスのガス田からデュリのカルテックスの工場にガスを輸送する専用線で、1998 年に開通した。カルテックスはこのパイプラインで輸送されるガスを使って三次回収（Enhanced Oil Recovery）[58]と自家発電用に使っている。

グリシックからシンガポール

グリシックからシンガポールのパイプラインは全長 140 キロメートルで、輸送能力は 1 日 3 億 5,000 万立方フィート。2003 年に開通し、PT Transportasi Gas Indonesia が運営している。

メダン、ジャカルタ、ボゴール

PGN はメダン、ジャカルタ、ボゴールにもそれぞれパイプラインを保有しているが、これらはプルタミナの専用となっている。

② 建設、計画、構想中のパイプライン

南スマトラから西ジャワ（South Sumatra – West Jawa：SSWJ）パイプライン

コノコフィリップスのガス田がある中部スマトラのグリシックからプルタミナのガス田のあるパガルデワを通って西ジャワ州までガスを輸送するパイプライン敷設プロジェクトがアジア開発銀行（ADB）や円借款で進んでいる。全長 1,110 キロメートルで、インドネシアではこれまで最大の規模のものである。南スマトラのパガルデワから西ジャワまでは 2 本を敷設する計画で、東側をアジア開発銀行、西側を円借款で支援している。アジア開発銀行支援のプロジェクトのうち、バガルデワ～スマトラ島南端近くのランプン州ラブハンマリンガイ区間 270 キロメートル、円借款によるラブハンマリンガイ～西ジャワのバンテン州チレゴン区間 105 キロメートルは 2007 年 3 月に商業輸送を開始した[59]。洪水の影響で遅れていたグリシック～パガルデワ間 196 キロメートルも 2007 年 10 月に完成した[60]。円借款によるもう 1 本のパデルガワ～ラブハンマリンガイ区間のパイプラインは 2008 年に完成する予定である。

[58] 油ガス田の寿命を延ばすための工程。ガスを地下に入れることで油ガス田の圧力を維持し、生産性を保つことができる。
[59] 2007 年 7 月 4 日　時事通信、アジア開発銀行、JBIC 資料
[60] 2007 年 10 月 25 日　時事通信

図 23　南スマトラ・西ジャワガスパイプライン建設事業進捗状況（2007 年 12 月現在）

出所：2007 年 6 月 JBIC ジャカルタ事務所より入手した資料を一部修正

<u>デュリからメダン</u>

北スマトラの大都市メダンでは恒常的にガスが不足している状況が続いている。これを打開するために PGN はデュリからメダンにガスを輸送するパイプライン敷設を検討している。全長 521 キロメートルで、当初の輸送能力は 1 日 2 億 5,000 万標準立方フィート。総投資金額は 5 億 7,400 万米ドルと見込まれている[61]。なお、同プロジェクトは 2006 年 12 月には「2007 年に入札にかける」と報道されていたが、2007 年には入札は実施されなかった。2007 年 11 月に PGN にインタビューしたところ、PGN はメダン向けのガスを西ジャワから輸送することも検討している。（詳細後述）

図 24 に PGN の既存及び計画中のパイプラインネットワークを示す。

(2) 配送ネットワーク

PGN は南スマトラ、西ジャワ地区（ジャカルタ、パレンバン、ボゴール、チレボン）、

[61] PGN 会社パンフレットより

東ジャワ地区（スラバヤ)、北スマトラ地区（メダン、ペカンバル、バタム）に配送ネットワーク用全長 3,187 キロメートルのパイプラインを所有している。輸送能力は 1 日 6 億 9,200 万標準立法フィート。ガスの利用客は肥料、石油化学等の産業用、発電用がガスの使用量では全体の 98%を占める。図 25 に PGN の既存の配送ネットワークを示す。

PGN はこれらの配送ネットワークを拡充する計画である。バタム、ジャンビ（南スマトラ)、ランプン（南スマトラ）には新しいパイプラインネットワークを敷設し、ジャカルタ、スラバヤでは既存のものを拡充する。総長 632 キロメートルを整備する計画で、2010 年の完成を目指している。

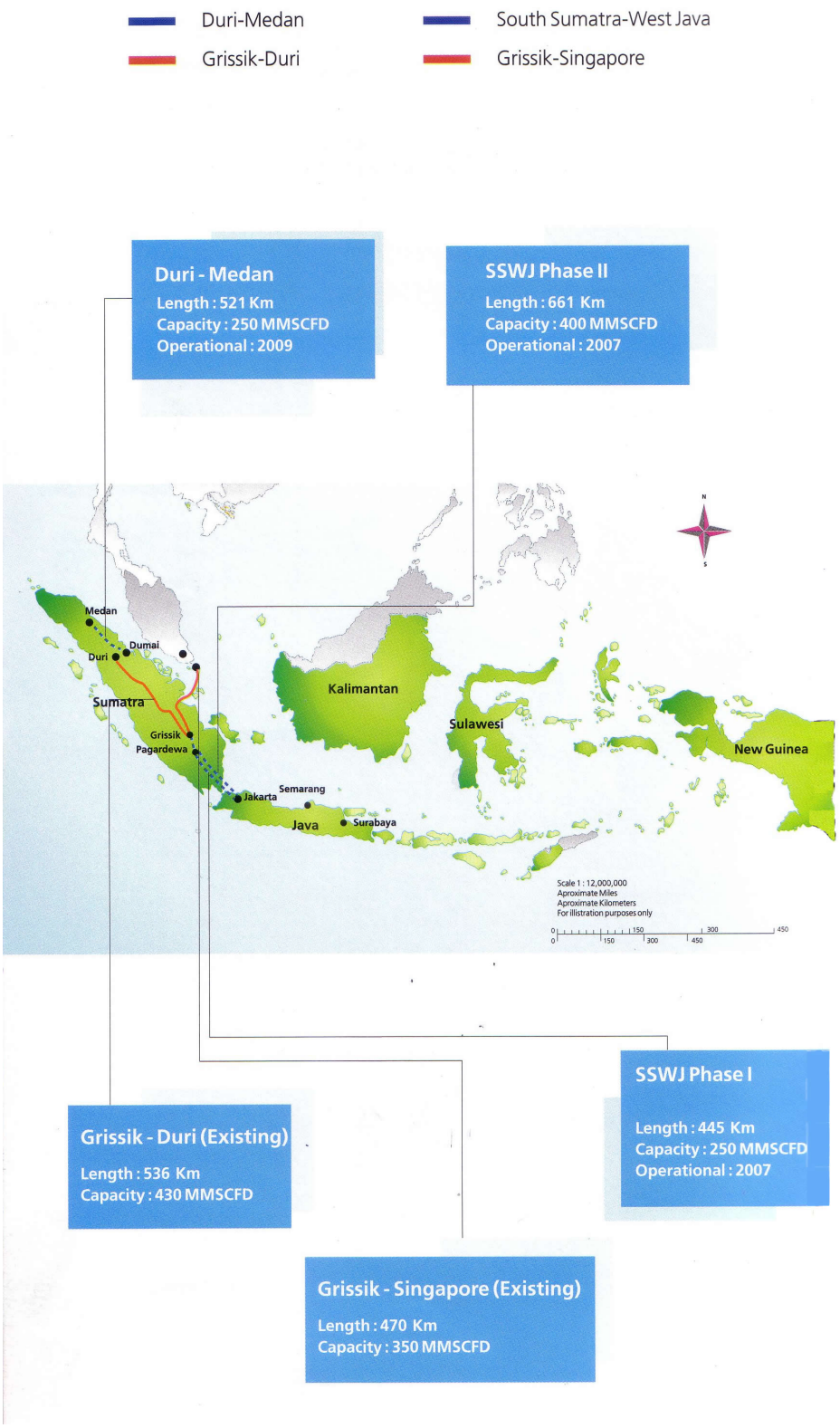


図 24　PGN の既存及び計画中の輸送パイプライン

出所：PGN 会社パンフレット

図 25　PGN の配送ネットワーク

出所：PGN 会社パンフレット

(3) その他のパイプライン計画

東カリマンタン～ジャワパイプライン

インドネシア政府は東カリマンタンのガスを最大消費地であるジャワ島に輸送するため、東カリマンタンから中部ジャワのスマランまでのパイプラインを敷設する計画で、2006 年 6 月にバクリ・ブラザーズが同プロジェクトを落札した。しかし、東カリマンタンでのガス生産量が今後減少すると見込まれたため、プロジェクトの行方が不透明になってきた。元々、建設の条件には経済性の確保、ガス供給の確保を満たすことが求められていたが、落札したバクリ・ブラザーズはトタル、シェブロン等東カリマンタンのガス生産者からのガス供給を確保できていない。インドネシア政府は「2007 年 7 月までに工事を開始しなければバクリ・ブラザーズとの契約を破棄する」とバクリ・ブラザーズにプロジェクトの開始を迫ったと報じられているが[62]、その後進捗した様子はない。またジャワ島のガス需要はチュプ鉱区のガスで充分だという意見もある上、南スマトラからのガス供給もある。このプロジェクトに対しては経済性を疑問視する意見も多く、廃止となる可能性も考えられる。

ジャワ島横断パイプライン

このほか、インドネシア政府は西ジャワのムアラブカシ～チレボン間、チレボン～中ジャワ州のスマラン、スマラン～東ジャワ州のグレシクのパイプラインも計画している。このうち、ムアラブカシ～チレボンのパイプラインの入札が 2007 年 11 月に実施される計画と報じられていたが、その結果はまだ発表されていない。スマラン～東ジャワ州のグレシクのパイプラインについてはプルタミナ、チレボン～スマランについては国営建設会社のレカヤサ・インダストリが実施者に決まっている。[63]

---

[62] 2007 年 4 月 26 日付　Gas Matter Today
[63] 2007 年 8 月 7 日付　時事通信

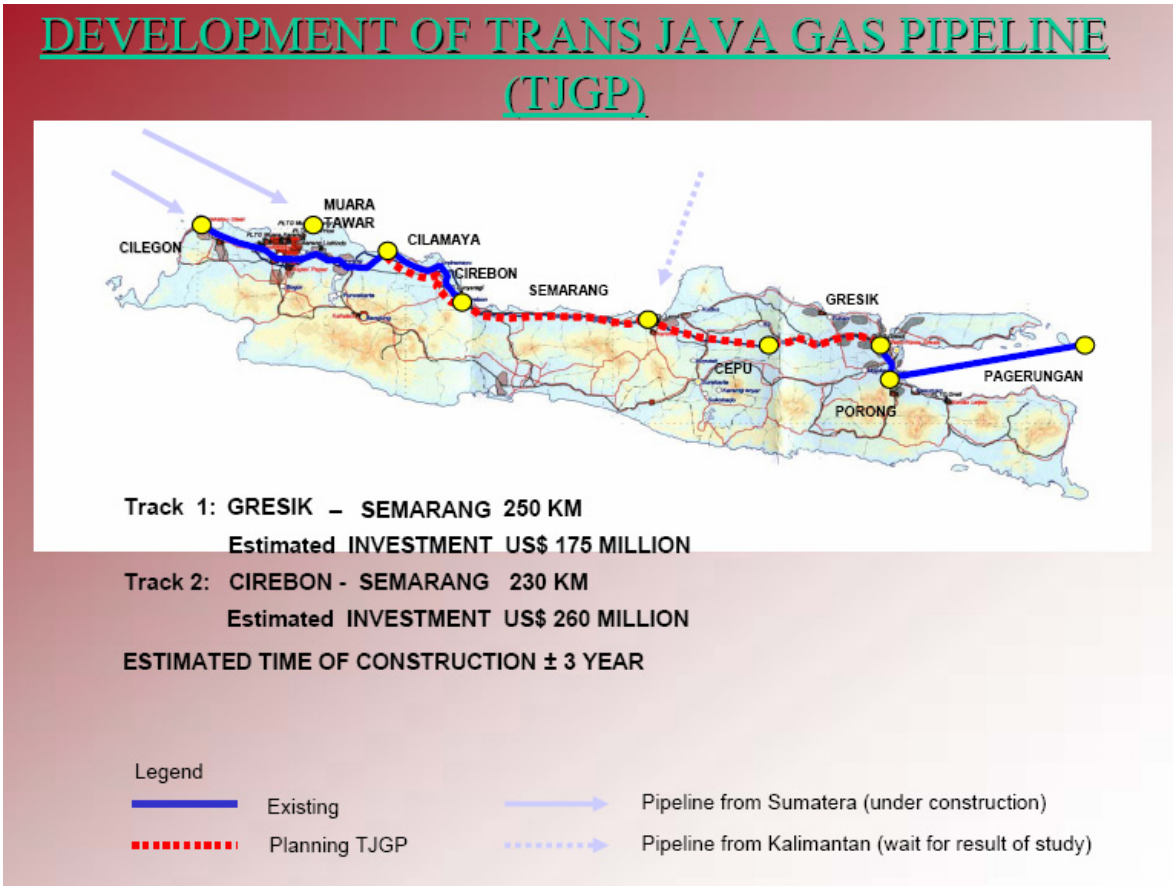


図 26　ジャワ島横断パイプラインの概要

出所：石油ガス局資料"Indonesian Gas Pipeline" 2006 年 2 月 11 日

(4) パイプライン以外の輸送

国内のエネルギー需要の増加に対応するため、インドネシアは今後ますます国内のガスを効率的に消費地に輸送する方法を構築する必要がある。政府、PGN、プルタミナ、メドコ等の地場石油ガス大手はパイプラインだけではなく、CNG、GTL、NGH、LNG 受け入れ基地の建設等の新しい輸送オプションも検証している。詳細については「輸送ニーズと船舶需要の章で述べることとする。

3-3　国内ガス需要の動向

今後のガス生産を見込み、どの程度国内需要で必要か、どの程度なら輸出に回せるかの試算が、ガスインフラ計画には必須となる。インドネシア政府は 2007 年 5 月、「インドネシアガス需給均衡（一般に「ガスバランス」と呼ばれている）を発表した。これによれば、2007 年の需要 104 億 8,500 万標準立法フィート/日に対し、供給は 73 億 70 万標準立法フィートで、ガスが 31 億 8,430 万標準立法フィート/日、不足している。これが、2015 年には供給の伸びが見込めるため、不足分は 19 億 9,850 万標準立法フィートになると試算されている。なお、この需要予測には輸出が含まれている。

表 17　ガス需給予測

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
需要	契約	7,598.7	7,498.9	8,495.8	8,109.9	6,422.9	5,951.9	5,749.4	4,929.9	4,560.1
	確約	1,620.2	1,810.6	2,082.6	2,080.0	2,273.8	2,502.7	2,576.7	2,820.0	2,860.7
	潜在	1,266.0	1,486.0	1,769.8	1,966.1	4,187.0	4,410.4	4,478.6	4,931.2	4,943.2
	需要計	**10,485.0**	**10,795.4**	**12,348.2**	**12,156.0**	**12,883.7**	**12,865.0**	**12,804.7**	**12,681.1**	**12,364.0**
供給	既存	7,276.7	7,126.6	6,955.6	6,603.2	6,226.1	5,512.1	4,899.5	4,370.3	3,994.6
	見込み	24.0	716.8	2,111.5	3,101.2	3,243.8	3,192.8	3,113.7	3,120.9	4,910.8
	潜在	0.0	0.0	0.0	10.0	560.0	560.0	1,060.0	1,460.0	1,460.0
	供給計	**7,300.7**	**7,843.3**	**9,067.1**	**9,714.4**	**10,029.9**	**9,265.0**	**9,073.1**	**8,951.3**	**10,365.5**
バランス		-3,184.3	-2,952.1	-3,281.1	-2,441.6	-2,853.8	-3,600.0	-3,731.6	-3,729.8	-1,998.5

出所：エネルギー鉱物資源省 “Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015”
2007 年 4 月発表

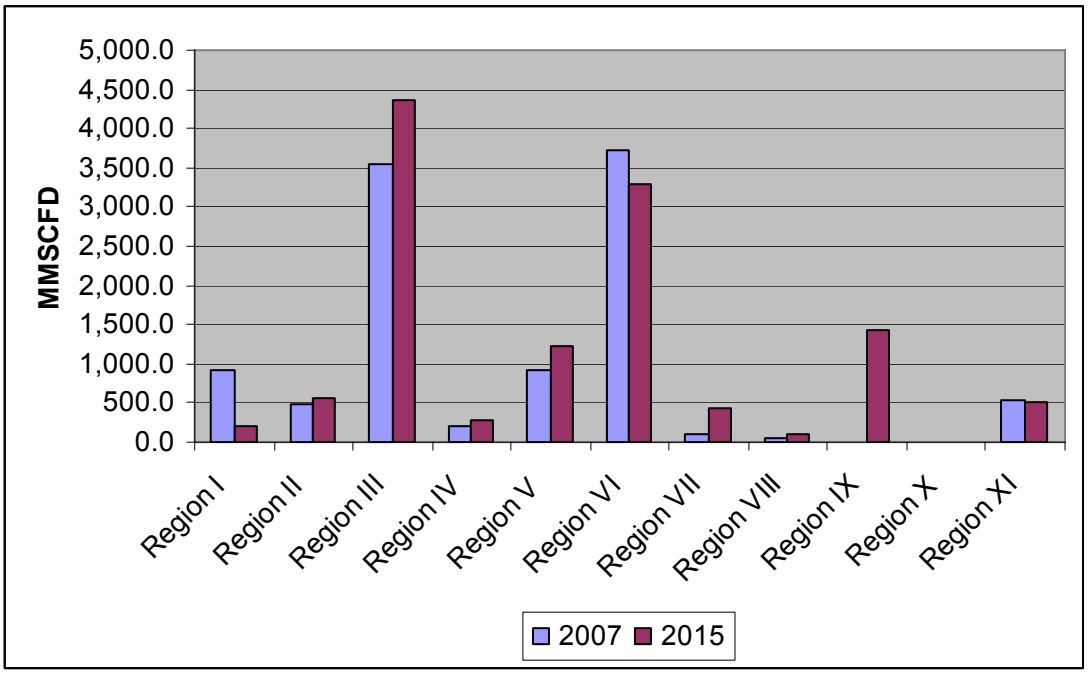
また、需要の内訳をみると、LNG 輸出が減っている一方、国内消費が増えており、特に電力向けの伸びが最も高く、68%の伸びが見込まれている。

表 18　分野別ガス需要予測

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007～2015年の伸び率
LNG輸出	4,687.5	4,567.5	5,432.1	4,869.0	4,251.1	4,104.7	4,124.3	3,724.1	3,404.9	-27.36%
国内	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
産業	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
原料	1,050.6	1,037.3	1,097.3	1,267.3	1,342.3	1,342.3	1,342.3	1,342.3	1,342.3	27.77%
燃料	2,435.4	2,645.1	2,692.8	2,761.1	3,501.1	3,512.9	3,543.1	3,953.6	3,995.1	64.04%
電力	1,600.3	1,813.3	2,216.6	2,283.0	2,861.6	2,843.6	2,736.3	2,692.3	2,684.8	67.77%
エネルギー	711.1	732.4	909.4	975.7	927.6	1,061.6	1,058.9	968.9	936.9	31.75%
合計	**10,484.9**	**10,795.5**	**12,348.2**	**12,156.0**	**12,883.7**	**12,865.0**	**12,804.7**	**12,681.1**	**12,364.0**	17.92%

出所：エネルギー鉱物資源省 “Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015”
2007 年 4 月発表

地域別にみると輸出向け LNG が多い東カリマンタン（Region VI）の需要が 2007 年時点では最も大きいが、国内需要最大の中部・南スマトラ・西ジャワ（Region III）が 2015 年には最大の需要地区となる見込みである。アルン LNG からの輸出が先細りとなっているアチェ州（Region I）の需要は大幅減で、代わりに LNG プラントを建設中のパプア（Region IX）の需要が伸びるとみられている。国内需要による大幅増が見込まれているのは、中部及び南スマトラと西ジャワ（Region I)、東ジャワ（Region V)、中央スラウェシ（Region VII）である。



Region I	アチェ州（スマトラ島北部）	Region II	北スマトラ
Region Ⅲ	中部及び南スマトラと西ジャワ	Region Ⅳ	中部ジャワ
Region Ⅴ	東ジャワ	Region Ⅵ	東カリマンタン
Region Ⅶ	中央スラウェシ	Region Ⅷ	南スラウェシ
Region Ⅸ	パプア	Region Ⅹ	マセラ
Region Ⅺ	ナツナ		

図 27　地域需要量の見込み　2007 年と 2015 年予測の比較

出所：エネルギー鉱物資源省"Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015"より作成

ガスバランスの詳細データは別添 3 のとおりである。

次に最も高い伸びが見込まれている産業、特に発電と肥料についてその状況を概説する。

(1) 発電

インドネシアでは独立系発電所も設立されてきてはいるが、国営インドネシア電力公社 （Perusahaan Listik Negara : PLN） が電力供給の大部分をまかなっている。PLN とその関連会社は 5,210 の発電設備を所有している。また、独立系発電所も操業している。2006 年 10 月 1 日付けの Indonesian Commercial Newsletter に掲載された操業中の独立系発電所は次表のとおりで、やはり需要の多いジャワ島に多い。

表 19　操業中の独立系発電所

No.	企 業 名	プロジェクト	場 所	燃料
1	PT Cikarang Listrindo	Cikarang	西ジャワ	ガス
2	PT Energi Sengkang	Sengkang	南スラウェシ	ガス
3	PT. (DSPL) Dayabumi Salak Pratama. Ltd (d/h Unocal Geothermal Indonesia Ltd.)	Salak	西ジャワ	地熱
4	PT Makasar Power	Pare-pare	南スラウェシ	MFO
5	PT Paiton Energy Company	Paiton I	東ジャワ	石炭
6	PT Jawa Power	Paiton II	東ジャワ	石炭
7	Amoseas Indonesia (Pertamina, Chevron Drajat LTd., Texaco Drajat Ltd. Dan PT Drajat Geothermal Ind.)	Drajat	西ジャワ	地熱
8	Magna Nusantara Ltd (MNL) (3))	Wayang windu	西ジャワ	地熱
9	PT Geo Dipa Energi 4)	Dieng	中部ジャワ	地熱
10	PT Asrigita Prasarana	East Palembang	南スラウェシ	ガス
11	PT Sumber Segara Primadaya	Cilacap	中部ジャワ	石炭
12	PT Central Java Power c)	Tanjung Jati B	中部ジャワ	石炭

出所：2006 年 10 月 1 日付　Indonesian Commercial Newsletter

PLN の発電量は 101,282.1GWh（2005 年）で、さらに 26,087.0GWh を独立系発電所や自家発電所から購入している。電力供給の 74%はジャワ島に集中している。[64]

[64] アセアンセンターウェブサイト。いつの時点の数字かは明記されていない

表 20　PLN の発電・購入量の推移

単位：GWh

年	PLN発電量									
	水力	地熱	蒸気			蒸気合計	ガスタービン	ガス蒸気コンバインサイクル	ディーゼル	合計
			石炭	石油	ガス					
2001	10,651.0	2,982.1	29,329.7	6,557.2	3,489.4	39,376.3	1,459.4	27,366.2	5,752.4	87,587.4
2002	8,833.6	3,187.0	29,312.6	8,884.1	835.3	39,032.0	2,228.8	28,802.8	7,209.2	89,293.2
2003	8,472.2	2,958.6	31,736.6	9,107.6	1,333.8	42,178.0	2,816.5	28,409.3	7,646.3	92,480.9
2004	8,942.8	3,146.5	30,806.4	9,636.5	1,203.6	41,646.4	3,774.1	30,700.3	7,982.1	96,192.2
2005	9,831.0	3,005.5	33,253.1	8,180.1	834.9	42,268.1	6,670.4	31,272.0	8,235.1	101,282.1

年	PLN による独立系発電所・自家発電からの購入									合計
	水力	地熱	蒸気					ガス蒸気コンバインサイクル	ディーゼル	
			石炭	石油	ガス	バイオマス	合計			
2001	1,004.3	3,048.6	8,382.7			8.2	8,390.9	772.6	87.9	13,304.1
2002	1,099.1	3,050.8	13,615.5			11.4	13,626.9	925.4	221.2	18,923.4
2003	627.1	3,335.4	14,721.7		1,492.5	15.2	16,229.4	1,511.2	282.8	21,985.9
2004	731.0	3,508.6	17,404.6		12.1	20.2	17,436.9	1,946.6	347.0	23,970.1
2005	927.9	3,598.2	18,521.1		165.3	22.0	18,708.4	2,681.0	151.5	26,067.0

出所：石油ガス局ウェブサイト

PLN の発電所の設備容量の内訳は、蒸気発電が 6,900MW （31%）、ガス・蒸気コンバインドサイクル発電が 6,280.97 MW （28%）、ディーゼル発電が 2,994.54 MW（13%）、ガスタービン発電が 2,723.63MW（12%）となっている。また、独立系・自家発電も含めた総設備容量は 29,147.06MW で、その内訳は図 28 のとおりとなっている。

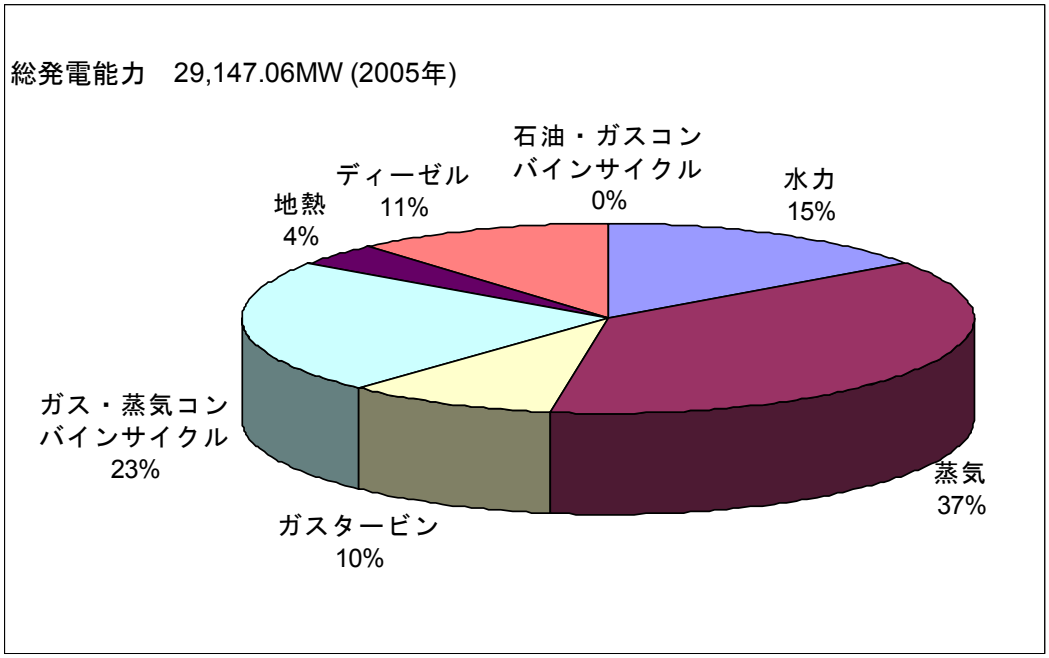


図 28　発電タイプ別設備容量（2005 年）

出所：石油ガス局ウェブサイト

また、PLN の設備容量の 87.5%はジャワ島・バリ島にある。次いで大きいのがスマトラ島で全体の 7.41%を占めている。

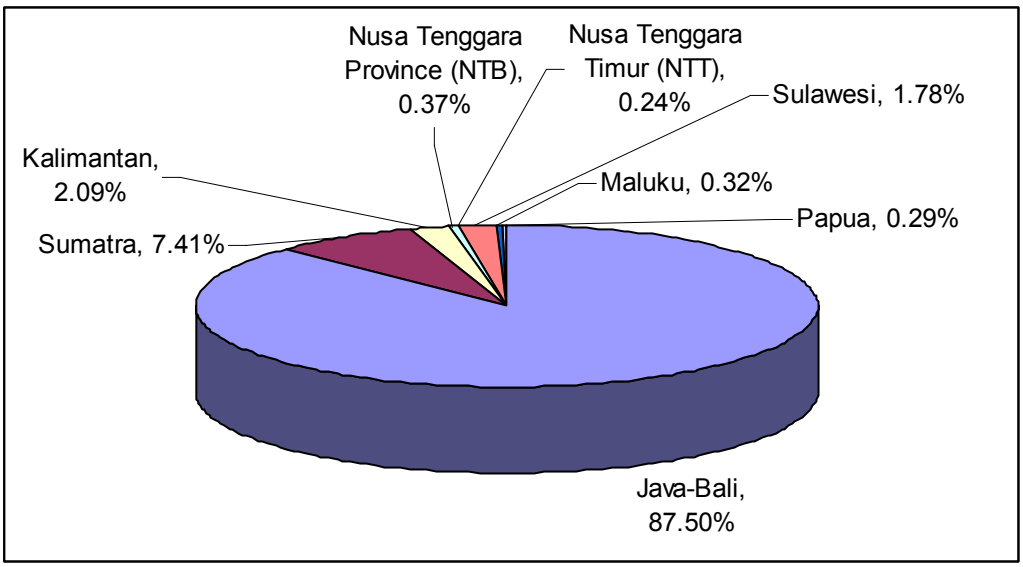


図 29　地域別設備容量

出所：2006 年 10 月 1 日付けの Indonesian Commercial Newsletter に掲載された PLN データ

これらの発電設備を持つものの、設備の老朽化、需要の増大等により、インドネシアでは深刻な電力不足問題を抱えている。2005 年 8 月には大規模な停電に見舞われた。その後も頻繁に計画停電が行われている。2007 年 12 月にはジャカルタ北部のムアラタワルとタンジョンプリオクのガス火力発電所の発電量が低下したため、ジャカルタ北東部で計画停電を実施せざるを得なくなった[65]。シンガポールに近く、多くの外資系企業も立地するバタム島でも 2007 年 11 月に計画停電が行われた[66]。北スマトラでも電力不足は深刻で、2007 年 11 月には国営電力会社 PLN は、北スマトラ地域の電力不足は 2008 年 2 月に 200MW に上ると予測している[67]。

こうした停電の原因は国営電力会社 PLN が電力消費需要の増加に対応できていないこと、メンテナンスの欠如、輸送配送ネットワークへの負荷の増大等である。インドネシアの電力需要は年率 8.3%の割合で伸びると見込まれており、2004 年の 97.9 テラワット/時から 2009 年には 145.7 テラワット/時に上昇すると予想されている[68]。インドネシアの電力普及率は 2005 年で 59%程度だが、これは 2010 年までには 67.2%、2015 年には 77.3%[69]まで上昇すると見込まれている。こうした電力需要の増加に対応するための発電能力の増強が急務となっている。

---

[65] 2007 年 12 月 4 日付　時事通信
[66] 2007 年 11 月 15 日付　時事通信
[67] 2007 年 10 月 10 日付　時事通信
[68] ジャカルタ米国大使館資料 “Electric Power Sector in Indonesia” 2005
[69] PLN 資料

表 21　インドネシアの電力普及率と今後の見込み

単位：%

地域	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
インドネシア	50.8	51.5	52.6	53.7	56.4	58.3	59.0
ジャワ、バリ	55.4	55.9	57.1	58.3	61.4	63.0	63.9
スマトラ	NA	NA	NA	48.5	49.6	53.5	54.2
その他	NA	NA	NA	45.4	46.3	47.2	47.8

*推測値

地域	2006	2007	2008	2009	2015
インドネシア	60.1	61.6	63.3	65.4	77.3
ジャワ、バリ	64.3	65.7	67.5	69.5	80.4
その他	53.0	54.5	56.3	58.4	72.2

出所：PLN　（2006 年 10 月 1 日付 Indonesian Commercial Newsletter より抜粋）

こうした中、国営電力会社 PLN は、発電所の新設・増強に乗り出している。最大のプロジェクトは 2009 年の完成を目指した石炭火力発電 1 万メガワット計画ではあるが、ガス発電所も新設・拡張が計画されている。発電所計画は数多いが、このうちガスが関わるものを表 22 に示す。

表 22　インドネシアの発電所計画 2006 年～2015 年

ジャワ-バリのガス関連の 2006-～2010 年の発電所計画

所有	タイプ	プロジェクト名	立地	MW	完成時期
PLN	PLTGU	Cilegon	ジャワ島バンテン州	740	2006 年半ばに完成
PLN	PLTGU	Pemaron	バリ島バリ州	50	2007/08

ジャワ-バリ以外のガス関連の 2006-～2010 年の発電所計画

所有	タイプ	プロジェクト名	立地	MW	完成時期
PLN	PLTG	Relokasi	不明	20	2006/07
民間	PLTG	Teluk Lembu	スマトラ島リアウ州	20	2006/07
民間	PLTG	Gunung Megang X 2 units	スマトラ島南スマトラ州	40	2007/08
PLN	PLTGU	Indralaya	スマトラ島南スマトラ州	40	2007/08
民間	PLTG	Muba X 2 units	カリマンタン島東カリマンタン州	40	2007/08

所有	タイプ	プロジェクト名	立地	MW	完成時期
民間	PLTGU	Pekan Baru	スマトラ島リアウ州	150	2008/09
民間	PLTG	Sangeti	スマトラ島ジャンビ州	27.5	2008/09
民間	PLTG	Keramasan X 2 units	スマトラ島南スマトラ州	50	2009/10
PLN	PLTGU	Keramasan	スマトラ島南スマトラ州	86	2010/11
民間	PLTGU	Palembang Tinur	スマトラ島南スマトラ州	150	2007/08
民間	PLTG	Jambi	スマトラ島ジャンビ州	11	2007/08
PLN	PLTG	Pontianak	カリマンタン島西カリマンタン州	35	2008/09
PLN	PLTG	Pontianak	カリマンタン島西カリマンタン州	35	2007/08
PLN	PLTG	Banjarmasin	カリマンタン島南カリマンタン州	50	2008/09
PLN	PLTG	BalikPapan	カリマンタン島東カリマンタン州	50	2008/09
民間	PLTGU	Bontang	カリマンタン島東カリマンタン州	75	2010/11
PLN	PLTG	Bitung X 2 units	スラウェシ島北スラウェシ州	35	2007/08
PLN	PLTG	Luwuk	スラウェシ島中部スラウェシ州	2	2007/08
PLN	PLTG	Luwuk	スラウェシ島中部スラウェシ州	9.2	2009/10
PLN	PLTGU	Luwuk	スラウェシ島中部スラウェシ州	4	2009/10
民間	PLTG	Sengkang	スラウェシ島南スラウェシ州	20	2006/07
民間	PLTG	Sengkang	スラウェシ島南スラウェシ州	45	2007/08
PLN	PLTG	Makassar	スラウェシ島南スラウェシ州	50	2007/08
PLN	PLTG	Lombok	ロンボク島西ヌサ・トゥンガラ州	20	2009/10
民間	PLTG	Sorong X 2 units	ニューギニア島西イリアンジャヤ州	5	2008/09

註：PLTGU ＝ ガス・石炭コンバインサイクル発電 gas and coal combined cycle

PLTG ＝ ガス火力発電

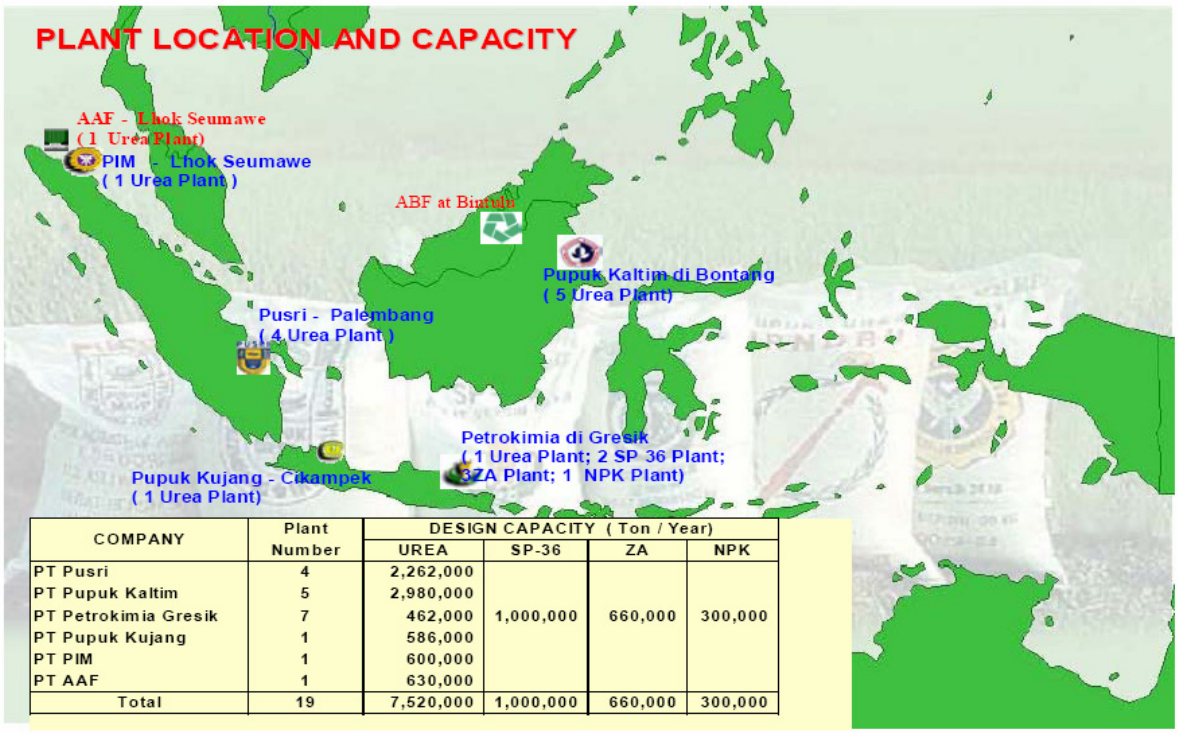
出所：PLN, “National Programme for Electric Power Generation 2006-2015”

既存の発電所の生産能力増強、新規の発電所の建設で、ガス需要はますます増えることは確実である。

(2) 産業燃料

発電に次いで需要ニーズの大幅な上昇が見込まれているのは産業用燃料であるが、その中でも特に需要の大きいのは肥料産業である。

肥料産業はインドネシアの農業生産を拡大し、国民の食生活の安定に欠かせないため、政府も力をいれている分野である。肥料産業は天然ガスを燃料に使っているが、ガス供給の落ち込みで 2004～2005 年頃には操業が停止する等の影響も出ていた。その後の政府の LNG 輸出削減方針（前述）は、こうした肥料産業等への供給を強化するためである。最新の立地図は入手できなかったが、インドネシアには 2003 年現在 19 ヶ所の肥料工場があり、その多くはガス生産地の近くにある。



COMPANY	Plant Number	DESIGN CAPACITY (Ton / Year)			
		UREA	SP-36	ZA	NPK
PT Pusri	4	2,262,000			
PT Pupuk Kaltim	5	2,980,000			
PT Petrokimia Gresik	7	462,000	1,000,000	660,000	300,000
PT Pupuk Kujang	1	586,000			
PT PIM	1	600,000			
PT AAF	1	630,000			
Total	19	7,520,000	1,000,000	660,000	300,000

図 30　肥料工場の立地

出所：インドネシア肥料製造業者協会の Zaenal 会長による 2003 年のプレゼンテーション資料

肥料工場がガス生産地の近くにあることを考えると大きな輸送ニーズは見込めず、消費地の近くでガス需要が発生する発電所向けのガスが、今後のガス輸送ニーズとしては大きな割合を占めると考えられる。

3-4　輸送ニーズと船舶需要

国内のエネルギー需要の増加に取り組むためは、これまでに見てきたように石油ガス等のエネルギー資源の増産のみならず、国内輸送ネットワークの構築が急務である。そのため、インドネシア政府は以下の方針を打ち出した[70]。

- ガス運搬・流通ネットワークのさらなる構築。
- 西ジャワに LNG 受入基地を建設（ボンタン LNG プラント、タングーLNG プラント及び構想中のスラウェシ島ドンギ LNG プラントからの LNG 受け入れを想定）
- 国内遠隔地向に短・中距離の CNG 輸送を構築。
- ミニ LNG 受け入れターミナル建設の可能性調査（PGN）。立地は南スラウェシ島のマカッサルで、ボンタンからの LNG 輸送を想定。

昨今の石油価格高騰でインドネシアの国内市場、特に産業界では天然ガス利用に対する関心が高まっている。しかし輸送コストが高くついてしまっては元も子もない。小規模のガス田から高コストパフォーマンスでガスを採掘するための様々な技術だけでなく、遠隔地にあるあらゆる規模のガス田から需要の高い市場へと天然ガスを輸送するためのコストパフォーマンスに優れた方法を見いだすことが重要である。ガス生産会社、プルタミナ、PGN 等では、CNG, GTL, NGH といった新しい輸送方法にも強い関心を示し、米国の支援を受けたり、企業と直接契約をして利用可能性調査を実施したりする動きもある。インドネシアにおけるこれまでの新規輸送方法の導入に対する動きを次にまとめる。

(1) CNG 海上輸送への取り組み

インドネシアでは既に CNG の利用は始まっている。これは主に陸上輸送されるもので、2006 年 5 月にジャカルタでタクシーやバスを対象に CNG 普及のパイロット事業が開始。政府はジャカルタの他、東ジャワ州のスラバヤや北岸地域一帯等ジャワ島内の大都市周辺でプロジェクトを実施する計画である[71]。また、工場向けに CNG を販売しているガス供給会社も出てきた。CNG の海上輸送については、一時はスラウェシのガス田からジャワ島、バリ島への輸送に CNG が検討される等大きな期待が寄せられた。しかし、コストや技術が実証されていないといった理由で実施の目処はたっていない。PGN やメドコ等のガス関連企業は、コスト効率のよい実現可能な輸送方法を模索しているところである。

その実態を把握するため、2007 年 11 月から 12 月にかけて、国営ガス会社 PGN[72]、エネルギー鉱物資源省傘下の石油ガス技術研究開発センター（Lemigas）[73]、地場石油ガス会社のメドコ[74]、石油ガス局[75]に CNG 輸送のニーズについてのヒアリングを行ったところ、どの機関でも CNG 輸送に対して高い関心を持っていた。

---

[70] 在ジャカルタデンマーク大使館資料"Gas Ind Opportunities".doc; page 5 (coloured red); Embassy of Denmark, Jakarta, 1 Oct 2007
[71] 2007 年 2 月 28 日付　時事通信
[72] PGN へのインタビュー
[73] LEMIGAS へのインタビュー
[74] MEDCO へのインタビュー
[75] MIGAS へのインタビュー

PGN

PGN は、西ジャワ州のメラックから北スマトラのメダンまで、およそ 800km の距離の天然ガス輸送方法を検討している。輸送量は 1 日 5,000 標準立法フィートで、輸送は 2010 年以降の計画。最大の消費地であるジャワ島からガスを生産しているスマトラに天然ガスを輸送する、というのは不合理なようにも見えるが、スマトラ、メダンでは恒常的なガス不足が問題となっていることは前述のとおりである。メダンに最も近いガス田はアチェ州のアルン・ガス田であるが、アルン・ガス田のガスは LNG 輸出向けで、さらにアルン・ガス田は老朽化しており生産量は年々減少している。アルンからメダンまでのパイプラインも計画はされているが、このような状況の中、まだ実施されてはいない。スマトラ島のガスは既にガス生産会社が需要家と売買契約を交わしているので、PGN の意向で「メダンのガスが足りないから」といって仕向け地を変更するわけにはいかない。PGN はスラウェシで計画中の LNG プラントから東ジャワにガスを輸送、そこからパイプラインで西ジャワに輸送する計画だが、ジャワ島で使用した残りのガスを西ジャワからメダンに輸送しようと考えているのである。しかし、これが実現するには、東ジャワの LNG 受け入れ基地が必要となる。PGN は CNG 運搬船を用いた輸送も検討したが、これまでの調査結果では、CNG 運搬船の利用はコストが高く、経済的でないことが明らかになっている。このため、PGN では別の方法も検討をしている。その 1 つとして、2007 年 10 月 21 日、5.5m x 1.1m のシリンダカスケットに入れた CNG を陸上輸送するというマレーシアの国営石油会社ペトロナスからの計画案が PGN に提出された[76]。

また、PGN は米国の援助機関、貿易開発局（USTDA）の補助を受けて国内ガス輸送調査プロジェクトを実施中である。USTDA からのプロジェクト補助金は 48 万 7,800 米ドルで、4 年をかけて行う大規模な F/S 調査である[77]。これは既存のパイプラインで結ばれていないインドネシアの諸地域に向けた天然ガス国内輸送を行うための最適輸送方法を探るためのもので、具体的には CNG 輸送と LNG 輸送の比較検討を行うもの。インドネシア各地域の市場向けの、商業的に実現可能で最適な輸送方法（CNG か LNG か）を判断する。PGN は調査の実施にあたり米国に本社を置くコンサルティング会社 Pendawa USA のインドネシア子会社に調査を委託した。しかし、2007 年 11 月に PGN に確認したところ、調査中の段階であるため、調査の内容は公開できないとのことであった。

PGN は 2006 年にも三井物産が間接出資する米の CMG 海運のエナシー・トランスポート（テキサス州ヒューストン）と協力して、カリマンタン産ガスのスラウェシ島向け輸送事業（所要投資額 3 億ー4 億米ドル）を開発する計画を明らかにした。マカッサルを中心としたスラウェシ島内の産業顧客を標的とした同事業に 2008 年着手し、翌年から供給を開始する目標。輸送する天然ガスについては、1 億 5,000 万立方フィートの埋蔵が見込まれる南カリマンタン州スブク島生産分与鉱区の権益 50%を保有するパールオイル・スブク（シンガポール上場石油会社パール・エナジー子会社）からの調達を想定しているが、パールオイルの開発計画は BP MIGAS の承認待ちの段階と報じられて

[76] PGN へのインタビュー
[77] 在ジャカルタ米国大使館 “Indonesia Energy Highlights September 2005”

いた[78]。しかし、その後このプロジェクトの進捗について報道はなく、エナシー・トランスポート社のウェブサイトにもインドネシアでのプロジェクトについての情報はない。PGN からも確認を得られなかったが、2007 年 11 月のインタビューで上述のように「調査結果では、CNG 運搬船の利用はコストが高く、経済的でないことが明らかになっている」と述べていることから推察すると、コスト等の問題でこのプロジェクトも進捗していない可能性がある。

こうした状況ではあるが、観光地のバリ島等では環境維持の観点からもパイプラインの敷設は適切ではないといわれており、パイプライン以外のガス輸送が必須である。バリ島以外にもパイプラインでガスを送れない地域は多い。PGN は CNG を含めた様々なガスの輸送オプションを模索している。PGN はパイプライン、CNG、LNG で国内様々な場所までガスを輸送する壮大な目標をたてているが、それによれば、ジャワ島東部、スラウェシ島各地、バリ島東部の島々の間、及びパプア各地の都市やパプア近郊の島を CNG 輸送で結ぶ計画である。PGN が描くガス輸送将来像は別添 4 のとおり。

メドコ

地場石油ガス大手のメドコはプルタミナと共同で、中部スラウェシのセノロ鉱区、国営電力会社PLNのバリ島とスラウェシ島のガス発電所に天然ガスをCNG輸送することで覚書を交わしていた[79]。2005年にはCNG海上輸送計画が複数報道されており、例えば2005年9月15日付けUpstreamでは、スラウェシ島陸上のマティンドック鉱区からバリ島にCNG輸送を行う計画があると報じられている。このプロジェクトにはサムソン物産、住友商事、インフラ建設トラナコ・ウタマ、インドネシアの大手海運アルペニ・オーシャン・ラインの企業連合が参画しており、2009年の輸送開始を目指していた[80]。これに先立ち2004年には、アルペニは韓国の現代重工業からCNG船を購入する計画、と報じられていたほどである[81]。インドネシアでCNG海上輸送への期待で盛り上がったことがみてとれる。しかし、2007年6月の現地訪問の際に日系の業界関係者から聞くところによると、スラウェシや東カリマンタンからの輸送にCNG海上輸送を使う計画はなくなり、スラウェシ島ではLNGプラントを建設する計画に変更になったとのことであった。

さらに、メドコへのインタビューによると、Lemigasが3年間ほどCNGの研究を行ったところ、CNG輸送にCNG運搬船を用いるのは不経済だという結論が出たという。この点をLemigasにも確認したところ、確かに調査の結果、CNG運搬コストはLNGやパイプラインによるものに比べてかなり高額になるという。メドコでは、「技術が実証されていないこととコスト面の問題から、CNG運搬船は現在用いられていない」としており、中部スラウェシと東カリマンタンからのCNG輸送計画はキャンセルあるいは棚上げされたものとみられる。

---

[78] 2006 年 11 月 22 日付　NNA　等

[79] 在ジャカルタ米国大使館資料"Energy Highlights US Embassy, Jakarta" 2005 年 9 月

[80] 2005 年 8 月 19 日付　時事通信

[81] 2004 年 8 月 25 日付　Lloyd's List。その後アルペニが CNG 船を購入したという報道はない。計画の現状は確認できなかったが、スラウェシからの CNG 輸送計画が頓挫したとみられる現在、CNG 船は購入しなかったものと考えられる。

しかしメドコが CNG 輸送を断念したわけではない。同社は現在、CNG 海洋技術（CNG の輸送が可能でコストパフォーマンスに優れ、技術的に実現可能な船舶を建造する方法）を開発するため、ノルウェーのある企業と覚書を交わしている。しかし現在の所、CNG の海上輸送技術はまだ実証されておらず、メドコが理解している範囲では、実証された CNG 運搬船の設計や建造、運航に成功した企業はまだないはずだという。しかし、CNG 輸送には強い関心を持っており、日本において技術に裏打ちされたコストパフォーマンスのよい CNG 運搬船の建造技術があるのであれば、ぜひ話を聞きたいとのことであった。メドコによれば、CNG 輸送をインドネシアに持ち込むにあたっては、まず Lemigas が技術検証を行い、それに合格すれば Lemigas から政府にその CNG 輸送方法を承認する手続きを行うとのことである。

Lemigas

上述のように、Lemigas では、CNG 運搬船による天然ガス輸送のコストを計算する研究を 3 年ほど前に実施した。Lemigas によると、PGN と PLN、そして韓国のガス運搬企業がこの研究の資金を提供した。この研究では、CNG のコストベースとして韓国の技術が用いられた。調査の結果、イリアンジャヤからジャワへ CNG 運搬船を用いて天然ガスを輸送した場合のコストは、パイプライン輸送の 2 倍、LNG 運搬船のおよそ 16 倍に達した。

なお、Lemigas の概要は別添 5 のとおり。

(2) GTL、NGH への取り組み

GTL にはプルタミナが関心を持っているようである。プルタミナの探鉱開発子会社、プルタミナ E&P 社のウェブサイトには、GTL 技術の利用・開発に力をいれていると掲載されている[82]。実際、プルタミナはインドネシア大学と共同でマティンドック鉱区の開発に GTL 技術を導入する調査を技術面及び経済的側面から行っている[83]。その結果、合理的レベルの原料ガスの開発コスト、税制によるサポート、高い原油価格といった条件が重なれば、マティンドックにある小規模で経済的に開発が困難なガス田（Stranded gas fields）への GTL の利用は経済的に成り立つと結論付けた。さらにプルタミナは米国企業等とも共同調査を行っている。具体的には下記の 2 件である。

米国のレンテック社

2007 年 3 月、米国のレンテック社はプルタミナに中央スラウェシのマティンドック鉱区 に GTL プラントを建設することを提案した。1 日あたり 16,500 バレルの生産規模で、メタン、発電、アンモニア、尿素、硫黄含有率の低いガスオイル（Sulphur-free gasoil）を生産するもの[84]。同社はかねてよりプルタミナとマティンドック鉱区の開発に GTL を取り込む調査を実施してきた。

---

[82] http://www.pertamina-ep.com/html/gas.php
[83] “Gas to Liquids (GTL) as an option in monetizing stranded gas fields”, www.migas-indonesia.com/files/article/GTLforGasField.pdf
[84] 2007 年 3 月 19 日付　APS Review Downstream Trends

シントロリウム社

米国のエネルギー技術開発会社、シントロリウム社は、プルタミナの子会社 PT エルヌサと、シントロリウム社の GTL 技術を使って開発を行うのにふさわしい既存のガス埋蔵地を見つけ出すための調査を共同で実施することで合意している[85]。

さらにエネルギー鉱物資源省の石油ガス局も、2007 年 12 月に軽油を GTL で代替するプログラムを 2 年以内に開始する計画を明らかにした。GTL 導入は、石油燃料向け補助金の負担削減の一環で、政府は GTL は石油燃料よりも価格を安く設定できると期待をかけている。[86]

なお、NGH に関してはインドネシアにおける取り組みは見当たらなかった。2007 年 10 月 3 日付けの化学工業日報によれば、三井造船が NGH のインドネシアでの事業化をめざすと報じられている。同記事には、「同社は 2007 年、三井物産と NGH による天然ガス輸送事業を推進する合弁 NGH ジャパンを設立した。また中国電力と共同で山口県柳井に実証プラントを建設しており、事業性を検討していく。NGH はマイナス約 20 度 C で製造・輸送・貯蔵が可能なため、LNG のようにマイナス 162 度 C という極低温が不要であり、、かつインドネシア等に多く存在する中小ガス田の有効活用ができる利点がある。」とあるのみで、具体的な案件探しはこれからのようである。

(3) LNG 受け入れ基地

国内のガス需要に対応するため、LNG 受け入れ基地の建設も検討されている。LNG の供給元には国内の LNG プラントのほか、カタール等からの輸入も視野に入れている。

PLN

西ジャワの Cilegon に LNG 受け入れ基地を設立することで計画を進めている。規模は 4 億立方フィート/日で、将来的には 10 億立方フィート/日まで拡張可能。貯蔵設備は 13 万 8,000 立方メートルを見込む。PLN は 2002 年に LNG 受け入れ基地の可能性調査を実施、2004 年にエンジニアリング設計を行い、2006 年 3 月に土地の収用が完了している。LNG の供給元は未定。マレーシアから LNG を輸入するという報道もあるが[87]、別の報道では PLN は国内のタングーLNG プラント、あるいはカタールやイランからの輸入を検討しているともいわれている[88]。

PLN の LNG 受け入れターミナルに PGN も参画するという報道もある[89]。

PGN

東ジャワに LNG 受け入れ基地を検討中。場所は当初 Probolinggo を計画していたが、Gresik あるいは Tuban に変更になった[90]。2012 年の創業を目指している。

---

[85] 2005 年 11 月 18 日　BusinessWire
[86] 2007 年 12 月 5 日付　時事通信
[87] 2007 年 6 月 1 日付　Upstream
[88] 2007 年 12 月 14 日付　Platts Commodity News
[89] 2007 年 12 月 14 日付　Platts Commodity News
[90] 2007 年 6 月 28 日付　Bisnis Indonesia

さらに、PGN は LNG タンカーで北スマトラに LNG を輸送することも検討している。

プルタミナ

プルタミナは韓国ガス公社（KOGAS）と組んでジャワに 300～400 トン/年の LNG 受け入れ基地を計画している。投資金額は 3～4 億米ドルを見込んでいる。[91]

Petrogas Jatim Utama

エネルギー会社 Petrogas Jatim Utama もロッテルダムの国際的な LNG 開発会社 4Gas BV 社と、東ジャワの LNG 受け入れ基地設立の FS を実施する計画である[92]。

(4) 船舶需要

これまでみてきたように、インドネシアでは価格が高止まりの石油から天然ガスにエネルギー源を転換していくことが急務で、そのためには国内ガス輸送インフラの構築が必須である。パイプライン、LNG 受け入れ基地といったプロジェクトも計画、実施されているが、多くの島から成るインドネシアではこれらのインフラを隅々までいきわたらせることはできない。

また、インドネシアには実態はまだ調査されていないが、中小ガス田が多く点在していることは事実である。これらの中小ガス田から、それほど大量ではないガスを国内の需要地に輸送する手段として、ガス生産者、ガス会社等が CNG をはじめとする新たな輸送技術を模索している。

一方、インドネシアは自国の海運業を育成するため、内航はインドネシア籍船を用いるとするカボタージュ規制を導入した。この規制は当初 2010 年に完全導入を計画していたが、2007 年 11 月に運輸省は 2012 年まで延期することを発表した。船主協会が同省の延期の決定を時期尚早と批判しているので[93]今後の情勢は不確定であるが、いずれにせよ遅くても 2012 年にはカボタージュ規制が全面施行される。CNG 船によるガスの国内輸送が実現すれば、それを担うのはインドネシアの海運会社となろう。

しかし、CNG 輸送の導入を決めるのは海運会社ではない。ガス生産会社やガス輸送会社である。2007 年 6 月にジャカルタで日系のガス開発関連企業・機関にヒアリングを行った際には、ガス生産会社の中でも欧米の大手メジャーは、大規模油ガス田を開発し、できれば国際価格で輸出市場向けに販売したいと考える傾向があり、中小ガス田の開発やそこからのガス輸送には関心が低いだろうとのことであった。一方、プルタミナや地場企業であれば、中小ガス田や生産性の低くなった老朽田からの CNG 等の新輸送方法にも関心を持つかもしれないとのことであった。実際、その後の文献調査やヒアリング調査でも CNG や GTL への取り組みを行っているのは、地場大手のメドコ、プルタミナ、国営ガス会社 PGN が中心であった。前述のように、PGN やメドコ等のガス関連企業は、コスト効率のよい実現可能な輸送方法の 1 つとして CNG にも関心を寄せている。メドコは 2003～2004 年頃、スラウェジ島からのガス輸送に CNG を検討していたことから

[91] 2007 年 8 月 20 日付　Platts Oilgram News
[92] 2007 年 8 月 20 日付　Platts Oilgram News
[93] 2007 年 11 月 27 日付　時事通信

もわかる。今のところ、CNG 海上輸送の技術が実証されていない、コストが高い、といった理由で CNG 船は採用されていないが、これまでインドネシアでメドコや PGN が検討してきた CNG 船は、欧米の CNG 専用船である。日本で通常コンテナ船での CNG 輸送についての研究がすすんでいることは、インドネシアでは全く知られていない。CNG 専用船や LNG、パイプラインといった従来の輸送方法よりもコスト効率のよい輸送方法を通常コンテナ船での CNG 輸送が提供できれば、彼らがその技術を採用する可能性は高い。そのためにまずはこれらの企業に日本の CNG 技術を紹介し、啓蒙していくことが重要である。

いずれにしても、インドネシア国内の天然ガス輸送需要は今後ますます高まっていくことが考えられる。CNG の通常コンテナ船への需要増も期待されるところである。

Annex 1

About MedcoEnergi

MedcoEnergi は石油・ガスの探査・生産事業に従事する会社でジャカルタ証券取引所に上場（1994 年）した初めての会社である。

インドネシア初の掘削請負業者の一つとして 1980 年 6 月 9 日に設立された MedcoEnergi は、石油・ガスの探索・生産・採掘サービス、メタノール生産、そして最近では発電事業にも進出していて､統合的なエネルギー関連企業へと変貌を遂げている。

この転機となったのは 1992 年、MedcoEnergi がアメリカの石油企業 Tesoro から東カリマンタンにある日産 5000 バレルという相対的に小さな油田を買収したことだった。その後、相当量のガスが産出され、近隣の発電所やメタノール工場にこれを供給した。現在、石油・ガスの探索・生産・採掘サービス、メタノール生産、そして最近では発電事業にも進出していて、統合的なエネルギー関連企業へと変貌を遂げている。

MedcoEnergi は 2004 年、オーストラリアの石油・ガス関連大手でインドネシアやオーストラリア、オマーン、アラブ首長国連邦(UAE)、アメリカの生産田で操業する Novus Petroleum Limited を買収、積極的な拡大戦略を採用したことを示した。

今日、MedcoEnergi はインドネシア内外で探索・生産ブロックの賃借権を所有し、年間に石油 2100 万バレルとガス 6100 万立方フィートを生産している。この他、MedcoEnergi は陸上掘削装置 10 機、海洋掘削装置 4 機(スワンプバージ)を保有し、メタノール工場と LPG プラントをそれぞれ１つ、そして３つの発電所を運営している。

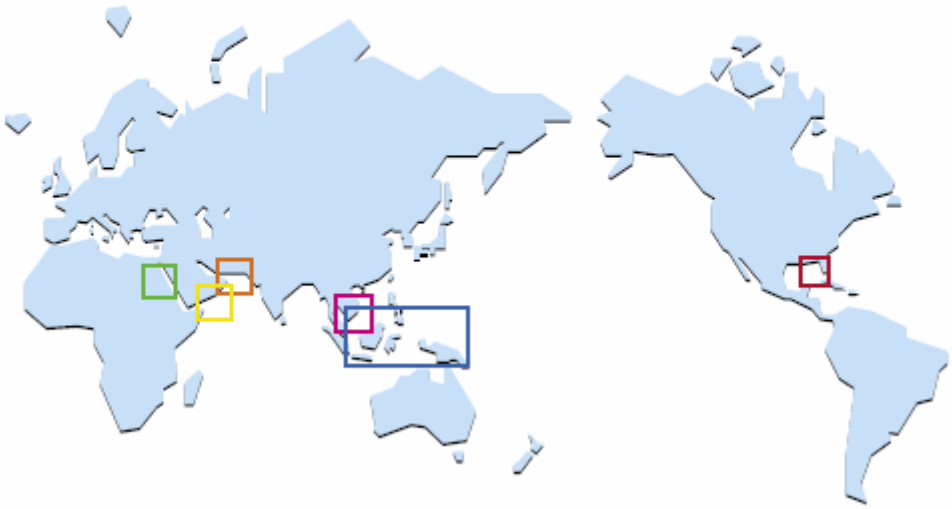
インドネシアにおける MedcoEnergi の業務は、西端のナングロ・アチェ・ダルサラーム州から東部のパプア州までの範囲に広がっている。インドネシア国外では、現在のアメリカやリビア、オマーンからその他の国々へと、MedcoEnergi は事業を拡大し続けている。

MedcoEnergi は、ジャカルタ証券取引所とスラバヤ証券取引所(Surabaya Stock Exchange)、シンガポール証券取引所（Singapore Stock Exchange）とルクセンブルク証券取引所 (Luxemburg Stock Exchange) に、MEDC の株式コードで上場している。当面の期間内に「選ばれるエネルギー会社」となるというビジョンを達成することができる、と MedcoEnergi は確信している。

Operations in the world

Operation Area

per tanggal 31 Desember 2006
as of December 31, 2006



Indonesia:		
Eksplorasi	Exploration	8
Pengembangan	Development	1
Produksi	Production	12 [1]
Rig Darat	Onshore Rigs	8
Rig Lepas Pantai	Offshore Rigs	5 [2]
Kilang Metanol	Methanol Plant	1
Kilang LPG	LPG Plant	1
Kilang Etanol	Ethanol Plant	1
Pembangkit Listrik	Power Plant	2
O&M Tenaga Uap	O&M Steam-fired	1
Kilang Pencampuran dan Penyimpanan Bahan Bakar	Fuel Blending and Storage Plant	1 [4]
US Gulf of Mexico:		
Eksplorasi	Exploration	4
Pengembangan	Development	1
Produksi	Production	5
Libya:		
Eksplorasi	Exploration	1
Yemen:		
Eksplorasi	Exploration	2
Cambodia:		
Eksplorasi	Exploration	1
Oman:		
Jasa E&P	E&P Services	1
Rig Lepas Pantai	Offshore Rigs	1

Financial Information

Financial Highlights

In Million USD

	2002[1]	2003[1]	2004[2]	2005[3]	2006
Sales and Other Operating Revenues	420.7	477.9	550.1	620.2	792.4
Gross Profit	224.0	212.3	253.5	329.4	287.5
Income from Operations	161.6	149.2	179.3	239.3	180.0
Net Income	72.2	79.0	73.9	74.7	38.2
Total Assets	753.0	1,008.4	1,472.2	1,535.2	1,841.6

[1] The numbers in 2002 and 2003 have been restated due to the adjustment and reclassification of certain accounts

[2] The numbers in 2004 have been restated and reclassified due to the adoption of PSAK No. 24 and 38

[3] Several account in 2005 have been reclassified to conform with the presentation of accounts in 2006

Operation Higlights

		2002	2003	2004	2005	2006
Oil & Gas Exploration & Production						
Gross Proved Reserves[1]						
Oil	(MMBO)	151.6	113.9	94.3	117.0	99.0
Gas	(BCF)	124.0	271.0	332.3	327.6	267.6
Lifting and Sales[2]						
Oil Lifting	(BOPD)	85,480	66,820	57,538	53,345	56,367
Gas Sales	(MMCFD)	67.6	87.9	192.4	132.2	127.2
LPG Sales	(MTD)	0.0	0.0	55.4	96.8	100.1
Chemicals						
Methanol Plant						
Production - Metric Ton	(MT)	223,364	265,451	236,574	198,689	137,088
Sales - Metric Ton	(MT)	232,575	261,829	240,650	199,738	137,045
LPG Plant						
Gas Processed	(MMCF)	-	-	3,517	4,832	5,301
Processing Fee	(USD)			5,735,000	9,510,551	9,199,506
LPG Production[3]	(Ton)	-	-	27,269	36,054	36,510
Condensate Production[3]	(Barrel)	-	-	73,342	107,210	138,737
Lean Gas Production[3]	(MMCF)	-	-	3,796	2,499	2,710
Power						
Power Supply	(MWH)	-	-	78.00	421.06	701.11

[1] The Volume of proved reserves which are attributable to the Company's working interest in each contract area, include the government's share of production. The numbers for each year (2002-2005) have been adjusted with the numbers stated on the Offering Circular issued on May 9, 2006 for the purpose of Convertible Bonds issuance

[2] Gross lifting and sales represent the sum of the oil lifting and gas sales from each of the Company's block multiply with the Company's effective interest in such block

[3] All LPG, Condensate and Lean Gas production are delivered to and sold by the Oil and Gas business unit

Oil and Gas Business

2006年末現在、MedcoEnergi は35の石油・ガスプロパティ（総面積7万3369.39 平方キロメートル）を保有する。2006年にはMedcoEnergi が獲得した石油・ガスプロパティは11で、内訳はアメリカ (5)、インドネシア(3)、イエメン (2) 、カンボジア(1)となっている。

Oil and Gas Properties as of year end 2006

	Year end 2006	
	Numbers	**Acreage (km^2)**
Indonesia	21	59525.37
USA	10	463.02
Libya	1	6182.00
Yemen	2	2199.00
Cambodia	1	5000.00
Total	**35**	**73369.39**

Operational and Financial Highlights of Oil and Gas Business in 2006

	2006	2005	▲
Net oil and gas sales (million USD)	**568.3**	432.4	31.4%
Total oil production (MMBO)	**19.9**	19.8	0.5%
Total oil lifted (MMBO)	**20.6**	19.5	5.7%
Total gas production (BCF)	**55.6**	61.0	-8.9%
Total gas sales (BCF)	**46.4**	48.3	-3.8%
LPG sales (Tons)	**36,510**	36,054	1.3%
Remaining Proved Oil and Gas Reserves (MMBOE)	**144.7**	173.0	-17.8%
3-year Average Reserves Replacement Ratio (%)	**91%**	108%	-15.9%
Capital Expenditures (million USD)	**236.0**	171.4	37.7%

Gas Sales Agreement Entered in 2006

Counter Party	**Off-taker Industry**	**Total Gas Supply (BBTUPD)**	**Price (USD/MMBTU)**	**Terms**
PT PLN	PLTG Karamasan	37.3	2.685 - 2.75	Apr 2007 - May 2013
PT Meta Epsi	PLTG Gunung Megang	14.7	2.3	Nov 2006 - May 2013
PT Mitra Energia Buana	Consumer Gas	2.5	2.65 - 3.59	Jan 2007 - Nov 2013
Total		**54.5**		

Exploration and Production in Indonesia

- **Sumatra**

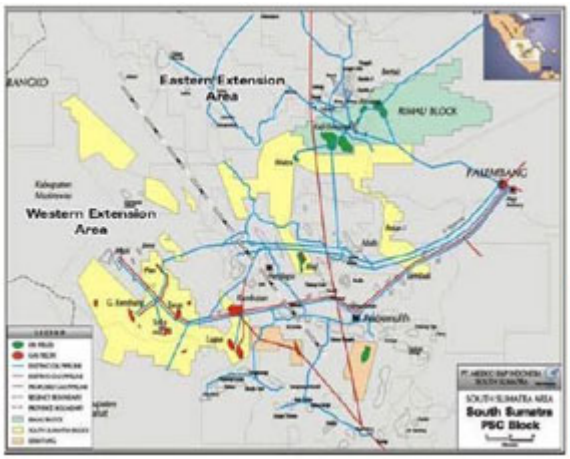
2006年、MedcoEnergi は4つの石油・ガス生産プロパティ、すなわちランサ・ブロック(Langsa Block)と南・中部スマトラ ・ブロック(South & Central Sumatra Block)、レマタン・ブロック(Lematang Block)、リマウ・ブロック(Rimau Block)と、スマトラ島のムランギン・ブロック(Merangin Block)の探査プロパティを1つ操業している。同年、ナングロ・アチェ・ダルサラーム州のブロックAと呼ばれる追加開発地区も取得している。

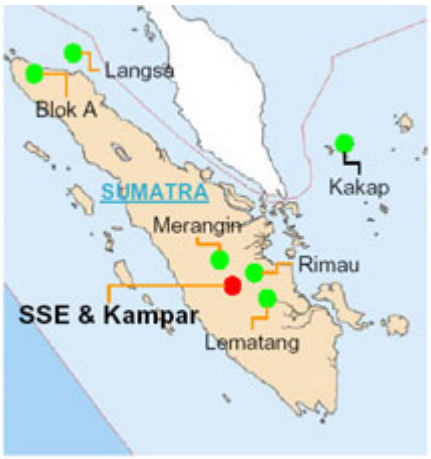
スマトラ島で生産される原油量は40.5MBOPD（日産100万バレル）で、 2005年の42.7 MBOPD より5.3%減少した。 スマトラ島の生産地域からの石油生産量は合計14.8 MMBO （100万バレル）で、2005年は15.6 MMBO だった。2006年における原油の平均実勢価格は１バレルあたり64.0 米ドルで、前年の１バレルあたり53.7 米ドルから上昇した。2006年全体では、スマトラ島のガス生産地域で 92.2 MMCFD (１日あたり100万立方フィート)のガス生産を行った。これは2005年の91.4 MMCFD から0.9％増加している。

スマトラの油田・ガス田の確認埋蔵量(1P reserves)の合計は、2006年末時点でそれ z 78.0 MMBOと176.0 BCF（10億立方フィート）となっている。

スマトラにおける同社の石油ガスプロパティは次のとおり。

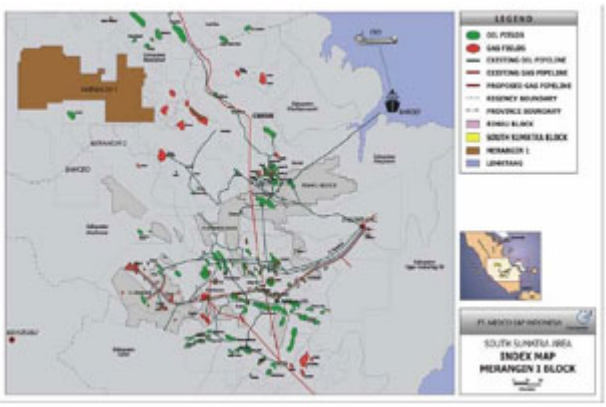
<South & Central Sumatra Extention – PSC>

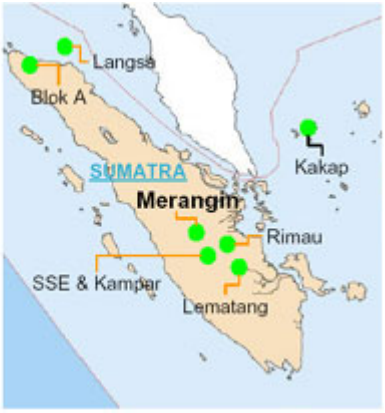




Contract Area	: South & Central Sumatera Extension - PSC
Type of Contract	: Renewal and Extension of Contract COW
Location	: Onshore on Central and South Sumatra
Operator	: Medco E&P
Status	: Production
Original Area	: 10,216 sq km
Effective Date	: November 28, 1993
Relinguishment	: 1st reling. 1994 - (1,024 sq Km)
	2nd reling. 1996 - (2,048 sq Km)
	3rd reling. 2003 - (2,023 sq Km)
Retained Area	: 4,470 sq Km after year 2003
Commitment	: No remaining commitment
Expires	: 2013
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 15 %, Gas 30%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 99.99 %

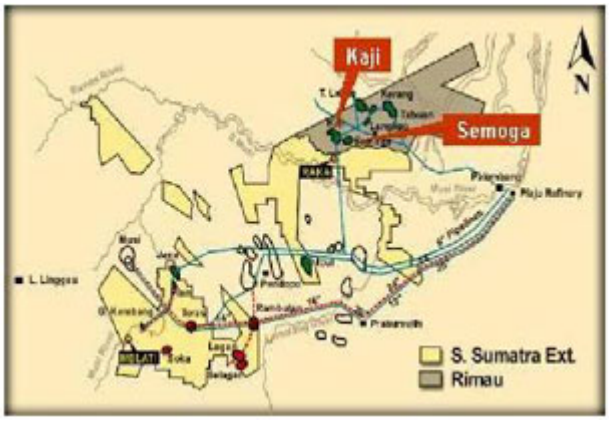
<Merangin>

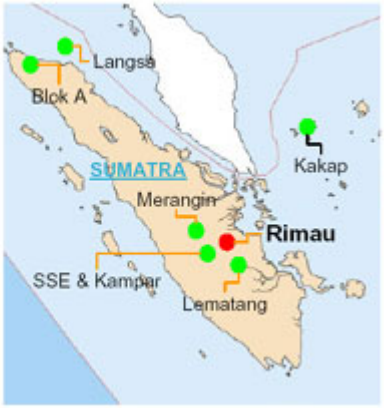




Contract Area	: Merangin
Type of Contract	: PSC
Location	: Onshore Jambi, Sumatra
Operator	: Medco E&P
Status	: Exploration
Current Area	: 3,226.75 sq km
Date	: October 14, 2003
Acquired	: 2003
Effective	2003
Expires	: 2013 (exploration), 2033 (development)
Original Acreage	: 3226.75 sq Km
Relinguishment	: 20 % (645 sq Km) before Oct. 14, 2006
Retained area	: 20 % of Original area (645 sq Km)
	after Oct. 14, 2009
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 25 %, Gas 40%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 61 %
PTTEP - Thailand	: 39 %

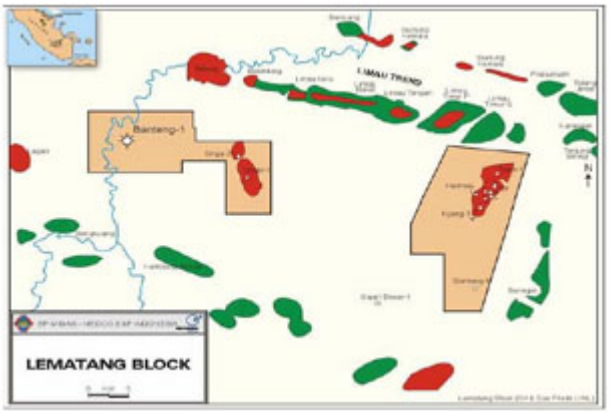
<Rimau>

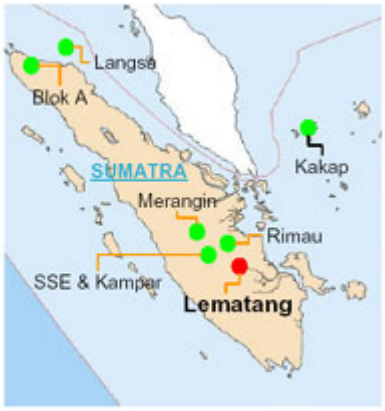




Contract Area	: Rimau
Type of Contract	: PSC
Location	: Onshore on South Sumatra
Operator	: Medco E&P
Status	: Production
Original Acreage	: 1,577 sq Km
Efective Date	: April 23, 2003
Relinguishment	: 30 % of original area
Retained area	: 1,103.9 sq Km after year 2007
Acquired	: 1995
Effective	1973 (The first PSC Contract)
Expires	: 2023
Contract type	: Renewal and Extension of Contract PSC
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 15 %, Gas 30%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 95 %
Pemda SumSel	: 5 %

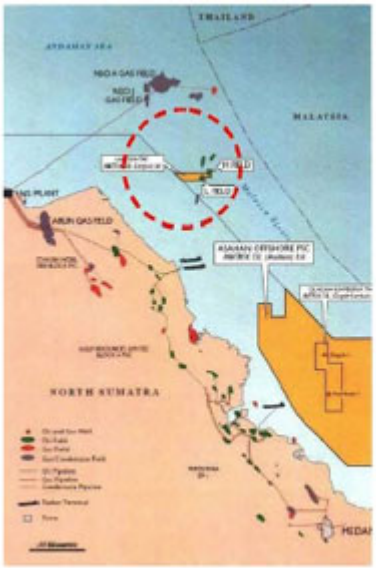
<Lematang>

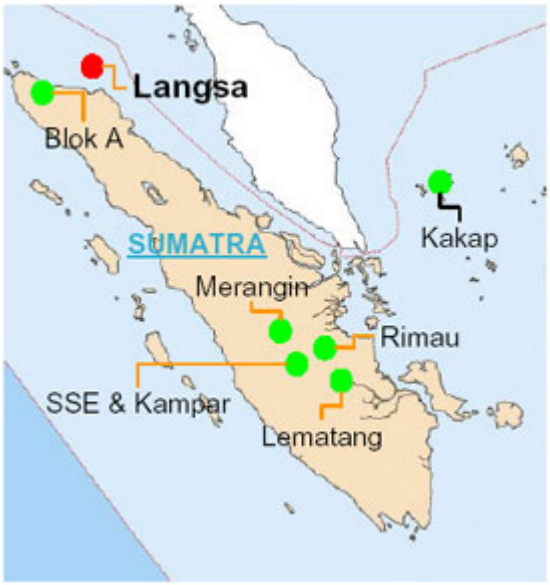




Contract Area	: Lematang
Type of Contract	: PSC
Location	: Onshore on South Sumatra
Operator	: Medco E&P
Status	: Production
Original Acreage	: 1137 sq km
Relinguishment	: None
Retained area	: 228 sq Km
Acquired area	: 2002
Date	
Acquired	: 2002
Effective	April 6, 1987 / Oct. 4, 2002 (Medco)
Expires	: 2017
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 20 %, Gas 30%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 74 %
Serica Energy	: 11 %
Lundin Lematang	: 15 %

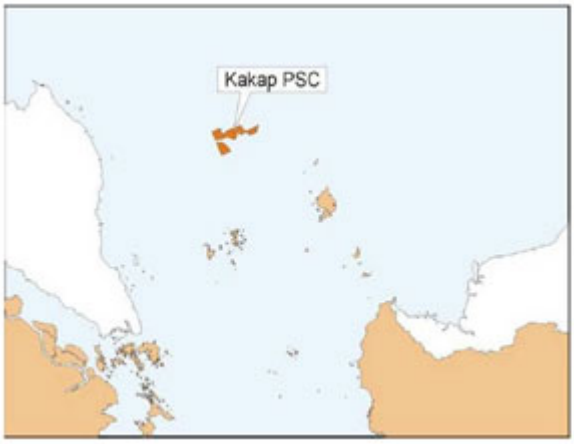
<Langsa>

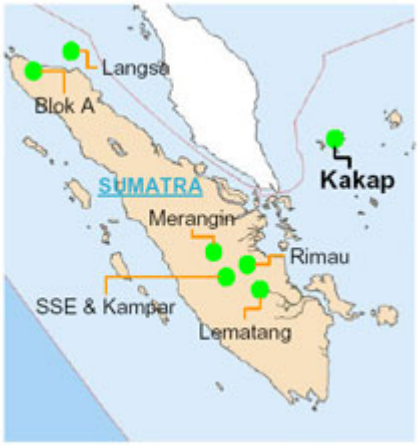




Contract Area	: Langsa
Type of Contract	: TAC
Location	: Offshore East Aceh, NAD
Operator	: Medco Moeco, a 50:50 joint venture with Mitsui and Modec Inc.
Status	: Production
Current Area	: 77 sq km
Date	
Acquired	: 2003
Effective	1997
Expires	: 2017
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 15 %, Gas 35%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 70 % (MedcoEnergi 35 % & Moeco 35 %)
Pertamina	: 30 %

<Kakap (West Natuna)>





Contract Area	: Kakap
Type of Contract	: PSC
Location	: West Natuna Sea Basin
Operator	: Star Energy
Status	: Production
Original acreage	: 3,041 sq km
Retained acreage	: 2,000 sq Km
Date	
Acquired	: 2004
Effective	1990
Expires	: 2028 (in March 2001 some terms of PSC were renewed)
Relinguishment	: Drill one well or relinguish North Kakap area.
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 15 %, Gas 30%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 25 % (formely Novus Interest)
Star Energy	: 31.25 % (Operator)
Premier Oil	: 18.75 %
SPC	: 15 %
Pertamina	: 10 %

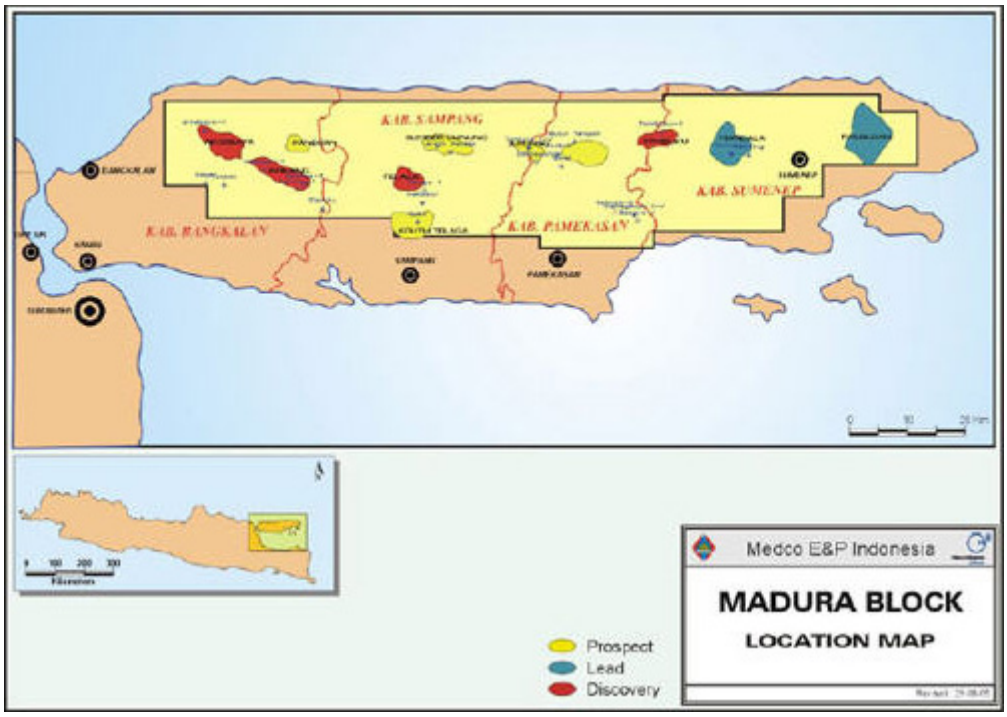
- **Java / Madura**

MedcoEnergi は東ジャワ州で 4 つの契約、すなわちマドゥラ PSC 共同事業機関(Madura PSC Joint Operating Body (JOB))、トゥバン PSC(Tuban PSC)、ブランタス PSC(Brantas PSC)、バウェアン PSC(Bawean PSC)を結んでいる。マドゥラ・ブロックは同社が操業する探査設備で、トゥバンブロックとブランタス・ブロックはそれぞれ Petrochina と Lapindo Brantas が操業する生産設備である。MedcoEnergi は 2006 年 6 月に Bawean PSC を買収した。さらにこれに加え、Santos Limited が操業するセンパン PSC にあるジェルック田の 25%の経済的持分を保有している。

東ジャワの生産田からの平均日産は石油が 1.5 MBOPD 、ガスが 12.7 MMCFD となっている。

東ジャワにおける同社の石油･ガスプロパティは次のとおり。

<Madura>



Contract Area	: Madura JOB, East Java
Type of Contract	: PSC - JOB
Location	: Onshore on the Madura Island
Operator	: JOB Pertamina - Medco Madura Ltd
Status	: Exploration
Funding	: Contractor until commerciality approved
Acreage	: 2,728 sq km

Date

Acquired	: 2000
Effective	: May 15, 1997
Expires	: 2005 (exploration), 2027 (development)

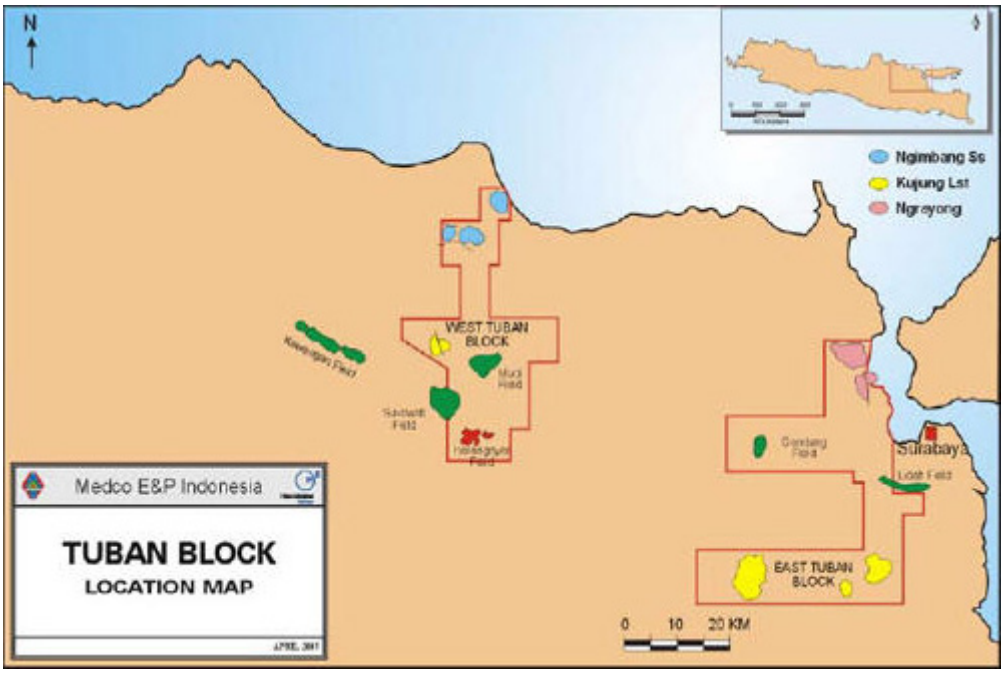
Profit Split

MedcoEnergi	: Oil 15 %, Gas 35 %

Working Interest

Medco Madura Pty	: 65 %
Pertamina	: 35 %

<Tuban>



Contract Area	:	Tuban Onshore
Type of Contract	:	PSC - JOB
Location	:	East Java
Operator	:	JOB Pertamina - Petrochina
Status	:	Production
Funding	:	Contractor until commerciality approved
Original acreage	:	7,391 sq Km
Current acreage	:	1,462 sq Km

Date

Acquired	:	2002
Effective		February 28, 1998
Expires	:	2018

Profit Split

MedcoEnergi	:	Oil 15%, Gas 35%

Working Interest

MedcoEnergi	:	25%
Pertamina	:	50 %
Petrochina Tuban	:	25 %

- **Kalimantan**

MedcoEnergi は東カリマンタン州で6つの契約、サンガーサンガ/サンボジャ/タラカンTAC(Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan TAC)、タラカンPSC(Tarakan PSC)、センバクンTAC(Sembakung TAC)、シメンガリスPSC-JOB(Simenggaris PSC-JOB)、ベンガラPSC(Bengara PSC)、ヌヌカンPSC(Nunukan PSC)を、中部カリマンタン州では1つ（ベンカナイPSC、Bangkanai PSC）を結んでいる。東カリマンタン州での契約のうち、最初の3つは生産設備に関する契約で、 残る3つは探査設備に関する契約である。中部カリマンタン州での契約は探査地域に関する契約である。2006年の東カリマンタン州での原油の平均日産は10.3 MBOPDで、2005年の7.7 MBOPDから33.8 % 増加している。一方、ガスの平均日産は27.0 MMCFDと推定され、2005年の32.3 MMCFD から16.4%減少した。減少の原因は、埋蔵量の自然減によるものである。東カリマンタン州で生産されるガスは、ブニュ島にある同社のメタノール工場に供給されていた。

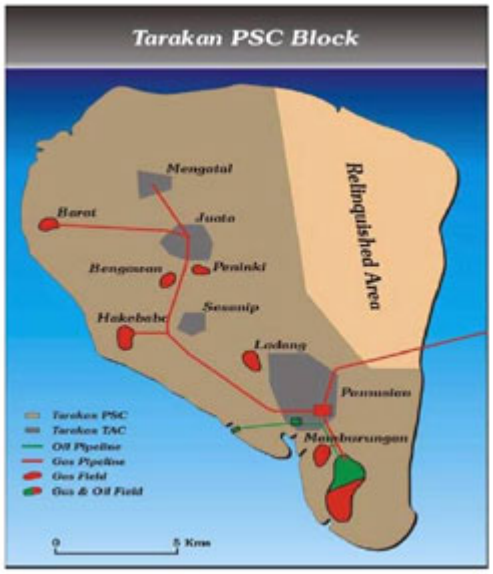
2006年末時点で、カリマンタンの生産田の確認埋蔵量は石油が 7.0 MMBO、ガスが21.6 BCFと見積もられている。前年はそれぞれ10.8 MMBOと31.5 BCFだった。テラカン・ブロックでの採掘の成功で、確認埋蔵量は石油が10.6 MMBO、ガスが 3.5 BCF 増加した。その一方、天然ガス埋蔵量の自然減が東カリマンタン州からのガス供給に影響している。しかし、既存のガス市場からの需要に応えるため、同時にマンブルガン(Mamburungan)やセンバクンからブニュ島にある同社のメタノール工場へのガス供給を維持し、シメンガリスの生産を拡大するため、MedcoEnergi は積極的な採掘・改修活動を東カリマンタン州で展開しようという意向がある。

東カリマンタンにおける同社の石油・ガスプロパティは次のとおり。

<Bengara>

Contract Area	: Bengara
Type of Contract	: PSC
Location	: Onshore in East Kalimantan
Operator	: Medco E&P
Status	: Exploration
Original Acreage	: 4,614 sq km
Relinguishment	: 21 % (965 sq Km) in year 2002
	29 % (1338 sq Km) in year 2006
Retained area	: 20 % of original (993 sq km)
	after Sept. 27, 2009
Date	
Acquired	: 2001
Effective	1999
Expires	: 2009 (exploration), 2029 (development)
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 15%, Gas 35%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 95%
Satria Energindo	: 5 %

<Tarakan>



Contract Area	: Tarakan
Type of Contract	: PSC
Location	: Island of Tarakan northern part of East Kalimantan
Operator	: Medco E&P
Status	: Production
Contract type	: Renewal and Extension of contract PSC
Original arceage	: 180 sq km

Date

Acquired	: 1992
Effective	1982 / April 23, 2003
Expires	: April 23, 2023

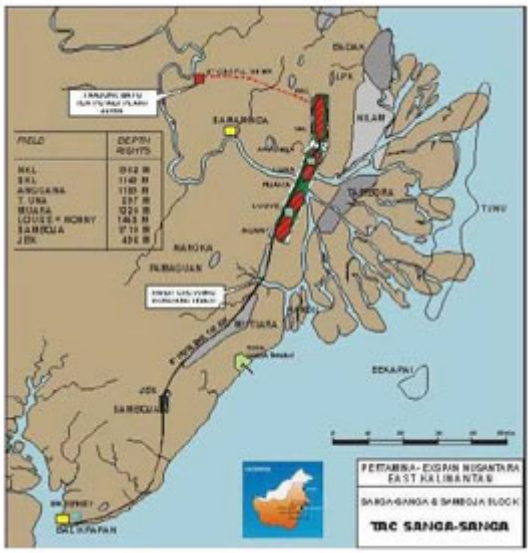
Profit Split

MedcoEnergi	: Oil 15%, Gas 30%

Working Interest

MedcoEnergi	: 99.99%

<Sanga-Sanga>



Contract Area	: Kalimantan (Sanga-Sanga & Tarakan)
Type of Contract	: TAC
Location	: Onshore Kalimantan near Bontang LNG plant
Operator	: Medco E&P
Status	: Production
Current Area	: 136 sq km
Date	
Acquired	: 1992
Effective	1988
Expires	: 2008
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 35%, Gas 35%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 99.99%

<Nunukan>

Contract Area	: Nunukan
Type of Contract	: PSC
Location	: Offshore Northeast Kalimantan
Operator	: Medco E&P
Status	: Exploration
Original Acreage	: 4,917 sq km
Relinguishment	: 20 % (688 sq Km) before Dec. 11, 2007
Retained area	: 20 % of original area (688 sq Km) after Dec. 12, 2010
Date	
Acquired	: 2004
Effective	December 12, 2004
Expires	: 2010 (exploration), 2034 (development)
Profit Split	
MedcoEnergi	: Oil 35%, Gas 40%
Working Interest	
MedcoEnergi	: 100%

<Simenggaris>

Contract Area	: Simenggaris JOB, NE Kalimantan
Type of Contract	: PSC - JOB
Location	: Onshore East Kalimantan
Operator	: JOB Pertamina - Medco Simenggaris Ltd
Status	: Exploration
Funding	: Contractor until commerciality approved
Acreage	: 2,734 sq km
Relinguishment	: 25 % (688 sq Km) 1st, Feb. 24, 2002
Retained area	: 2,046 sq Km

Date

Acquired	: 2000
Effective	February 24, 1998
Expires	: 2008 (exploration), 2028 (development)

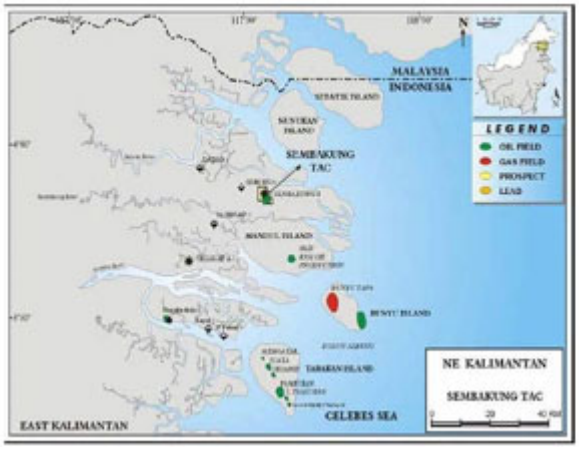
Profit Split

MedcoEnergi	: Oil 15%, Gas 35%

Working Interest

MedcoEnergi	: 62.5%
Pertamina	: 37.5 %

<Sembakung>



Contract Area	:	Sembakung
Type of Contract	:	TAC
Location	:	Onshore Northeast Kalimantan
Operator	:	Medco E&P
Status	:	Production
Current Area	:	23,37 sq km
Date		
Acquired	:	2005
Effective		1993
Expires	:	2013
Profit Split		
MedcoEnergi	:	Oil xx%, Gas xx%
Working Interest		
MedcoEnergi	:	100%

- **Sulawesi**

MedcoEnergiは中部スラウェシ州で結んでいる契約は１つ、すなわちトイリ（セノロートイリ）PSC-JOB(Tomori (Senoro-Toili) PSC-JOB)である。同社はこのブロックの50%の権利を持っていて、さらにプルタミナと合同で操業を行っている。このブロックには、莫大なガス埋蔵量があるスノロガス田と 、石油を埋蔵するトイリ油田の二つが含まれている。MedcoEnergiの推定では、このブロックの埋蔵量は相当なもので、この結果同社のポートフォリオが高まるという。

スラウェシにおける同社の石油・ガスプロパティは次のとおり。

<Tomori (Senoro-Toili)>

Contract Area	:	Tomori Block, (Senoro-Toili) Central Sulawesi
Type of Contract	:	PSC - JOB
Location	:	Senoro (onshore) and Toili (offshore) on Central Sulawesi
Operator	:	JOB Pertamina - Medco Tomori Sulawesi
Status	:	Exploration
Acreage	:	277 sq Km (Serono) and 198 sq Km (Toili)
Relinguishment	:	23.9 sq Km in March 2001
Retained Area	:	451.1 sq Km
Date		
Acquired	:	2000
Effective	:	December 4, 1997
Expires	:	2027
Profit Split		
MedcoEnergi	:	Oil 35 %, Gas 40 %
Participant Interest		
MedcoEnergi	:	50 %
Pertamina	:	50 %

これに加えてMedcoEnergi は、パプア州のヤペン・ブロック(Yapen Block)で探査シナリオの決定に関して85%の権利を持つオペレーターのNationalが必要とした技術検査に必要とされた1000平方キロメートルの地域を調査し、一つの井戸を採掘した。

Power Business

MedcoEnergi は、バタム島で2つの発電所を操業し、さらに中部ジャワ州のタンジュン・ジャティ(Tanjung Jati)で石炭火力発電所の操業およびメンテナンスを請け負っている。

- **Panaran I**

  MedcoEnergi は、このガス火力発電所を操業するこの会社の 54%の株式を保有している。発電能力は 2x27.75 メガワット(MW) で、出力 7.5 MW の冷却装置があり、バタムの一般家庭および産業向けに電力を供給している。電気は、コンピューター化された最先端のコントロールシステムを装備した２つのガスタービン発電機が作り出していて、オペレーターは発電所全体のパフォーマンスを正確に監視することができ、信頼性と効率が保証されている。

  さらに、この発電所では無駄を省いた組織上の構成により効果的かつ効率のよいマネジメントシステムを実現し、絶え間ない電力供給を実現するためのマネジメントの集約的なコミュニケーションの維持と通常状態での迅速な反応を達成している。また、発電や電力管理システム、発電所のメンテナンスなどは、関連分野で 5 年から 20 年の経験を持つ技能の高くプロフェッショナルな従業員に支えられている。

  2006 年、この発電所は合計 380 メガワット時(MWh)を発電し、利用率 (CF) は 78.8%だった。2006 年の全操業時間は GTG1 が 8186 時間、GTG2 が 8313 時間で、事故はなかった (事故ゼロ)。

Contract Area	:	Panaran 1, Batam
Type of Contract	:	Build Operate Own
Type of Power Plant	:	Gas Fired Power Plant
Commencement	:	October 2004
Contract Supply Period	:	12 Years
Effective Ownership		54 %
Capacity	:	2 x 27.75 MW
Operator		PT. Mitra Energi Batam

- **Panaran II**

MedcoEnergi はまた、この第２ガス火力発電所を所有・操業するこの会社の 59% の株式を保有している。発電能力は 2x27.75 メガワット(MW) で、出力 7.5 MW の冷却装置がある。2006 年 12 月での電気生産量は 320 MWh だった。平均実績は 6%低かった。営業運転開始日(COD)と、為替レートが低かったために電力売買契約(PPA)の規定より低料金だったことが原因である。2006 年の全操業時間は 1 万 2007 時間で、 時間損失事故 (LTI)ゼロを達成した。

Contract Area	:	Panaran 2, Batam
Type of Contract	:	Build Operate Own
Type of Power Plant	:	Gas Fired Power Plant
Commencement	:	May 2004
Contract Supply Period	:	12 Years
Effective Ownership		58 %
Capacity	:	Panaran -2, Batam : 2 x 27.75 MW　Chiller : 8 MW
Operator		PT. Dalle Energy Batam

- **Tanjung Jati B**

MedcoEnergi とそのパートナーFortum Service Oy のコンソーシアムは、中部ジャワ州のタンジュン・ジャティ B にある蒸気火力発電所の操業およびメンテナンス・サービスを 2006 年 11 月から開始した。

タンジュン・ジャティBの操業およびメンテナンス契約は、Medco PowerとFortum Service Oy (オペレーター)のコンソーシアムに2005年6月に与えられ、監督省庁からの承認を2005年9月に得た。この操業およびメンテナンス契約は、発電所のCODから23年間にわたるものである。操業開始作業は契約後すぐに始まり、発電ユニット1と2それぞれのCODである2005年10月1日と2005年11月1日までに完了した。 初期の操業開始作業以来の契約実施業務は PT Medco Power Indonesiaの下で行われた。この発電所は石炭火力発電所で、東芝製のタービンと発電機とBabcock and Wilcox 製のボイラーを用いて2x660 MWを発電する。この発電所は住友(Sumitomo)が建設・所有するもので、23年間の特別ファイナンス・リース契約のもとでPLNに売却される。

- **Sengkang**

2005 年 10 月 8 日、中央スラウェシ州のセンカン(Sengkang)で TM 2500 Gas Turbine を用いた 20 MW のガスタービン発電機を開発するため、PT Medco Power Indonesia と PT PLN Tarakan はコンソーシアムを結成した。PLN が再入札を実施し、三番目の入札者がまだ決まっていないため、2006 年は同社にとって都合のよい年ではなかった。

Contract Area	:	Sengkang, South SUmatra
Type of Contract	:	Build Operate Own
Type of Power Plant	:	Gas Fired Plant
Commencement	:	September 1997 Medco Energi indirectly acquired 5 % interest of PT. Energy Sengkang in Oct 2003
Contract Supply Period	:	
Effective Ownership		5 %
Capacity	:	135 MW
Operator		PT. Energi Sengkang

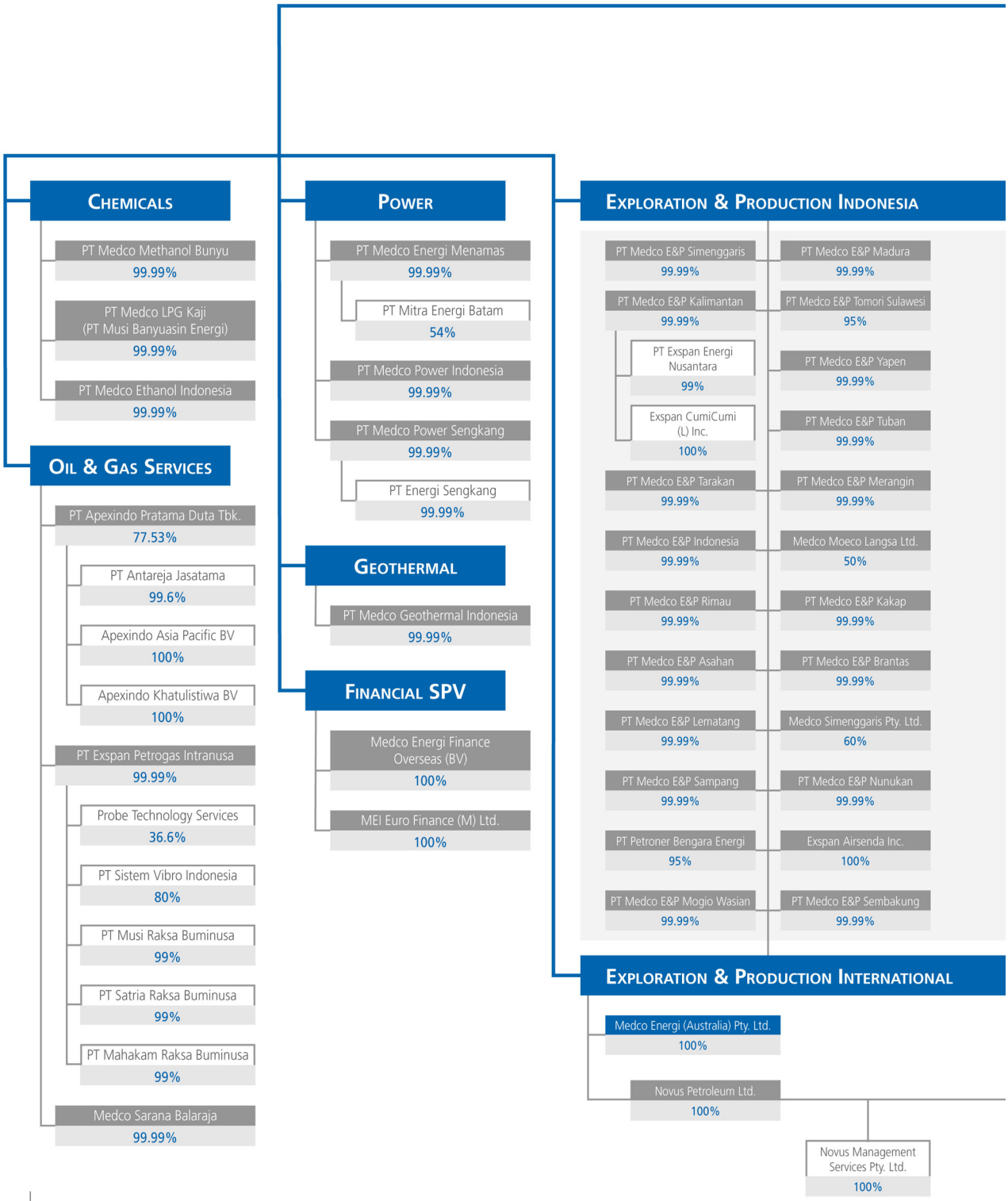
Financial & Operational Performance of Power Business in 2006

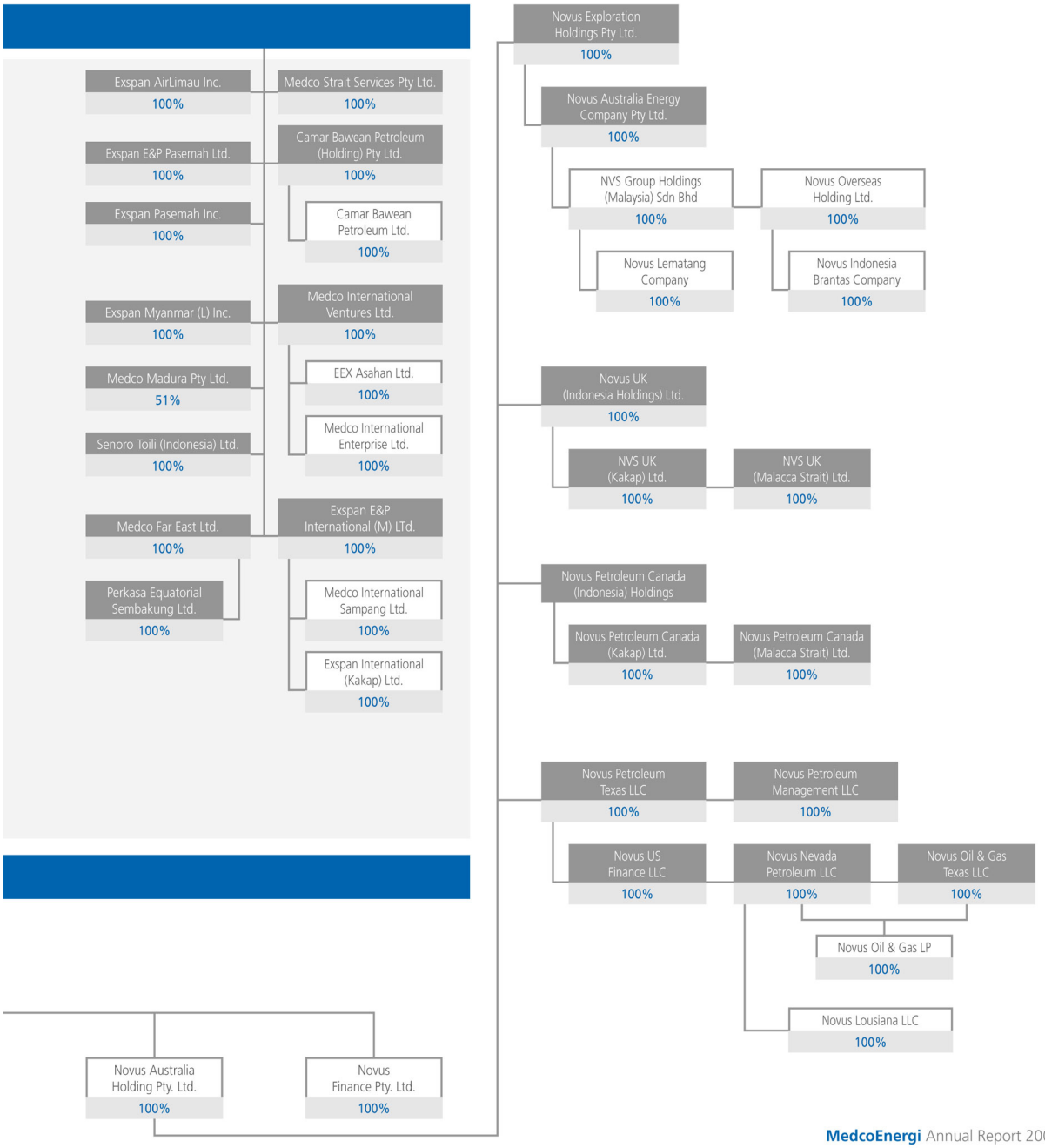
	2006	2005	▲
Sales and other operating revenues from electric power sales (million USD)	**24.4**	8.2	198%
Sales and other operating revenues from other contracts (million USD)	**14.8**	8.9	66%
Power production from PLTG Panaran (MWH)	**701.1**	421.1	67%

Annex 2

Struktur Perseroan

Corporate Structure




Exspan AirLimau Inc.
100%
Medco Strait Services Pty Ltd.
100%
Exspan E&P Pasemah Ltd.
100%
Camar Bawean Petroleum (Holding) Pty Ltd.
100%
Exspan Pasemah Inc.
100%
Camar Bawean Petroleum Ltd.
100%
Exspan Myanmar (L) Inc.
100%
Medco International Ventures Ltd.
100%
Medco Madura Pty Ltd.
51%
EEX Asahan Ltd.
100%
Senoro Toili (Indonesia) Ltd.
100%
Medco International Enterprise Ltd.
100%
Medco Far East Ltd.
100%
Exspan E&P International (M) LTd.
100%
Perkasa Equatorial Sembakung Ltd.
100%
Medco International Sampang Ltd.
100%
Exspan International (Kakap) Ltd.
100%
Novus Exploration Holdings Pty Ltd.
100%
Novus Australia Energy Company Pty Ltd.
100%
NVS Group Holdings (Malaysia) Sdn Bhd
100%
Novus Overseas Holding Ltd.
100%
Novus Lematang Company
100%
Novus Indonesia Brantas Company
100%
Novus UK (Indonesia Holdings) Ltd.
100%
NVS UK (Kakap) Ltd.
100%
NVS UK (Malacca Strait) Ltd.
100%
Novus Petroleum Canada (Indonesia) Holdings
Novus Petroleum Canada (Kakap) Ltd.
100%
Novus Petroleum Canada (Malacca Strait) Ltd.
100%
Novus Petroleum Texas LLC
100%
Novus Petroleum Management LLC
100%
Novus US Finance LLC
100%
Novus Nevada Petroleum LLC
100%
Novus Oil & Gas Texas LLC
100%
Novus Oil & Gas LP
100%
Novus Lousiana LLC
100%
Novus Australia Holding Pty. Ltd.
100%
Novus Finance Pty. Ltd.
100%

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

NANGGROE ACEH DARUSSALAM (REGION Ⅰ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	CONTRACTED									
	EXPORT (LNG)	551.0	221.0	220.0	223.0	223.0	224.0	225.0	161.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**561.8**	**221.0**	**220.0**	**223.0**	**223.0**	**224.0**	**225.0**	**161.0**	**0.0**
B	COMMITTED									
	EXPORT (LNG)	152.0	179.0	178.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	170.0	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**349.0**	**386.8**	**385.8**	**207.8**	**207.8**	**207.8**	**207.8**	**207.8**	**207.8**
C	POTENTIAL									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	TOTAL DEMAND	**910.8**	**607.8**	**605.8**	**430.8**	**430.8**	**431.8**	**432.8**	**368.8**	**207.8**
Ⅱ. SUPPLY										
A	EXISTING	561.8	471.0	430.0	376.0	332.0	269.0	186.0	123.0	0.0
B	PROJECT	0.0	0.0	0.0	118.9	118.9	118.9	228.9	228.9	228.9
C	POTENTIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**561.8**	**471.0**	**430.0**	**494.9**	**450.9**	**387.9**	**414.9**	**351.9**	**228.9**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**0.0**	**250.0**	**210.0**	**153.0**	**109.0**	**45.0**	**-39.0**	**-38.0**	**0.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**0.0**	**250.0**	**210.0**	**271.9**	**227.9**	**163.9**	**189.9**	**190.9**	**228.9**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-349.0**	**136.8**	**-175.8**	**64.1**	**20.1**	**-43.9**	**-17.9**	**-16.9**	**21.1**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-349.0**	**-136.8**	**-175.8**	**64.1**	**20.1**	**-43.9**	**-17.9**	**-16.9**	**21.1**
	Ⅱ - Ⅰ	**-349.0**	**-136.8**	**-175.8**	**64.1**	**20.1**	**-43.9**	**-17.9**	**-16.9**	**21.1**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

NORTH BAGIAN UTARA (REGIONⅡ)

(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	42.0	36.0	31.0	27.0	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	7.5	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
	Sub Total ⅠA	**61.5**	**56.7**	**51.7**	**47.7**	**44.7**	**8.7**	**8.7**	**8.7**	**8.7**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	21.0	21.0	21.0	21.0
	- ELECTRICITY	148.0	154.0	159.0	163.0	166.0	190.0	190.0	190.0	190.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**157.0**	**163.0**	**168.0**	**172.0**	**175.0**	**211.0**	**211.0**	**211.0**	**211.0**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	263.0	267.0	271.0	275.0	280.0	284.0	289.0	295.0	300.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**263.0**	**267.0**	**307.0**	**311.0**	**316.0**	**320.0**	**325.0**	**331.0**	**336.0**
	TOTAL DEMAND	**481.5**	**486.7**	**526.7**	**530.7**	**535.7**	**539.7**	**544.7**	**550.7**	**555.7**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	35.0	28.0	17.5	14.0	11.0	9.0	7.0	6.0	5.0
B	**PROJECT**	0.0	10.0	10.0	90.0	90.0	90.0	77.0	70.0	64.0
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**35.0**	**38.0**	**27.5**	**104.0**	**101.0**	**99.0**	**84.0**	**76.0**	**69.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**-26.5**	**-28.7**	**-34.2**	**-33.7**	**-33.7**	**0.4**	**-1.7**	**-2.7**	**-3.7**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**-26.5**	**-18.7**	**-24.2**	**56.4**	**56.4**	**90.4**	**75.4**	**67.4**	**60.4**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-183.5**	**-181.7**	**-192.2**	**-115.7**	**-118.7**	**-120.7**	**-135.7**	**143.7**	**-150.7**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-183.5**	**-181.7**	**-192.2**	**-115.7**	**-118.7**	**-120.7**	**-135.7**	**143.7**	**-150.7**
	Ⅱ - Ⅰ	**-446.5**	**-448.7**	**-499.2**	**-426.7**	**-434.7**	**-440.7**	**-460.7**	**-474.7**	**-486.7**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

CENTRAL AND SOUTH SUMATRA AND WEST JAVA (REGIONⅢ)

(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	254.5	294.1	413.2	422.9	432.6	432.6	432.6	461.7	461.7
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	328.5	160.0	112.0	112.0	112.0	57.0	32.0	21.0	21.0
	・FUEL	764.4	803.2	882.2	874.5	896.6	793.6	832.6	717.5	704.0
	- ELECTRICITY	405.5	565.1	565.9	549.5	532.7	529.4	435.0	388.4	378.3
	- ENERGY	508.1	505.1	447.7	439.5	430.7	392.9	388.0	291.0	291.0
	Sub Total ⅠA	**2261.0**	**2327.4**	**2421.0**	**2398.3**	**2404.6**	**2205.5**	**2120.1**	**1879.6**	**1856.0**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	37.0	175.5	223.5	223.5	223.5	278.5	303.5	314.5	314.5
	・FUEL	339.0	380.0	309.0	314.0	291.0	370.0	320.0	400.0	411.0
	- ELECTRICITY	340.5	267.5	504.0	520.4	538.5	541.8	610.8	643.1	653.2
	- ENERGY	4.1	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
	Sub Total ⅠB	**720.6**	**857.2**	**1070.7**	**1092.1**	**1087.2**	**1224.5**	**1268.5**	**1391.8**	**1412.9**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
	・FUEL	576.0	656.9	677.9	711.1	736.5	761.0	786.7	815.6	843.7
	- ELECTRICITY	0.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0
	- ENERGY	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	120.0	120.0	120.0
	Sub Total ⅠC	**576.0**	**835.9**	**916.9**	**950.1**	**975.5**	**1000.0**	**1045.7**	**1074.6**	**1102.7**
	TOTAL DEMAND	**3557.6**	**4020.5**	**4408.6**	**4440.5**	**4467.3**	**4430.0**	**4434.3**	**4346.0**	**4371.6**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	2389.8	2549.2	2527.6	2297.5	2346.0	2246.4	2142.5	2058.6	1987.3
B	**PROJECT**	24.0	168.2	234.3	347.0	354.5	360.7	239.3	200.2	180.3
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	400.0	400.0	800.0	800.0	800.0
	TOTAL SUPPLY	**2413.8**	**2717.3**	**2761.9**	**2644.5**	**3100.5**	**3007.1**	**3181.8**	**3058.8**	**2967.6**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**128.8**	**221.8**	**106.6**	**-100.8**	**-58.6**	**40.9**	**22.4**	**179.0**	**131.3**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**152.8**	**389.9**	**340.9**	**246.2**	**296.0**	**401.6**	**261.7**	**379.0**	**311.6**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-567.8**	**-467.3**	**-729.7**	**-846.0**	**-791.3**	**-822.9**	**-1006.8**	**-1012.6**	**-1101.3**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-567.8**	**-467.3**	**-729.7**	**-846.0**	**-391.3**	**-422.9**	**-206.8**	**-212.6**	**-301.3**
	Ⅱ - Ⅰ	**-1,143.8**	**-1,303.2**	**-1,646.7**	**-1,796.1**	**-1,366.8**	**-1,422.9**	**-1,252.5**	**-1,287.2**	**-1,404.0**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

CENTRAL JAVA (REGIONⅣ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**0.0**	**0.0**	**50.0**	**50.0**	**50.0**	**50.0**	**50.0**	**50.0**	**50.0**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	2.7	2.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**143.0**	**145.7**	**145.7**	**143.7**	**143.0**	**143.0**	**143.0**	**143.0**	**143.0**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	55.0	57.8	60.6	63.7	66.9	70.2	73.7	77.4	81.3
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**55.0**	**57.8**	**60.6**	**63.7**	**66.9**	**70.2**	**73.7**	**77.4**	**81.3**
	TOTAL DEMAND	**198.0**	**203.5**	**256.3**	**257.4**	**259.9**	**263.2**	**266.7**	**270.4**	**274.3**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	0.7	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B	**PROJECT**	0.0	2.0	169.0	195.0	195.0	195.0	195.0	150.0	120.0
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**0.7**	**2.7**	**169.7**	**195.7**	**195.0**	**195.0**	**195.0**	**150.0**	**120.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**0.7**	**0.7**	**-49.3**	**-49.3**	**-50.0**	**-50.0**	**-50.0**	**-50.0**	**-50.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**0.7**	**2.7**	**119.7**	**145.7**	**145.0**	**145.0**	**145.0**	**100.0**	**70.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-142.3**	**-143.0**	**-26.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**-43.0**	**-73.0**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-142.3**	**-143.0**	**-26.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**-43.0**	**-73.0**
	Ⅱ - Ⅰ	**-197.3**	**-200.8**	**-86.6**	**-61.7**	**-64.9**	**-68.2**	**-71.7**	**-120.4**	**-154.0**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

EAST JAVA (REGION Ⅴ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	68.3	79.6	80.1	80.1	82.0	65.3	65.3	65.3	59.4
	・FUEL	163.0	150.2	156.1	134.8	114.8	74.8	44.8	19.8	19.8
	- ELECTRICITY	187.4	272.9	342.2	401.6	401.6	383.6	301.7	177.0	155.9
	- ENERGY	0.0	0.0	99.0	99.0	99.0	84.2	59.4	59.4	59.4
	Sub Total ⅠA	**418.7**	**502.7**	**677.4**	**715.5**	**697.4**	**607.9**	**471.2**	**321.5**	**294.5**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	5.4	4.9	64.9	63.0	79.7	79.7	79.7	85.6
	・FUEL	13.0	40.0	40.0	60.0	81.0	120.0	150.0	175.0	175.0
	- ELECTRICITY	133.6	25.0	25.0	25.0	122.3	122.3	122.3	217.3	230.9
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**146.6**	**70.4**	**69.9**	**149.9**	**266.3**	**321.9**	**351.9**	**471.9**	**491.5**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	228.0	233.0	238.0	242.0	248.0	253.0	259.0	265.0	271.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	133.0	34.0	170.0	175.0	140.0	186.6	193.6	200.6	168.6
	Sub Total ⅠC	**361.0**	**267.0**	**408.0**	**417.0**	**388.0**	**439.6**	**452.6**	**465.6**	**439.6**
	TOTAL DEMAND	**926.4**	**840.0**	**1,155.3**	**1,282.4**	**1,351.7**	**1,369.4**	**1,275.7**	**1,259.0**	**1,225.6**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	419.8	431.6	415.8	386.8	359.9	331.8	254.8	182.3	130.0
B	**PROJECT**	0.0	62.0	379.0	462.0	462.0	436.3	334.5	322.5	309.9
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	10.0	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0
	TOTAL SUPPLY	**419.8**	**493.6**	**794.8**	**858.8**	**981.9**	**928.1**	**749.2**	**664.9**	**599.9**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**1.1**	**-71.0**	**-261.5**	**-328.7**	**-337.5**	**-276.1**	**-216.4**	**-139.2**	**-164.5**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**1.1**	**-9.0**	**117.5**	**133.3**	**124.5**	**160.2**	**118.0**	**183.3**	**145.4**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-145.6**	**-79.4**	**47.6**	**-16.6**	**-141.7**	**-161.8**	**-233.9**	**-288.6**	**-346.1**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-145.6**	**-79.4**	**47.6**	**-6.6**	**18.3**	**-1.8**	**-73.9**	**-128.6**	**-186.1**
	Ⅱ - Ⅰ	**-506.6**	**-346.4**	**-360.4**	**-423.6**	**-369.7**	**-441.4**	**-526.5**	**-594.2**	**-625.7**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

EAST KALIMANTAN (REGIONⅥ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	3,205.0	3,139.0	3,131.3	2,698.8	1,083.2	901.1	899.0	586.7	434.5
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	436.0	436.0	381.0	381.0	301.0	301.0	301.0	301.0	301.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	31.3	31.3	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
	- ENERGY	58.4	10.4	9.8	9.3	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	Sub Total ⅠA	**3,730.7**	**3,616.7**	**3,546.1**	**3,113.1**	**1,413.2**	**1,231.1**	**1,229.0**	**916.7**	**764.5**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	55.0	55.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5
	- ENERGY	0.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
	Sub Total ⅠB	**0.0**	**83.5**	**138.5**	**138.5**	**218.5**	**218.5**	**218.5**	**218.5**	**218.5**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	960.3	960.3	960.3	960.3	960.3
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	40.0	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**40.0**	**2,255.3**	**2,255.3**	**2,255.3**	**2,255.3**	**2,255.3**
	TOTAL DEMAND	**3,730.7**	**3,700.2**	**3,684.6**	**3,291.6**	**3,887.0**	**3,704.9**	**3,702.8**	**3,390.5**	**3,238.3**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	3,280.6	3,013.1	2,937.0	2,906.2	2,557.2	2,036.9	1,690.2	1,381.4	1,248.3
B	**PROJECT**	0.0	279.2	368.6	368.5	485.6	450.2	496.7	607.0	865.4
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0
	TOTAL SUPPLY	**3,280.6**	**3,292.3**	**3,305.6**	**3,274.7**	**3,042.8**	**2,487.2**	**2,286.9**	**2,088.4**	**2,213.8**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**-450.1**	**-603.5**	**-609.1**	**-207.0**	**1,144.0**	**805.8**	**461.1**	**464.7**	**483.8**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**-450.1**	**-324.3**	**-240.5**	**161.5**	**1,629.6**	**1,256.0**	**957.8**	**1,071.7**	**1,349.3**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-450.1**	**-407.8**	**-379.0**	**23.0**	**1,411.1**	**1,037.5**	**739.3**	**853.2**	**1,130.8**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-450.1**	**-407.8**	**-379.0**	**23.0**	**1,411.1**	**1,037.5**	**839.3**	**953.2**	**1,230.8**
	Ⅱ - Ⅰ	**-450.1**	**-407.8**	**-379.0**	**-17.0**	**-844.2**	**-1,217.7**	**-1,415.9**	**-1,302.1**	**-1,024.5**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

CENTRAL SULAWESI (REGIONⅦ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	CONTRACTED									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
B	COMMITTED									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**104.0**	**104.0**	**104.0**	**174.0**	**174.0**	**174.0**	**174.0**	**174.0**	**174.0**
C	POTENTIAL									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	- ELECTRICITY	0.0	12.0	15.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	70.0	70.0	210.0	210.0	210.0	210.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**12.0**	**15.0**	**122.0**	**122.0**	**262.0**	**262.0**	**262.0**	**262.0**
	TOTAL DEMAND	**104.0**	**116.0**	**119.0**	**296.0**	**296.0**	**436.0**	**436.0**	**436.0**	**436.0**
Ⅱ. SUPPLY										
A	EXISTING	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B	PROJECT	0.0	0.0	0.0	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0
C	POTENTIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**	**325.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-104.0**	**-104.0**	**-104.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-104.0**	**-104.0**	**-104.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**	**151.0**
	Ⅱ - Ⅰ	**-104.0**	**-116.0**	**-119.0**	**29.0**	**29.0**	**-111.0**	**-111.0**	**-111.0**	**-111.0**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

SOUTH SULAWESI (REGIONⅧ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**	**38.0**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	11.0	31.3	32.3	32.3	33.3	33.3	34.3	35.3	36.3
	- ELECTRICITY	0.0	12.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**11.0**	**43.3**	**59.3**	**59.3**	**60.3**	**60.3**	**61.3**	**62.3**	**63.3**
	TOTAL DEMAND	**49.0**	**81.3**	**97.3**	**97.3**	**98.3**	**98.3**	**99.3**	**100.3**	**101.3**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
B	**PROJECT**	0.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**38.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**	**73.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**0.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**0.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**0.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**	**35.0**
	Ⅱ - Ⅰ	**-11.0**	**-8.3**	**-24.3**	**-24.3**	**-25.3**	**-25.3**	**-26.3**	**-27.3**	**-28.3**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

PAPUA (REGION ix)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	159.4	914.6	949.3	977.0	1,011.7	1,032.4	1,032.4	1,032.4
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	2.0	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**2.0**	**161.4**	**916.6**	**949.3**	**977.0**	**1,011.7**	**1,032.4**	**1,032.4**	**1,032.4**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**	**2.0**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	400.0	400.0
	- ELECTRICITY	0.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**3.0**	**3.0**	**3.0**	**3.0**	**3.0**	**3.0**	**403.0**	**403.0**
	TOTAL DEMAND	**2.0**	**164.4**	**919.6**	**954.3**	**982.0**	**1,016.7**	**1,037.4**	**1,437.4**	**1,437.4**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B	**PROJECT**	0.0	160.4	915.6	1,059.8	1,077.8	1,081.7	1,082.3	1,082.3	1,082.3
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	400.0	400.0
	TOTAL SUPPLY	**1.0**	**161.4**	**916.6**	**1,059.8**	**1,077.8**	**1,081.7**	**1,082.3**	**1,482.3**	**1,482.3**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**-1.0**	**-160.4**	**-915.6**	**-949.3**	**-977.0**	**-1,011.7**	**-1,032.4**	**-1,032.4**	**-1,032.4**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**-1.0**	**0.0**	**0.0**	**110.5**	**100.8**	**70.0**	**49.9**	**49.9**	**49.9**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-1.0**	**0.0**	**0.0**	**108.5**	**98.8**	**68.0**	**47.9**	**47.9**	**47.9**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-1.0**	**0.0**	**0.0**	**108.5**	**98.8**	**68.0**	**47.9**	**447.9**	**447.9**
	Ⅱ - Ⅰ	**-1.0**	**-3.0**	**-3.0**	**105.5**	**95.8**	**65.0**	**44.9**	**44.9**	**44.9**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

MASELA (REGIOⅩ)
(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	CONTRACTED									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
B	COMMITTED									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
C	POTENTIAL									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	TOTAL DEMAND	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
Ⅱ. SUPPLY										
A	EXISTING	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B	PROJECT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	600.0
C	POTENTIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**600.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**600.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**600.0**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**600.0**
	Ⅱ - Ⅰ	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**600.0**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

NATUNA (REGIOⅩⅠ)

(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	525.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	522.0	516.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠA	**525.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**522.0**	**516.0**
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠB	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	・FUEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ELECTRICITY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub Total ⅠC	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	TOTAL DEMAND	**525.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**575.0**	**522.0**	**516.0**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	550.0	594.0	588.0	584.0	582.0	581.0	581.0	581.0	586.0
B	**PROJECT**	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	1,100.0
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL SUPPLY	**550.0**	**594.0**	**588.0**	**684.0**	**682.0**	**681.0**	**681.0**	**681.0**	**1,686.0**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**30.0**	**19.0**	**13.0**	**9.0**	**7.0**	**6.0**	**6.0**	**59.0**	**70.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**30.0**	**19.0**	**13.0**	**109.0**	**107.0**	**106.0**	**106.0**	**159.0**	**1,170.0**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**30.0**	**19.0**	**13.0**	**109.0**	**107.0**	**106.0**	**106.0**	**159.0**	**1,170.0**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**30.0**	**19.0**	**13.0**	**109.0**	**107.0**	**106.0**	**106.0**	**159.0**	**1,170.0**
	Ⅱ - Ⅰ	**30.0**	**19.0**	**13.0**	**109.0**	**107.0**	**106.0**	**106.0**	**159.0**	**1,170.0**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別）

Indonesia Total

(Supply-Demand Balance)

(MMSCFD)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ⅰ. DEMAND										
A	**CONTRACTED**									
	EXPORT (LNG)	4535.5	4388.5	5254.1	4869.0	3290.8	3144.4	3164.0	2763.8	2444.6
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	843.6	675.6	573.1	573.1	495.0	423.3	398.3	387.3	381.4
	・FUEL	941.4	967.4	1052.3	1021.3	1023.4	868.4	877.4	737.3	723.8
	- ELECTRICITY	704.2	943.3	1051.1	1090.1	1070.3	1025.0	848.7	677.4	646.2
	- ENERGY	574.0	524.2	565.2	556.5	543.4	490.8	461.1	364.1	364.1
	Sub Total ⅠA	7598.7	7498.9	8495.8	8109.9	6422.9	5951.9	5749.4	4929.9	4560.1
B	**COMMITTED**									
	EXPORT (LNG)	152.0	179.0	178.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	207.0	361.7	464.2	594.2	672.3	744.0	769.0	780.0	785.9
	・FUEL	361.0	431.7	360.7	385.7	383.0	513.0	493.0	598.0	609.0
	- ELECTRICITY	896.1	764.0	1,005.5	1,025.9	1,144.3	1,171.6	1,240.6	1,367.9	1,391.6
	- ENERGY	4.1	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
	Sub Total ⅠB	**1,620.2**	**1,810.6**	**2,082.6**	**2,080.0**	**2,273.8**	**2,502.7**	**2,576.7**	**2,820.0**	**2,860.7**
C	**POTENTIAL**									
	EXPORT (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	960.3	960.3	960.3	960.3	960.3
	DOMESTIC:									
	- INDUSTRY									
	・FEED STOCK	0.0	0.0	60.0	100.0	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0
	・FUEL	1,133.0	1,246.0	1,279.8	1,354.1	2,094.7	2,131.5	2,172.7	2,618.3	2,662.3
	- ELECTRICITY	0.0	106.0	160.0	167.0	647.0	647.0	647.0	647.0	647.0
	- ENERGY	133.0	134.0	270.0	345.0	310.0	496.6	523.6	530.6	498.6
	Sub Total ⅠC	1,266.0	1,486.0	1,769.8	1,966.1	4,187.0	4,410.4	4,478.6	4,931.2	4,943.2
	TOTAL DEMAND	**10,485.0**	**10,795.4**	**12,348.2**	**12,156.0**	**12,883.7**	**12,865.0**	**12,804.7**	**12,681.1**	**12,364.0**
Ⅱ. SUPPLY										
A	**EXISTING**	7,276.7	7,126.6	6,955.6	6,603.2	6,226.1	5,512.1	4,899.5	4,370.3	3,994.6
B	**PROJECT**	24.0	716.8	2,111.5	3,101.2	3,243.8	3,192.8	3,113.7	3,120.9	4,910.8
C	**POTENTIAL**	0.0	0.0	0.0	10.0	560.0	560.0	1,060.0	1,460.0	1,460.0
	TOTAL SUPPLY	**7,300.7**	**7,843.3**	**9,067.1**	**9,714.4**	**10,029.9**	**9,265.0**	**9,073.1**	**8,951.3**	**10,365.5**
BALANCE										
	ⅡA - ⅠA	**-317.0**	**-372.1**	**-1,540.1**	**-1,506.8**	**-196.8**	**-439.7**	**-850.0**	**-559.6**	**-565.5**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA)	**-293.0**	**344.6**	**571.4**	**1,594.5**	**3,047.2**	**2,753.1**	**2,263.7**	**2,561.2**	**4,345.5**
	(ⅡA+ⅡB)-(ⅠA+ⅠB)	**-1,913.3**	**-1,192.4**	**-1,511.1**	**-485.7**	**773.3**	**250.2**	**-313.1**	**28.7**	**1,484.7**
	(ⅡA+ⅡB+ⅡC)-(ⅠA+ⅠB)	**-1,913.3**	**-1,466.0**	**-1,511.1**	**-475.7**	**1,333.3**	**810.2**	**746.9**	**1,488.7**	**2,944.7**
	Ⅱ - Ⅰ	**-3,179.3**	**-2,952.0**	**-3,281.0**	**-2,441.8**	**-2,853.7**	**-3,600.1**	**-3,731.6**	**-3,729.9**	**-1,998.2**

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex 3-1 ガスバランス（地域別まとめ）

MMSCFD

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Region I (Nanggroe Aceh Darussalam)									
Supply (Exixting + Project)	561.8	471.0	430.0	494.9	450.9	387.9	414.9	351.9	228.9
Demand (Contracted)	561.8	221.0	220.0	223.0	223.0	224.0	225.0	161.0	0.0
Export	551.0	221.0	220.0	223.0	223.0	224.0	225.0	161.0	0.0
Domestic	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Demand (Committed)	349.0	386.8	385.8	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8
Export	152.0	179.0	178.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	197.0	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8	207.8
Balance (Committed - Comtracted)	-212.8	165.8	165.8	-15.2	-15.2	-16.2	-17.2	46.8	207.8
Region II (North Sumatera)									
Supply (Exixting + project)	35.0	38.0	27.5	104.0	101.0	99.0	84.0	76.0	69.0
Demand (Contracted)	61.5	56.7	51.7	47.7	44.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	61.5	56.7	51.7	47.7	44.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Demand (Committed)	157.0	163.0	168.0	172.0	175.0	211.0	211.0	211.0	211.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	157.0	163.0	168.0	172.0	175.0	211.0	211.0	211.0	211.0
Balance (Committed - Comtracted)	95.5	106.3	116.3	124.3	130.3	202.3	202.3	202.3	202.3
Region III (Central and South Sumatera and West Java)									
Supply (Exixting + project)	2,413.8	2,717.3	2,761.9	2,644.5	2,700.5	2,607.1	2,381.8	2,258.8	2,167.6
Demand (Contracted)	2,261.0	2,327.4	2,421.0	2,398.3	2,404.6	2,205.5	2,120.1	1,879.6	1,856.0
Export	254.5	294.1	413.2	422.9	432.6	432.6	432.6	461.7	461.7
Domestic	2,006.5	2,033.3	2,007.8	1,975.4	1,972.0	1,772.9	1,687.5	1,417.9	1,394.3
Demand (Committed)	720.6	857.2	1,070.7	1,092.1	1,087.2	1,224.5	1,268.5	1,391.8	1,412.9
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	720.6	857.2	1,070.7	1,092.1	1,087.2	1,224.5	1,268.5	1,391.8	1,412.9
Balance (Committed - Comtracted)	-1,540.4	-1,470.2	-1,350.3	-1,306.2	-1,317.4	-981.0	-851.6	-487.8	-443.1
Region IV (Central Java)									
Supply (Exixting + project)	0.7	2.7	169.7	195.7	195.0	195.0	195.0	150.0	120.0
Demand (Contracted)	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Demand (Committed)	143.0	145.7	145.7	143.7	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	143.0	145.7	145.7	143.7	143.0	143.0	143.0	143.0	143.0
Balance (Committed - Comtracted)	143.0	145.7	95.7	93.7	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
Region V (East Java)									
Supply (Exixting + project)	419.8	493.6	794.8	848.8	821.9	768.1	589.2	507.9	462.9
Demand (Contracted)	418.7	502.7	677.4	715.5	697.4	607.9	471.2	321.6	294.5
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	418.7	502.7	677.4	715.5	697.4	607.9	471.2	321.6	294.5
Demand (Committed)	146.6	70.4	69.9	149.9	266.3	321.9	351.9	471.9	491.5
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	146.6	70.4	69.9	149.9	266.3	321.9	351.9	471.9	491.5
Balance (Committed - Comtracted)	-272.1	-432.3	-607.5	-565.6	-431.1	-286.0	-119.3	150.3	197.0
Region VI (East Kalimantan)									
Supply (Exixting + project)	3,280.6	3,292.3	3,305.6	3,274.6	3,042.8	2,487.2	2,186.9	1,988.4	2,113.8
Demand (Contracted)	3,730.7	3,616.7	3,546.1	3,113.1	1,413.2	1,231.1	1,229.0	916.7	764.5
Export	3,205.0	3,139.0	3,131.3	2,698.8	1,083.2	901.1	899.0	586.7	434.5
Domestic	525.7	477.7	414.8	414.3	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0
Demand (Committed)	0.0	83.5	138.5	138.5	218.5	218.5	218.5	218.5	218.5
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	83.5	138.5	138.5	218.5	218.5	218.5	218.5	218.5
Balance (Committed - Comtracted)	-3,730.7	-3,533.2	-3,407.6	-2,974.6	-1,194.7	-1,012.6	-1,010.5	-698.2	-546.0
Region VII (Central Sulawesi)									
Supply (Exixting + project)	0.0	0.0	0.0	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0
Demand (Contracted)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Demand (Committed)	104.0	104.0	104.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	104.0	104.0	104.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
Balance (Committed - Comtracted)	104.0	104.0	104.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
Region VIII (South Sulawesi)									
Supply (Exixting + project)	38.0	73.0	7,373.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
Demand (Contracted)	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
Demand (Committed)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Balance (Committed - Comtracted)	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0	-38.0

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Region IX (Papua)									
Supply (Existing + project)	1.0	161.4	916.6	1,059.8	1,077.8	1,081.7	1,082.3	1,082.3	1,082.3
Demand (Contracted)	2.0	161.4	916.6	949.3	977.0	1,011.7	1,032.4	1,032.4	1,032.4
Export	0.0	159.4	914.6	949.3	977.0	1,011.7	1,032.4	1,032.4	1,032.4
Domestic	2.0	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Demand (Committed)	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Balance (Committed - Comtracted)	-2.0	-161.4	-916.6	-947.3	-975.0	-1,009.7	-1,030.4	-1,030.4	-1,030.4
Region X (Masela)									
Supply (Existing + project)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	600.0
Demand (Contracted)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Demand (Committed)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Balance (Committed - Comtracted)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Region XI (Natuna)									
Supply (Existing + project)	555.0	594.0	588.0	684.0	682.0	681.0	681.0	681.0	1,686.0
Demand (Contracted)	525.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	522.0	516.0
Export	525.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	575.0	522.0	516.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Demand (Committed)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Export	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Domestic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Balance (Committed - Comtracted)	-525.0	-575.0	-575.0	-575.0	-575.0	-575.0	-575.0	-522.0	-516.0
Total									
Supply (Existing + project)	**7,305.7**	**7,843.3**	**16,367.1**	**9,704.3**	**9,469.9**	**8,705.0**	**8,013.1**	**7,494.3**	**8,928.5**
Demand (Contracted)	**7,598.7**	**7,498.9**	**8,495.8**	**8,109.9**	**6,422.9**	**5,951.9**	**5,749.4**	**4,930.0**	**4,560.1**
Export	**4,535.5**	**4,388.5**	**5,254.1**	**4,869.0**	**3,290.8**	**3,144.4**	**3,164.0**	**2,763.8**	**2,444.6**
Domestic	**3,063.2**	**3,110.4**	**3,241.7**	**3,240.9**	**3,132.1**	**2,807.5**	**2,585.4**	**2,166.2**	**2,115.5**
Demand (Committed)	**1,620.2**	**1,810.6**	**2,082.6**	**2,080.0**	**2,273.8**	**2,502.7**	**2,576.7**	**2,820.0**	**2,860.7**
Export	**152.0**	**179.0**	**178.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
Domestic	**1,468.2**	**1,631.6**	**1,904.6**	**2,080.0**	**2,273.8**	**2,502.7**	**2,576.7**	**2,820.0**	**2,860.7**
Balance (Committed - Comtracted	**-5,978.5**	**-5,688.3**	**-6,413.2**	**-6,029.9**	**-4,149.1**	**-3,449.2**	**-3,172.7**	**-2,110.0**	**-1,699.4**

Note : The supply in the above table does not include "potential" supply.

Source : Ministry of Energy and Mineral Resources, "Indonesian Natural Gas Balance 2007-2015)", 1 April 2007

Annex3-2

D. GENERAL OVERVIEW OF INDONESIA NATURAL GAS 2007 - 2015

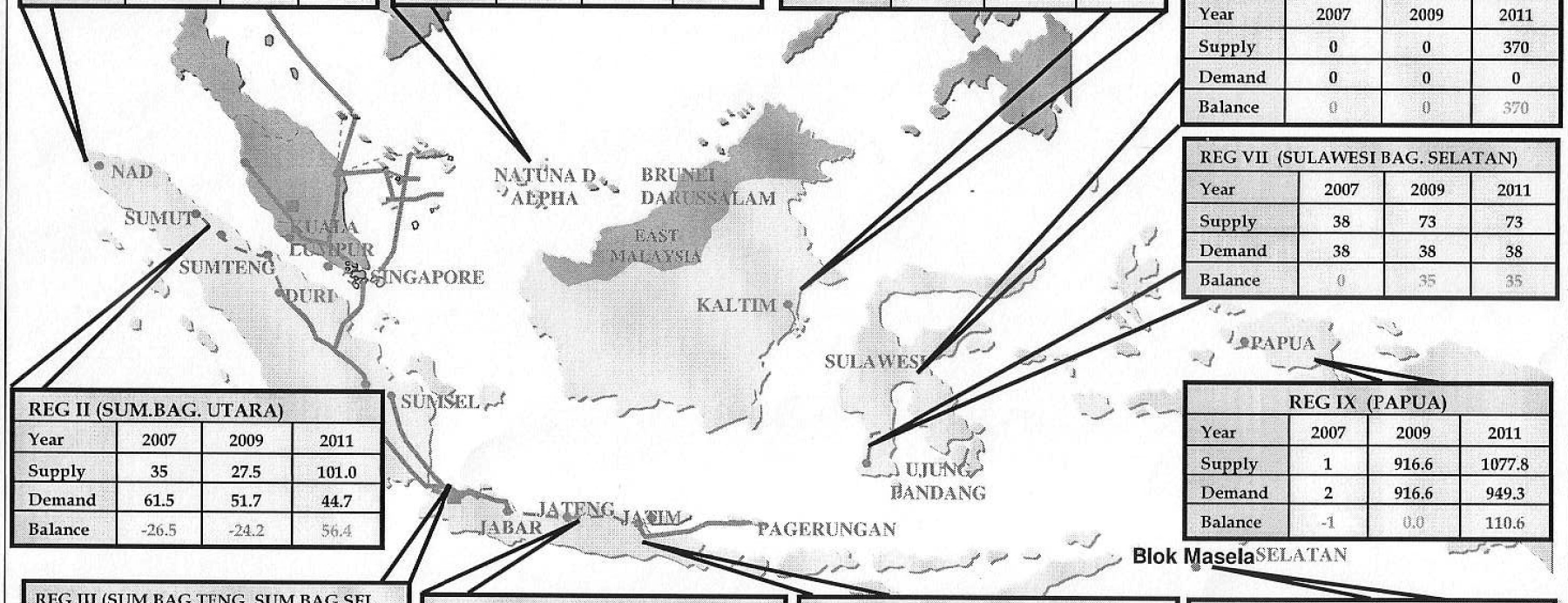
© DJ MIGAS 2007

MAP OF INDONESIA NATURAL GAS BALANCE 2007-2015

(EXISTING SUPPLY + PROJECT SUPPLY VS CONTRACTED DEMAND)

Existing Pipeline

Planned Pipeline



REG I (NAD)			
Year	2007	2009	2011
Supply	561.8	430.0	450.9
Demand	561.8	220	223.0
Balance	0.0	210.0	227.9

REG XI (NATUNA)			
Year	2007	2009	2011
Supply	555	588	682
Demand	525	575	576
Balance	30	13	107.0

REG VI (EAST KALIMANTAN)			
Year	2007	2009	2011
Supply	3280.6	3305.6	3042.8
Demand	3730.7	3546.1	1413.2
Balance	-450.1	-240.6	1629.6

REG VIII (SULAWESI BAG. TENGAH)			
Year	2007	2009	2011
Supply	0	0	370
Demand	0	0	0
Balance	0	0	370

REG VII (SULAWESI BAG. SELATAN)			
Year	2007	2009	2011
Supply	38	73	73
Demand	38	38	38
Balance	0	35	35

REG II (SUM.BAG. UTARA)			
Year	2007	2009	2011
Supply	35	27.5	101.0
Demand	61.5	51.7	44.7
Balance	-26.5	-24.2	56.4

REG IX (PAPUA)			
Year	2007	2009	2011
Supply	1	916.6	1077.8
Demand	2	916.6	949.3
Balance	-1	0.0	110.6

REG III (SUM.BAG.TENG, SUM.BAG.SEL & JA.BAG.BAR)			
Year	2007	2009	2011
Supply	2413.8	2761.9	2700.5
Demand	2261.0	2421.0	2404.6
Balance	152.8	340.9	295.9

REG IV (CENTRAL JAVA)			
Year	2007	2009	2011
Supply	0.7	167.9	195.0
Demand	0	50.0	50.0
Balance	0.7	119.7	145.0

REG V (EAST JAVA			
Year	2007	2009	2011
Supply	419.8	794.8	821.9
Demand	418.7	677.4	697.4
Balance	1.1	117.6	124.6

REG X (MASELA)			
Year	2007	2009	2011
Supply	0	0	0
Demand	0	0	0
Balance	0	0	0

© DJ MIGAS 2007

PETA NERACA GAS INDONESIA 2007-2015

(EXISTING SUPPLY + PROJECT SUPPLY VS CONTRACTED DEMAND + COMMITTED DEMAND)

Existing Pipeline
Planned Pipeline

REG I (NAD)

Year	2007	2009	2011
Supply	561.8	430.0	450.9
Demand	910.8	605.8	430.8
Balance	-349.0	-175.8	20.1

REG XI (NATUNA)

Year	2007	2009	2011
Supply	555	588	682
Demand	525	575	576
Balance	30	13	107.0

REG VI (EAST KALIMANTAN)

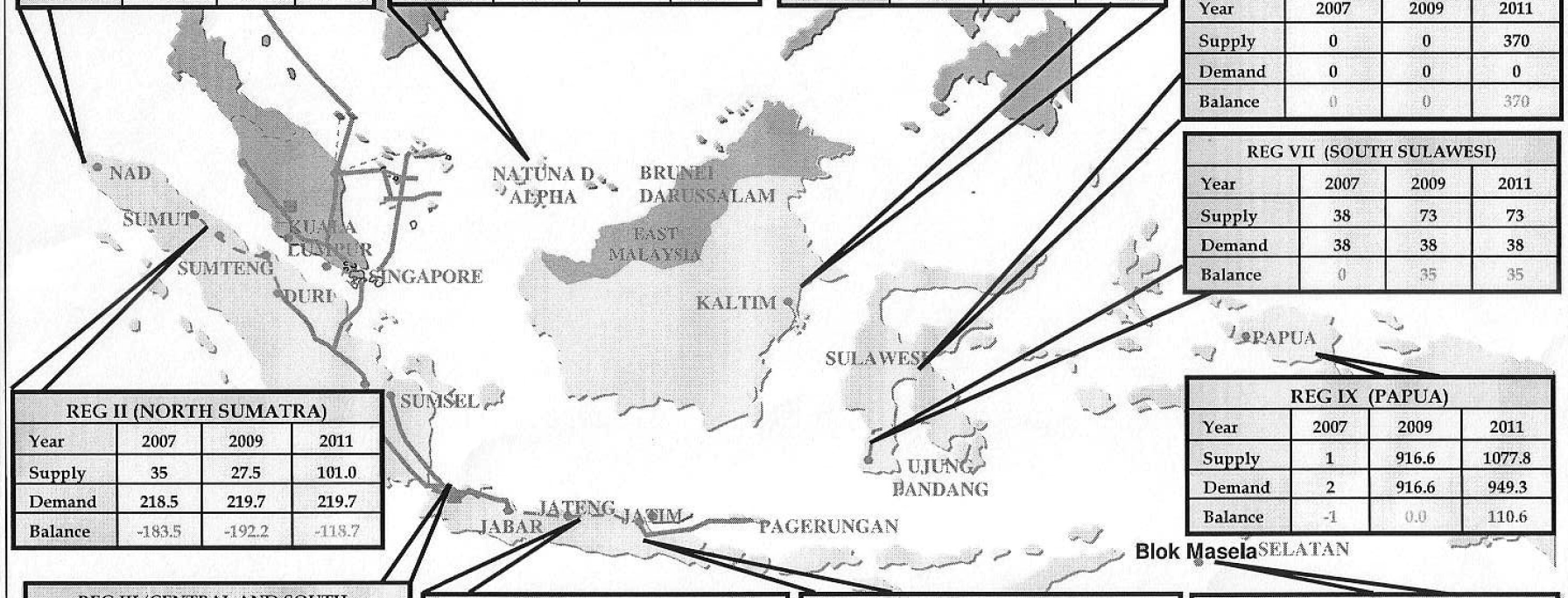
Year	2007	2009	2011
Supply	3280.6	3305.6	3042.8
Demand	3730.7	3546.1	1631.7
Balance	-450.1	-240.6	1411.1

REG VIII (CENTRAL SULAWESI)

Year	2007	2009	2011
Supply	0	0	370
Demand	0	0	0
Balance	0	0	370

REG VII (SOUTH SULAWESI)

Year	2007	2009	2011
Supply	38	73	73
Demand	38	38	38
Balance	0	35	35



REG II (NORTH SUMATRA)

Year	2007	2009	2011
Supply	35	27.5	101.0
Demand	218.5	219.7	219.7
Balance	-183.5	-192.2	-118.7

REG IX (PAPUA)

Year	2007	2009	2011
Supply	1	916.6	1077.8
Demand	2	916.6	949.3
Balance	-1	0.0	110.6

REG III (CENTRAL AND SOUTH SUMATRA AND WEST JAVA)

Year	2007	2009	2011
Supply	2413.8	2761.9	2700.5
Demand	2981.6	3491.7	3491.8
Balance	-567.8	-729.7	-791.3

REG IV (CENTRAL JAVA)

Year	2007	2009	2011
Supply	0.7	167.9	195.0
Demand	143.0	195.7	193.0
Balance	-142.3	-26.0	2.0

REG V (EAST JAVA)

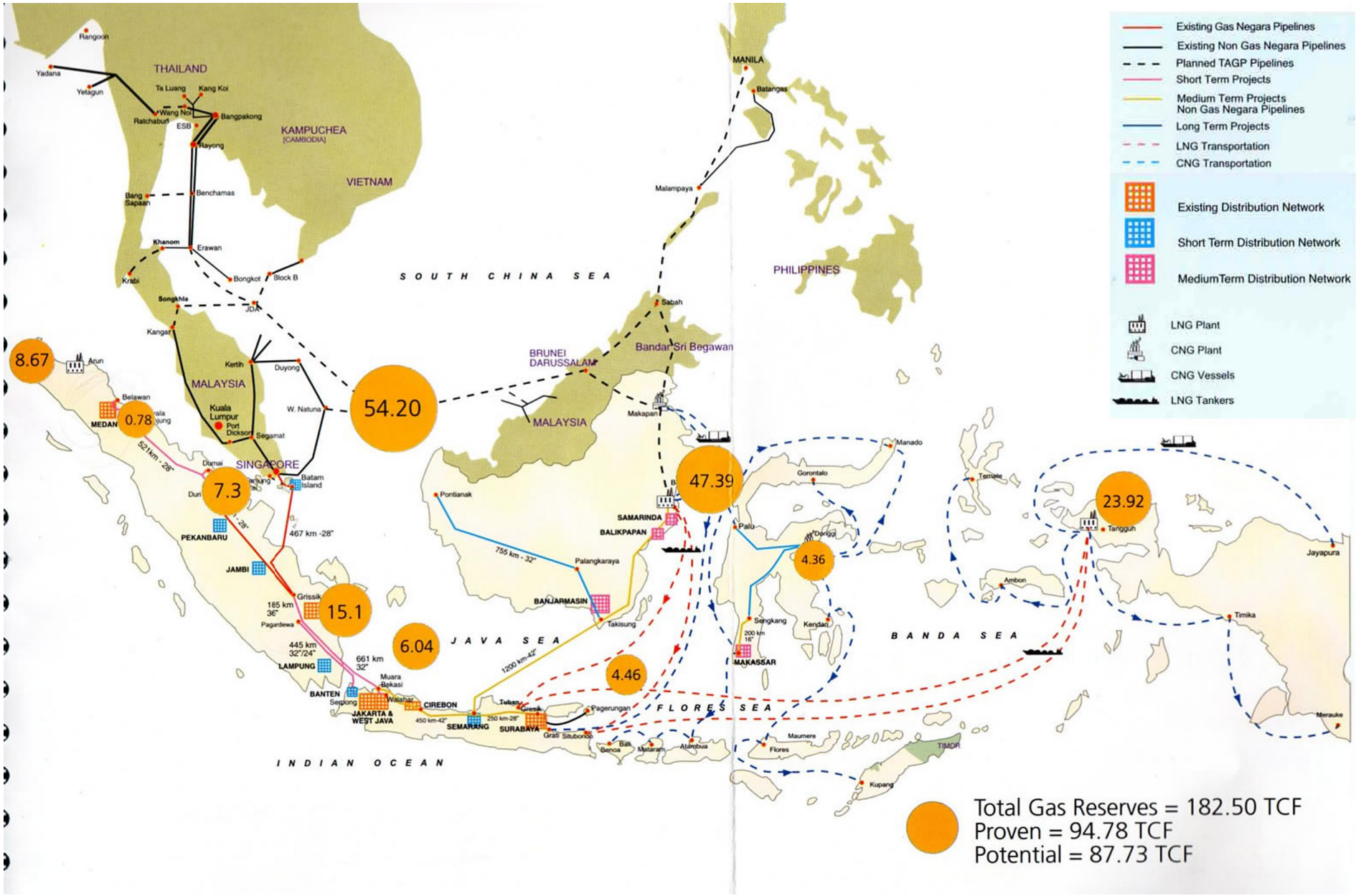
Year	2007	2009	2011
Supply	419.8	794.8	821.9
Demand	565.4	747.3	963.7
Balance	-145.6	-47.6	-141.7

REG X (MASELA)

Year	2007	2009	2011
Supply	0	0	0
Demand	0	0	0
Balance	0	0	0

© DJ MIGAS 2007

Annex 4


Existing Gas Negara Pipelines
Existing Non Gas Negara Pipelines
Planned TAGP Pipelines
Short Term Projects
Medium Term Projects
Non Gas Negara Pipelines
Long Term Projects
LNG Transportation
CNG Transportation
Existing Distribution Network
Short Term Distribution Network
MediumTerm Distribution Network
LNG Plant
CNG Plant
CNG Vessels
LNG Tankers
THAILAND
KAMPUCHEA
[CAMBODIA]
VIETNAM
MALAYSIA
SINGAPORE
BRUNEI
DARUSSALAM
Bandar Sri Begawan
PHILIPPINES
MANILA
SOUTH CHINA SEA
JAVA SEA
FLORES SEA
BANDA SEA
INDIAN OCEAN
8.67
0.78
7.3
54.20
15.1
6.04
47.39
4.46
4.36
23.92
Total Gas Reserves = 182.50 TCF
Proven = 94.78 TCF
Potential = 87.73 TCF

Annex 5

石油ガス技術研究開発センター（Lemigas）概要

石油ガス技術研究開発センター(LEMIGAS) はインドネシア政府の研究技術機関で、石油・ガス産業の上流部門および下流部門を担当している。LEMIGAS は研究・エンジニアリング・開発活動を通じ、石油ガス産業の発展に大きな役割を果たしている。

創立は 1965 年 6 月。これまでに何度か組織改編が行われている。1977 年、LEMIGAS は公式に鉱業エネルギー省（Department of Mines and Energy）の一部門となった。1984 年の大統領令で、 LEMIGAS は石油・ガス技術の研究開発センターとなった。

LEMIGAS は現在、インドネシア鉱業エネルギー省のエネルギー・鉱物資源研究開発庁 (The Agency for Research and Development of Energy and Mineral Resources) 内の石油・ガス技術開発研究センター（The Research and Development Centre for Oil and Gas Technology）となっている。主な活動は、とりわけ石油・ガスへの科学の応用や技術開発、そして石油・ガス産業向けに技術サービスを提供することである。

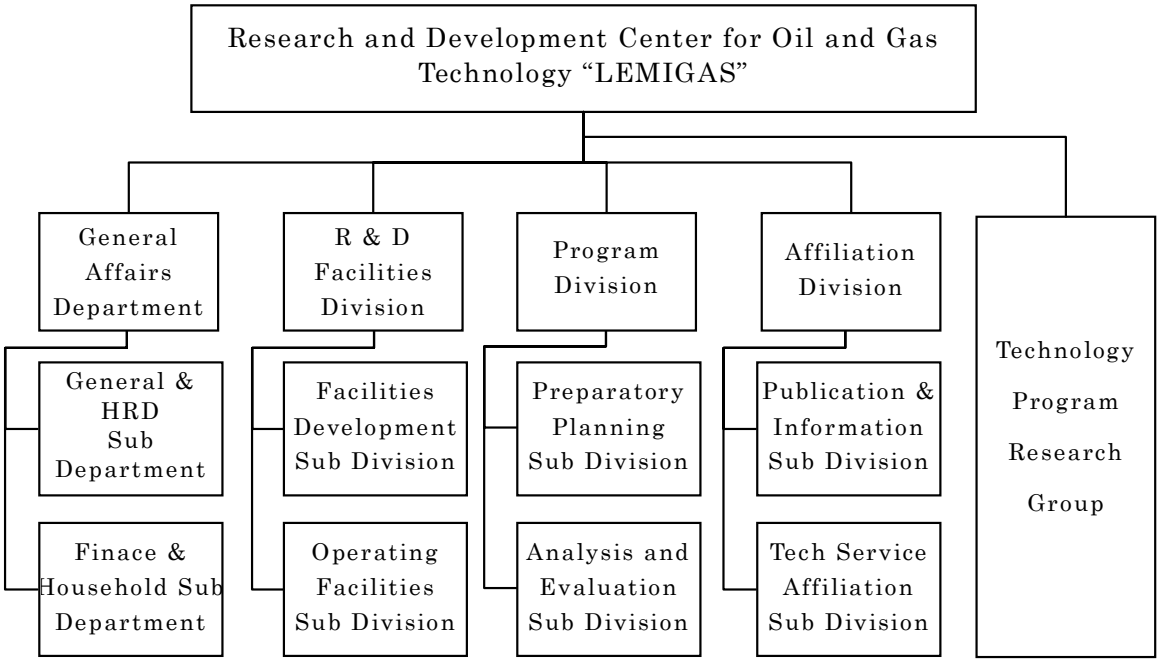
LEMIGAS は、石油・ガス技術や地熱技術開発のための研究を行っていて、政府がその方針や見解を決定する際に貢献し、これにより政府が政策を決定できるということから、これらの研究活動が LEMIGAS の重大な責務となっていることがわかる。LEMIGAS のその他の活動は、石油・ガス産業で発生した問題を解決するための支援をすることである。

LEMIGAS がその使命を果たすために多大な献身をしていることは、インドネシアでエネルギー資源を有効に使用するために有益な各種プログラムなどから見て取れる。これには、新エネルギーを国民が利用できるようにするための炭層メタンガス(CBM)の開発、代替燃料としてのバイオディーゼル生産工場、 潤滑油調合プラント(Lube Oil Blending Plant)などがある。 LEMIGAS はまた、生産現場からエンドユーザーまでガスを運搬するシミュレーションとして有益なシステムであるガスデモンストレーションシステムを運用している。

石油・ガス産業の上流部門および下流部門に関する研究開発を行うという LEMIGAS の能力は、大変有益かつ独特なもので、石油・ガス業界の関係者がそれを利用できるという大きな可能性がある。

(出典：LEMIGAS Web site)

LEMIGAS の組織図



(出典：LEMIGAS Report 2005)

LEMIGAS の研究開発活動

LEMIGAS が実施する研究開発活動は、油田の探査・開発、精製過程、石油・ガス技術の工業的用途である。石油・ガスに関連して、主に 7 つの研究プログラムがある。

- 新規の炭化水素貯蔵量・炭化水素資源の確認に関する研究：石油・ガス田の発見の増加
- 炭化水素回収の増加 ：石油・ガス田からの生産および回収を増加
- 石油・ガスの付加価値に関する研究：単位当たりの石油・ガスの価値を高める
- 石油・ガスの保全に関する研究: 再生のきかないエネルギーの資源保全への努力
- 代替エネルギーに関する研究: 国家開発のための石油・ガス消費を減らし最適化するために代用エネルギーを獲得する
- 環境に関する研究 ：物理的・社会的な環境保全に関するガス・石油産業の影響管理を支援する
- 材料技術に関する研究： 国家開発と進歩を達成するため、石油・ガス産業の材料の開発、装備の国内生産および供給を促進する

CNG

天然油価格の全世界的な高騰により、政府が補助金を支出している非産業向け精製済み燃料油の総量は 4000 万リットル以上に増加した。これには家庭器具向けの灯油が含まれる。このため、エネルギーおよび鉱物資源分野での政府決定を解決し、大統領を補佐するという責務を負う鉱業エネルギー省は、研究開発機関(Researches and Development Institution)と共同で、一般家庭で用いられる灯油を、より安価で安全な別の燃料に置き換える一連の実験を実施している。

その一つが、灯油を天然ガスあるいは圧縮天然ガス(CNG)に置き換える実験である。Balitbang ESDM (エネルギー・天然資源研究開発機関)麾下の石油・天然ガス研究開発センターとして、LEMIGAS は 家庭調理用器具向けに流通用チューブガス燃料を設計し、その流通とエネルギー需要を満たそうとしている。

このチューブの設計は、毎日の調理に最低限必要な量や、チューブ原料の強度、安全ベルトや調整装置など、市場要件を満たしているか、市場で入手しやすいかなどを考えて行われている。この条件に従って製造された CNG チューブは、容量 22 リットル、動作圧力 10 バールの規格となった。

チューブが作られた後、その強度試験が行われ、水圧試験は 450 平方インチ絶対圧力（PSI）すなわち 31 バールまで行われた。この結果、このチューブは最低でも 31 バールの圧力に耐えられるので､動作圧力 10 バールのこのチューブは安全だということがわかった。

この報告書は競艇の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

東南アジアにおける中小天然ガス田からの
通常船舶による天然ガス海上輸送に関する調査

2008 年（平成 20 年）3 月発行

発行　社団法人 日本中小型造船工業会

〒105-0001　東京都港区虎ノ門 1-15-16　海洋船舶ビル
TEL 03-3502-2063　FAX 03-3503-1479

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

東南アジアにおける中小天然ガス田からの通常船舶による天然ガス海上輸送に関する調査

二〇〇八年三月