

国際石油市場と ASEAN エネルギーセキュリティ - ¹

第3章 石油価格高騰、供給途絶への ASEAN 各国・地域の対応オプション

エネルギー動向分析室 研究員 牧野 靖大

1. ASEAN 諸国における対応策展開に関する現状

1-1. エネルギー源の多様化

ASEAN 諸国では、エネルギー消費の大宗を石油が占めていること、またその石油を輸入に依存している国が多いこと、現在石油純輸出国であるマレーシア、インドネシアにおいても石油埋蔵量の減少によって将来いずれかの時点で純輸入国になるとの見方もあること等からエネルギーセキュリティ上の問題としてエネルギー源の多様化政策(脱石油政策)を展開している。

特に、1999年以降の石油高価格は、ASEAN 諸国の石油輸入国を中心にこれら政策を推進しようとする意識を助長する要因となったものと考えられる。これは、石油高価格に伴う石油輸入代金の増加が自国経済に負のインパクトをもたらす要因となりうるとの認識に基づいていると考えられる²。

ASEAN 諸国では石油と比較して天然ガス、石炭資源に恵まれた国も多い。このためエネルギー源の多様化策としては天然ガスの利用促進、石炭の有効利用を図る場合が多い。またこの他に、エネルギー自給率の向上等の観点から再生可能エネルギーの利用の促進を図ることで石油依存の低減を図ろうとしている。以下では ASEAN 諸国におけるエネルギー多様化政策を整理する。

1-1-1. 天然ガスの利用促進

ASEAN 諸国において、石油依存度の低減ならびに石油輸入の抑制策として、ほぼ共通して展開されているのが天然ガスの開発および利用である。天然ガスの利用が促進される背景としては、

- ・ ASEAN 諸国では石油と比較して天然ガスの埋蔵量が多いこと、
- ・ 他燃料の利用と比較して SO_x、NO_x、CO₂の排出が少なく、環境負荷の低減に貢献すること、

¹本報告は、平成13年度に経済産業省資源エネルギー庁より受託して実施した受託研究の一部である。この度、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

²詳しくは、杉野綾子「石油価格高騰による ASEAN 諸国における経済・社会的影響」(日本エネルギー経済研究所、ホームページ、2002年6月掲載)を参照。

- ・ 発電効率のよいコンバインド・サイクル・ガスタービン（CCGT）等、高効率技術での利用が可能なこと、
- ・ 特に国産ガス利用の場合はエネルギー自給率の向上に貢献すること、
等が考えられる。

天然ガスの利用促進にあたっては、その特性から天然ガス田からの輸送インフラや末端の配給ネットワークシステムの整備が必要となり、そのコストを回収するための天然ガス販売先確保が重要となる場合が多い。このため、ASEAN 諸国では天然ガス開発・インフラ整備・発電事業等での利用計画が一体となったプロジェクトが数多く進められている。また、インドネシア、マレーシアのような ASEAN 諸国の中でも比較的天然ガスの埋蔵量が多い国では、石油に代わる新たな外貨獲得手段として天然ガスの輸出プロジェクトが進められている。従来天然ガスの輸出は LNG として日本・韓国等への輸出が先行してきたが、近年では、ASEAN 域内のガス消費国へパイプラインで天然ガスを輸出するプロジェクトも展開され始めている。以下では、ASEAN 主要国の天然ガス利用の現状を整理する。

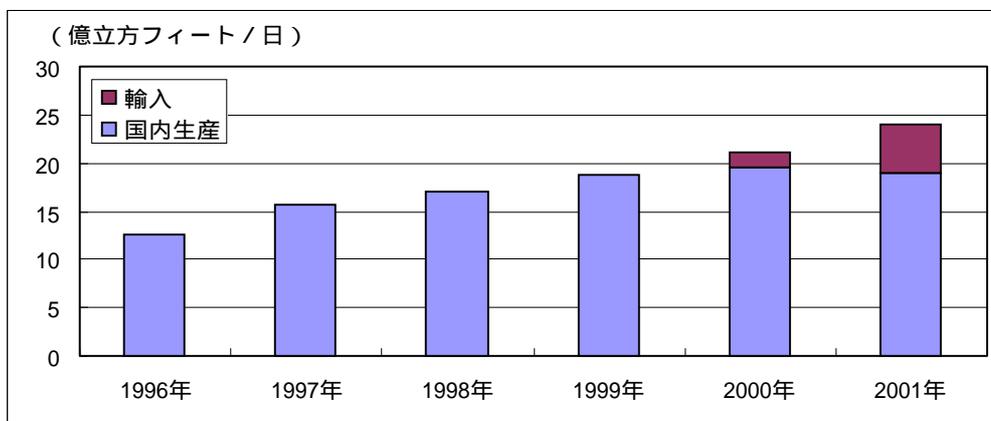
タイ

タイではエネルギー供給に占める石油への依存度を 60%以内に抑えたいという政府の意向もあり、従来から天然ガスの利用拡大を図ってきた。この背景には、タイでは石油に比べて比較的豊富な天然ガス資源を有していることが主な理由として挙げられる³。この結果、タイの一次エネルギー消費に占める石油の割合は、Feedstock、薪・木炭などの伝統的エネルギーを除けば 1995 年の 66.2%（天然ガス 16.3%、石炭 14.3%、水力 3.3%）から 1999 年には 59%（天然ガス 24.3%、石炭 14.4%、水力 2.3%）まで低下することとなった（PTT：Fact & Figures of Petroleum Industry in Thailand 2000）。

タイの National Energy Policy Office（NEPO）によると、2001 年の天然ガスの供給量は、対前年同期比 13.4%増の日量 23.96 億立方フィートであった。これは主に後述する天然ガス火力発電所の一部完成に伴うガス需要増加によるものと思われる。供給の内訳は、国内生産が日量 19 億立方フィート（構成比 79.3%）、ミャンマーのヤダナ・イエタグン両ガス田からの輸入が日量 4.96 億立方フィート（構成比 20.7%）となっている。

³ BP 統計によればタイの確認石油埋蔵量は 4 億バレル（可採年数 7.4 年）、確認天然ガス埋蔵量は 11.8 兆立方フィート（可採年数 18.7 年）となっている。

図 1-1 タイの天然ガス供給



(出所) NEPO HP より作成

今後の需給見通しについては、国内生産の増加はあるものの、需要の伸びに対して国内生産の伸びが追いつかないため、供給に占める輸入の割合が一層増加する見通しとなっている(表 1-1)。これに基づけば 2016 年時点では、供給に占める輸入の割合が約 35%まで増加することとなる。

表 1-1 タイの天然ガス需給見通し

(億立方フィート/日)

	2002 年	2005 年	2010 年	2016 年
需要	24.96	28.82	31.81	35.47
電力用	19.89	22.89	23.81	25.95
産業用	1.84	2.23	2.94	3.40
その他	3.23	3.60	5.06	6.12
供給	24.96	28.82	31.81	35.47
国内生産	18.48	19.54	21.87	23.03
輸入	6.48	9.28	9.94	12.44
自給率	74.0%	67.8%	68.8%	64.9%

(出所) NEPO 資料より作成

注: JDA での生産は輸入として算定した

このような将来の需給見通しの中、タイ政府はマレーシアとの共同開発水域 (JDA) での天然ガス開発を促進するとともに、ミャンマーからの輸入のほかにマレーシア、インドネシアなどの近隣諸国からのパイプラインによる輸入やカタール、オマーン等からの LNG 輸入についても購入に向けて検討を進めてきた。主要なプロジェクトは以下のとおりとな

っている。

マレーシア・タイ共同開発水域（JDA）の天然ガス輸入プロジェクト

タイ・マレーシアの二カ国間に跨る共同水域（JDA）におけるガス田（推定埋蔵量 9.5 兆立方フィート）から産出された天然ガスをタイ・マレーシア両国に輸送・利用するプロジェクトである。JDA からの天然ガスパイプラインはタイ国営石油会社である PTT とマレーシア国営石油会社であるペトロナスとの合弁企業であるトランス・タイ・マレーシア（TTM）によって建設・操業される予定となっている。タイ向けパイプラインは、JDA からタイ沖合エラワンガス田までを敷設し、エラワンガス田からタイ国内向けに敷設してあるパイプラインに接続する。一方、マレーシア向けパイプラインは JDA からタイ南部のソククラを經由しマレーシアの国内の PGU パイプラインに接続する予定となっている。

第 1 フェーズとして、マレーシアが日量 3.9 億立方フィートのガスを 2002 年半ばより引き取ることになっている。しかし、現状では TTM が進めるタイ南部ソククラからマレーシアに至るパイプラインの建設が順調に進んでいない。これは、TTM が環境省に提出した事業の環境アセスメントが不測の事故が発生した場合の対策が不十分であることを理由に却下され続けていたことによるものである。また、本プロジェクトの推進に対して地元住民、環境保護団体の強い反対運動が展開されているという事情も大きく影響している。

最近では、2001 年 10 月に環境アセスメントがようやく承認を受けることとなったが、地元住民の反対は依然根強いいため、タイ政府も同計画の進退について最終判断を下すにはまだ時間がかかるとの見方を示している（Platts Commodity News 02-02-07）⁴。

このように同パイプラインの建設は今後のタイ政府の判断に大きく左右されようが、現状では未だパイプラインの建設は始まっていないことから判断すると、マレーシア向けの天然ガスの輸送開始は当初見込みより遅れる可能性が高い。

第 2 フェーズではタイ向けの天然ガス供給を予定している。NEPO によれば、2010 年以降 2 億立方フィート、2016 年には日量 4.5 億立方フィートのガス輸送が開始されることとなっている。なお、タイ向けの供給については、

- ・ JDA はタイのガス需要地から遠いため、需要地に近いシャム湾やベトナム・カンボジアでの天然ガス田を開発し利用する方が経済性を有する可能性があること、
- ・ 天然ガスの主要消費先である電力に関して、タイ電力庁（EGAT）による電力需要予

⁴ この点に関して今回の出張ヒアリングでは、タイ政府は同計画について 2002 年 4 月 13 日までに最終決断を行う予定であるとの見解が得られた。また、タイ政府が同計画を承認しなかった場合においてもマレーシア側が別ルートにてプロジェクトを推進する可能性も指摘された。

測が楽観的過ぎるとの見方から、電力向けガス需要が大きく拡大するかどうか不透明であること、

・ また、今後は石炭を燃料とする IPP プロジェクトが多数計画されていること、等の指摘もある⁵。このようなことから判断すると、JDA プロジェクトはマレーシアとの共同プロジェクトであるというコスト面での優位性も指摘されるものの、タイ向けガス輸出に関しては予断を許さない状況にある。

ミャンマーのヤダナガス田の天然ガス輸入プロジェクト

ミャンマー沖合に位置するヤダナガス田は 1982 年に発見され、確認埋蔵量は 5.72 兆立方フィートとなっている。1992 年に旧トータル(現トータル・フィナ・エルフ)主導のコンソーシアムは、ミャンマー石油ガス公社(MOGE)と生産分与契約を締結した。現在の権益の保有比率はトータル 31.2375%、ユノカル 28.2625%、PTT の開發生産部門子会社である PTTEP25.5%、MOGE15%となっている。

1995 年、PTT は EGAT のラチャブリ火力発電所⁶向けに天然ガスを供給するため、開発コンソーシアムと天然ガスの売買契約を締結した。契約は 1998 年 7 月から 30 年間で、契約数量は 1998 年 7 月に日量 6500 万立方フィートで開始し、その後段階的に増加、1999 年 10 月からは日量 5.25 億立方フィートまで増加する予定であった。しかし、経済危機発生に伴うタイ国内の電力需要の伸び悩み⁷や環境団体の反対などのためパイプライン・発電所の建設工事が遅れたため、天然ガス輸入は遅延した。このためテイク・オア・ペイ条項に基づいた違約金支払い義務が発生、PTT は上記コンソーシアムに対し 5000 万ドルを支払った⁸。その後もタイ側は契約予定数量を引き取ることができず、2000 年 7 月に 2 億 7700 万ドル⁹、2001 年 7 月に 3 億 9800 万ドルを支払った。その後、ラチャブリ発電所の一部完成¹⁰やその他の発電所でのガス利用もあり 2001 年の天然ガス引取り量は日量 3.77 億立方フィート(2000 年:日量 1.28 億立方フィート)まで増加しているが、契約数量の全量引取りまでには至っていない。

⁵ 今回のヒアリング調査で以上のような見解が得られた。

⁶ EGAT は同発電所の民営化を進めるため 2000 年 3 月に、EGAT の 100%子会社としてラチャブリ発電持株会社(Rachaburi Electricity Generating Holding: REGH)を設立。2000 年 10 月に全株式の 40%をタイ証券市場に上場した。

⁷ NEPO によると、タイの 1997-1999 年の電力消費量は、1997 年:81998GWh、1998 年:79900GWh、1999 年:80792GWh と横這い状態となっている。

⁸ 本来、テイク・オア・ペイに基づく違約金の支払い義務は 8175 万ドルであったが、最終的な交渉の結果 5000 万ドルに決定した。

⁹ この支払い責任に関して PTT と EGAT の間で論争が続いていたが、タイ政府の仲介もあり、最終的には政府が 75.8%、PTT が 11.4%、EGAT が 12.8%支払うことで合意した。

¹⁰ 総発電能力 3645MW (CCGT:725MW×3 基、蒸気タービン:735MW×2 基)。うち蒸気タービン 2 基と CCGT2 基が 2001 年 12 月までに運転開始した。残る CCGT1 基の完成は 2002 年 4 月を予定している。

ミャンマーのイエタゲンガス田の天然ガス輸入プロジェクト

ミャンマー沖合に位置するイエタゲンガス田は1992年に発見された。確認埋蔵量は1.8兆立方フィートとなっており、開発にはプレミアオイル、ペトロナス、日石三菱、PTTEP、MOGEが参加している。

1997年、PTTは開発コンソーシアムとの間で30年間の天然ガス購入契約を締結した。購入量は2000年4月より日量2億立方フィートとなっているが、ガス供給予定先であったラチャブリ発電所の建設遅延で契約予定数量を引き取ることができず、2001年7月にはテイク・オア・ペイ条項に基づき8100万ドルが支払われた。2001年の天然ガス引取り量は日量1.19億立方フィートに留まっている。

オマーンからのLNG輸入プロジェクト

1996年、タイ政府とオマーンLNGは2001年から始まる年間100万トンのLNG購入（2003年から170万トン、2004年から220万トンに増加）に関するMOUを締結した。その後1997年11月にタイ政府は輸入延期を発表。輸入開始は2007年とされたが実情としては白紙撤回と考えられる。

インドネシアのナツナガス田の天然ガス輸入プロジェクト

インドネシアのナツナガス田から産出されるガスをパイプラインでJDA、エラワンガス田を経由してタイに輸入する計画である。1997年5月、PTTはインドネシア国営石油会社であるプルタミナとの間で2003年より日量5億立方フィート、2007年より日量10億立方フィートの天然ガスを購入するMOUを締結した。1997年11月には供給開始を2007年に延期することで合意するも事実上の白紙状態になっていた。

その後2001年5月、両国政府は両国間の通商・観光協力に関するプロトコルで基本合意した。この中で同プロジェクトからの2012年頃の輸出開始を目指すため、共同でガスマーケティングやパイプライン輸送を検討するための専門調査委員会を設立することが明記されている。

IPPプロジェクトによる天然ガス利用

現在、タイのIPP事業に関しては、7件のプロジェクトがあり、うち2件がすでに運転を開始している。この2件のプロジェクトは天然ガスによる発電である。残る5プロジェクトのうち2プロジェクトも発電燃料として天然ガスを予定している（表1-2）。

表 1-2 タイの IPP プロジェクト

会社名	能力	燃料	運転開始(予定)
Tri Energy	700MW	天然ガス	2000年7月
Independent Power	700MW	天然ガス	2000年8月
Bowin Power	713MW	天然ガス	2002年4月
Eastern Power & Electric	350MW	天然ガス	2002年7月
Gulf Power Generation	734MW (367×2)	石炭	2004年10月(1号機)
			2005年4月(2号機)
Union Power development	1400MW (700×2)	石炭	2005年10月(1号機)
			2006年1月(2号機)
BLCP Power	1346.5MW (637.25×2)	石炭	2006年10月(1号機)
			2007年2月(2号機)

(出所) NEPO HP より作成

なおタイ政府は、天然ガスの利用を促進するため1998年5月に石油の大口需要家である国営電力公社 EGAT に対して発電燃料を重油から天然ガスへ転換するよう行政指導を行った。また、1999年1月には発電用として石油専燃火力発電プラントの建設が禁じられた。このため今後は、石油火力による発電電力量は頭打ちになることが予測される。政府がこのような方針を打ち出した背景には、環境への配慮や輸入重油への依存削減と外貨流出の抑制といった利点が挙げられるが、それ以上に国内ガス田やミャンマー等近隣開発ガス田からの天然ガス引取りを契約どおり実行したいという狙いがある。

フィリピン

Philippine Energy Plan 2002-2011 によると、フィリピンの一次エネルギー消費に占める石油の割合は、バイオマスなど非在来型エネルギーを含めて2000年時点で45.55%(石炭11.55%、天然ガス0.01%、水力5.1%、地熱8.16%、非在来型エネルギー30.09%)を占めており、その石油のほぼ全量を輸入に依存している¹¹。このため、石油依存度の低減や石油輸入を抑制する手段として、また環境負荷が少ないという点から最もプライオリティが置かれているのは、国産天然ガスの利用促進である。特に国内最大のカマゴ・マランパヤガス田の開発・利用はエネルギー政策上重要な課題と位置付けられている。

フィリピンエネルギー省によると、フィリピンの天然ガスの確認埋蔵量は2.8兆立方フィート～4.7兆立方フィート、これに潜在埋蔵量を加えると5.8兆立方フィート～20.8兆

¹¹ 2000年のフィリピンの原油自給率はわずか0.3%であった。

立方フィートとなっている。このうち2.5兆立方フィート～4.3兆立方フィートがカマゴ・マランパヤガス田地帯に集中している。2000年の天然ガスの生産量はサンアントニオガス田からの3.76億立方フィートに留まっており、天然ガスは同地域にある発電プラントで利用されている。2000年時点のエネルギー消費に占める天然ガスの割合はわずか0.01%となっている。しかし、2001年10月にはカマゴ・マランパヤガス田の天然ガス生産が開始され、2002年2月にはルソン島のビクトリアでも天然ガスが発見された。ビクトリアガス田の商業性確認は6月以降になるとの見通しであるが、カマゴ・マランパヤガス田の生産開始によって天然ガスの生産は2002年以降大幅な増加が予測されている¹²。また天然ガスの消費量もカマゴ・マランパヤガス田のガスを利用した火力発電所での利用を中心に増加してゆくことが見込まれている（表1-3）。

表1-3 フィリピンのガス需給見通し

(単位：億立方フィート)

	2001年	2005年	2011年
需要	15.1	1451.5	1540.6
発電	15.1	1240.3	1252.8
発電以外	0	211.2	287.8
供給	17.5	1463.7	1540.6
国内生産	17.5	1463.7	1463.7
輸入	0.0	0.0	76.9
自給率	100%	100%	95.0%

(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

注：Low GDP Scenario

天然ガスの利用について政府は、電力用のほかにCNG自動車の導入を推進していく方針を打ち出している。首都圏やルソン島各地でバスなどの公共交通機関での使用を広め、燃料の自給率を高めたい意向である¹³。また、産業用重油、LPGの代替燃料としての利用を促進するために、マニラ首都圏までパイプラインを敷設する計画もあり、これが完成すれば一層のガス利用が期待される。

カマゴ・マランパヤガス田のガス利用プロジェクト

¹² カマゴ・マランパヤガス田のガス生産開始についてアロヨ大統領は、2002年のフィリピンの経済成長に寄与するとともにフィリピンのエネルギー自給率を52%まで引き上げることになると発言している（Energy Asia 2002-2）。なお、Philippine Energy Plan 2002-2011によれば2000年時点のフィリピンのエネルギー自給率は44.85%となっている。

¹³ 今回のヒアリング調査では、CNG車はすでに試験的に公用車に導入され、そのための天然ガス充填スタンドも建設されたとのことであった。

・ 天然ガス開発

カマゴ・マランパヤガス田は、1989年にオキシデンタルが発見したカマゴガス田と、1992年にシェルとオキシデンタルのJVが発見したマランパヤガス田から構成される。パラワン島の北西2800フィートの深海に位置する同ガス田の確認可採埋蔵量は2.5兆立方フィートに達し、今後の探鉱開発次第では埋蔵量は4.3兆立方フィートまで拡大する可能性もある。

ガス田の開発はシェルとオキシデンタルによって進められることになっていたが、両社は1998年7月、シェルがオキシデンタルの保有するフィリピンとマレーシアの鉱区・資産を受け取り、オキシデンタルがシェルの南米、中東に保有する資産を受け取るスワップ取引することで合意した。これにより、シェルがカマゴ・マランパヤガス田の権益を100%保有することになった。しかし、シェルは同ガス田の開発を単独で進めることは困難であると判断し、1999年10月、テキサコ(現シェブロンテキサコ)に権益の45%を売却した。また、2000年1月にはシェルが持つ55%の権益のうち10%をフィリピン国営石油会社であるPNOCの子会社PNOC-ECに売却した。この結果、現段階でのカマゴ・マランパヤガス田の権益保有構成は、シェル(45%)、シェブロンテキサコ(45%)、PNOC-EC(10%)となっている¹⁴。

カマゴ・マランパヤガス田からのガス生産は2001年10月に開始された。ガス田からルソン島南部のバタンガスのガスプラントに至る504kmの海底パイプラインも既に完成しており、後述する火力発電用燃料として利用される。

また、2001年9月には、米テロ事件の発生を受けてガス田周辺からバタンガスのガスプラントに至る504kmの海底パイプライン周辺が民間船舶の近づけない「Exclusive and Safety Zone」に指定されるなどエネルギーインフラに対するセキュリティ意識が高まっている。このことは、フィリピンにとってマランパヤガス田がいかに重要であることを示しているといえよう。

・ 天然ガス利用

カマゴ・マランパヤガス田の天然ガス利用に関しては、1998年1月、当時のガス田開発者であったシェル/オキシデンタルのコンソーシアムとフィリピン国営電力公社(NPC)、ファーストガス電力会社(フィリピン最大のコングロマリットであるロペスグループの傘下企業)がそれぞれ天然ガスの販売契約を締結した。NPCとの契約は2002年

¹⁴ PNOCはPNOC-ECのもつ権益(10%)に関して、10%の権益を保有する新会社を設立し、新会社のIPOを通じて売却することを検討している。この背景にはフィリピン株式市場の活性化やPNOCの歳入拡大が挙げられる。

から20年間で、ガスの価格は2002年の4.25ドル/MMBTUから20年間で3.65ドル/MMBTUまで段階的に低下させる体系となっている。一方、ファーストガス電力会社との契約は2002年から22年間で価格は当初4.304ドル/MMBTUに設定し、22年間の平均単価が3.9ドル/MMBTUになるよう2年ごとに価格を下げる体系となっている。

NPC 契約分の天然ガスは、NPC と韓国電力公社 (KEPCO) による Energy Conversion Agreement (ECA) に基づき KEPCO が BOT (Build-Operate-Transfer) 方式で建設するイリハン火力発電所 (1200MW)¹⁵ で使用される。一方ファーストガス電力会社は新規建設のサンタ・リタ火力発電所 (1000MW) とサン・ロレンゾ火力発電所 (500MW) の発電燃料としてガスを利用する。これら3つの発電所は発電効率の優れるコンバインド・サイクル・ガスタービン方式を採用している。発電所の建設は、サンタ・リタ発電所は既に完成し商業発電中でサン・ロレンゾ発電所、イリハン発電所は2002年7月までには商業運転を開始する見込みとなっている。

一方、カマゴ・マランパヤガス田の開発に参加しているシェルもバタンガスからマニラ近郊のまでパイプラインを延長し600MWのガス火力発電所を建設することを計画している。シェルの現地法人によると、同事業の初期調査は既に終了しており、2005年の稼働を予定しているという。最近では、ガス田の開発を共に行っているシェブロンテキサコ、PNOC - EC と同事業の参加について交渉を行っていることが報じられている (News Net Asia 01-10-17)。またファーストガス電力会社も同パイプラインの建設に参加し、現在閉鎖されている発電所を天然ガス燃料として再開させること、民生部門へのガス供給事業を開始する計画であることが報じられている (East & West Report 02-3-5)。同社は同プロジェクトに10億ドル投資する予定である。

・ トランス・ASEAN・ガスパイプライン¹⁶との接続

トランス・ASEAN・ガスパイプライン (TAGP) の一環として、カマゴ・マランパヤガス田を同ネットワークに接続する計画も浮上している。同プロジェクトを推進する ASEAN 加盟国の国営石油会社で構成される Asean Council on Petroleum (以下 ASCOPE) 内に設置されたタスクフォースによると、このパイプラインはインドネシアのナツナガス田からマレーシアのサバ州を經由し、カマゴ・マランパヤガス田を連結するルートになる見込みである。2005年からプロジェクトの詳細なフェージビリティ・スタディが開始され、2008年にパイプラインの建設開始、2015年の運用開始予定となっている。

¹⁵ 発電電力は NPC が買い取り、民間の電力会社に卸売りを行う。また NPC と KEPCO との契約において、KEPCO は同 IPP プロジェクトの権益を 49% まで売却することが認められており、三菱商事 (21%)、九州電力 (8%)、米ミラント (20%) が参加している。

¹⁶ ASEAN 域内を連結するパイプライン構想。詳細は 2-2 を参照。

フィリピン政府は、TAGP への接続に関して、フィリピン国内の天然ガス供給を長期的に安定させるものと位置付けている。

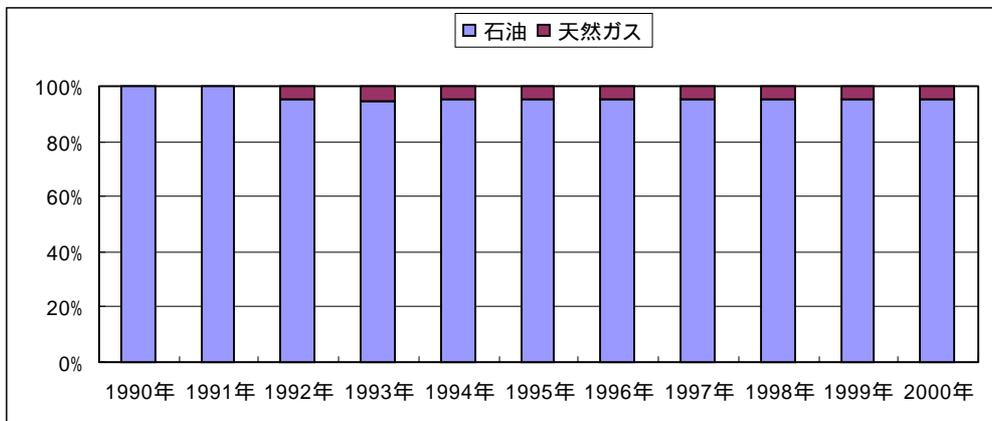
インドネシアからの LNG 輸入プロジェクト

2001 年 11 月、フィリピンの民間電力会社である GNPow er は発電燃料としてインドネシア・タングー LNG から年間 130 万トンの LNG を調達する LOI (letter of intent) を締結した。契約の詳細は今後検討していく予定であるが、タングー LNG プロジェクトの権益 50% を保有する BP によると、契約は 15 ~ 20 年、2005 年後半から 2006 年初頭に LNG を供給する方向で検討が進められている模様である。

シンガポール

シンガポールには国内エネルギー資源がほとんどなく、一次エネルギー供給のほぼ全量を輸入に依存している。また、エネルギー源別ではそのほとんどを石油に依存していることから、燃料源多様化の推進政策として発電部門を中心に天然ガスの導入が進められている。石油代替燃料として天然ガスが選択される背景には、環境負荷が低減できることがある。

図 1-2 シンガポールのエネルギー消費構成



(出所) BP 統計より作成

天然ガスの供給に関しては、国産資源がほとんどないことからマレーシアからの輸入に依存してきた。しかし、最近ではインドネシアからの輸入も開始され、天然ガス供給源の多様化も進んでいる。主要な天然ガス輸入プロジェクトは以下のとおりとなっている。

マレーシアからの輸入プロジェクト

マレーシアからシンガポールへの天然ガスの輸出は 1992 年に開始された。天然ガスの輸送は後述するマレーシアの PGU パイプラインを利用して行われており、ASEAN 地域

で二ヶ国を結ぶ最初のガスパイプラインとなった。シンガポール公益事業局（PUB）とペトロナスの間でガスの長期購入契約が締結されている。契約期間は15年で、2000年の輸入量は日量1.25億立方フィートであった。輸入された天然ガスは発電用として使用されている。

インドネシアの西ナツナガス田の天然ガス輸入プロジェクト

インドネシア沖合の西ナツナガス田からの天然ガス輸入は2001年1月に開始された。インドネシアが海外へパイプラインでガスを輸出するのはこれが始めてである。1999年1月、シンガポールの Semb Corp Gas とプルタミナは22年間・日量3.25億立方フィートのガス売買契約を締結した。これに伴い、西ナツナガス田からシンガポールに至るガス輸送パイプライン（約650km）が建設された。天然ガスは主に Semb Corp Gas の発電所で使用されるが、一部メタノールの生産に回す計画もある。

インドネシアの南スマトラからの天然ガス輸入プロジェクト

インドネシアの南スマトラからシンガポールへ天然ガスを供給するプロジェクトである。2001年2月、シンガポールのパワーガス（シンガポールパワーの子会社）とプルタミナは天然ガスの売買のMOUを締結した。パワーガスへの天然ガス供給は2003年8月から開始される予定で、契約期間は20年となっている。ガスの供給量は当初日量1.5億立方フィートとなっているが、2009年までに日量3.5億立方フィートに拡大される。ガスは発電用としての利用される見込みである。この契約に基づき南スマトラから Batam 島を経由しシンガポールに至るパイプラインが建設される予定となっている。

しかし、最近では同パイプラインの建設が順調に進んでいないことから、輸入開始が遅れる可能性も指摘されている。これはインドネシア側のパイプライン建設を担当する国営ガス会社 PGN が、アジア開発銀行からプロジェクト資金の融資を受ける際の融資条件をクリアできていないことによるものである¹⁷。このような事態を受け、先述の Semb Corp Gas は南スマトラからのガス輸入が送れた場合、同社が輸入している西ナツナからのガス輸入量を増加させることでパワーガス向けのガスを肩代わりする用意があることが報じられている（East & West Report 02-3-8）。

マレーシア

マレーシアは他の ASEAN 諸国と比較した場合、比較的エネルギー資源（特に天然ガス資源）に恵まれた国である。政府はエネルギー安定供給のため、石油、天然ガス、石炭、

¹⁷ PGN 側の都合で輸入開始が遅れた場合、PGN は1日につき1.8万ドルの損害賠償義務があるという。

水力を一次エネルギー源とし、これら 4 燃料の安定的・効率的な供給を目指してきた（4 燃料政策）。しかし近年は、石油純輸出国であるマレーシアにおいても石油の埋蔵量が減少してきたため¹⁸、天然ガス、石炭、水力の利用を拡大することで石油依存度を低下させる政策を打ち出している。天然ガスに関しては、近年は追加埋蔵量が頭打ちになっているものの¹⁹、2000 年末時点で可採年数が石油の 14.1 年に対し天然ガスは 52.3 年（BP 統計）となっており、石油の埋蔵量と比較してガスの埋蔵量が圧倒的に多いことがわかる。このため、石油依存度を低減させる方法として天然ガスの利用拡大は中長期的なエネルギー安定供給のために重要な課題と位置付けられている。

天然ガスの利用については、資源の賦存状況やエネルギー需要の地域特性などを勘案したガス・マスタープラン（1981 年）が策定されている。同プランの策定以降、天然ガスの開発・利用はほぼこの計画に基づき進められてきた。天然ガスの利用を地域別でみると、

- ・ 人口が多くガス市場が確立しやすいマレー半島周辺の資源は国内需要向けに供給、
- ・ ガス資源が豊富なサラワク州ではガス需要が少ないため、外貨獲得のため LNG として輸出、
- ・ サバ州では、ガス資源・需要とも限定的なため、地域ニーズや既存プロジェクトに合わせた利用を促進、

といった内容になっている。このような政策が進行する中、マレーシアの一次エネルギー供給に占める石油の割合は 1995 年の 54.3%から 2000 年には 53.1%まで減少する一方で天然ガスの割合は同 35.5%から 37.1%まで拡大した（第 8 次五カ年計画資料）²⁰。

また同資料によれば 2001-2005 年の間、一次エネルギー供給が年平均 7.2%増加するのに対し石油が 6.3%、天然ガスが 8.8%の割合で増加することが見込まれている。このような結果、一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は 2000 年の 37.1%から 2005 年には 39.9%まで増加、石油の割合は同 53.1%から 50.8%まで低下することになる。

マレーシアでは、このような高まる需要に対し天然ガスの安定供給を達成するため、現在 JDA を中心とした国内のガス田の開発を促進している。また最近では、国内天然ガス需要および LNG・パイプラインによる輸出が増加する一方、国内資源には一定の限度があること、LNG として輸出している天然ガスはマレーシア国内の需要地とは離れたサラワク

¹⁸ マレーシアの第 8 次五カ年計画（2001-2005 年）によると、石油の確認埋蔵量は 1995 年末時点の 41 億バレルから 2000 年末時点には 34 億バレルまで減少している。

¹⁹ マレーシアの第 8 次五カ年計画（2001-2005 年）によると、天然ガスの確認埋蔵量は 1995 年末時点の 84.7 兆立方フィートに対し 2000 年末時点では 84.2 兆立方フィートとなっている。なおこの数値には JDA 区域の埋蔵量（8.6 兆立方フィート）は含んでいない。

²⁰ エネルギー供給にはバイオマス、太陽光等の非商業エネルギーは除く。また天然ガス供給については LNG による輸出、フレアガス、リインジェクションガスは除く。

州に賦存しているため国内消費用としてはコスト高になる可能性があること、といった認識に基づき天然ガスの輸入プロジェクトも進行している。以下では、現在マレーシアで進められている主要な天然ガスの国内利用、輸入プロジェクトを中心に整理する。

マレー半島ガス利用プロジェクト (PGU プロジェクト)

マレーシア国内の天然ガス利用は、人口が集中しているマレー半島を中心に進められてきた。マレー半島におけるガス利用 (Peninsular Gas Utilization : PGU) プロジェクトはペトロナスの子会社であるペトロナスガスを通じ行われてきた。このプロジェクトはマレー半島沖合の豊富な天然ガスをパイプラインによって発電所や産業用、商業用、家庭用などへ幅広く供給するプロジェクトである。PGU プロジェクトは以下のとおりフェーズ 1 - 3 に分けられて進められた。

- ・ 第 1 フェーズ

マレー半島東岸のケルテに日量 2.5 億立方フィートの天然ガス処理プラント (Gas Processing Plant) と 32 k m のパイプラインを建設し、ケルテおよびその周辺の発電所、産業用施設に供給を開始²¹。1984 年完成。

- ・ 第 2 フェーズ

新たに 3 基の天然ガス処理プラント (合計能力 : 日量 7.5 億立方フィート) の建設、並びにシンガポールを含むマレー半島南部と西岸を連結する 714 k m のパイプラインの建設。1992 年完成。

- ・ 第 3 フェーズ

新たに 2 基の天然ガス処理プラント (合計能力 : 日量 10 億立方フィート) の建設、並びにタイ国境に近いマレー半島北西部まで 450 k m のパイプラインの建設。1998 年完成。

現在は、これらのパイプラインの一部 (ケルテ ~ クアラルンプール間) をループ化 (二重化) する工事が行われている。ケルテ ~ Segamat 間のループ化工事は 1999 年に完了しており、Segamat ~ クアラルンプール間も 2001 年末に完成した。1998 年時点の PGU パイプラインシステムの輸送実績は日量約 11.6 億立方フィート (うち日量 1.52 億立方フィートはシンガポールへの輸出量) となっている。

天然ガス自動車導入プロジェクト

マレーシアは 1986 年、天然ガス自動車 (NGV) 導入プログラムを開始した。これは NGV と呼ばれる天然ガス自動車用の燃料として天然ガスを利用するものである。政府による天然ガス自動車への改修費用補助や NGV 価格の優遇措置などが行われており、タク

²¹ マレー半島沖合ガス田 (Lawit、Jerneh 等) からケルテに至るパイプラインは順次完成している。

シーなどを中心に導入が進んでいる。現在約3700台が導入されており、NGV専用の燃料充填所はクアラルンプール近郊を中心に18箇所、NGV車の販売に関しては2つの販売店がある。第8次五カ年計画ではNGV車販売店31店舗の建設、7500台の燃料転換を目標としている。

地域熱供給システム（Gas District System）

マレーシアではガスの利用促進政策として、地域冷房システムの導入が進んでいる。クアラルンプール中心部の再開発としてクアラルンプールシティセンター（KLCC）プロジェクト、クアラルンプール国際空港（KLIA）プロジェクト、クアラルンプールの南30Kmに新たな行政都市として計画されているプトラジャヤプロジェクトの3地点が現在の主要地域冷房プロジェクトである。いずれも自国産の天然ガスを燃料とし、冷水及び電力の供給を行っている。エネルギー供給事業者であるGDC Malaysiaには東京ガスが20%の出資をし、技術援助を行っている。プロジェクトの規模はいずれも20000冷凍トン（RT）～30000RTの大規模な地域冷房であり、発電規模も8000kW、9000kW、60000kWと大規模なものとなっている。地区内の電力供給を行うとともに、発電に伴う排ガスを熱回収して製造した蒸気を用いて吸収式冷凍機により冷房用の冷水を製造している。この結果、KLIAに於けるコージェネレーションの総合効率は約75%、地区の省エネルギー性は約17%も向上することとなった。また、第8次五カ年計画でもペトロナス工科大学、ジョホールの産業エリア他2箇所での導入が計画されている。

発電電源としての天然ガス利用

マレーシアの電源別の発電電力量をみると、全発電量に占める天然ガスの割合は1995年時点で67.8%であったが2000年にはマレーシアの発電能力の約6割を有するTenaga National Berhad（TNB）の所有する火力発電所の天然ガスへの燃料転換が進んだこと²²、多数の天然ガス火力によるIPPプロジェクトが運開したこと²³などから78.7%まで拡大した。一方石油火力による発電は同11%から5.3%まで低下しており、脱石油政策は一応の成果を示している。しかし、マレーシア政府は天然ガスによる発電にあまりに偏りすぎることはセキュリティ上問題であるとの認識から、第8次五カ年計画では5000MWの天然ガス火力発電能力の拡張を図る一方で、石油・ガスによる発電を減らし石炭火力による発電を30%まで引き上げるよう計画している²⁴（表1-4）。

²² 2001年8月末時点でTNBの発電電源構成は天然ガス（CCGT含む）41.5%、石油/ガスデュアル18.0%、石炭18.4%、水力22.1%となっている。

²³ 2000年末時点で計15件・5078MWのIPPプロジェクトが運転している。このうち10件・4833MWが天然ガスによるプロジェクトとなっている。

²⁴ 詳しくは1-1-2- を参照。

表 1-4 マレーシアの電源別発電量

	石油	石炭	ガス	水力	その他	発電量
1995 年	11.0%	9.7%	67.8%	11.3%	0.2%	41813GWh
2000 年	5.3%	7.9%	78.7%	8.0%	0.1%	69371GWh
2005 年	3.0%	30.3%	61.0%	5.4%	0.3%	102340GWh

(出所) マレーシア第 8 次五カ年計画資料より作成

注 : 2005 年は見通し

表 1-5 マレーシア第 8 次五カ年計画での電源開発

プラント名	操業者	運開	燃料	能力
Kapar (Phase)	TNB	2001	石炭	1000MW
Gelugor (燃料転換)	TNB	2002	ガス	110MW
Sepang	IPP	2002.2003	ガス	710MW
Lumut Block3	IPP	2002.2003	ガス	640MW
Telok Gong	IPP	2002.2003	ガス	720MW
Pasir Gudang	TNB	2002	ガス	220MW
Prai	IPP	2003	ガス	350MW
Port Dickson	TNB	2003	ガス	1500MW
Manjung	TNB	2003.2004	石炭	2100MW
K.Sanglang	IPP	2004	ガス	650MW
Sabah	IPP	2004	ガス	100MW
Pulau Bunting	IPP	2005	石炭	700MW

(出所) マレーシア第 8 次五カ年計画資料より作成

マレーシア・タイ共同開発水域 (JDA) の天然ガス輸入プロジェクト
先述タイ編参照。

インドネシアの西ナツナガス田の天然ガス輸入プロジェクト

インドネシア沖合にある西ナツナガス田から天然ガスを輸入し、先述の PGU パイプラインに供給するプロジェクトである。西ナツナガス田からの天然ガスの供給は先述のシンガポール向けが先行していたが、2001 年 3 月、ペトロナスはブルタミナとの間で天然ガスの購入契約を締結した。契約期間は 20 年で契約数量は 1.5 兆立方フィートとなる。供給量は 2002 年 7 月の開始時が日量 1 億立方フィートで 2004 年には日量 2.5 億立方フィートまで拡大する内容となっている。輸送用のパイプラインは、西ナツナガス田から PGU

パイプラインにガスを供給している Duyong ガス田まで (約 100 km) が敷設されることとなっている。

インドネシアのナツナガス田の天然ガス輸入プロジェクト

インドネシア沖合にあるナツナ D - アルファ鉱区から産出される天然ガスを輸入するプロジェクトである。現在天然ガスの購入を巡りペトロナスとプルタミナが交渉を行っている。計画によれば、マレーシアが購入する天然ガスは日量 10 億立方フィートで 2010 年から供給開始し、契約期間は 20 年となっている。パイプラインに関してはナツナガス田から西ナツナガス田、Duyong ガス田を經由し、マレーシアの PGU パイプラインに接続するルートが検討されている。2002 年 3 月には、ペトロナス、プルタミナにナツナ D - アルファ鉱区の権益を持つエクソンモービルの 3 社が同ガス田からマレーシアへのガス輸送に関してスタディすることで MOU を締結した。共同スタディは 2002 年末に完了する見込みとなっている。

LNG 輸出プロジェクト

マレーシアは国内天然ガス利用を促進するとともに、国内需要地から離れたサラワク州沖合から産出される天然ガスを LNG として輸出している。BP 統計によると、マレーシアは 2000 年の天然ガス生産量である 442 億立方メートルのうち約 48% を LNG として輸出している。輸出量は 1995 年の 990 万トンから 2000 年には 1550 万トンまで増加した。2000 年時点で LNG の約 7 割は日本に輸出されており、主に電力会社、ガス会社との長期契約に基づき販売されている。日本以外の販売先は台湾、韓国となっており、これら東アジア 3 カ国への輸出が 99% を占めている。

現在、既存のプロジェクト (MLNG ・ 、合計生産能力 1590 万トン / 年) のほかに第 3 番目のプロジェクト (MLNG 、生産能力 760 万トン / 年) が進行している。MLNG プロジェクトは 1997 年に石油資源開発と、1999 年にはエンロンとの間で LNG 販売にかかわる意思確認書 (Confirmation of Intent : COI) を締結している²⁵。その後の契約状況は、

- ・ 2001 年 4 月、東北電力との間で販売契約 (50 万トン / 年、2005 年から 20 年) を締結、
- ・ 2002 年 2 月、東京ガス、大阪ガス、東邦ガスとの間で単年度契約と長期契約を含めた LNG 販売契約を締結。長期契約は 2004 年から 20 年間で、ガスの引取り量は、東京ガス 34 万トン / 年、大阪ガス 12 万トン / 年、東邦ガス 22 万トン / 年となっている。

²⁵ エンロン向けの輸出は、エンロンがインドで進めてきたダボールプロジェクトでの利用が期待されていた。しかし、ダボールプロジェクトが頓挫し、エンロン自体も破産する事態となっており、現時点では LNG の輸出は不透明な状況となっている。

単年度契約は買主3社合計で約48万トン/年で、44万トン/年のオプションを有している。

となっている。また、既存の2プロジェクトも、2001年11月に、中部電力との間でLNG販売に対する枠組み（価格、数量、調達時期以外の契約条件）だけをあらかじめ取り決める新たな契約を締結した。また、2002年3月には東京電力、東京ガスとのLNG販売契約を2003年4月以降も15年間継続することで合意覚書（Memorandum of Agreement：MOA）を交わしている²⁶。今後のLNG輸出に関してマレーシア第8次五カ年計画では、既存の2プロジェクトの他にMLNGの運転開始に伴い、2005年には2030万トンまで増加することを見込んでいる。

インドネシア

インドネシアの一次エネルギー消費構成では従来から石油がその太宗を占めてきた。2000年時点では石油57.8%、天然ガス28.3%、石炭13%、水力他0.9%となっている（BP統計）。これはインドネシアがマレーシア同様豊富な石油資源を有していたことによる。このため従来から原油の輸出を図っており、現時点では原油の純輸出国となっている。

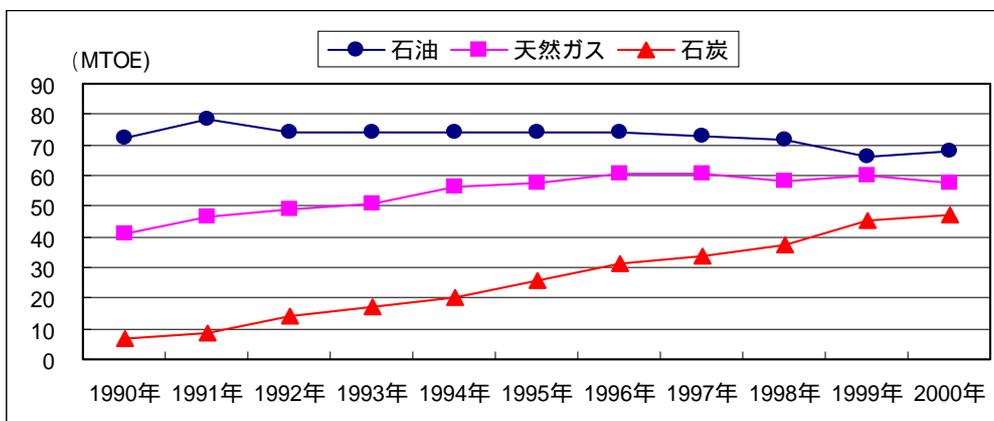
しかし、近年では原油の追加埋蔵量の伸び悩みや生産量の低迷に直面している。BP統計によると、インドネシアの2000年時点の石油確認埋蔵量は50億バレルであり、これを可採年数で見た場合わずか9.8年となっている。一方天然ガスの確認埋蔵量を見ると、同時点で72.3兆立方フィートとなっている。これを可採年数でみると32年であり、石油と比較して天然ガスの埋蔵量が多いことがわかる²⁷。

こうしたことから現在インドネシアでは、石油代替燃料として国内での天然ガス利用拡大政策を推進している。天然ガスの利用促進は環境対策としても有効な手段であると位置付けられているが、これ以外に補助金が出されている石油製品の代替燃料となることで政府の財政支出を低減できるというメリットがある。しかし、天然ガスの輸出は原油同様重要な外貨獲得手段となっているため、輸出用には向かない中小規模のガス田から産出されるガスを国内用に利用する政策をとっている。

²⁶ 新たな契約内容は、これまで全量Ex-Shipベースだったものを一部FOB化すること、引取り数量の一部を短期契約化すること等が盛り込まれている。

²⁷ この点について、インドネシアの米国大使館の見通しによれば、インドネシアは2010～20年には石油の純輸入国になること、天然ガスに関しては当面純輸出国でありつづけることが予測されている。

図 1-3 インドネシアのエネルギー生産



(出所) BP 統計より作成

また最近では従来から行ってきた LNG 輸出に加え、パイプラインによる近隣諸国へのガス輸出プロジェクトも活発化しており、シンガポール向けの輸出は既に開始されている。このように LNG による輸出以外にパイプラインによる輸出を開始した背景には、ASEAN 域内の天然ガス需要が堅調に増加していることに加え、世界各国で LNG 輸出プロジェクトが展開され顧客獲得競争が激化していること等が考えられる。以下では、現在インドネシアで進められている主要な天然ガスプロジェクトを整理する。

西ナツナガス田開発プロジェクト

西ナツナガス田は、3つの鉱区から構成され、ガルフ・インドネシア、プレミアオイル、コノコが各鉱区のオペレーターを務めている。先述したシンガポールの Semb Corp Gas 向けの輸出（2001年1月供給開始）はこの3つの鉱区全てから供給されるが、マレーシアへ輸出（2002年8月開始予定）はコノコがオペレーターを務める鉱区から行われる予定となっている。

ナツナガス田開発プロジェクト

ナツナガス田プロジェクトは、ジャカルタの北約 1300km、ナツナ島の北西約 230km に位置する推定 46 兆立方フィートの巨大ガス田の開発・利用プロジェクトで、開発にはプルタミナのほかにエクソンモービルも参加している。計画当初は LNG による輸出計画が先行していたが、LNG の顧客開拓に時間を要することやガス田の性状²⁸もあり、インドネシア国内での利用や近隣諸国へのパイプラインによる輸出が検討されている。国内へのパイプラインインフラは西ジャワに至るパイプライン建設構想があり、輸出用としては先

²⁸ 同ガス田から産出される天然ガスはその成分に約 7 割におよぶ CO₂ を含むため、CO₂ 除去に対する設備投資が必要となり、このことが LNG 輸出の採算性を悪化させている。

述のタイ向け（2012 年頃開始予定）、マレーシア向け（2010 年頃開始予定）のほかにもシンガポール向けの輸出も検討されている。また TAGP ネットワークの一環として、マレーシアのサバまでのパイプラインを建設し、先述した建設予定のフィリピンからサバに至るパイプラインと接続する構想もある。

このように、ナツナガス田はその埋蔵量の多さや地理的な問題から、ASEAN 地域の巨大ガス供給源となる可能性を秘めている。また TAGP プロジェクトの最終的な全体構想においても同ガス田は中心的な役割を担っていくことが期待されている。

南スマトラガス田開発プロジェクト

南スマトラにある 3 つの鉱区（Corridor、South Jambi B、Jabung）から産出される天然ガスは、先述のシンガポールへの輸出（2003 年 8 月開始予定）のほかにもマレーシアへの輸出も検討されている。

国内パイプラインによる天然ガス利用

従来、インドネシアでの天然ガス利用は国内ガス輸送用インフラの整備の遅れなどによってガス田周辺での利用に限られていたが、国営ガス会社である PGN によるパイプライン網の整備が進んだことで天然ガスの利用が拡大した。PGN が運営するパイプラインネットワークの総延長は 1995 年の 1408km から 2000 年には 3022km まで拡張され、ガスの輸送量も同 240 億立方フィートから 1384 億立方フィートまで増加した。同社は 1996 年に、「Integrated Gas Transmission Network System」という長期にわたるインフラ整備計画を打ち出し、国内の天然ガスパイプラインインフラの整備を進めている。また最近では、2001 年 9 月にブルタミナとの間で南スマトラから西ジャワに至るパイプラインの建設で Head of Agreement（HOA）が交わされている。以下に主要な国内パイプライン計画を示す。

表 1-6 インドネシアの主要な国内パイプライン

(単位：百万立方フィート/日)

区間	輸送能力	備考
Grissik ~ Duri	310-395	1998 年 10 月完成
Grissik ~ Sakernan Parallel Line	350	1999-2002 Engineering
Sakernan ~ Batam	350	1999-2002 Engineering
Batam ~ シンガポール	350	1999-2002 Engineering
Batam 配給	30	2002 年完成予定
西ジャワ配給	350	1999-2002 Study
Pagar Dewa ~ Cilegon	600	1999-2002 Study
Pagar Dewa ~ Grissik	600	1999-2002 Study
Jambi ~ Lampung	50	1999-2002 Design
東カリマンタン ~ ジャワ	700	2002-2005
Samarinda ~ Balikpapan	50	2002-2005
Gresik ~ Semarang	360	2004-2007
Sengkang ~ Ujung Pandang	65	2004-2007 Study
東・中央ジャワ配給	700	2004-2007
Kondur ~ Minas	200	MOU 済

(出所) インドネシア米国大使館「Petroleum Report Indonesia 2001」より作成

このようなインフラ整備が整えば、インドネシア国内での天然ガス利用は一層拡大することが見込まれる。しかしながら、インドネシアのガス利用拡大については価格という大きな問題が存在している。これは現在政府補助金によって石油製品価格が低く抑えられている²⁹一方で天然ガスの価格は国際価格にリンクして決定されるため³⁰、天然ガスの価格競争力が石油に比べて乏しいという問題である。現在 IMF の指導の下、インドネシア政府は石油製品に課しているこの補助金制度を撤廃する方針であることを示しているものの、補助金の削減に対する消費者の抵抗は根強く、完全撤廃への道のりは容易ではない³¹。このようなことから判断すると、インドネシアでの石油代替燃料としてのガス利用拡大は限定的なものになる可能性もある。ちなみに BP 統計によれば、インドネシアの天然ガス消

²⁹ ガソリン、ディーゼル、灯油が対象となっている。基本的に補助金の手厚くされているのは灯油で、ガソリンは国内価格が国際価格を上回るケースもあるという。またディーゼルに関しては需要化ごとに価格が異なっている。

³⁰ インドネシアの天然ガス価格は、業種別に異なっている。肥料用、発電用、産業用のガス価格は LNG 価格に近い一方、農業用は安く抑えられている。

³¹ 事実 2000 年 4 月には補助金の削減(石油製品の値上げ)に対し消費者の抗議活動が活発化し、値上げを見送っている。

費は1990 - 2000年の間年平均3.3%の伸びを示す一方で石油消費はこれを上回る5.5%となっている³²。

IPP プロジェクトによるガス利用

1999年末時点におけるインドネシア国内のIPP事業者の発電能力は6件：1890MWであり、うち2件：345MWが天然ガス火力によるものである。また現在22件：9425MWのIPPプロジェクトがあり、うち3件：1950MWが天然ガスを利用したプロジェクトとなっている。こうしてみると天然ガス利用IPPの割合が少ないように思われるが、これはIPPプロジェクトのほとんどがコスト優位性をもつ石炭、地熱による電源を選択していることによる。

CNG 自動車導入によるガス利用

今回のヒアリング調査を通じて、1987年からCNG自動車が導入され現在では約6000台まで増加していること、これにあわせて28箇所のCNG充填所が建設されたということであった。しかし、今後の導入促進に関しては、充填所の建設コストが必要なこと、利用者にとってはCNG自動車への改修費用が必要なこと、等から否定的な意見もある。また先述のように、ガソリンやディーゼルに対して補助金が与えられており燃料面での価格競争力が乏しいことから判断すると、今後の大幅な利用拡大は困難であると考えられる。

LNG 輸出プロジェクト

インドネシアは、近年パイプラインによる天然ガス輸出を開始しているが、従来からLNG輸出を行っている。LNGはスマトラ島北岸のアルンプラント(4トレイン、合計生産能力790万トン/年)、東カリマンタンのポンタンプラント(8トレイン、合計生産能力2164万トン/年)から輸出されている³³。また現在、イリヤン・ジャヤで第3番目のプロジェクト(タングープロジェクト、1トレイン、生産能力300万トン/年)が2005年4Qの操業を目指し進行している。

BP統計によると、インドネシアは2000年の天然ガス生産量である639億立方メートルのうち約56%をLNGとして輸出している。輸出量は1990年の2060万トンから2000年には2699万トンまで増加した。2000年時点でLNGの約67%は日本に輸出されており、主に電力会社、ガス会社との長期契約に基づき販売されている。日本以外の販売先は台湾、

³² 天然ガスの消費が石油と比較して低かった理由としては、アジア経済危機後の経済低迷に伴う天然ガスIPPプロジェクトの延期も影響していると思われる。

³³ アルンプラントに関しては、もともと6トレイン(生産能力1200万トン/年)で操業していた。しかし同プラントにガスを供給するアルンガス田が近年枯渇の兆しを見せており、2000年に2トレインの稼働が停止され、契約分のガス供給はポンタンプラントへ振り替えられた。なお、最終的には2014年までに残る4トレインも操業を停止する見込みとなっている。

韓国となっている。

1-1-2．石炭の有効利用

ASEAN 諸国では、天然ガス同様、石油依存度の低減や石油輸入増大への対応策として石炭資源の有効利用を図ることも重要な課題となっている。ASEAN 域内には、インドネシアを始めとする多くの国に石炭資源が賦存しており、発電用を中心に利用が進んでいる。石炭の利用を進める背景には、

- ・ 特に国産炭利用の場合はエネルギー自給率の向上に貢献すること、
 - ・ 石油代替燃料として天然ガスの利用促進を図った結果、天然ガスに偏りすぎる可能性もあること³⁴、
 - ・ 発電用燃料として、他エネルギー資源と比較して低コストであること、
 - ・ また、輸入においては政治的リスクによる供給途絶の可能性が低いこと、
- などのメリットが考えられる。

しかし、石炭の利用には環境負荷が大きいという問題がある。また ASEAN 地域の石炭利用に関しては、石炭資源の埋蔵・生産地から消費地までの輸送費等生産コストが割高になる場合もある。従って、今後の一層の利用拡大のためには、クリーンコールテクノロジーの開発・導入や輸送用インフラの整備といった課題が存在している。以下では ASEAN 主要国の石炭利用の現状を整理する。

タイ

タイの一次エネルギー消費に占める石炭の割合は、Feedstock、薪・木炭などの伝統的エネルギーを除けば 1995 年の 14.3%(石油換算 14 万 B/D)に対し、1999 年は 14.4%(同 15.4 万 B/D)であった(PTT: Fact & Figures of Petroleum Industry in Thailand 2000)。石炭・褐炭の約 7 割が電力用として消費されている。先述の通りタイ政府は発電燃料として天然ガスの利用を奨励しているが、

- ・ 石炭・褐炭は他燃料と比較して低コストエネルギーであること、
- ・ 発電電源が天然ガス火力に偏りすぎる危険もあること、
- ・ 天然ガス価格は石油価格に影響されること、

などから価格の安定した石炭火力の利用を重要と位置付けている。このため NEPO による今後の電源別発電電力量見通しによれば、石炭による発電電力の割合は 2001 年の 17.5% に対し 2016 年には 36.1%まで増加することが見込まれている。

³⁴ 例えば、マレーシアでは発電電源が極端にガス火力に偏ってしまったことから、電源多様化政策として石炭火力の利用促進を図っている。

石炭の供給においては、2001年の褐炭の国内生産は、前年比10.2%増の1960.7万トンであったが、生産量が2343.9万トンであった1997年以降は減少傾向にある。一方で石炭の輸入は1998年の経済危機で一時減少したものの1990年代を通じて増加してきた。2001年の輸入量は対前年比18.2%増の494.5万トンとなり、石炭・褐炭の国内供給に占める輸入の割合は約20%であった。NEPOの見通しによれば、褐炭の国内生産量は2005年には2143万トンに増加することが予想されているが、炭層の成熟化が進むなかで新規の炭層開発があまり期待できないため、2016年には1685.6万トンまで減少することが見込まれている。

一方石炭需要は2004年後半以降次々と石炭を燃料としたIPPプロジェクトによる発電が開始される予定になっていることもあり(前出表1-2参照)2005年には3014.2万トン、2016年には5671万トンまで増加すると予測されている。このようなことから需要を賄うための石炭の輸入は今後も増加してゆくことが予想される。石炭の輸入量は、2005年には871.2万トン、2016年には3985.4万トンまで増加することとなり、石炭供給に占める輸入の割合は2016年には約7割まで増加する見込みである。

表1-7 タイの石炭・褐炭需給見通し

(単位：万トン)

	2001年	2005年	2010年	2016年
需要	2326.0	3014.2	3996.6	5671.0
発電	1664.9	2274.0	2971.3	4478.5
発電以外	661.1	740.2	1025.3	1192.5
供給	2326.0	3014.2	3996.6	5671.0
国内生産	1837.0	2143.0	2442.1	1685.6
輸入	489.0	871.2	1554.5	3985.4
自給率	79.0%	71.1%	61.1%	29.7%

(出所) NEPO 資料より作成

このように発電用を中心に今後も重要なエネルギー源と位置付けられる石炭・褐炭利用に関しては、環境面での住民の反対も根強いとの見方もある³⁵。従って、環境負荷低減の観点から、発電所の脱硫装置の設置やスラリー化、ガス化等の先進技術を導入することが今後の課題と考えられている。

³⁵ 今回のヒアリング調査においても、石炭火力発電所の建設を巡って地域住民の抗議活動が活発化しているとの意見も聞かれた。

フィリピン

フィリピンの一次エネルギー消費に占める石炭の割合はバイオマスなど非在来型エネルギーを含めて1991年の6.93%（石油換算849万バレル）から2000年時点で11.55%（2868万バレル）まで拡大している（Philippine Energy Plan 2002-2011）。フィリピンでは、石炭は主に電力用として利用されており、2000年の石炭需要に占める電力用の割合は約8割に達している。こうした石炭の利用の背景には、石油依存度の低下に貢献するほかに、石炭が他燃料と比較して低コストであるという価格面での優位性に基づいている。

フィリピンの石炭利用の特徴として、供給に占める輸入炭の割合が多いことが挙げられる。国内資源が全く存在していないわけではないにもかかわらず³⁶、2000年の石炭供給に占める輸入炭の割合は約75%を占めている。この背景には、国内炭は安価であるが低品質なものが多いこと、国内炭の採算性が悪く国内生産者（企業）の経営状態が悪化していること等から、消費者が供給の安定した品質のよい海外炭を利用しているという事情がある。このため、石炭の輸入量は、国内炭の価格が低下した2000年においても前年比で140万トン増加した（表1-8）³⁷。

表1-8 フィリピンの石炭価格

	1999年		2000年	
	国内炭	輸入炭	国内炭	輸入炭
Btu / lb	9096	11547	9109	11664
ドル / MT	20.1	25.3	18.3	25.4

（出所）Philippine Energy Plan 2002-2011

今後の石炭需給に関しては、表1-9に示すとおりであり、政府は2011年までに石炭の自給率を34.6%まで高めることを目標としている。このため政府は、国内炭の生産性向上のほかに、発電所の灰処理（脱硫装置）技術³⁸や、家庭用、中小産業向けに国内炭の有効利用を促進するため、様々な原料に適應でき、きれいに燃焼する成型炭を作り出すコール・ブリケット技術³⁹など、クリーンコールテクノロジーの導入を図っている。

³⁶ Philippine Energy Plan 2002-2011によると、2001年時点でフィリピンの石炭埋蔵量は2.21億トンとなっている。

³⁷ 2000年に石炭の輸入が増加した背景には、輸入関税が引き下げられた（10%→7%）ことも影響している。

³⁸ 同技術の導入に関するF/Sが実行されている。

³⁹ 現在、同技術を導入したモデルプラント（能力5トン/時間）が建設中となっている。

表 1-9 フィリピンの石炭需給見通し

(万トン)

	2001年	2005年	2011年
需要	1193.6	1207.3	1254.5
発電	1040.1	1040.3	1065.2
その他	153.5	167.0	189.3
供給	1193.6	1207.3	1254.5
国内生産	131.9	204.4	434.2
輸入	1061.7	1002.9	820.3
自給率	11.1%	16.9%	34.6%

(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

注：Low GDP Scenario

シンガポール

シンガポールでは、石油代替燃料として天然ガスの利用を促進しているが、石炭に関しては環境問題等の理由から導入は困難であるとの見方が強い。政府もむしろ環境問題や省エネルギー対策に重点を置いていることから、今後も石油代替燃料としては天然ガスが中心になってゆくものと考えられる。

マレーシア

マレーシアの一次エネルギー供給に占める石炭の割合は 1995 年の 5.2% (67.5PJ) に対し 2000 年は 5.4% (90.4PJ) となっている (第 8 次五カ年計画資料)⁴⁰。マレーシアの石炭利用は、先述の 4 燃料政策に従って国内炭の利用拡大、民間資本導入による積極的な石炭資源の開発が期待されている。

2000 年時点の石炭埋蔵量は 10.5 億トンとなっている。石炭の埋蔵は主にサラワク州、サバ州に賦存していることから、生産地から消費地までの距離が遠く、また、採掘現場へのアクセスも悪いことから、生産コストが輸入炭と比較して割高となる場合が多い。このためマレーシア産の石炭利用はサラワク州の電力プラント (100MW) 用での利用に限定されており、石炭供給の大部分は輸入炭となっている。

石炭の利用に関しては、先述の通り発電におけるガス火力発電への依存度が高くなりす

⁴⁰ エネルギー供給にはバイオマス、太陽光等の非商業エネルギーは除く。また天然ガス供給については LNG による輸出、フレアガス、リインジェクションガスは除く。

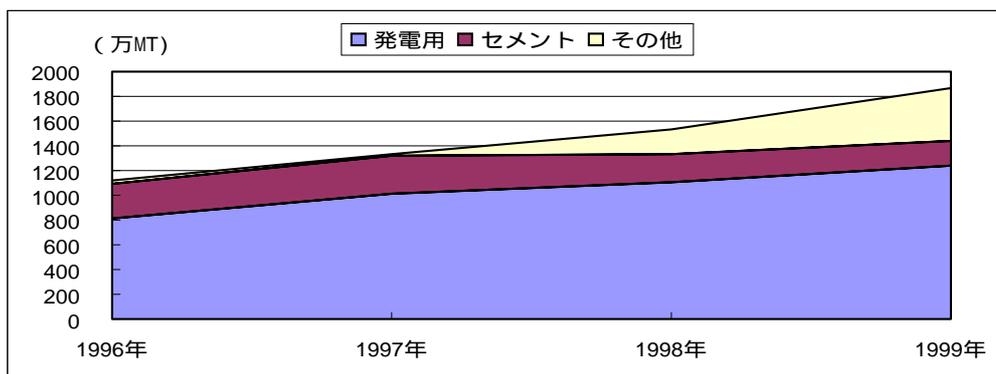
ぎてしまったため、石炭火力による発電割合を増加させようとしている。第8次五カ年計画によれば、計8800MWの発電能力拡張計画のうち3800MWが石炭火力によるものとなっている（前出表3-1-5）。しかしながら環境負荷の大きい石炭火力発電所の建設には環境保護団体の非難が上がっている。このため、発電所の脱硫装置の設置等を通じた環境対策を実施し、2005年までに石炭火力による発電割合を30.3%まで増加させることを目標としている（前出表1-4）。

インドネシア

2000年末時点で、インドネシアの石炭確認埋蔵量は石油換算52.2億トン、可採年数は68年（BP統計）となっている。このため、天然ガス同様石炭も石油代替エネルギーとして重要な位置付けにある。石炭生産量は1994年の3287.7万トンから1999年には7364.8万トンまで増加、1999年には5518.1万トンが主に日本、台湾、韓国、マレーシア、タイ、フィリピン向けに輸出された。

国内消費量は1996年の1125.4万トンから1999年には1866.7万トンまで増加しており、1999年の場合、約7割弱が発電用として消費されている（図1-4）。この背景には、石炭の発電単価が他燃料と比較して安価であることが挙げられる⁴¹。このため、インドネシア国営電力公社であるPLNのほかにもIPPも燃料として石炭を選択する機会が多かった⁴²。このようなことから、発電電力量に占める石炭の割合は、1989年の22.3%から1999年には30.1%まで増加している（表1-10）。一方、発電電力量に占める石油の割合は、1999年時点で19%まで減少している。

図1-4 インドネシア国内の石炭利用



(出所) インドネシア米国大使館「Coal Report」より作成

⁴¹ ちなみに、インドネシアの石炭の発電単価は1.4セント/kWhで、天然ガスの2.5セント/kWhと比較して大幅に安いといわれている。

⁴² 1999年末時点におけるIPPによる発電能力は1890MWで、うち1230MWは石炭火力である。

表 1-10 インドネシアの発電電力量の推移

(単位：GWh)

	石炭	石油	天然ガス	水力	合計
1989年 (構成比)	9324 22.3%	24045 57.5%	804 1.9%	7637 18.3%	41810 100%
1994年 (構成比)	13933 26.1%	15707 29.4%	14993 28.1%	8781 16.4%	53414 100%
1999年 (構成比)	25368 30.1%	16036 19.0%	30778 36.5%	12098 14.4%	84280 100%
平均伸び率(1989/1994)	8.4%	-8.2%	79.5%	2.8%	5.0%
平均伸び率(1994/1999)	12.7%	0.4%	15.5%	6.6%	9.6%
平均伸び率(1989/1999)	10.5%	-4.0%	44.0%	4.7%	7.3%

(出所) IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

PLNによると、インドネシアの電力需要は2001 - 2010年の間年平均で8.9%増加することが見込まれており、そのための電源として10年間で24630MWの発電能力拡張が必要としている。しかし電源開発は、PLNの財務状況が悪化し新規電源への投資が困難な状況となっているためIPPが中心となっている⁴³。今後の電源開発としては、現在22件・発電能力9425MWのIPPプロジェクトが存在しており、うち8件・5470MWが石炭を電源としたプロジェクトとなっている。このためインドネシアでの石炭利用は今後も電力用を中心に増加していくことが予測されよう。しかし、これらIPPプロジェクトによる発電電力を財務状況が悪化しているPLNが引き受けることができるかは不透明な部分も多く、これら計画段階のプロジェクトが予定通り進行すること、発電用としての石炭の利用拡大を楽観視することはできない⁴⁴。

1-1-3. 水力、新・再生可能エネルギーの利用促進

ASEAN 諸国では、石油代替燃料として、天然ガス、石炭の利用促進を進める一方で、ポテンシャルの大きい水力および再生可能エネルギーの利用にも関心が高まっている。フィリピン、インドネシアは世界有数の地熱発電能力を有しており、このほかにもバイオマスの利用も進んでいる。これら再生可能エネルギーの開発を進める背景には、

⁴³ 2000年におけるPLNの連結純損失額は24兆6100億ルピアとなっている。

⁴⁴ IPPからの電力購入価格がKWhあたり約7セントなのに対して販売価格は約3セントとなっていることや、PLNが購入する電力価格はドル建てとなっている為ルピア安によって負担が大きくなる。このことがPLNの財務状況を一層悪化させる要因となっている。このためPLNは購入電力料金の引き下げをIPP要求しているが、IPPとの交渉は一部を除き暗礁に乗り上げている。

- ・ 基本的に国産エネルギーであること、
- ・ 水力、地熱、風力、太陽光等については特に利用段階では排出物等による環境負荷が小さいこと、
- ・ 電力利用の場合、既設の送電網のない農村部、離島等において分散化電源として利用できること、

等の要因が指摘されている。

しかしながら、これら再生可能エネルギーの利用は、技術開発の進展はあるものの未だ高コストなものであり、現状では利用が制限されている場面も多い。このようなことから ASEAN 諸国では、各国政府が再生可能エネルギーの開発・利用促進のために補助金制度の検討または導入を行うことで利用促進を図っている。以下では、ASEAN 主要国の水力、新・再生可能エネルギー利用の現状を整理する。

タイ

タイ政府は、将来の適切なエネルギー供給の確保という観点から、経済的に実施可能で環境負荷が少ないあらゆる資源に関心を持っており、その中で、再生可能エネルギーは極めて有効なエネルギーと認識している。しかし、様々な分野で技術開発が進み、生産コストが低下してきてはいるものの、在来型エネルギーに比べれば依然として高コストであることには変わらない状況にある。

このような中、政府としては再生可能エネルギーの利用を促進する目的で「Energy Conservation Promotion Fund」(ENCON Fund)を設立し、バイオマス、太陽光、風力、農業廃棄物等に対する資金援助を行っている⁴⁵。同基金は基本的に省エネプロジェクトへの援助を目的としており、再生可能エネルギープロジェクトに対する補助金は自発的プログラムと呼ばれ一定の基準が設けられている。1995年以降この基金の援助を受けたプロジェクトは増加しており、2000年9月時点で計10プロジェクト・6億9482万バーツが承認を受けている⁴⁶。

2000年9月、電源開発はEGATと共同でタイでのもみ殻やゴムの木の廃材を燃料としたバイオマス発電事業に参入することを表明した。計画によれば発電所を2基建設する予定で、もみ殻を燃料としたプラントは10MW、ゴムの木の廃材を燃料とするプラントは22MWの発電能力ということである。2001年8月には入札によって明電舎・住友商事がもみ殻プラントの建設を受注し、10月に建設に着手した。2003年3月完成予定となって

⁴⁵ ENCON プログラムの詳細は 1-1-4- を参照。

⁴⁶ このほかに、再生可能エネルギー等に関する研究開発等に補助金が与えられている。

おり、発電電力は EGAT に販売する予定である。なお、完成するとタイ最大のもみ殻発電プラントとなる。また、電源開発は 2001 年 12 月、タイの IPP 企業であるガルフ・エレクトリックの株式を 50% 取得した。その後 2002 年 1 月、ガルフ・エレクトリックはタイ南部でバイオマス発電所 2 基 (合計 20MW) を建設する計画であることが報じられている。

電源としての水力の利用としては、メコン川流域の水力を開発するプロジェクトが存在している。これは「グレーター・メコン流域地域総合電力開発」と呼ばれ、マスタープランの作成が日本政府の協力の下で実施されている。この結果、以下の 4 つのプロジェクトが実行性の高いプロジェクトとして検討が進められている。

- ・ ラオスの Sekong 水力発電プロジェクトからタイおよび南ベトナムへの送電
- ・ ラオスの Nam Theun 水力発電プロジェクトからタイおよびベトナム北部への送電
- ・ ラオスのピエンチャンからタイの Nong Khai への送電
- ・ 中国の Yinghong からタイ北部への送電

ちなみに、最近の再生可能エネルギーの生産実績は下表 1-11 のとおりとなっており、この間に大きな変化は見られていない。しかし、NEPO によると、ENCON Fund を通じ一次エネルギー供給における再生可能エネルギーを 2016 年までに石油換算で 23065 トンまで増加することを見通している。

表 1-11 タイの再生可能エネルギー生産実績

	一次エネルギー供給 (1000toe)				発電量 (GWh)			
	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃ゴミ	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃ゴミ
1998	66476	445	13327	126	90069	5177	2	699
1999	70415	278	13830	179	90067	3234	2	989

(出所) IEA 「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

フィリピン

フィリピンでは、環境問題の高まりと離島でのエネルギー源の確保のために、石油代替エネルギーとして再生可能エネルギーの導入が進められている。2000 年時点の再生可能エネルギーの利用は、木材、ココナツ残渣油、バガス⁴⁷等のバイオマスの占める割合が大半となっている (表 1-12)。

⁴⁷ さとうきび等の絞り粕

表 1-12 フィリピンの再生可能エネルギー利用（2000年）

	重油換算万バレル	比率
バイオマス	7490	99.8%
木材	(3810)	(50.6%)
ココナツ残渣油	(1160)	(15.4%)
バガス	(1070)	(14.2%)
その他バイオマス	(1450)	(19.6%)
太陽光	20	0.2%
合計	7510	100%

(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

また、今後の再生可能エネルギーの利用も基本的にはバイオマスが中心になっていくと考えられている(表 1-13)。このような目標を達成するため、フィリピン政府は、再生可能エネルギーに関する研究開発の促進や利用に関する補助金制度を確立していく方針である。

表 1-13 フィリピンの再生可能エネルギー利用見通し

(重油換算万バレル)

	2001年	2002年	2004年	2011年
バイオマス	7780	7880	8670	11100
木材	(4420)	(4470)	(4870)	(6120)
ココナツ残渣油	(1200)	(1220)	(1330)	(1700)
バガス	(1110)	(1120)	(1230)	(1560)
その他バイオマス	(1050)	(1070)	(1240)	(1720)
風力	0	40	40	200
太陽光	20	20	30	90
その他	0	0	0	130
合計	7800	7940	8740	11520

(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

電源としての水力に関しては、環境破壊等の問題があるものの化石燃料を利用しない国産エネルギーであること、大気汚染物質の排出が少ないこと、ポテンシャルが大きいこと⁴⁸、

⁴⁸ Philippine Energy Plan 2002-2011 によれば、フィリピンの潜在的な水力資源は 13000MW といわれている。

電力用以外にも灌漑用・治水用・飲料用としての利用が可能なこと等のメリットがあるため重要であると認識されている。特に、小型水力の利用は地方や離島での利用に有効との認識を有しており導入が進められている。水力設備全体に占める小型水力の設備容量は決して高くないが、電化の進んでいなかった地方や小島への導入が進めば、住民の生活レベルは確実に向上することになる。

また、フィリピンはアメリカに次ぐ地熱発電設備を有している。2000年時点で全発電容量(13264MW)に占める地熱の割合は約14.6%(1931MW)であり、2000年の発電電力量(45290GWh)に占める地熱発電による発電電力量の割合は約26%を占めている。今後の開発については、新規探鉱とともに既存の地熱地帯の再開発を進めていく方針である。計画によれば、2011年までに970MWの設備容量追加が期待されている。

風力に関してはルソン島を中心に70000MWの潜在能力を有していると考えられており、2011年までに約400MWの導入を目標としている。

マレーシア

先述の通り、マレーシアでは4燃料政策が展開されているが、新たに5番目の燃料としてパームオイルや樹木の廃棄物を利用したバイオマス、太陽光、風力などの再生可能エネルギーを位置付け、その開発を行っている。なお、マレーシア政府は1997年に開催された世界太陽サミットにおいてアジア太平洋地域の調整役を果たし、1999年に開催されたWorld Renewable Energy Congress 1999では今後の同国の経済発展計画において太陽光エネルギーの開発に力を注ぐ方針を打ち出すなど、再生可能エネルギーの開発と利用については積極的な姿勢をとっている。ただし、いずれもプロジェクトも規模は小さく、かつ高コストであるため、経済性に問題があるといわれている。

しかし、再生可能エネルギーの利用促進は送電網が建設できない遠隔地などでの電力供給を果たすことが可能であると考えられており、マレーシア政府は2005年までに発電電力の5%を再生可能エネルギーで賄うことを目標として掲げている。

太陽光発電については、無電化地域の多いサバ州を中心に導入が進められている。地方開発省(Ministry of Rural Development)が中心となり、1997 - 2002年までに10000ユニット導入することを目指している。また2002年以降においてもこの活動は継続される見通しである。TNBでも地方電化のために太陽光発電の研究が進められているが、実際に採用されるケースは限定されている。この背景には、

- ・ 太陽光発電設備のコストが高い、
- ・ マレーシアには雨季があり、稼働率が低い、

・ 小型の太陽光発電の場合、電力多消費機器（冷蔵庫等）を賄えない等の理由がある。

バイオマス発電に関しては、パームオイル工場での導入が期待されている。1998年時点でマレーシアには328箇所のパームオイル工場があり、これらの工場で消費されるパーム椰子の殻・果実かす・繊維を活用してボイラーを焚き、自家発電を行うといったものである。

発電電源としての水力の利用に関しては、ポテンシャルの高いサラワク州での開発が期待されている。マレーシアの2000年における可能開発な水力発電規模は推計で29000MWと考えられており、うち約69%がサラワク州に存在している。しかし、サラワク州は需要地（主にマレー半島）からの距離が遠いため開発はあまり進んでいないのが現状である。1994年にはサラワク州のレジャン川上流に2400MWの水力発電所を建設する大規模な水力開発プロジェクト（バクンプロジェクト、総費用200億リング）が始動した。しかし、このプロジェクトは、その後発生した通貨危機発生に伴う経済情勢の悪化によって無期限延期が発表された。2001年2月には規模を見直してプロジェクトを推進していくことが新たに打ち出されたが、建設工事は今後の電力需要を見ながら進めていく方針であるため、正確な数値はわかっていない。しかし、マレー半島に至る電力用海底ケーブルの敷設が中止されたことなどから判断すると、大幅に規模は縮小される可能性が高い。なお現在、建設業者の入札が行われており、2002年6月の着工予定となっている。

マレー半島でも水力の開発は進められている。マレー半島東部のクニ - ル水力発電所（400MW）の増設プロジェクトはその一つである。同計画では300MWの発電所建設工事を2002年秋にも開始する見込みで運転開始は2007年を予定している。なお、同プロジェクトのコンサルタント業務を東京電力が請け負っている。

表 1-14 マレーシアの再生可能エネルギー生産実績

	一次エネルギー供給（1000toe）				発電量（GWh）			
	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃 ゴミ	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃 ゴミ
1998	43588	417	-	2395	60671	4852	-	-
1999	42650	647	-	2452	65189	7520	-	-

（出所）IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

インドネシア

インドネシア政府は天然ガスや石炭を効率的に利用することで国内の石油消費を抑えよ

うと努力しているが、その他にも水力、地熱、太陽光、風力、波力などのエネルギー開発も奨励している。インドネシアの再生可能エネルギーの開発は、エネルギー鉱物資源省電力エネルギー開発総局が管轄しており、地熱に関しては石油ガス総局が管轄している。

インドネシアでは特に地熱発電のポテンシャルが高く、推計によれば約20000MWの発電能力を有していると考えられている。1983年より西ジャワでの商業化が始まったが、現在利用されているのはそのうち525MWにすぎない。2000年8月にはプルタミナとPLNが西ジャワで地熱発電プロジェクトを行うことを発表した。これによれば、プルタミナが地熱開発、PLNが発電所の運営面で協力することになっている。また、2001年2月には両社が地熱発電の合弁企業を設立し、未開発地域の開発を行っていく計画であることがプルタミナから発表された。しかし2001年10月、2002年のプルタミナの国庫納入額が純利益の10%から50%に引き上げられたことを受けて、プルタミナがプロジェクト案件の延期を表明するなど具体的な進展はまだ見られない。

水力も推計約75000MWのポテンシャルを有しているといわれている。パプア、カリマンタン、スマトラでの開発が検討されているが、高コスト、需要地からの距離などの問題から現段階ではそのわずか4%程度が開発されているに留まっている。

その他に、1998年には全国100万世帯に対して太陽光発電装置を提供するプロジェクトの実施が発表されている。しかしながら他の再生可能エネルギーの開発同様、著しい成果を挙げまでには至っていない。

表 1-15 インドネシアの再生可能エネルギー生産実績

	一次エネルギー供給 (1000toe)				発電量 (GWh)			
	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃 ゴミ	合計	水力	地熱 太陽光等	可燃 ゴミ
1998	131615	830	2250	46039	77903	9649	2616	-
1999	136121	806	2346	46644	84280	9370	2728	-

(出所) IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

1-2. 省エネルギーの促進

先進国同様、ASEAN 諸国でもエネルギー利用効率の向上、省エネの促進はエネルギー政策上重要な問題と認識されている。これは、省エネの推進が、

- ・ エネルギー輸入の抑制とエネルギー自給率の向上
- ・ エネルギー消費に伴う環境負荷の低減
- ・ マクロ的に見て、エネルギーコストの引き下げによる経済競争力の向上

等に貢献するとの認識に基づいている。

しかしながら、実際の実施に関しては省エネルギーの促進に対する補助金プログラムを実施している国から重要性は認識するものの未だ有効な政策が立てられていない国まで様々である。また補助金プログラムを実施している国においても、現時点ではエネルギー消費原単位の推移から見れば、大幅な改善が図られているとは言い難い。この理由としては、経済発展による産業活動の活発化が進む ASEAN 諸国ではエネルギー消費機器の普及・利用拡大によるエネルギー消費そのものの増大が避けがたいことが挙げられる。

このことは今後においても同様であると考えられる。そのため、今後の ASEAN 諸国の省エネルギー政策の進展に関しても決して容易なことではないと推測される。以下では、ASEAN 主要国の省エネルギーに対する取組みを整理する。

タイ

タイでは、1992 年に制定された「省エネルギー促進法(Energy Conservation Promotion ACT)」に基づき、DSM (Demand Side Management) や省エネルギープログラムを 5 カ年計画の下で実施している。現在は第 2 次 5 カ年計画 (2000 年 - 2004 年) に入っており、先述の ENCON Fund を通じた補助金の支給を中心にプログラムが策定されている。プログラムは下記表 1-16 のように強制的プログラム、自発的プログラム、補完的プログラムから構成されている。

これによれば、工場、ビルに関する省エネは強制的プログラムと自発的プログラムに分けられる。強制プログラムの対象となるのは 1000kW 以上の指定された消費者である。具体的には、指定消費者 (オーナー) に対し、エネルギー管理者の設置、エネルギー消費量の報告義務を課し、省エネコンサルタントによるエネルギー検査のための補助金の申請、エネルギー検査報告書の提出、省エネ目標および計画の立案と省エネ設備投資への資金補助の申請を通じて産業および業務部門の省エネを推進するといった内容となっている。なお、自発的プロジェクトでは、基準に該当すれば補助金の交付を受けることができる。なお、これらのプログラムについては、NEPO のホームページ (<http://www.nepo.go.th>) にすべて掲載されている。

表 1-16 ENCON プログラムの概要

<p><u>強制的プログラム</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 政府建物の省エネ ・ 既存の指定された工場、ビルの省エネ ・ 計画、建設中の指定された工場、ビルの省エネ ・ プログラムの周知活動
<p><u>自発的プログラム</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 再生可能エネルギーの利用促進 ・ SPP の再生可能エネルギー利用促進 ・ 既存の指定されない工場、ビルの省エネ ・ 研究、調査、開発
<p><u>補完的プログラム</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 人材開発 ・ プログラムの周知活動 ・ 管理、監視活動

(出所) NEPO HP より作成

また、電力分野での DSM については EGAT が 1991 年から検討を始め、1993 年末より正式に取り組んでいる。当初 5 年間実施した成果としては、初期の目標として設定していたピーク需要量 238MW、発電量 1427GWh を上回る省エネを達成した。最近の計算ではピーク需要 614MW、発電量 29 億 kWh の節約を達成したとしている⁴⁹。

このように省エネの強化に務めてはいるものの、エネルギー消費原単位を見てみるとあまり効果が現れていないのが実情である (表 1-17)。

表 1-17 タイのエネルギー消費原単位の推移

(単位:石油換算トン/1,000 US\$1995 年)

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
0.18	0.18	0.18	0.17	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.20

(出所) IEA 「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

しかし、2001 年 5 月、第 3 次五カ年計画の策定に関するワークショップが開催され、2004 年以降、年間エネルギー消費の増加率を 75%まで削減することが提案された。これ

⁴⁹ Asian Energy News (1999-10)

に伴い、この目標を達成すべく新たな枠組みの検討が始まっている。このような大胆な省エネルギー政策が検討されはじめた背景には、1999年以降の石油高価格とタイバーツの下落が大きく影響している。2000年、石油価格の高騰によってタイは3780億バーツ（70億ドル）の輸入代金を支払ったといわれており、このことが省エネを一層促進するドライバーとなっているという（The Nation 01-5-5）。

フィリピン

フィリピンエネルギー省（DOE）では、1980年代から省エネルギー政策を展開している。エネルギー効率改善や省エネルギープログラムは、産業部門、商業部門、交通部門、家庭部門の全てをカバーしている。政府がこのような省エネ政策を展開してきた背景には、エネルギーを効率的かつ賢明に現在ある資源をベースとして使用することが、エネルギー・電力価格高騰のインパクトを緩和することにもつながるという考えがあった。DOEは以下の目標を掲げ効率的に計画を進めている。

- ・ エネルギー利用について消費者の理解を高める、
- ・ 生産性を制約することなく、消費者のエネルギー支出を低下させる、
- ・ 生産能力拡充の条件を減らす、
- ・ 温室効果ガスの排出を削減する、

また、こうした目標達成のためのプログラムとして、

- ・ エネルギー管理サービス、
- ・ 情報と教育に関するキャンペーン、
- ・ 利用時のシステムロスの削減、
- ・ 発電所の熱効率の向上、
- ・ DSMの推進

等を計画的に進めている。このようなプログラムの推進によって、2000年には210万重油換算バレル（発電能力換算117MW）の省エネを達成した。また2011年時点では780万重油換算バレルの削減を目標としている（表1-18）。

表1-18 フィリピンの省エネルギー目標

（単位：万重油換算バレル）

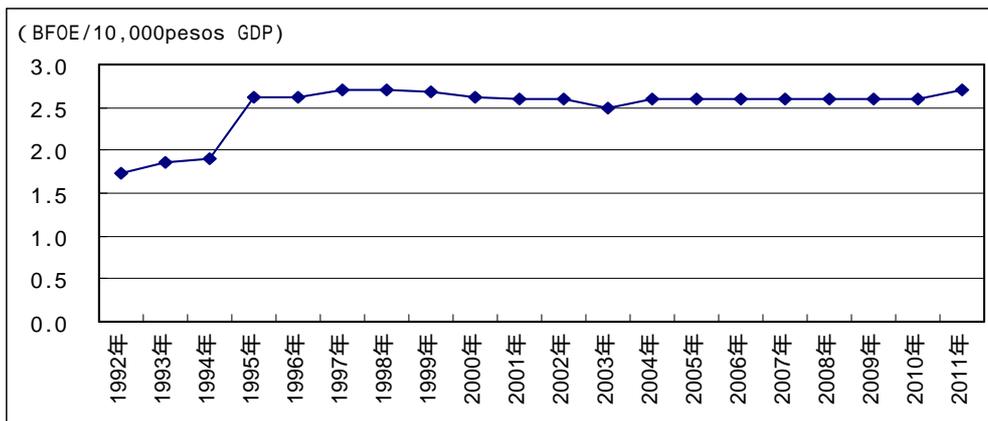
	2001年	2002年	2004年	2011年
省エネルギー量	510	580	630	780

（出所）Philippine Energy Plan 2002-2011より作成

しかし、2000年の目標省エネ量が460万重油換算バレルであったことから考えると、達成率はわずか46%であり、省エネ量自体、1999年の240万重油換算バレルを下回って

いる。また、エネルギー消費原単位の見直しを見てみると1995年以降ほぼ横ばいで推移し、また2001年以降2011年までもほぼ横ばいで推移することが予測されている(図1-5)。このようなことから、エネルギー消費削減計画の効果はあまり大きくないといえる。

図1-5 フィリピンの消費原単位の推移と見直し



(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

注：2001年以降は見直し。Low GDP Scenario

シンガポール

エネルギー資源の乏しいシンガポールでは、省エネルギー、エネルギー利用の効率化、環境問題に関する意識が高く、政府もこの問題に対する対策を展開している。ただし、これら問題への対策は直接規制ではなく、主に価格政策という経済手法を導入している。

シンガポールでは、交通渋滞の緩和を目的に自動車の購入価格を高くすることで、自動車の保有台数を抑制する政策を展開している。マイカー所有者に「自動車を保有する権利」を取得することを義務付けられており、この権利は自動車の購入希望者による入札によって価格が決められる。政府が発行するこの権利は枚数があらかじめ決められていることから、シンガポールの自動車保有コストは世界一高いといわれている⁵⁰。また、自動車が街の中心部や商業地に入る際に自動的に通行料がかけられる電子式道路通行料金徴収システム (Electric Road Pricing : ERP) を1998年に導入した。これらの政策は主に交通渋滞の緩和のために導入されたものであるが、自動車の保有台数を制限することで、自動車の排気ガス抑制や省エネの効果も期待される。

また、節電に関しては、公共施設局 (Public Utilities Board : PUB) が工業・商業部門のユーザーに電力の効率的利用のコンサルタントを実施している。また建築物・建設工事

⁵⁰ この権利は入札によって変動するが、最近では190-200万円となっている。

局が管轄する建築規制の中に、建築物の設計基準としてエネルギー節約基準が定められている。

しかしながら、このような政策を展開するものの、シンガポールでは産業活動の活発化によって一次エネルギー消費は堅調に増加しており、エネルギー消費原単位をしてみると、1990年代を通じて省エネルギーはほとんど進展していないことがわかる（表 1-19）。

表 1-19 シンガポールのエネルギー消費原単位の推移

（単位：石油換算トン/1,000 US\$1995 年）

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
0.31	0.31	0.33	0.36	0.4	0.32	0.31	0.32	0.28	0.27

（出所）IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

マレーシア

マレーシアの省エネルギーについては、1991年に National Energy Efficiency Program が策定され、エネルギーの効率的利用に関するシステム、設備、建造物の開発促進が図られてきた。1998年5月にはエネルギー通信・マルチメディア省の下部組織として Malaysia Energy Centre (PTM) が設立され、エネルギー分野における様々な研究開発の強化、エネルギーコンサルタント、エネルギーの効率的な管理に資するためエネルギー関連情報のデータベース化等に取り組んでいる。具体的なプロジェクトとして PTM は、エネルギー多消費産業 8 部門⁵¹の資源の有効利用を高めることや環境に対する負荷を軽減するため、1999年8月から2004年までの4年間、国連 UNDP/Global Environment Facility (GEF) の支援を受け、包括的なエネルギー効率改善プロジェクトに取り組んでいる。

しかしながら、これまでのところエネルギー価格が低く抑えられていること等もあり、国民全体の省エネに対する意識があまり浸透しておらず、エネルギー消費原単位でも省エネはほとんど進展していないのが現状である（表 1-20）。

表 1-20 マレーシアのエネルギー消費原単位の推移

（単位：石油換算トン/1,000 US\$1995 年）

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
0.23	0.25	0.26	0.26	0.24	0.25	0.24	0.26	0.26	0.24

（出所）IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

⁵¹ 鉄、セメント、紙パルプ、木材、ゴム製品、食品加工、繊維、ガラス・窯業の 8 部門。

インドネシア

インドネシアでは、1979年より省エネ機器に研究開発や啓蒙教育等の省エネ運動が広まった。1980年以來、エネルギー国家方針を策定するエネルギー調整会議（BAKOREN）が省エネに関するマスタープランを策定している。1998年に発表されたマスタープランでは「次世代のためのエネルギー開発面・消費面双方での省エネ活動の推進」が打ち出されている。

1988年には世界銀行の支援プロジェクトとして産業用エネルギーの省エネプロジェクトが実行された。このプロジェクトは肥料会社のアンモニア工場におけるエネルギー消費効率化プロジェクトである。

しかし、1997年の経済危機以來、資金不足が発生した影響もあり省エネプロジェクトはあまり進んでいない。また、具体的な省エネ指標や省エネ促進のためのインセンティブ等優遇制度も確立できていない状況となっている。

表 1-21 インドネシアのエネルギー消費原単位の推移

（単位：石油換算トン/1,000 US\$1995年）

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
0.24	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.21	0.24	0.25

（出所）IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2001 Edition」より作成

1-3．石油供給セキュリティの強化

このように、ASEAN 諸国では、石油依存度の低下や石油輸入の抑制のため、天然ガス、石炭、再生可能エネルギーの利用といったエネルギー源の多様化政策や省エネルギー政策を展開している。このような様々な政策はエネルギーセキュリティの向上に一定の効果をもたらすものと考えられる。しかし、政策の成果の度合いにもよるが、今後も石油供給の一定割合を輸入に依存していくことは避けられない状況にあると考えられる。このため、石油供給自体のセキュリティを強化するための政策・戦略も重要な問題となっている。石油供給の安定的な確保策としては、

- ・ 海外石油開発への参入、
- ・ 購入先である産油国との関係の強化、
- ・ 石油輸入源の多様化、
- ・ 石油備蓄体制の強化

等が考えられる。

また、これ以外に米テロ事件の発生を受けて、自国内の石油（天然ガス）関連インフラ

のセキュリティを強化するなどの新たな動きも出ている。このことに関しては、フィリピンでは開発・生産中のカマゴ・マランパヤプロジェクトにかかわる生産・輸送施設付近一帯の民間船舶の近づけない「Safety and Exclusive Zone」設定が加速された。また、マレーシアでもペトロナスがテロ直後に PSC コントラクターを召集し、石油・天然ガスの生産現場の保安徹底を指示する等、セキュリティの強化が図られている。

1-3-1．海外上流開発への参入

ASEAN 諸国では自国内の石油資源の乏しさ、近年の生産の伸び悩みから、石油供給セキュリティの確保策として海外の上流部門に進出、海外資源へのアクセスを目指す動きも見られる。こうした動きは、現状ではマレーシアのペトロナスが主導的な役割を果たしているが、近年その他の ASEAN 諸国石油会社も海外への進出に関心を高めつつある。

現時点でペトロナス以外の石油会社の取組みは、海外での大規模投資を実施するだけの資金余裕がないこと、現時点で取り組んでいる自国内の開発プロジェクトが優先していること等から限定的ではある。しかし最近では、2002年1月にペトロナス、インドネシア・プルトamina、ベトナム国営ペトロベトナムの3社が各国領海内を共同開発することで合意するなど、新たな展開も見られている。以下では、ASEAN 主要国の海外上流部門への進出動向を整理する。

タイ

タイの原油自給率は2001年度でわずか7.9%となっている(後出表1-22参照)。このため政府は、タイ企業による海外でのエネルギー開発プロジェクトへの参加がタイ国内のエネルギー安定供給の向上に資するとの観点からこれを奨励している。2001年6月にはタクシン・タイ首相がカンボジアを訪問した際、両国の懸案事項であった領海問題に関連して、石油ガス資源が存在するといわれている同領域での共同開発を行うことで合意した。また、PTTが約60%出資する開発生産子会社 PTTEP は主に中東(イラン・オマーン)、東南アジア(インドネシア)を重点地位置として今後の海外活動を展開していく方針としている。同社は先述の JDA の2鉱区でペトロナスとの共同開発を行っているほかに、以下のような海外展開を図っている。

- ・ 2000年8月、ベトナム沖合のブロックBおよびブロック48/95、ブロック52/97に10%の権益を取得。同鉱区では2000年に計8本の探鉱井が掘られている。
- ・ 2001年12月、インドネシアの石油・天然ガス開発大手のメドコ・エネルギー・インターナショナルの筆頭株主であるニューリンク・エナジー・リソーシーズの株式40%を取得。2000年末時点でのメドコ保有の油田・ガス田の確認埋蔵量は石油換算で3億1500万バレル、うち70%が原油となっている。
- ・ 2002年2月、ベトナム沖合のブロック9-2および16-2の権益をそれぞれ25%、15%

を買収することを発表。2002-2003年にかけて5000万ドルを投資し試掘予定。

このように PTTEP の活動は、近年その動きが活発化しつつある⁵²。同社は 2002 年の上流部門支出においても前年比で 74% 増の 103 億バツに引き上げる方針としている。しかしながらこのうちの約 8 割がタイ湾周辺の 3 事業に振り分ける予定となっている事から考えると、現時点では海外上流部門進出よりむしろ国内資源開発に重点を置いていると考えられる。

フィリピン

フィリピンでは、先述のカマゴ・マランパヤガス田のような国内資源開発が最優先課題となっており、積極的な海外上流事業への参加は図られていないのが現状である。海外上流部門への進出計画としては、フィリピンでは、1999 年 11 月にイラクとの間でブロック 9 の油田開発交渉を実施していくことで合意していたがその後進展は見られていない。

マレーシア

マレーシアでは、国内石油資源には限りがあるという認識の下、1990 年代からペトロナスによる積極的な海外上流部門への進出が展開されてきた。これまでのペトロナスによる主要な海外事業は、

- ・ イランの Sirri A および E 油田開発への参加、
- ・ イランのサウスパースガス田開発（フェーズ 2・3）への参加、
- ・ スーダンのブロック 1・2・4 の開発への参加、
- ・ ベトナム沖合の 3 油田（Ruby、Emerald、Topaz）の開発プロジェクトへの参加、
- ・ アンゴラのブロック 24 の探鉱プロジェクトへの参加、

などが挙げられるが、この他にもアルジェリア、ナイジェリア、チャド、バーレーン、中国など十数カ国で事業を展開している。また、南アフリカ・Engen の子会社 Energy Africa への資本参加を通して北海、西アフリカ等での探鉱・開発に参加したり、ミャンマー、インドネシア等アジア地域において石油・ガス上流資産を豊富に有しているプレミアオイルに資本参加したりする等、多面的な事業展開を行っている。

最近では、インドネシア・プルタミナ、ベトナム国営石油会社であるペトロベトナムと共に 3 国のオフショア鉱区を共同開発することで合意した。これに基づき 3 社はインドネシアの中央ジャワ・Kendal、ベトナムのナムコンソンエリアのブロック 10・11、マレーシアの沖合鉱区を共同開発することになっている⁵³。また 2001 年 12 月には、シェルとの

⁵² この他に、天然ガスを生産しているミャンマーのヤダナ・イエタグンガス田にそれぞれ 25.5%、14.1667%の権益を所有している。

⁵³ 各鉱区の権益比率は、ホスト国が 40%、残りを 2 社が分け合うことになっている。

間でペトロナスがマレーシア国内に持つ権益とシェルがエジプトに持つ権益のスワップ取引を実施している。

なお、ペトロナスは2005年時点で海外事業を通して全事業収入の30%を確保するとの長期見通しを持っているが、1998年度(33.7%)、1999年度(32.2%)、2000年度(32.2%)、2001年度(31.3%)といずれも目標をクリアしている。

インドネシア

インドネシアはOPECにも加盟している石油輸出国であり、これまで国内開発を優先し、海外事業に対する関心は決して高くなかった。しかし、国内石油生産が低迷していることに加え、2001年2月に提出された第三次石油・ガス改正案が2001年10月に成立し、インドネシア国内の石油・天然ガス事業が民間・外資に開放されプルトミナの権限が大幅に削減されることとなった。

こうした状況に対応すべく、プルトミナは今後、中東、東南アジア、アフリカ等海外での事業展開を図っていく方針であることを表明している。具体的な海外上流部門への進出案件としては、2001年3月、ペトロベトナムとの間で両国の石油・ガス上流部門で協力していくことでMOUを締結した。これに基づきプルトミナはメコンデルタ近隣のブロック17を含むベトナム沖合の鉱区で探鉱・開発を行うことになっている。さらに2002年1月には、ペトロナス、ペトロベトナムとの間で各国領海内を共同開発することで合意している。

このように石油・ガス法の改正を睨んでプルトミナの海外での上流事業への取組みは2001年以降活発化している。しかし2002年度に関していえば、プルトミナの国庫納入額が純利益の10%から50%まで引き上げられたことで、プルトミナは一部の投資案件(国内開発案件)の延期を決定せざるを得ない状況となっている。従って、このような展開はあるものの、資金面から見てプルトミナの海外事業拡大は決して楽観視はできない状況となっている。

1-3-2. 原油購入先である産油国との関係の強化

石油供給セキュリティの強化の一環として産油国との資本関係や政治・経済関係の強化という方策もある。またその一環として自国石油下流部門へ産油国の投資を呼び込み、石油輸入を確保するという戦略もある。

現状では、ASEAN諸国の石油下流市場における下流部門での合弁・戦略提携に関しては、基本的にはプロジェクトの経済性・採算性を重視したスタンスがとられており、産油

国に対しての特別なインセンティブはない模様である。また、このようなスタンスは経済の自由化が進展する中で今後も継続して行くと考えられる。

しかし、ASEAN 諸国の石油輸入増加の度合い・速度や国際石油市場の需給動向如何によっては、石油供給セキュリティに対する認識に変化が生じ、その結果として産油国との合弁事業に付与される重要性が増大する可能性もある。

タイ

タイは中東産油国の中でも特にクウェートとの間で深い関係を有している。クウェート国営石油会社である KPC は 1990 年 1 月、タイのガソリン小売市場に参入し、約 100 軒のサービスステーションを展開している。また KPC はタイ・ペトロケミカル (TPI) による新規製油所建設への参加にも関心を示していたが、経済危機の発生によって同計画は白紙状態となっている。

新規製油所建設に対する産油国の参加に関しては、この他にもタイのスコータイ・ペトロリアムが計画するタイ南部ソククラでの製油所建設計画にサウジ企業が参加することが報じられている (News Net Asia 01-09-04)。この報道によると、出資比率はタイ側 51%、サウジ側 49% になる見込みで、精製能力は 12.5 万 B/D、処理原油は中東から輸入される計画となっている⁵⁴。

この他に経済関係を強化する政策としては、イランとの間でタイがイランから原油を輸入し、その代金をタイ米で支払うという取引も実施している。

フィリピン

フィリピンには現在 3 つの製油所があるが、そのうちの 1 つを運営する PNOC の精製子会社であるペトロンの民営化 (1993 年) に際し、サウジアラビア国営のサウジアラムコが 40% の資本参加を実施している。サウジアラムコの資本参加後、ペトロンに対してはサウジから長期契約ベースで同社製油所の精製能力 (17 万 B/D) の 8-9 割に相当する原油が供給されることになるなど原油調達面で大きな影響があった⁵⁵。フィリピン政府においても、サウジアラムコの参入によって量的な供給確保という点で一定の役割を果たしているとの意見があるようである。

⁵⁴ 同製油所の建設計画は既に 1990 年代中旬から存在していた。もともとアブダビのアル・マンハルグループが同プロジェクトへの参加を検討していたが、その後発生した経済危機によって同グループが撤退を表明、建設計画も凍結状態となっていた。

⁵⁵ なお、1999 年に入って後、サウジアラムコからペトロンへの原油供給は全所要量の 6 割前後まで引き下げられている。

石油下流部門が完全自由化されたフィリピンでは PTT やペトロナスをはじめとする多くの外資・民間企業が販売事業に参入している⁵⁶。基本的にこれら外資・民間の参入は自由競争となっているため、石油供給のセキュリティ面を重視した産油国に対する特別な優遇制度は存在していない。

シンガポール

シンガポールでは、市場メカニズムを重視して経済運営を実施しており、特に産油国との政治・経済関係強化を目的としたプログラムは基本的にない。

しかし、実際には国内の石油海流部門にクウェート資本が進出しており、投資を通じた一定の関係は存在している。具体的には、1990年10月にクウェート国営石油会社である KPC がシンガポール石油販売会社 SPC へ 10.6% 資本参加した。一時 KPC は SPC の株式の買い増しを検討していた模様であるが、シンガポール石油市場での精製マージンの悪化を受けて、実際には行われなかった。なお、同資本関係の構築に伴う SPC に対する KPC からのクウェート産原油の引取り義務はない。

シンガポール石油産業では、精製マージンの低迷を受け、資産整理、人員削減などのリストラを進めているが、精製マージンの低迷は当分続くものと予想される。この点から考慮すると、KPC を含むシンガポールに進出している企業、または今後の参入を検討している企業にとっては投資または投資計画の見直しを迫られる可能性もある。

マレーシア

マレーシアはイスラム国家としてイスラム諸国会議機構（OIC）にも加盟していることから、従来から中東産油国との密接な政治・経済・文化的な関係を有している。また、マレーシア国王のクウェート訪問やマハティール首相のサウジアラビア等中東諸国訪問など、極めて高いレベルでの往訪が頻繁に行われており、友好な関係の維持が図られている。こうしたことに加え、マレーシアは現段階では石油純輸出国であることから判断すると、石油供給セキュリティに関しては一定の安心感が存在しているものと感じられる。

産油国との資本提携に関しては、現段階では産油国によるマレーシア石油下流部門への進出については、現時点で表面化しているものはない。これは、マレーシア側が石油供給セキュリティのため産油国に対して特別なインセンティブを与えるわけではなく、各プロジェクトの経済性・採算性を重視した結果であると考えられる。

⁵⁶ 2001年1月時点で PTT は4箇所のサービスステーションを展開している。

インドネシア

OPEC加盟国であり現状では石油純輸出国であるインドネシアでは、近い将来石油純輸入国に転ずると見られている。このような中で、製油所の新規建設において中東を始めとする産油国資本の呼び込みを中心とした下流部門での協力関係の強化、促進に向けた動きが表面化している。

- ・ 2000年10月、インドネシア（インタンジャヤ・アグロメガ・アバディ）、サウジアラビア（アル・バンドル・インターナショナル・グループ）、中国（チャイナ・ナショナル・エレクトロニック・エクイップメント）の合弁企業が各20%、40%、40%の出資比率でスラベシ州、リアウ州にそれぞれ30万B/Dの製油所を建設することを発表した。2004年運転開始予定。
- ・ また、2001年6月にはインドネシア（プルタミナ）とサウジアラビア（ハイテク・インターナショナル・グループ）は各15%、85%の出資比率で東ジャワ州トゥバンに15-20万B/D規模の製油所を建設することで合意した。2005年運転開始予定。

この他に、クウェート企業との合弁製油所の建設計画、マレーシア企業との合弁製油所の建設計画など多数の製油所建設プロジェクトも浮上している。しかしインドネシアでは、過去にも多数の製油所建設計画が打ち出されてきたが、経済危機の発生、政情不安等によってほとんどのプロジェクトが中止もしくは白紙状態となっている経緯がある。こうした状況から考えると、これらプロジェクトの進展に関しても決して楽観視は許されない。

1-3-3．石油輸入源の多様化

輸入原油の供給途絶リスクを回避する手段の一つとして輸入ソースの分散化が考えられる。輸入ソースの分散化は、供給の安定化に貢献するだけでなく、買い手側からみれば価格・購入交渉においても優位性を高めるといった利点がある。

ASEAN諸国では、原油輸入の大半を中東地域からに依存している場合が多い。特に市場の規制緩和・自由化が進展する中で、企業にとって経済性の追及は世界規模での命題となっており、このことはASEAN諸国においても例外ではない。このため、輸入者は供給途絶リスクはあるものの、輸入ソースの多様化のためにコスト負担をするといった戦略より、自国市場における石油製品需要構成、石油製品の品質、製油所設備、原油輸送料等、原油調達におけるその時々を経済性を追求する戦略にプライオリティを置き、その結果として中東原油の輸入割合が多くなっているものと考えられる。また国としても輸入ソースの多様化を規定することや多様化のための補助金を支出することは、現在進めている規制緩和・自由化政策との矛盾を否定できないという側面を持っている。

また、今後の輸入に関してはその時々を経済性にもよるが、ASEAN 諸国の原油需要ならびに輸入の増大に対する絶対的な供給力等から判断すると、輸入原油の中東依存度は高い割合を維持していくものと考えられる。その意味では輸入ソースの多様化を通しての供給セキュリティの強化は非常に困難なものであると思われる。

タイ

タイの原油自給率は 1997 年の 3.7% から徐々に上昇しているものの、供給のほとんどを輸入に依存している状況に変わりはない。また、原油の輸入先では、中東産油国からの輸入が太宗を占めていることがわかる（表 1-22）。このように中東地域からの輸入が多い背景には、アジア地域の産油国は原油生産量が頭打ち状況にある国が多い中、中東産油国は豊富な埋蔵量を有しているという量的な問題のほかに、中東地域からの輸入が原油輸送費等経済的面でその他地域からの輸入と比較して有利であった結果であると考えられる。

1999 年の原油輸入国を見ると、

- ・ 中東：オマーン、UAE、サウジ、クウェート、カタール、エジプト、イエメン、イラン、イラク
- ・ アジア：マレーシア、ブルネイ、インドネシア、オーストラリア、パキスタン、中国、ベトナム
- ・ その他：ナイジェリア、南アフリカ、イギリス、ガボン等

となっており、タイの原油輸入相手国は多様化されているともいえる。しかし、これも石油会社はその時々を経済性に基づいて輸入原油を選択した結果であり、特に政策的に輸入国の多様化を促進しているわけではない。

表 1-22 タイの原油輸入実績

(単位：千 B/D)

輸入先	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年
中東	562	574	557	500	
アジア	141	96	104	132	
その他	26	9	39	43	
輸入合計	729	679	700	675	678
国内生産	28	29	34	57	58
供給合計	757	708	734	732	736
自給率	3.7%	4.1%	4.6%	7.8%	7.9%

(出所) NEPO 資料、HP より作成

NEPO によれば、タイの原油自給率は徐々に低下してゆくことが見込まれ、2016 年には自給率はわずか 1%まで低下すること、輸入量は 135.2 万 B/D まで増加することが予測されている（表 1-23）。NEPO はこの輸入量の増加に対しては、やはり中東産油国が中心になっていく可能性が高いこと、しかしながら中東原油の輸入には供給途絶等のリスクも存在しているとの認識を有している。

表 1-23 タイの原油供給見通し

(単位：千 B/D)

	2002 年	2005 年	2010 年	2016 年
国内生産	109	127	53	14
輸入	654	717	1093	1352
供給計	763	844	1146	1366
自給率	14.3%	15.0%	4.6%	1.0%

(出所) NEPO 資料より作成

フィリピン

現在フィリピンでは原油供給のほとんどが輸入で賄われおり、今後もこの状況が続くことが予測されている（表 1-24）。従来から輸入原油の太宗を占めているのは中東産原油となっている（表 1-25）。この中で石油供給源の多様化の必要性は早くから認識されていたが、多様化、中東依存度の引き下げはあまり進んでいないのが現状となっている。

表 1-24 フィリピンの原油供給見通し

(単位：重油換算百万バレル)

	2001 年	2005 年	2010 年
国内生産	3.71	15.96	7.24
輸入	106.00	113.27	186.60
供給計	109.71	129.23	193.84
自給率	3.4%	12.4%	3.4%

(出所) Philippine Energy Plan 2002-2011 より作成

注：Low GDP Scenario

輸入国別ではサウジ、イラン、UAE が上位を占め、この 3 カ国からの輸入が 7-8 割を占めている。政府としては、サウジからの輸入に関しては先述の通りサウジアラムコが資本参加を通じペトロンの製油所に一定量の供給を行っていることから安定供給の一助とな

っていると認識しているようである。また、その他国内にある2社の精製販売会社（シェル、カルテックス）に関しては、メジャーによる石油調達力を信頼しつつも経済面で中東原油の調達を行っていることから、供給セキュリティ上、供給源の多様化が必要であると見ている。

表 1-25 フィリピンの原油輸入

(単位：千バレル)

輸入先	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年(構成比)	
中東	110760	117714	120236	110281	110811	94.2%
サウジ	80620	75474	47330	40394	41553	35.3%
イラン	9070	16794	41615	36727	35320	30.1%
イラク	0	0	774	2744	1817	1.5%
クウェート	1034	0	0	0	0	0%
UAE	13733	12194	12499	10440	19200	16.3%
カタール	0	1169	3538	1986	3381	2.9%
オマーン	6303	12083	14480	17991	9540	8.1%
ASEAN	5925	4839	6871	5395	4694	4.0%
マレーシア	2767	3476	4419	4381	4274	3.6%
インドネシア	2399	1363	2452	1014	420	0.4%
ブルネイ	759	0	0	0	0	0%
中国	0	3186	891	0	0	0%
その他	2399	948	942	920	2087	1.8%
ナイジェリア	2399	948	942	920	558	0.5%
ガボン	0	0	0	0	540	0.5%
イギリス	0	0	0	0	989	0.8%
合計	119084	126687	128940	116596	117592	100%

(出所) フィリピンエネルギー省資料より作成

フィリピンでは、2000年11月にクリーン・エア法が成立し、有鉛ガソリンの製造・販売が禁じられることとなった。また同法は、2003年までにベンゼンの含有量の削減(4% 2%)すること、軽油に含まれる硫黄分を2004年までに現行の0.2%から0.05%まで削減することも定めている。

クリーン・エア法はもともと1999年6月に成立する見込みであったが、

- ・ 施行規則の策定に関する意見の相違があったこと、

- ・ 原油価格が高騰している時期で石油会社の収益が悪化している状況で設備改修への投資が困難であること、
 - ・ ガソリン価格の値上げが物価の上昇と、景気の低迷を招く可能性があること、
- 等からエネルギー業界を中心に導入延期を求める要請があり、導入が遅れたという経緯がある。このようなことから考えると、ベンゼン、硫黄に関する規制も予定通り実施されるかについては不透明な部分もある⁵⁷。しかし、このような環境規制が施行されれば、中東高硫黄原油を中心とした輸入パターンに若干の変化が生じる可能性もある。

シンガポール

シンガポールは国内にエネルギー資源がほとんどなく、原油供給の全量を海外からの輸入に依存している。輸入源としては中東からの輸入が太宗を占めており、1999 年では原油輸入量 4588.5 万トンのうち 8 割が中東から輸入されている（表 1-26）。

中東からの輸入が多い背景には、

- ・ シンガポールの主要な石油製品輸出相手国が比較的環境規制が緩い中国、香港、インドネシア等であること、
- ・ また需要に占めるバンカー油のシェアが高いこと、
- ・ もともと中東原油処理をベースとした製油所設計になっており脱硫設備等 2 次設備がある程度設置されていること、

等が考えられる。その結果、経済性を重視した上で中東産原油の輸入が中心となっているのである。

このように、原油輸入依存度、中東依存度が高いシンガポールであるが、自由経済を標榜しており、供給源の多様化、中東依存度の引き下げを目的としたプログラムは特に存在していない。

⁵⁷ ベンゼン・硫黄分に対する規制に対し、シェル、カルテックスの両社は製油所の改修費用の高さから、同規制の導入を国内経済が回復するまで延期するよう求めている。一方、ペトロンは規制に対応すべく製油所の改修に着手する方針であることが報じられている。

表 1-26 シンガポールの原油輸入

(単位：千トン)

輸入先	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年 (構成比)	
中東	42996	48098	47648	44160	39917	80.5%
サウジ	21534	25105	28573	23887	17921	39.1%
UAE	8450	10538	7438	7835	4904	10.7%
クウェート	6076	6527	5092	5158	4972	10.8%
カタール	2350	3927	4909	4586	5074	11.1%
アジア	9537	8635	8051	9551	5744	12.5%
マレーシア	2825	2557	2071	1333	701	1.5%
ブルネイ	1228	968	825	931	389	0.8%
中国	821	357	0	265	0	0%
ベトナム	1290	1153	1607	2203	1845	4.0%
タイ	79	450	532	615	384	0.8%
インドネシア	3294	3149	3015	2933	1607	3.5%
アフリカ	1293	1098	0	261	1802	3.9%
エジプト	974	612	0	0	801	1.7%
ナイジェリア	257	486	0	0	402	0.9%
その他	627	510	2659	715	1423	3.1%
合計	54453	58341	58357	54687	45885	100%

(出所) Singapore Trade Statistics、Singapore Oil and Gas Annual Statistics
より作成

マレーシア

マレーシアは現状石油純輸出国ではあるが、アジアや中東産油国からの原油・石油製品輸入を行っている。長期的には先述したペトロナスによる海外上流開発プロジェクトが成功すれば、そこからの原油輸入が期待され、輸入ソースの多様化、供給セキュリティの向上に貢献するものと考えられる。

表 1-27 マレーシアの原油輸入量

(単位 : 千 B/D)

輸入先	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年
中東	30.0	23.0	21.1	47.9	112.7
サウジ	24.0	23.0	17.5	23.0	42.7
オマーン	6.0			15.5	38.9
UAE			3.7	7.9	19.5
イラン					5.2
カタール				1.5	4.2
イエメン					2.3
その他中東					0.1
アジア		2.1		17.4	27.0
インドネシア				3.6	6.4
ベトナム				12.9	20.4
その他アジア		2.1		0.9	0.2
その他		20.0	11.8	30.1	0.8
総輸入量	30.0	45.1	32.9	95.4	140.5
中東依存度	100%	51.0%	64.1%	50.2%	80.2%

(出所) World Oil Trade より作成

注 : Gross、その他には不明分を含む

インドネシア

インドネシアで産出される原油は低硫黄であるため、日本など電力向け需要が高い。このため国内で産出される重質油の使用を制限し、国内需要は安価な中東原油を輸入して利用しているのが現状である。また、潤滑油ベースオイルの製造のためにも中東原油輸入が必要となっている。

主な輸入先はサウジ、イラン等の中東産油国の割合が多いが、その他に中国、マレーシア、ベトナムからの輸入も多い(表 1-28)。近年ではナイジェリアからの輸入が急増しているのが特徴である。輸入先も多様化しており、2000 年時点では 10 カ国から 17 種類の原油が輸入されており、中東依存度に関しては 1996 年の 53.1%から徐々に減少し、2000 年は前年比では 5.2 ポイント増加したものの 52.3%となっている。これは先述したタイ、フィリピン、シンガポール、マレーシアの 4 カ国と比較して最も低い数字となっている。

しかしながら、このような原油供給源の多様化や中東依存度の低下は、石油供給セキュリティを重視した政策の実行というより、むしろ国内の製油所の装置構成や需要に対応して原油調達を実施した結果であり、特に西アフリカ等の代替供給源からの輸入を促進しようとの意図はないものと考えられる。

表 1-28 インドネシアの原油輸入量

(単位：千バレル)

輸入先	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年
中東	38132.6	29845.4	36549.0	39911.6	41821.9
サウジ	13716.9	5236.1	23724.7	35204.5	36182.3
イラン	23815.6	22269.3	10445.0		3667.6
イラク		1761.7	1770.0	4707.1	1972.0
イエメン	600.1	578.3	609.3		
アジア・太平洋	26259.9	25680.0	35622.8	35892.2	24452.8
中国	9538.4	6639.5	2671.3	4434.2	5983.1
マレーシア	5093.3	6471.5	15263.3	12877.1	7779.7
ブルネイ	510.0			1857.2	599.6
ベトナム	1068.1	1589.7	4583.8	10531.3	5139.9
オーストラリア	8330.5	8702.3	7020.7	1972.2	
パプアニューギニア		651.4	5004.4	2593.5	
パキスタン	1719.6	986.1	597.2	996.7	2406.4
タイ		639.5	482.1	630.0	2544.1
アフリカ	7398.7	7356.7	3025.5	8888.4	13703.5
リビア	959.3	930.7			
ナイジェリア	6439.4	6426.0	3025.5	8888.4	13703.5
総輸入量	71791.2	62882.1	75197.3	84692.2	79978.2
中東依存度	53.1%	47.5%	48.6%	47.1%	52.3%

(出所)インドネシア米国大使館「Petroleum Report Indonesia 2001」より作成

1-3-4. 石油備蓄体制の強化

石油備蓄体制の確立は、輸入石油の供給途絶に対応する手段としてきわめて重要である。特に1999年以降の石油高価格時においては、石油備蓄は市場の安定化要因としてもその重要性が認識されることとなっており、石油備蓄体制の整備は石油消費・輸入国にとって最も重要なエネルギーセキュリティ対策の一つと考えられるようになっている。

ASEAN 諸国の石油備蓄の現状を見ると、一部の国を除けば、ほとんど整備が進んでいないのが現状である。この背景には、

- ・ マレーシア、インドネシア等の産油国は、基本的に地下埋蔵資源が「備蓄」として認識されていること、
 - ・ 備蓄体制のための貯蔵施設の建設や維持に対するコストが国・企業にとって大きな負担となること、
- 等が考えられる。

しかし、最近では、米テロ事件の発生を受けてエネルギーセキュリティの重要性が増大、タイのように民間に対する備蓄義務を引き上げ、国家備蓄制度の確立に対する取組みを再開した国もある。以下では ASEAN 主要国の石油備蓄に対する取組みを整理する。

タイ

タイでは、石油は国家経済上重要な資源であり、万一石油の供給が途絶した場合、石油供給の大半を輸入に依存しているタイにとって非常に大きな影響を与えるとの認識を有している。このような認識の下で、タイでは 1978 年の燃料法の制定以降、民間備蓄義務が課せられている。民間備蓄の対象となるのは年間 10 万トン以上の石油を取り扱う精製、輸入、販売業者で、備蓄基準は表 1-29 に示すとおりとなっている。

表 1-29 タイの民間備蓄義務の対象及び基準

業者	備蓄対象	備蓄基準
精製業者	原油	年間精製量
販売業者	石油製品	年間販売量
輸入業者	石油製品	年間販売量

(出所) NEPO 資料より作成

備蓄義務量は下記表 1-30 のとおりとなっているが、これ以外に石油会社等は 10-15 日分の操業・運転在庫を有しているといわれている⁵⁸。タイ政府は 1997 年の経済危機の発生後、国内精製・販売業者に対する備蓄義務を中心に引き下げを決定した。当初、経済回復の度合いを見ながら再度引き上げすることとなっていたが、企業はコスト面から一層の引き下げを要求していた。

その後 2001 年 9 月に米テロ事件が発生し、タイ政府は石油の供給途絶不安から備蓄義

⁵⁸ ただし、実態としては備蓄義務分が操業在庫と同一のサイト・タンク間で管理されており、厳重に物理的に区分されて保有されている状態にはない。

務の引き上げを決定した。政府は、その後も国内精製・販売業者に対する備蓄義務を7%まで引き上げることが検討していたが、NEPOは政府に対しこれ以上備蓄を引き上げすべきでないとの立場を示している（Platts 01-11-21）。

表 1-30 タイの民間備蓄義務量

（単位：％）

	96/12 以前		96/12-97/12		97/12-01/9		現在	
	国内生産	輸入	国内生産	輸入	国内生産	輸入	国内生産	輸入
原油	5	5	5	5	3	6	5	10
ガソリン	5	10	5	10	3	6	5	10
灯油・ジェット	5	10	5	10	3	6	5	10
ディーゼル	5	10	5	5	3	6	5	10
重油	5	10	5	5	3	6	5	10

（出所）NEPO 資料より作成

NEPO が更なる民間備蓄の引き上げに消極的な立場を示したのは、市場自由化による競争激化が進展する中、民間備蓄の更なる引き上げは企業負担を増加させ企業の国際競争力を低下させる要因となりうるからである⁵⁹。NEPO では、このような認識を米テロ事件以前から有しており、民間備蓄の引き上げに代わる国家備蓄制度の設立を検討してきた。

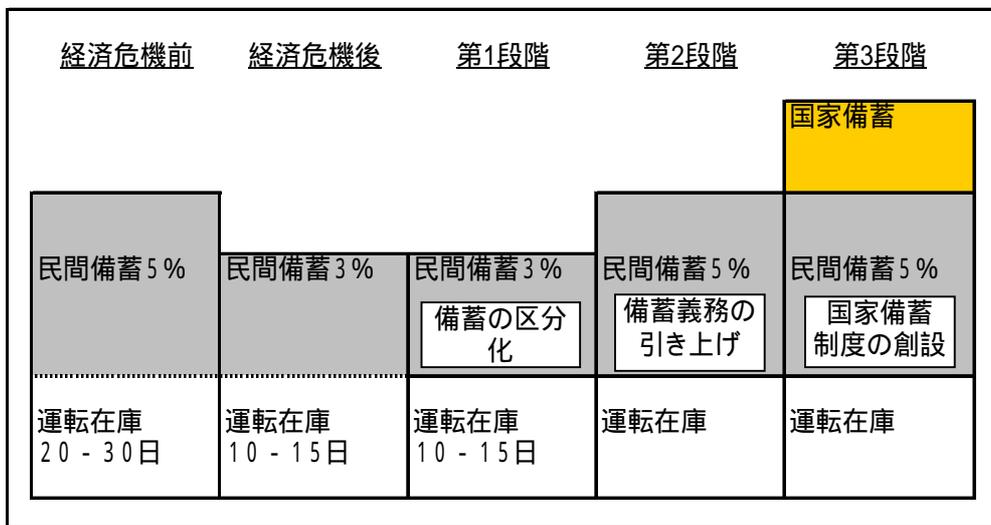
この国家備蓄制度確立に向けた取組みのポイントとしては、石油備蓄の最適水準、備蓄の管理方法、原油と石油製品の備蓄、備蓄施設のタイプや立地についてである。テロ事件発生前に NEPO の下でベクテルが作成した備蓄強化策の概要は以下の通りとなっている（図 1-6）⁶⁰。

- ・ 第一段階：企業が持つ義務備蓄を緊急時用とし、運転在庫と物理的に区分して保有する。
- ・ 第二段階：企業への義務備蓄を3%から5%まで引き上げる。
- ・ 第三段階：国家備蓄の創設。目標日数としては石油会社への備蓄義務と合わせて51日分の備蓄体制を目指す。ただし、最適水準やその目標実現へのプロセスの具体案に関しては検討中であり、備蓄利用可能な貯蔵施設、共同備蓄の可能性、立地可能そして建設すべきサイトの調査、を実施することとしている。

⁵⁹ タイ・ペトロケミカル・インダストリー（TPI）は9月の備蓄義務引き上げの結果資金繰りが悪化、返済期限を迎えた1000万ドルの支払いが遅れると発表している。（News Net Asia 01-10-4）

⁶⁰ なお、同計画に対するセミナーが2000年夏に開催され、51日分とされた必要備蓄数量の妥当性などが検討された。

図 1-6 タイの石油備蓄制度概念図 (NEPO 試案)



しかしながらその後は、タイでは2000年後半から政権交代の可能性が取り沙汰され、大規模投資を伴うような政策決定が困難になったこと、2000年以降の石油価格高騰問題が当面の政策課題となったこと、等から備蓄に関する議論は進展してこなかった。

しかし、米テロ事件後は民間備蓄義務を引き上げるなど、改めてエネルギーセキュリティに対する意識が高まることとなった。最近の備蓄制度確立に向けた動きとしては、

- ・ 2001年11月、NEPO、PTT 内部で非公式なタスクフォースが設置された。同タスクフォースでは、今後の備蓄計画の進め方の原則に関する検討が行われ、政府の了承を得た。
- ・ その後、NEPO、PTT にその他政府部局を加えたより詳細なスタディを行うためのタスクフォースが公式に設立された。なお、同タスクフォースによる備蓄の検討は、先述したベクテルの行った調査とは独立して行われることになっている。
- ・ 2002年1月、日本の経済産業省とNEPOは石油備蓄を含むエネルギーセキュリティに関する対話を開催。

という新たな展開が見られている。なお、NEPOにおいては、タイでは従来供給途絶（供給不足）に対応する手段としての備蓄議論が先行してきたが、今後は価格安定のための手段としても検討していくこと、備蓄の設立に向けては日本・米国・ドイツ等の経験を参考にしていくという見解をとっている。また国家備蓄の設立に当たっては財政面が最大の問題となるが、これに関しては石油基金を利用する予定であるとされている。現時点で石油基金は赤字になっており、備蓄強化に向けた財政上の問題をクリアすることが重要とのこ

とであった⁶¹。

フィリピン

フィリピンには、現在国家備蓄制度はなく、民間備蓄に該当する備蓄義務制度もない。民間備蓄に関しては、1997 年 2 月の石油産業規制緩和法によって、石油業者に対する原油 40 日分（国内備蓄 + 輸送中の原油）、石油製品 30 日分の備蓄義務が課せられていた。しかし石油市場の自由化が進展する中、新規参入者は備蓄のための設備投資が必要となり、これが参入障壁になっているとの認識から、1998 年 2 月に備蓄義務の廃止等を盛り込んだ新規規制緩和法が成立することとなった。このため、フィリピンの石油在庫は全て石油会社および輸入会社が自らの操業のために持っている運転在庫のみとなっている。2000 年 12 月時点の在庫は原油が 825.6 万バレル、石油製品が 587.3 万バレルとなっている（表 1-31）。これを日数で見ると原油が 24 日分、石油製品が 18 日分となっている。

しかし、2001 年 9 月の米テロ事件の発生は、供給セキュリティ上の石油備蓄に関する関心を高めることになった。これは米テロ事件発生後、アロヨ大統領が石油会社に対し在庫積み増しを要求したこと、エネルギー省の Secretary であるペレス氏が 10 月に開催された世界エネルギー会議で備蓄制度の検討を行う旨の発言をしたこと、マラカニアン宮殿近郊に石油備蓄基地があり、そこがテロの対象となった場合のことを考慮して備蓄基地の移転に関する F/S を開始したこと⁶²、等からも伺える。また、2002 年 2 月にはエネルギー省、PNOC などが参加したエネルギーセキュリティに関するインフォーマルなワークショップが開催され、備蓄に関する議論も展開されたといわれている。

このような備蓄制度に対する意識の高まりはあるものの、民間備蓄に関しては石油会社の経営を圧迫すること⁶³、国家備蓄に関しては財政的余裕がないこと、エネルギー政策のプライオリティが電力改革に置かれていること、等から具体的な備蓄制度確立にむけたプログラムは進行していない。電力改革が一段落すれば石油備蓄に議論が再燃する可能性も指摘されるが、2001 年後半以降の原油価格低迷もあり、テロ発生後復活した備蓄に関する関心は薄まりつつあるのが現状である。

⁶¹ タイでは、現在 LPG を除く石油製品に課徴金が課されており、LPG の価格補助金として利用されている。2000 年以降の石油高価格（特に CP 価格の高騰）によって 2000 年 10 月以降赤字状態が続いており、2001 年 12 月時点では 103 億 5100 万バーツの赤字となっている。なお、現在タイ政府は LPG に対する補助金の段階的撤廃を進めている。詳しくは第二章 2-3-1 を参照。

⁶² この基地は 2006 年までにはマニラ湾の島に移転する見込みとなっている。

⁶³ 今回のヒアリング調査によれば、先述のアロヨ大統領による備蓄積み増しの要請にもかかわらず、積み増しはほとんど行われなかったという。

表 1-31 フィリピンの原油・石油製品在庫量

(in Thousand Barrels, MB)

PRODUCTS	December				% Change	YTD December Average Days		FY 1999 Average Inventory	
	2000		1999			2000	1999	Vol. (MB)	Days
	Volume	Days	Volume	Days					
Premium Leaded	15	35	757	20	(98.0)	15	23	856	23
Premium Unleaded	873	69	431	39	102.3	48	42	462	42
Regular Gasoline	439	30	409	30	7.4	30	34	466	34
Avturbo (Jet A-10)	302	23	248	19	21.8	25	20	266	20
Kerosene	309	24	286	23	8.4	25	30	381	30
Diesel Fuel Oil/Gas Oil	1,500	14	1,766	15	(15.1)	17	18	2,119	18
Industrial Fuel Oil	1,880	20	2,054	17	(8.5)	21	16	1,988	16
LPG	163	6	139	5	17.5	6	7	190	7
Aviation Gasoline	12		0		100.0			2	
Asphalts	16		27					30	
Solvents	20		43		(55.0)			40	
Naphtha/Reformate	337		250		35.0			396	
Others (Mixed Xylene)	7								
TOTAL PRODUCTS	5,873	18	6,411	18	(8.4)	21	20	7,196	20
CRUDES									
In-Transit	5,168	15	1,572	4	2,288.0	16	16	5,895	16
In-Stock	3,088	9	6,930	19	(55.4)	15	15	5,454	15
TOTAL CRUDES	8,256	24	8,501	23	(2.9)	31	31	11,348	31
TOTAL INVENTORY	14,130	42	14,912	41	(5.2)	52	51	18,544	51

(出所) フィリピンエネルギー省資料より作成

シンガポール

現在シンガポールには国家備蓄制度は存在していない⁶⁴。また、民間の石油会社に対しても備蓄義務は課せられていない。このため、国内石油会社とタンク業者が持つ在庫につ

⁶⁴ 1979年にシンガポール国営石油会社(SNPC)が設立され原油備蓄を実施したが、コストの問題から1983年には中止されている。

いては、全て自らの操業のために自主的に保有する運転在庫である⁶⁵。

ただし、石油火力発電所に関しては発電用重油 60 日分の保有を義務付けられている上、発電会社に対して燃料を供給する業者にも 30 日分の保有を義務付けている。従って、発電用燃料としては計 90 日分の在庫が保有されていることになる⁶⁶。

シンガポール政府、石油会社は、シンガポールに進出しているメジャーの持つ石油調達力に安心感を持っており、備蓄に対する意識は低いようである。特に石油会社側はコスト削減のために在庫抑制政策を実施する傾向にあり、運転在庫を増加させる経済的要因は働きにくいのが現状である。政府としては、最低限の運転在庫しか保有していないという意味で、緊急時の備えが不足していると認識しているものの、現状では国家備蓄制度の確立に向けた計画は存在していない。

マレーシア

産油国であり、石油純輸出国であるマレーシアには国家備蓄はない。また石油会社に対する備蓄義務制度もなく、在庫のモニターも実施されていない。この背景には、当面は石油輸出国であるので「地下資源＝備蓄」であるとの認識を有しており、緊急時における対応には不安をもっていないからである。

ペトロナスやメジャー各社は、それぞれ操業・運転在庫を保有している⁶⁷。なお、ペトロナス自身は年次ベースの最低在庫量については統計目的のために把握しているが、その最低保有量の基準などはないという。

インドネシア

インドネシアもマレーシア同様、現状では石油純輸出国であることから国家備蓄制度は存在しない。ただし、プルトミナは 1971 年のプルトミナ法に基づき「国内需要を満たすための燃料油と天然ガスの備蓄と供給」の責務を負っており、このプルトミナに対する備蓄義務が国家備蓄と位置付けられる。

備蓄は、特に離島への安定供給も踏まえた上で保有されているが、プルトミナは現在国

⁶⁵ 石油製品の在庫レベルに関しては、タンク業者が通商開発局（Trade Development Board：TDB）に週単位で報告する義務を負っている。なお、データに関しては TDB の HP（www.tdb.gov.sg）にて有料で公表されている。

⁶⁶ なお、シンガポールでは発電燃料の天然ガス化が進んでいるが、石油火力同様 90 日分の在庫保有が義務付けられている。

⁶⁷ ペトロナスは原油ターミナル（4 箇所）および製油所タンク等に計 1400 万バレル（約 29 日分）の原油貯油能力およびジェット燃料やバンカーオイルなど計 1100 万バレル（約 26 日分）の石油製品貯油能力を有しているようである。

内消費の34日分を備蓄必要量として考えている。その内訳としては 国内販売用（油槽所、ターミナル）：17日分、 製油所：12日分、 船舶港湾：5日分である。船舶港湾備蓄とは、インドネシアの島々への輸送途上のものを意味している。34日の最低備蓄義務量はプルタミナがインドネシア国内への安定供給を確保するために独自の慣習として設定しているものである。しかしながら、現実には国内消費量の増減に応じてその日数も増減し、平常時では22-25日相当が確保されているようである⁶⁸。

このような石油備蓄状況に関して政府は、緊急時の対応能力については十分とはいえないが、石油の純輸出国である立場からそれほど不安は持っていないようである。特に国家備蓄の新設に関しては莫大なコストが予想されるため困難であるとの見方が強い。このため「地下資源＝備蓄」との認識から国内の石油資源開発促進が優先されている。

しかし、石油・ガス法の改正によって新規参入者がインドネシア市場に参入した場合、現在の備蓄体制が変化する可能性がある。新規参入者に備蓄義務を課さなければ備蓄を持つプルタミナは価格競争力などの面で不利益を蒙る可能性が高く、新規参入者にも備蓄義務を課せば、このことが参入障壁となりかねないからである。この問題が今後どうなるかは現時点では不透明であり、今後の展開が注目される。

2. 地域としての取組みに関する現状

2-1. ASEAN 石油セキュリティ協定（ASEAN Petroleum Security Agreement）

ASEAN 石油セキュリティ協定（ASEAN Petroleum Security Agreement：APSA）とは、1986年にASEAN諸国間で締結された緊急石油融通制度である。APSAの具体的な仕組みとしては、ある加盟国の原油・石油製品の供給量が平時の必要量の80%を下回った場合に本協定が発動され、マレーシア、インドネシア、ブルネイ、ベトナムといったASEANの石油輸出国が当該国に対し優先的に石油を供給するものである⁶⁹。

しかし、APSAに関してはその実効性を疑問視する見方も多い。これは、

- ・ APSAが発動された場合、その供給価格等の条件は輸出入を行う当事国間で決定されることとなっている。このため、緊急融通価格が市場価格と連動する場合も考えられ、価格高騰時には輸入国の購入が困難で「救済」にならないこと、
- ・ 緊急時の供給元となるインドネシア・マレーシア等の石油輸出国が、近い将来石油純輸入国になることが指摘されており、その場合APSAにおける石油供給力自体が低下すること、

⁶⁸ 正確な在庫統計は、毎月プルタミナがMIGASに報告をしているものの公表されていない。

⁶⁹ 逆に、極端な供給過剰状況の下、石油輸出国の輸出量が通常の80%を下回った場合、ASEAN輸入国が優先的に石油を引取り、輸出国を支援することも合意されている。

等、発動メカニズムそのものや価格条件、供給力に曖昧な部分が多いことによる。このようなこともあり、APSA はこれまで一度も発動された実績がない。

このため、1999年7月にバンコクで開催された第17回 ASEAN エネルギー相会議（ASEAN Minister on Energy Meeting：AMEM）では APSA の見直しが提案された。2002年3月にはマニラにおいて初めて APSA をレビューするためのタスクフォース会議が開催された。同会議では、APSA による石油融通システムを機能させるためのメカニズムを再構築すると共に、中長期的なエネルギーセキュリティ強化のための政策協調を APSA に盛り込むこと等が検討されている。

2-2．トランス・ASEAN・ガスパイプライン（Trans ASEAN Gas Pipeline）

トランス・ASEAN・ガスパイプライン（Trans ASEAN Gas Pipeline：TAGP）プロジェクトとは、ASEAN 域内を結ぶ広域な天然ガスパイプライン網を形成するプロジェクトである。ASEAN 域内をパイプラインで連結する構想自体は 1990 年代前半から議論されてきたが、TAGP プロジェクトとしてはじめて言及されたのは、1997年12月にマレーシアで開催された第2回 ASEAN 非公式サミットであった。同サミットでは ASEAN の長期行動計画である「ASEAN ビジョン 2020」が採択され、この中で正式に TAGP プロジェクトの推進が言及された。その後 1998年12月にハノイで開催された第6回 ASEAN サミットでは、TAGP と後述するトランス・ASEAN・パワーグリッド（TAPG）の早期実現のため、2004年までに政策のフレームワークと実施様式を設定することが確認された。現在、TAGP プロジェクトの推進にあたっては ASCOPE 内にタスクフォースが設置され検討が進められており、2002年7月にはプロジェクト推進にかかわる MOU が加盟国石油相の間で締結される見込みとなっている⁷⁰。

このような、ASEAN 域内を天然ガスパイプラインで連結するプロジェクトを推進するメリットとしては、

- ・ ASEAN 加盟国全体で天然ガス資源を共有することで、天然ガス需要家に対する供給安定性が向上すること、
- ・ これまで天然ガス資源に恵まれなかった地域でも天然ガスを利用した産業の発展が期待できること（需要の拡大が見込めること）
- ・ 将来、新規のガス田が発見された場合、ガス田からもっとも近い TAGP に接続するだけで ASEAN 諸国のガス消費地までガスを輸送することができるため、ガス輸送にかかわるインフラへの投資を最小限に抑えることができること、

⁷⁰ なお、TAPG に関しては HAPUA（Heads of Asean Power Utilities/Authorities）が検討を進めている。

が挙げられる。

現在 ASEAN 加盟国間を連結する天然ガスパイプラインとしては、

- ・ ミャンマー（ヤダナガス田）～タイ間
- ・ ミャンマー（イエタゲンガス田）～タイ間
- ・ マレーシア～シンガポール間（PGU システム）
- ・ インドネシア（西ナツナガス田）～シンガポール間

が建設され、天然ガス輸送を開始している。この他に二国間を連結する主な天然ガスパイプライン建設計画としては、

- ・ タイ・マレーシアの共同開発地域（JDA）のガス田から生産される天然ガスを両国に向けて輸出するパイプライン、
- ・ インドネシア西ナツナガス田から生産されるガスをマレーシアに輸送するパイプライン、
- ・ インドネシア南スマトラからシンガポール、マレーシアに向けたパイプライン、
- ・ インドネシアのナツナガス田から生産される天然ガスをインドネシア、シンガポール、マレーシア、タイ、フィリピンなどに輸送するパイプライン

などが挙げられる（表 2-1）。また、二カ国間ではないが、フィリピンではマランパヤガス田から産出されるガスをマニラ近郊まで輸送するパイプラインの建設計画がある。ベトナムではナムコンソンプロジェクトの一環として天然ガスをベトナム国内に輸送するパイプラインを建設する計画が進められている。また、ミャンマーでもヤダナガス田のガスをミャンマー国内に輸送するパイプラインを建設する計画が進行している。

現段階では、これらパイプラインの建設計画は、ASEAN 加盟国全体での取組みとしてではなく、個々の ASEAN 天然ガス輸出国または天然ガス開発プロジェクト推進企業が需要国（需要家）との天然ガス購入契約に基づき行われる場面が先行している。つまり個々のプロジェクトの経済性・採算性に依拠してパイプライン網の整備が進んでいるといえる。ASCOPE 自身も将来的にはこのような二者間での合意に基づくパイプライン網の整備が進むことで TAGP 全体の形成につながってゆくものと考えている。

このような形で ASEAN 域内を連結パイプラインが完成すれば、将来的に ASEAN 加盟国内での天然ガス利用は大幅に増加する可能性が高い。しかし、一方で第三国を経由する場合の天然ガスの輸送料金など具体的な国際取引ルールの取り決めや巨額の投資資金確保といった問題はこれからの課題であり、今後の進展が注目される。

表 2-1 ASEAN 域内で建設または建設予定の主な天然ガスパイプライン

パイプラインルート	予定
ヤダナガス田（ミャンマー）～タイ国内	運開済
イエタグンガス田（ミャンマー）～タイ国内	運開済
ヤダナガス田～ミャンマー国内	2003年
エラワンガス田（タイ）～タイ国内 ⁷¹	運開済
JDA（タイ・マレーシア）～エラワンガス田	2007年
JDA～マレーシア国内	2002年
Doyong ガス田（マレーシア）～マレーシア国内	運開済
マレーシア国内～シンガポール国内	運開済
西ナツナガス田（インドネシア）～Doyong ガス田（マレーシア）	2002年
西ナツナガス田～シンガポール国内	運開済
南スマトラ（インドネシア）～シンガポール、マレーシア国内	2003年
ナツナガス田（インドネシア）～インドネシア国内	
ナツナガス田～JDA	2012年
ナツナガス田～西ナツナガス田～マレーシア、シンガポール国内	2010年
ナツナガス田～サバ（マレーシア）～カマゴマランバヤガス田（フィリピン）	2015年
アルン（インドネシア）～マレーシア国内	2010年
Lan Tay/Lan don ガス田（ベトナム）～ベトナム国内（ナムコンソンプロジェクト）	2002年
カマゴ・マランバヤガス田～バタンガス州（フィリピン）	運開済
バタンガス州～マニラ周辺	

（出所）各種資料より作成

2-3．トランス・ASEAN・パワーグリッド（Trans ASEAN Power Grid）

トランス・ASEAN・パワーグリッド（Trans ASEAN Power Grid：TAPG）プロジェクトとは、ASEAN加盟国内の電力網を連結し、電力の相互融通を図るプロジェクトで、TAGP同様「ASEAN ビジョン 2020」の中の行動プログラムとして言及されている。

このような加盟国間を結ぶ電力網を整備するメリットとしては、

- ・ 障害、緊急時の相互融通などを行うことで電力供給の信頼度が向上すること、
- ・ 余剰電力を有する国と電力が不足している国との間で電力の相互融通を行うことで、

⁷¹ タイ湾周辺のガス田はエラワンガス田のプラットフォームに接続されており、エラワンガス田を起点にタイ国内に供給されている。

電力の効率的な利用が可能になること、

- ・ 相互融通が可能になれば、より大規模な電源立地が可能となり、規模の経済性が発揮できること、

等が挙げられる。

なお、TAPG プロジェクトの推進にあたっては HAPUA (Heads of Asean Power Utilities/Authorities)がその全体構想(マスタープラン)の策定に当たっているが、TAGP 同様個々のプロジェクトの検討は二国間または企業間によって行われている。これまで下記表 2-2 に示すとおり 14 のプロジェクトが計画されてきたが、実際運用を開始しているのは 2 つのプロジェクトのみとなっている。多くのプロジェクトは資金調達面、プロジェクトの採算面等の理由から未だ計画段階に過ぎないものが多い。

表 2-2 TAPG プロジェクト

プロジェクト	主体企業	備考
ペニンシュラ(マレーシア)~シンガポール	TNB、Power Grid ⁷²	運用開始
タイ~ペニンシュラ(マレーシア)	TNB、EGAT	運用開始
サラワク州~ペニンシュラ(マレーシア)	TNB、SESCo ⁷³	経済危機発生で遅れ 運開時期未定
ペニンシュラ(マレーシア)~スマトラ(インドネシア)	TNB、PLN	資金調達面で難航
バタム島(インドネシア)~ピンタン島(インドネシア) ~シンガポール~ジョホール(マレーシア)	PLN、Power Grid TNB	採算性再評価要 資金調達面で難航
サラワク州(マレーシア)~西カリマンタン(インドネシア)	SESCo、PLN	1995 年計画承認も 以降進展無し
フィリピン~サバ州(マレーシア)	NPC、SEB ⁷⁴	詳細検討未
サラワク州(マレーシア)~サバ州(マレーシア)~ブルネイ	SESCo、SEB、 DES ⁷⁵	1992 年プレ F/S 実施も 以降進展無し
タイ~ラオス	EGAT、EDL ⁷⁶	F/S 実施中
ラオス~ベトナム	EDL、EVN ⁷⁷	二国間で計画合意 今後詳細検討

⁷² シンガポールパワー傘下の送・配電企業

⁷³ Sarawaku Electricity Supply Corporation。サラワク州で発・送・配電を一貫して行う電力供給公社。

⁷⁴ Sabah Electricity Board。サバ州で発・送・配電を一貫して行う電力庁。

⁷⁵ Department of Electrical Services。ブルネイ電力サービス省。

⁷⁶ Electricite du Lao。ラオス国内で発・送・配電を一貫して行う国営電力会社。

⁷⁷ Electricity of VietNam。発・送・配電を一貫して行っているベトナムの国営電力公社。

タイ～ミャンマー		新規案件 今後両国関係者で協議
ベトナム～カンボジア		新規案件 今後両国関係者で協議
ラオス～カンボジア		新規案件 今後両国関係者で協議
タイ～カンボジア		新規案件 今後両国関係者で協議

(出所) ASCOPE 資料より作成

これらプロジェクトの今後の発展に関しては、資金面での支援体制の確立やプロジェクトの経済性評価の他にも、送電網の管理・運営体制や電気料金等、相互融通時の規制枠組みをいかに確立するかが今後の課題であると考えられる。また、多くの ASEAN 加盟国では現在電力部門の規制緩和、自由化や国内の電力網の整備を進めている。このようなことから考えると、ASEAN 域内の電力融通システムの構築よりむしろ国内の電力部門の改革や送電網の整備が優先される可能性もある。

このように、ASEAN 諸国では APSA、TAGP、TAPG といったエネルギーセキュリティ向上に関連する域内での協力案件を進めている。これは、エネルギーが国民経済、市民生活、社会安定を支える基礎物資であるため、エネルギーの供給確保は重要な問題であるという認識に基づくものである。しかし現時点では、こうした取組みに対する姿勢、または実施状況は各加盟国のポジション（自国の経済状況、他の重要課題との整合性、エネルギー資源埋蔵のポテンシャル、輸出国か輸入国か等）によって大きく異なっている。

このため、APSA に関していえば、重要度が高いと考えられるのは当然輸入国側であり、今後は輸出国の利点を見出すことがポイントとなる。また長期的に見れば、インドネシア、マレーシアのような域内の純輸出国も純輸入国化することが予測されており、APSA に代わる域内全体の石油セキュリティ向上に関する政策の重要度は一層増すことが予想される。

また TAGP、TAPG のような計画も重要度の高い二国間での議論が先行し、個々のプロジェクト自体も採算性をベースに進展している。このため、現時点の全体構想の進捗・完成には相当な時間を要することが予測され、構想自体も今後の加盟国のポジションの変化によって大きく変わる可能性も考えられる。ただ、こうした個々のプロジェクトの採算性がベースとなり全体が構成されることは、構想全体の経済性の向上にもつながるものであり、きわめて重要であると考えられる。

IEEJ : 2002 年 6 月掲載

お問い合わせ : ieej-info@tky.ieej.or.jp