

第3章 天然ガス利用推進の政策と規制枠組み

3-1 現行のシステムについて

3-1-1 天然ガスに関する既存の法制度

フィリピンにとって天然ガスの利用は事実上初めてであるから、当然ながらガス業界を国家的に管理する、纏まったガス規制枠組はまだ制度化されていない。しかし、制度や政策を立ち上げる組織的基礎は確立されており、エネルギー省（DOE）やエネルギー規制委員会（ERC）（前ERB）の存在がそれを実証している。既存のガス関連規制は、大なり小なり以下に列挙する石油関係法令に含まれているが、アジア開銀のプロジェクトの成果に基づき、新しい規制制度がDOEで準備されつつある。

ガス政策に関連する既存の重要な法令を以下に列挙する。各法令のもう少し詳細な内容は、本章末尾のAnnex 3-1をご覧ください。

(1) 立法および大統領令レベルの既存法令

- (i) 公益事業法 (Commonwealth Act No.146 (CA146) of 1936)
- (ii) 石油1949年法 (Petroleum Act of 1949 (Republic Act 387, June 18, 1949) as amended)
- (iii) 石油産業委員会法 (RA 6173 Oil Industry Commission Act, April 30, 1971)
- (iv) 大統領令87 (探鉱契約令 PD 87, Dec. 31, 1972)
- (v) 大統領令1206 (PD 1206 Creating the Department of Energy, October 6, 1977)
- (vi) 大統領令1700 (PD 1700, Regulating Pipeline Concessionaires, July 10, 1980)
- (vii) 1987年新憲法
- (viii) 1987年行政令172 (ERB設置令、Executive Order 172 of 1987)
- (ix) 1992年DOE法(Republic Act 7638, December 9, 1992)
- (x) 1998年石油下流規制撤廃法 (Republic Act No. 8479, July 28, 1997)
- (xi) 1997年税制改革法および同年国内歳入規則
- (xii) 1999年大気清浄法 (RA No. 8749, 1999)
- (xiii) 大統領令No. 314 (PD314 of November 2000) “石油・石油製品の輸入税変更令”
- (xiv) First Gas Holdings にルソン地区のフランチャイズを与える法 (Republic Act No. 8997)
- (xv) 2001年電力業界改革法 (RA No.9136, June 8, 2001)

これらのうち、とりわけ1992年エネルギー省設置法、別名DOE法（The Department of Energy Act of 1992）は、国家エネルギー政策を明確に宣言している：

- 1) 国のエネルギーを究極的には自給を目的として、その継続的、適切かつ経済的供給を確保するため、総合的かつ精力的に、探査、生産、管理、および国の成長と経済開発に努め、またエネルギー資源開発への民間参入を考慮していくこと、
- 2) 電力とエネルギーの効率と生産性を高めるため、種々の政府のプログラムを合理化し、統合することとし、その際、環境問題を犠牲にしないよう調整すること。

(2) ガス関連規制

ガス関連の省令、ガイドライン、公式見解、重要規則等の規制レベルで重要なものは、以下の通りである：

- (i) 天然ガス開発利用全般の政策ガイドライン（DOE Circular No. 95-06-006, June 15, 1995）
- (ii) DOE法第5条施行規則—収益地元還元（Energy Regulation ER 1-94, May 24, 1994）
- (iii) 省告示No. 2000-03-003 地元還元詳細規則—含LNG（March 17, 2000）
- (iv) 法務省見解 No. 95, S. 1988—Public Utilityの定義（May 11, 1988）
- (v) 法務省見解No. 46, S.2000—フランチャイズ賦与権限（June 6, 2000）

各項目の内容については、同じくAnnex 3-1の後半で説明してある。

(3) エネルギー確保（セキュリティー）政策とガス輸入について

前記エネルギー省設置法（Department of Energy Act of 1992）には重要な政策宣言が含まれており、エネルギーの国家的努力を自給、効率化に集中すること、すなわちエネルギーの供給面に重点を置くことを暗示している。供給のセキュリティーは、エネルギー資源の乏しい国で、少しでも成功裡に開発出来れば、国のため、産業のため、また外貨準備のため、確かに重要である。この法律が環境問題への関心を明確に指摘している点も評価できる。

しかし、結局は国のエネルギー利用構成に輸入エネルギーを位置づけて行かざるを得ない状況では、その中で好ましいエネルギー資源の利用を便益のある限り最大化していくことは、オプションとして考慮していくことになる。この点はすでにDOE Circular No.

95-06-006によって方針規制として追加され、明確に表明されている。

国内石油資源探査にはPNOCを中心に多くの国家的努力を尽くし、相当の埋蔵量を確認しているところである。ただ、探査を継続することは引き続き最重要であるとしても、同国が必ずしも世界的ガス富裕国でないことは共通の認識となっている。国内資源の利用は短中期の供給セキュリティーに重要であるが、同時に経済性のある限り代替資源の輸入をも図り、国内資源の一部は寿命を伸ばして将来世代に任せることも、長期のエネルギー供給確保に資することになる。

国内資源のもう一つの重要な役割は、需要変動調整機能を発揮して、エネルギー確保に貢献することである。テイクオアベイ付き長期契約による輸入が避けられないとすると、気候、季節、経済変動等による需給変動調整や貯蔵が必要となるが、国内資源の一部でその役割をすることが出来る。

環境も国家セキュリティーの問題である。環境にな害でより安全な燃料であるガスの利用は、国産であれ輸入であれ、社会の緊張をほぐし、国際的にも地位上昇に繋がる。

フィリピンは、国産エネルギー資源と輸入エネルギーとのベストミックスを追求して成長を遂げていくというオプションを強調していくべきであるが、限界もある。輸入は外貨を必要とし、これは国内資源の利用が補う。過大な輸入依存は、ガス輸入契約交渉において好条件を獲得するテコを失うことになる。ガス発電は石炭発電よりもCapexは低いですが、現在のガス価格をベースとすれば、運転上の変動費は熱量ベースで石炭の方が安く、現実の発電出動ではややもすれば石炭に負け、ガスの利用が制約を受ける可能性もある。したがって、パワーミックス中のガスのシェアには最適な水準がある。ただこれを直ちに定量的に言うのは難しい。

フィリピンは、いずれにしても国内にしろ輸入にしろ、エネルギー資源を適切に組み合わせ、経済成長を遂げていくことになる。これは日本と同ようであり、むしろ水力や地熱に恵まれている分、フィリピンの方が有利な位置にあるとも言え、これをどう適切に組み合わせ、経済成長と環境改善を計るかが課題である。これは今後の経済開発では、エネルギーの上流よりも下流をどう合理化していくかがより重要となることを意味する。結局、下流においては天然ガスの利用がより重要になっていくということであろう。

3-1-2 ガスに関連する既存の制度・機構

(1) エネルギー機関 - DOE

若干復習であるが、エネルギー主務官庁はDOEである。DOE設置法(The Department of Energy Act of 1992)により、DOEの長官、次官、次官補のもとに次の各局が設置されている：(1) エネルギー資源開発局(Energy Resource Development)、(2) エネルギー利用運営局(Energy Utilization Management)、(3) エネルギー産業管理局(Energy Industry Administration)、(4) エネルギー計画・情報局(Energy Planning and Monitoring)および(5) 総務局(Administrative Support)。Annex 3-2 に示した組織図は、ほぼ法律通りになっている。さらに外局として、PNOC(石油公社、The Philippine National Oil Company)、NPC(電力公社、National Power Corporation)およびNEA(国家電化庁 National Electrification Administration)が付属している。

この法律はDOEに対して、価格規制の権限を除くエネルギー関連のほとんどの権限を与えており、法制上は十分な機能が準備されている。

(2) 価格制度

価格規制は2001年電力業改革法(RA9136)により、エネルギー規制委員会(ERC)の権限となっているようである。ERCは今や単なる価格規制委員会ではなく、電力業界送電網規則の管理や許認可等、いくつかの権限を有する。E.O. 172(1987)により設けられた、前身のエネルギー規制理事会(Energy Regulatory Board、ERB)は、価格の権限のみとなっていて、将来のガスの価格規制機能を持っていた。問題なのは、RA 9136がERCの機能を、電力関係だけに限定していることであり、将来のガスのために何らかの調整があるのであろう。委員会は半独立の準司法機関で、大統領府の傘下にある。

フィリピンのガス規制の特徴は、価格と非価格項目の規制権限が全く別の省庁に分割されていることで、他にもいくつかの省庁に分散されている項目が多々ある。過去のERBは電気料金の規制を実効的に行っており、将来のガス料金や輸送料金も規制権限があるものと考えられていた。

ERCは、法的に市場価格と定義された価格には権限が及ばない。ガス田からガス処理プラントまでの上流サービス契約に含まれるガスには明らかに市場価格が適用される。しかし、ガス処理プラント中のガスがERC(旧ERB)権限外のガスか否かは、これが1998年石油規制撤廃法に言う“下流石油・downstream oil”なのか、1936年CA146法および1949年石油法に定義する“piped gas”を含むpetroleumなのかによって見解が分かれる。後者ならばERC(ERB)の権限が及ぶとされる。今後のLNG基地にも関係するので、石油規制撤廃法の流れを汲んで、市場価格とするべく法務省見解が欲しいところである。

(3) フランチャイズ、公益事業、免許 (Concession)、ライトオブウェー (ROW)

ガス輸送供給事業は、1987年憲法、CA146 (1936年公共事業法)、および RA387 (Petroleum Act of 1949)により、さらには法務省見解 (DOJ Opinion No. 95 of 1998) により、公益事業 (public utility または public service) であると定義され、国 (議会) または認定された省庁から、事業開始に先立ってフランチャイズ (franchise, certificate または authorization - 事業免許) を得る必要がある。まず、議会がそのようなフランチャイズを与える権限があるとされるが、CA146等および法務省見解では、法理によりDOEにもその権限が委譲されていると解釈される (が灰色である)。

民営企業がガス輸送・供給事業の免許を得るのに、いちいち議員諸侯にロビー活動をしなければならないのは大きな障害であろう。民営化を進めるのであれば、新法によりこのような権限を一定の条件の下に、明確に行政機関に譲るよう勧告したいところである。

加えて、パイプライン建設・運営のためには非独占のパイプライン免許 (pipeline concession) が必要であるが、これを与える権限はRA 387により、施行当時の鉱業局長にあるとされているが、われわれの理解では、この権限はRA 7638 (DOE Charter-DOE設立法) により、今は環境関連については環境資源省協議を経ることとし、その他の権限はDOEにあると考える。

RA387によれば、免許保有者は、民有地、公有地を問わず、パイプラインと関連施設に必要なライトオブウェー (ROW) すなわち土地利用権限が与えられる。憲法では第三章、第9条で、適正な補償なしで、民有地が公的利用に供されることはないことと謳っており、これは逆に、ROW利用を含む公的便益に供する場合に公的接收権 (power of eminent domain) がある根拠と看做されている。同XII章第2条は、国公有地は全て国の管理の下、公営企業が公益事業を営むのに必要なROWに利用出来ると規定している。NPCやPNOCは各関連法により、重ねて潜在的にeminent domainとROWの権限が賦与されている。

しかし、民営企業の免許保有者が、RA387により民有地の地主との交渉権限が与えられても、適切な価格でROWを確保するのは容易でなく、厳しい交渉に直面するという現実がある。NGOの活動も活発であり、多くの交渉が必要とされる。議会による何らかの法的支援が望まれる。マニラガス社やファーストガス社はそれぞれのフランチャイズ賦与法によって、特別に公的接收権が与えられており、法的には適正な補償により、必要な土地を確保出来ることになっている。公道やハイウエーの利用は公共事業省や地方政府との協議で、比較的容易に同様の権利が与えられると理解する。

(4) コモンキャリエジ

1949年石油法 (RA387- Petroleum Act of 1949) 第86条は全てのガスパイプラインは common carrierとして、余剰能力を公共用かつ非差別的利用に供せよと規定している。これはサードパーティーアクセス、あるいはオープンアクセス、さらには強制的なものは強制オープンアクセス (MOT - mandatory open access) とも呼ばれているものである。これは現在でこそ先進国・途上国を問わず、ガス供給網と市場の成熟した国々で一般的になっているが、制定当時としては実にパイオニア的規定である。法律の遵守は当然であり、投資家も同意はするであろうが、ただこの規定をパイプライン網のまだほとんど存在しない国に適用するのは、きわめて異例である。コモンキャリエジによって第三者のガス売買のための輸送事業が参入し ("third party access"), パイプラインの運用効率が向上するなら一般には有益ではあろう。

同時に心配もある。ガス輸送や供給プロジェクトの推進者が、この優れて資本集約的で長期の運営により投資回収を計るべき事業を計画する時、まず市場の成長を展望し、将来のガス需要増加を計算に入れて、輸送能力も例えば2倍と言った大き目の設備を計画する。資本供給者は、設備が財務的に見て良好なパフォーマンスで運営され、十分なDCR (debt coverage ratio) とリターンを生み出すことを期待する。

オープンアクセスの環境下で、パイプラインや供給網のファイナンスが可能か否かの問題はきわめて深刻である。欧州投資銀行¹⁾の発言によれば、成熟市場におけるオープンアクセスパイプライン投資は克服出来ない問題ではないとしている。しかし、同時に民間の銀行にとっては必ずしも好ましくないとも言っており、実際、これをカントリーリスクが高いとされる途上国に適用することは出来ないであろう。

健全なガス事業には、計画された通りの十分な需要量とよい消費パターンの実現が必要である。サードパーティーアクセスが少なくとも強制的でなく、想定された良好な市場における長期の投資回収を妨げないよう期待する。また推進者には、投資回収に必要な十分な長さの初期期間中、約束された市場を確保することが許されるべきである。ガス供給事業は経済性の許す市場の範囲でのみ行なうのは、他国でも一般的である。

JICAのマスタープランは、小口用ガスの単位コストは明らかに高いので、経済的理由から、まず発電用を含む大口需要家が利用するものと想定する。このガスの経済原則が非差別的第三者利用 (オープンアクセス) の規定により崩されることなく、需要家の規模や内

¹⁾ International Energy Agency, *Natural Gas Transportation- Organizations and Regulation*, 1994

容により正当な需要家の選択が許されるよう希望するものである。投資家やプロジェクトの推進者は、少なくともある一定期間、資金確保のためにも事実上の独占性を希望するものである。

(5) ガス産業構造

ガス発電業界は、ガスの供給者と発電業者が存在し、その役割は電力産業改革法にも明記されており、2002年当初現在すでに形成されている。

しかし、ガス単独の市場はこれまでなく、Camago/Malampayaのガスやそれ以外のガスを扱う下流の業界はまだ成立していない。2001年夏現在、ガス事業が数年先に予定されているにもかかわらず、誰が積極的にガスの下流業界に参入するのかは明確でない。RA 8997により、First Gas Holding社がルソン地域のガスの輸送供給のフランチャイズを得ており、一応、同社が手がけるものと見られる。憲法により外国人参入が規制されているフィリピンにおいては、とりわけ積極的な地元企業の存在が鍵となる。

First Gas Holding社が財務的かつ技術的に下流開発をリードする能力と意志を有するならば結構であるが、そうでない場合は、政府が、規制業務と同時にある程度のインフラ開発の初期の段階の事業投資に関与していくのが適切である。全面的規制撤廃と民営化は、途上国の場合、成熟市場でのみ可能である。初期の段階では、強制的アンバンドリングは不要であり、総合的な収入でプロジェクトの全般的資本構造を持続させていく方がよいと思われる。

(6) 事業開始手順およびO&M

過去においてはガス市場が事実上なかったため、ガス事業の新規参入者や投資家のための事業開始手続きは確定していない。現在、DOEはADBプロジェクトによる勧告を参考に、必要な手続きやよう式を整備しつつある。フィリピン特有の現在の規制環境から見て、正式の手順が公式になるまでの間、業界のパイオニアが実際の経験に基づき、事実上の標準手順の道を切り開いていくのではないかと期待するところである。

(7) 技術規制・基準

われわれの理解では、DOEはADBのプロジェクトレポートが推奨する通り、設備や作業運営の技術基準については、米運輸省パイプライン安全室 (USDOT/OPS) の基準 (49 CFR) や 全米消防協会のNFPA 54を採用する計画である。例えば、49 CFRなどはガス輸送・供給

の分野を広くカバーしているものの、ミニマムの基準を提供しているのみである。

若干付記するなら、他の国々ではこれに加えて事業保護のためにより厳しい基準を採用している場合もあること、また米運輸省の基準は頻繁に改訂されていることを銘記して置きたい。したがって米国以外の国の基準が49 CFRを直接引用する場合は、何年版かを明記する必要があるし、できれば直接引用でなく、その内容を転記して採用してその国の基準体系に組み込む方がよい。とはいえ、米国のこの基準は他国で参考とするのに優れたモデルである。基準のシステムは、フィリピンの実際の条件や経験に応じて柔軟に運用されるべきで、また他の国の基準も内容が同等ならば、適用許可されるように明記すべきである、と考える。

DOT/OPS や NFPA の基準は基本的に安全基準である。そのほかにも商業上、顧客安全、エネルギー効率等に係る技術基準がある。これらは市場の成長に応じて、ステップバイステップで整備していけばよいだろう。米国の州際パイプラインの事業開始や価格の規制は、連邦エネルギー規制委員会（FERC）が行ない、ガス供給は各州の公益事業委員会（州により名前が異なる）が規制しており、内容も州によりいくぶん異なる。ガス供給上の規制については若干の追加調査が必要と思われる。

3-1-3 ガス規制に関する既存の意見

(1) ADBの勧告

アジア開発銀行（ADB）調査“Gas Sector Policy and Regulatory Framework Project”のファイナルレポートでは、これら法規上の問題が広範に分析され、政府に対して規制枠組みの改革を詳細に進言している。

JICAチームも、これらADBの主として中・上流ガス産業の政策的条件に賛意を表す。ADBは政策の必要条件として、以下の諸原則を挙げている：

- Accountability – 権限がなぜか多くの省庁に分散しており複雑、改善要、
- Participation – 政策プロセスへの参加をもっと増やすよう、
- Predictability – 秘密事項をなくして予測し易くする等
- Transparency – 許認可、料金設定等クリアーにすること等
- Autonomy – 権限分散のため、大統領の決定に依存し、省庁が自立性を失う、
- Clarity – 上流におけるERCの役割がな視されないよう、

- Feasibility – プロジェクトの実現可能性に係る条件整備を、
- Sustainability – 現状ではガス産業の持続性に不安あり、発電用以外が忘れられている、
- Stability – 安定かつ競争促進環境を整備する必要。

(2) ガス業界からのコメント

一方、フィリピンのガス業界の参入企業からわれわれがヒアリングしたところでは、以下の不明点や問題点が挙げられた：

- ・輸送ラインのライトオブウェー（ROW）の取得は、土地所有制度が絡み、社会的に不動産を公益の便に処する原則が十分でなく、恐ろしく高価につく。

- ・上流の油ガス田の利権制度は、いわゆる生産分与（Production sharing・PS）契約に近いものであるが、政府取り分が60/40の比率となっている。全体としてのロイヤルティーもやや高く、この結果、ガス全体にこの比率で（不当に）課税されているのと同じ効果となっており、双方の取り分が高く、他燃料に対する競争力を弱めている。

- ・ガス利用推進方針は謳われているものの、実際に建設の各段階で、認可を得る方法が確立されていない。また、適用される技術基準も明確に規定されていない。

- ・ガス輸送供給の料金規制はERBの管轄下にあるというものの、それを決定する方式は法的に規定されていない。

- ・マニラガス会社に対するガス供給（当時は製造ガス）のフランチャイズは、当時、議会により法律で与えられたが、その設備（供給網）は修復されぬまま現在使われず、利権はそのまま、会社はLPGボトル供給を行なっている。使われなくなったフランチャイズを将来の天然ガス供給のためにどう扱っていくか、手続きが不明である。

- ・将来のLNG輸入は、Camago/Malampayaガス田からのガスの競争力維持のため、すでに10%（2003年から5%）の先行関税が決められている。

3-1-4 電力改革法のガスへの影響

去る2001年6月8日、新しく電力産業改革法（RA9136）が導入され、2週間後に発効した。これによれば、NPCの分割前に、その純負債のうち、2,000億ペソ（約US\$50億相当）

を超えない範囲の額を一時的に政府が背負うことになる。この法の実施は、長年、国際金融機関から融資等の条件として求められて来たものである。

この法律は市場原理に対してきわめて進歩的であり、ガスも電気も公益エネルギー事業の同じ土俵上にあることを考えれば、ガスに対して相応の影響があると考えられる。ただし同時にフィリピンにおいて、ガスと電力がいかに違うかについても深く考慮すべきである。

電気とガスの違いの一つは市場の成熟度である。電気の場合、島嶼国家ゆえにまだ離島村落の20%に電化されていない地方があるとしても（2001年現在）、人口集中地域ではインフラが広く普及し、市場が確立されていると言える。一方、ガスはまだ市場がなく、ゼロからの大規模のインフラ投資が必要な段階である。

もう一つの違いは競争性にある。ガスと電力が競争関係にあるのは、熱利用と空調の分野のみである。照明や電子機器利用の分野では競争相手がなく、電気は誰にとっても必要なものである。一方、ガスは功利性は高いものの、常にLPG、薪、灯油、ディーゼル等との競争にさらされている。こう見てくると、ガスと電気の法規制も自ら異なってもよい。ガス配管網は、公共性の高さはあるとしても、市場の大部分については自然独占ではなくなっている。

ガスはフィリピンの熱帯性気候を考えれば、エネルギー利用密度の特別に高い地域、顧客当たりのパイプラインコストが極小で済み、顧客当たりの利用量が比較的大きい地域でのみ競争力を持って浸透できる。電力改革法で言うフランチャイズにおける非差別供給の規則をガスに厳しく適用すると、事業は成立しない。当初の段階では、実際問題として顧客を選択していくことが認められるべきである。北方の工業国と違い、事業上有効ないわゆる“captive gas customer”の範囲は、フィリピンではきわめて限られている。

ガスと電気の違いは以上の通りであるが、またガスと電気とを一緒に考えるべき場合もあり、この場合問題が生じる。Batangasのガス処理プラント後のガスが、果たしてPetroleum Act of 1949で規定された“piped gas”であり“petroleum”であるのか、またはDownstream Oil Deregulation Act of 1998で規定の自由化された“oil”であるのかの疑問が常にあり、省庁の権限問題に絡んでいる。この問題は、Batangasでは、一発電所までのパイプは公益事業ではないとされた発電所の一部であると定義することにより、解決された。

それでは将来のLNG基地から発電所までのパイプはどうであろうか？ まずLNG基地はDownstream Oil Deregulation Actに言う製油所であり、（公益事業ではないから）外国側パートナーも十分な役割を果たせる。例えば、基地から18 km (11 miles)離れた外国との

JVによる発電所までのパイプを敷き、その途中から分岐して別のガス供給地域へ延長する場合、パイプラインの大部分は公益事業となり、非差別オープンアクセスに準拠する一方、power of eminent domain（土地等の公益接収権）の益にも浴する。ただ、このパイプを完工保証もなく、オープンアクセスのため利用の保証もない時、どの銀行がファイナンスするだろうか問題は問題である。DOEのIRR（省令）は事業者や銀行のニーズを考慮して、事実上の独占性やpower of eminent domain を与えるなど、柔軟に対応する必要がある。

ガス発電所が、産業用等顧客とともにガス輸送供給の重要な顧客となる時、発電所がガス配給網の末端に位置する場合もあろう。そのような発電所は、都市に適したクリーン燃料である、天然ガスを用いた高効率のコージェネになる可能性が大きい。これはパイプラインの利用効率も上げ、経済効率も上げる。多くの場合、そのような発電所は遠方の村落ではなく、大規模需要地近くの戦略的位置にある。この発電所はパイプラインコストを負担する必要があるが、一方で電力輸送費を節減し、遠方の発電所に比べて数%のエネルギー輸送ロスを回避できる。実際のケースでは詳細な得失比較が可能である。

ここで問題は、そのような発電所が、TRANSCOの輸送プールや電力改革法で創設される卸し売りスポット市場でどのように電力市場に出動させて貰えるかである。もし出動基準が輸送網のどの位置にあるかに関係なく、単にkWh当たりコストでためられるなら、需要地に近い高効率発電が負ける可能性がある。何らかの得点評価基準を入札方式に組み込んで、総合的な効率や経済性を向上させる必要がある。エネルギー輸送にはガスパイプがよいか電気輸送がよいかは、世界のエネルギー業界の今日的課題であり、どうやら答は他の条件が同じなら、総合的な効率からみて、ガス輸送に軍配があがりそうである。

この論争はSucat発電所の今後の扱いに関係する。Batangasからマニラの大需要地にエネルギーを輸送するに効率のよいのは、ガス輸送か電気輸送かについて考えるべきである。

もう一つの心配は、ガス発電自体が他の発電と比べてどう出動できるかということである。一般に長期経済コストで見ると、ガス発電は最も安いのであるが、これは建設費が安く、かつコンバインドシステムで発電効率が高く、環境コストが安いことによる。燃料コストは天然ガス購入コストに依存し、その価格は必ずしも重油や石炭より熱量ベースで安い訳ではない。これらのコスト比較を表 3-1-1 (a)、(b)および(c)に示した。この表の(b)部に、ガスのネットバック値とともに、各発電の長期経済コストの内訳を示しており、その各前提は表の(a)部に示す。(c)部は割引率に関する感度分析を示している。コストはインフレを無視した実質価格による長期平均現在価値コストである。これらの表は、このJICA調査の中の他の想定とは無関係で、ここだけの典型的発電コストの議論用に作成したものである。

この表 (b)によれば、ガス発電は総合的長期平均コストではkWh当たりで他の発電に勝てるが、O&Mと燃料コストの計、つまりランニングコストでは、石炭、地熱、水力に負けるのである。一度投資が実施されると、経済的考慮の中心がやや移動し、目先のコスト競争を重視し、ランニングコストで考え、資金返済や将来のリプレースを忘れがちである。電力入札における便益評価においては、総合コストや社会・環境便益を導入すべきである。電力プールの入札の設計に反映させる必要がある。

表 3-1-1 (a) Potential Power Generation Costs in the Philippines - Assumptions

Typical Power Generation Costs and Gas Netback Values Compared

Starting year= 2001		Write in plant number below for recalculation				
Select TARGET PLANT code= 3	is the main plant selected for planning.	Local Currency = Peso				
Your GAS PLANT code= 2	is brought in to find fuel netback value.	Peso /US\$ = 52				
Plant Code	Plant Type:	1	2	3	4	5
		Steam Turb. w/ FGD	Comb. Cycle Gas (C.C.)	Coal Power	Geothermal	Hydro
	Fuel :	Fuel Oil	Natural gas	Coal	-	-
	Fuel trade unit:	bt	mmBtu	ton	GWh	GWh
Part 1 Input - Technical Assumption						
31	Installed capacity	500	500	300	60	200
32	Load factor	70%	75%	70%	60%	35%
33	Thermal efficiency (gross based)	36%	45%	38%	100%	100%
34	Construction Start Delay	0	0	0	0	0
35	Construction period	2.0	2.0	2.0	2.0	5.0
36	Project life and operation years*	20.0	25.0	25.0	20.0	20.0
37	Physical economic life of plant	25	25	25	40	35
38	Period till plateau reached:	3	3	3	3	3
39	Power output from Other? (No only - future use)	no	no	no	no	no
40	Hours in a year	8760	8760	8760	8760	8760
Part 2 Input - Economic Assumption						
41	Real interest (discount) rate	12%	12%	12%	12%	12%
42	Investment cost per capacity	1000	650	1800	2800	1400
43	Other ancillary investment	0	0	0	0	0
44	O & M fixed cost factor (yearly)	3.00%	2.50%	3.50%	1.5%	0.6%
45	O & M variable cost factor (yearly)	0.100	0.050	0.070	0.030	0.010
46	Current fuel price (\$/trade unit)	25.00	5.00	33.00	0.00	0.00
47	Escalation on Fuel price	0%	0%	0%	0%	0%
48	Gross heat value of fuel (mmBtu/Fuel unit)	6.1808	1	23.500	3412	3412
	Fuel Price: US\$/mmBtu	4.045	5.000	1.404	0.000	0.000

表 3-1-1 (b) Potential Power Generation Costs in the Philippines - Results

Part 3 Summary Results		Target plant code				
		1	2	3	4	5
Power Generation Cost		Steam Turb. w/ FGD	Comb. Cycle Gas (C.C.)	Coal Power	Geothermal	Hydro
Levelized Average Cost:	USCent /KWh	7.04	5.62	6.93	9.04	8.77
	ibid: Peso/kWh	3.66	2.92	3.60	4.70	4.56
of which	Capital Cost	36.3	26.7	64.1	89.7	96.4
	Fixed O&M	7.9	4.9	16.6	10.0	3.5
	Variable O&M	1.4	0.9	1.0	0.3	0.1
	Fuel Cost	54.5	67.5	18.2	0.0	0.0
	O&M and Fuel Costs	2.33	2.14	1.25	0.48	0.17
Natural Gas Netback Value						
For	Comb. Cycle Gas (C.C.) - pres val.	\$/mmBtu	6.88	5.00	6.73	9.51
Code= 2	Same in GJ	\$/GJ	6.25	4.55	6.12	8.64
	Same in	Peso/10,000 kcal	14.19	10.32	13.89	19.62
	2001 Currnt value	\$/mmBtu	6.88	5.00	6.73	9.51

この比較のもう一つ興味深い分析を表の(c)部に示した。発電所の民営事業者は通常12%以上のIRR（またはディスカウントレート、割引率）を要求するが、うまく低金利の資金が利用できれば、全体のディスカウントレートを下げ、資本集約的プラントであれば、発電コストを相当下げることができる。水力、地熱、および石炭発電はより資本集約的で、この分析はどの程度さらに安い発電を行なうことが出来るかを示している。これら発電が金利の低い、またはグラントエレメントの多い公共ファイナンスを受ければ、競争力が非常に高くなる。これらと競争するためには他の発電は新規の発電所を作る時にさらに安い金利の資金を導入する必要がある。しかし、もし国が安い電力料金実現のため、安い公的資金の利用にいつまでも安んずることがあれば、リプレースの必要となる将来、民営化の進んだ時期に、電力業界全体の問題にぶつかるかも知れない。フィリピン国民は高い電力代を問題視しているが、比較的高い電力代は、一方ではインフラ整備に必要な経済地帯を捻出し、この国の将来の電力産業の活力の源泉となるのである。

表 3-1-1 (c) Potential Power Generation Costs in the Philippines – 感度分析

Sensitivity Analyses					
1. Effect of discount rate on the generation costs 1			2. Effect of discount rate on the generation costs 2		
	Cent/kWh			Cent/kWh	
	Geothermal	Hydro		CCGT	Coal Pwr
D. Rate%	9.04	8.77	D. Rate%	5.62	6.93
4.0%	4.18	3.46	4.0%	4.78	4.44
6.0%	5.28	4.57	6.0%	4.96	4.97
8.0%	6.45	5.82	8.0%	5.16	5.56
10.0%	7.71	7.21	10.0%	5.38	6.22
12.0%	9.04	8.77	12.0%	5.62	6.93

電力改革法第34条は、国内エネルギー資源と再生エネルギー資源を優先したロイヤルティーを取り込む平衡税を整備し、料金中のいわゆるユニバーサルチャージの要素とするよう規定している。これも、電力出動競争でequal footingを実現するための調整である。ユニバーサルチャージから来る資金をプールするトラストファンドが設定され、輸入燃料に基づく電力の購入資金に当てて安定化を計るものと理解する。電力需要が急上昇し、高い輸入燃料の利用が避けられない時に、これがうまく機能して安定化に寄与するものと期待する。

3-1-5 エネルギー価格規制システムと状況

発電用ガスの販売は上記の通りであるが、天然ガス直接利用の推進は、ガス購入価格と供給網のコストに直接影響される。

今後のガスに潜在的に競合する各エネルギー価格（概数）の最近の状況は表3-1-2に示す通りである。傾向を見るためであり、また原典や単位換算の過程が異なり、本書の他の章に示す価格とは一致しないかも知れない。ペソ貨表示の石油製品価格は多少他燃料競争で抑圧されているが、2000年以降の国際原油価格の上昇とペソの対米ドル低落により上昇中である。背景にある国際原油価格はこの間、図3-1-1、図3-1-2に示すように劇的に変動している。Tabangaoにおけるガス価格は、公式によりいくつかの要因で決まるが、100%原油リンクではないため、ガスに多少の競合力がついている。LNGの方は将来の交渉如何であるが、これまでは北アジアで原油等価リンクとなっている。今後安くなる方向が指摘されている。ガス価格の競合性は今後検討するネットワークコストのいかに掛かっているが、価格差余裕は充分ではないかも知れない。

石油（製品）価格は、フィリピンでは法律RA 8479 of 1998により規制撤廃され、すべて市場価格である。ほとんどの原油および石油製品が輸入であるから、ルソン地区の数個所の製油所と、貯蔵所がバッファーとなる外は直接国際価格の影響下にある。ここで言う石油は、LPGを含むが、配管ガスは除く。石油産業界は、主に製油所を持つシェル、テキサコおよびペトロ（一部PNOC保有）からなる。ただ規制撤廃後、輸入、販売を目指して新規参入が相次いでいる。とりわけLPGは、National Gas（中国）、Liquid Gas（European）、Total（仏）、Pryce Gas（台湾）および Petronas（マレーシア）等が入り、競争が激化している。

表 3-1-2 Recent Philippine Energy Prices (mainly commercial use)

	Thermal value (gross) kcal/l (or kg)	Excise tax P/liter	Import tariff** %	Market Price in P/liter (or kg)***				Price interpreted in US\$/MMBtu			
				Jan. 1998	Dec. 1999	Dec. 2000	Nov. 2001	Jan. 1998	Dec. 1999	Dec. 2000	Nov. 2001
							****	Forex 39 P/\$	Forex 40 P/\$	Forex 49 P/\$	Forex 52 P/\$
Premier gasoline	8,580	5.35	3 (0)	10.8	13.6	17.8	17.4	8.14	10.01	10.69	9.82
Unleaded gasoline	8,427	4.35	3 (0)	10.5	13.3	17.3	16.7	8.04	9.91	10.55	9.64
Regular gasoline	8,427	4.80	3 (0)	9.0	12.0	16.3		6.87	8.95	9.98	
Kerosene	8,753	0.60	3 (0)	5.8	8.6	13.1	13.3	4.27	6.16	7.70	7.37
Diesel oil	9,281	1.63	3 (0)	7.2	9.3	13.6	13.5	5.01	6.29	7.54	7.06
Fuel oil	10,007	0.30	3 (0)	4.7	7.8	11.6		3.05	4.93	5.98	
LPG (P/kg)	12,000	0	3 (0)	10.9	9.0	10.6	12.8	5.85	4.71	4.55	5.18
Gas * /Tabangao	9,780	2%	3%	-	-	-	-	-	4.00	5.00	
LNG*	10,500	2%	3%	-	-	-	-	3.25	3.65	4.75	4.35

Note: *Gas: kcal_T (gross)/m³; Price: US \$/MMBtu; LNG: CIF Japan less (-) 25 US Cent/MMBtu, indicative only

** Import duties for oil products are temporary exempted since November 2000 by PD314.

*** 1998 and 1999 domestic prices: derived from ADB study; 2000: derived from MEMSI report.

**** Nov. 19, 2001 Average of pump prices cited in DOE home page; Dealers' pick-up price for LPG

Source: JICA Team / MEMSI study 2001/DOE 2001

末端の電気料金はERC（前身ERB）が規制している。ただ卸売り段階では、まず、発電価格は発電会社とTRANSCOや販売会社等オフテーカーとの間の交渉価格であり、別途これをERCがオーソライズする形を取る。既存の電気価格は基本的に“コストプラス”方式で、業務に関係する資産額と2カ月の運転資本をレートベースとし、有効資産に対する12%のリターン（公営の場合は10%）を許容している。

フィリピンは、一部に高価格への不満もあり、国際競争力確保のためにも価格抑制努力は常に必要であるが、ともかく、すでに国際水準のエネルギー価格に慣れている。これは、多くの途上国が政治的に低エネルギー価格政策を採り、価格収入からキャッシュフロー原資を引き出すことが出来ず結局エネルギーインフラ向上が出来ずにいる事実とよい対照をたためず。ある程度の高価格は、国民の資産であり経済成長を通じて便益を齎すのではないか。

下流のガス価格については、一般的な価格形式はまだ決められていない。ただ、Camago/Malampaya ガスの Tabangao 揚陸点における価格は、他のセクション（第6章）に書かれている通り、国際的なフォーミュラに基づいている。この価格は政府取り分、すなわち“government take”と呼ばれるロイヤルティー（現在約60%）を含み、これがやや高く最終価格を大きく左右する。近い将来、この分が調整されて電気代値下げの原資となるものと期待されている。

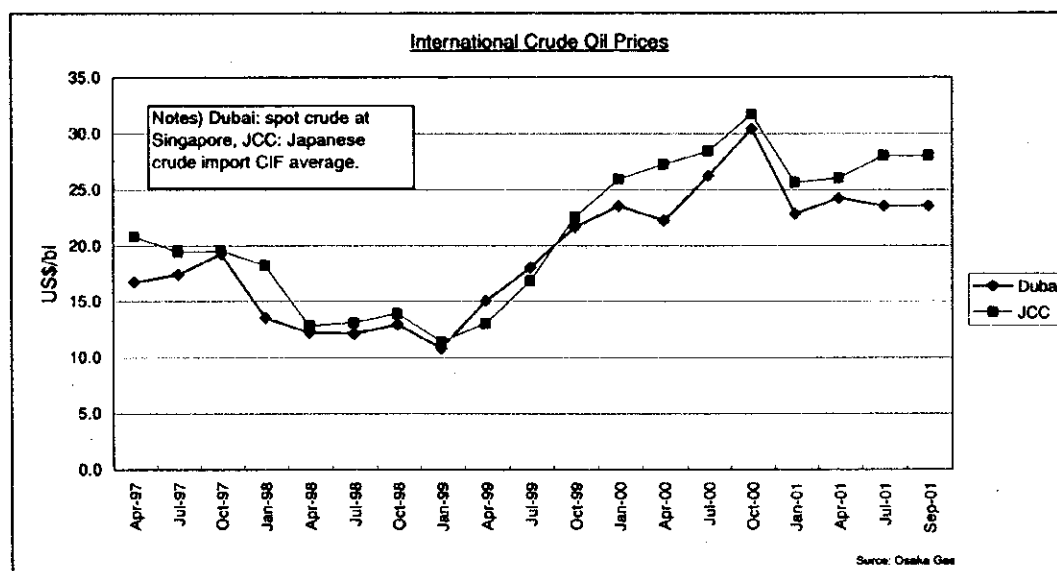


図 3-1-1 Recent International Oil Price Trend

ガス産業はパイプライン設備に依存しているが、通常その経済性から、小口顧客向けは

ガスの単価が高くなるため、まず発電や工業用等の大口への輸送から始める必要がある。発電側がこのガスの性質にどう対応してくれるかは、パイプライン開発に大きく影響する。ガスは電気にとってコスト、効率および環境面から好ましいが、同時にガスパイプラインにとっても、発電用と直接利用とに問題なく利用できれば好ましい。

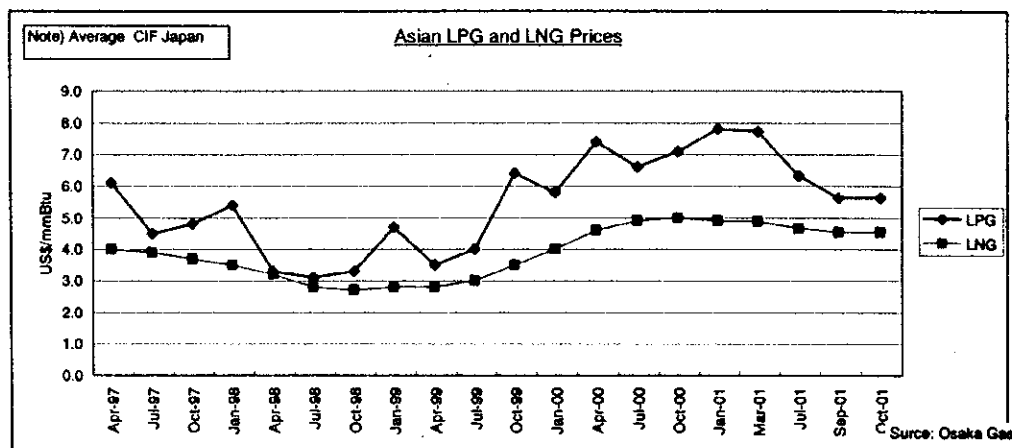


図 3-1-2 Recent International LPG and LNG Prices

発電用、大口工業用以外のガス市場では、ガスはこの導管網コスト、接続コスト、顧客コスト、販売促進コストをすべて乗せた上で他燃料と競争する必要がある。当初の段階でコストを最小化する重要な方法は、最も適した顧客群を選択することである。好ましい顧客群の条件とは：

- 1) 面積当たりエネルギー消費量の高い地域が含まれていること
- 2) コスト負担に耐えられる市場地域であること— 所得水準とガス消費水準に関係
- 3) ガス本管に近接している地域— 供給本枝管のコスト削減のため
- 4) 市場に大口業務用顧客が含まれていること
- 5) 住宅密度が高いこと— 顧客当たり導管網コストが低くなる
- 6) ガス空調の可能性（新規商業設備）

ガス販売を考える前に、まず安いガスを入手することが先決である。われわれの選択は、Camago/Malampayaガスとその将来の増量、トランスアセアンガスパイプラインおよびLNGである。前者はすでに有り、最善の利用を進めるべきであるが、フィリピンの成長につれて、われわれのマスタープラン期間でもCamago/Malampayaガスが供給できる以上にもっと多くのガスが必要となる。したがって、次にトランスアセアンかLNGか、どちらが安いのが問題となる。JICAの想定では、仮の想定であるが、ルソン地区にLNG基地を需要に応じてまず2箇所先に想定し、トランスアセアンは後で、2015年ごろに入るとしてい

る。実際の選択は別途真剣に検討して欲しい。

LNGか パイプラインガスか？ ガスの国際長距離輸送でパイプラインとLNGのどちらが安いかは、詳細な調査を必要とするが、ここではとりあえず、適当なガス源を仮定して推定経済コストで比較して見るのは可能である。純粋に物理的に言えば、両者のコストが同じになる交差点は、輸送距離で一般に2,000-4,000kmと言われる。その比較例を表3-1-3 (a)前提と(b)結果、および図3-1-3に示した。

表 3-1-3 (a) A Cost Comparison of LNG and Pipeline Gas 前提

Assumptions			
1. Physical Assumptions:		2. Financial Assumptions:	
Assume off-shore transportation for both			
Distance (Base Case):	1450 km	Project begin:	2001 year
Gas quality:	10161 kcal/Nm ³ (0dC)	Period:	25 years
or =:	1080 Btu/Mscf = 40.33 MJ/m ³ (15C)	Discount rate:	12%
LNG liquid density:	0.45 t/m ³	Physical life:	35 years
Transport Capacity:	3 mta	Taxes & inflation:	neglected
	= 381.1 mmscfd (15.5dC)	Case 2:	3 million tons /yr. (mta)
	= 3.724 bcm/y (0dC)		381.1 mmscfd (15.5dC)
			3.724 bcm/y (0dC)
		FS or Preparation Costs:	10 \$ million to either
3. Pipeline Conditions: Base case		4. LNG Conditions: Base case:	
Pipeline Pressure (Max):	80 bar	Liquefaction Capacity:	3 mta
Pipeline Pressure (Min):	55 bar	Cost scaling:	(X1/X2) ^{0.75} +fixed term
Initial Press.:	50 Final Pr.: 40	LNG ship capacity:	135000 m ³ (kl) = 60,750 t
Distance btwn Compressors:	500 km	Cost= Capacity (kl) x A1+ B1	
Compressor Stns.:	2 stations after initial	Speed 19 knot, Loading + unloading:	25 hrs.
plus last section:	450 km	Dry Dock:	40days/2.5years
Construction yrs.:	3 years	Receiving Storage :	2 tanks x 135,885 kl
Demand buildup yrs.:	4 years	I.e., Ship Capacity+ 7days + dead 10%	
Pipeline Cost:	35000 US\$/km/inch	Cost= Storage cap (kl)x A2+ B2	
Compressor Cost:	1200 US\$/HP	O&M Costs: Fixed and variable costs	
Major pipe size:	30 inch	Construction:	3 years
Compressor Size:	11,172 HP	Ship Build up:	4 years
Other conditions: Gas processing:	100 mil. US\$		

表 3-1-3 (b) A Cost Comparison of LNG and Pipeline Gas 結果

Results					Unit Gas Cost Breakdowns:				
Costs Summary:					LNG: \$/mmBtu		Pipeline \$/mmBtu		
1450 km	Economic Cost (NPV)	Capital	O&M Cost	Total Cost	Wellhead	0.500	Wellhead	0.500	
3.00 mil. ton/y	Costs	US\$million	US\$million	US\$million	Liquefaction	1.922	Gas field	0.129	
Long term cost:	LNG	1,478	523	2,001	Shipping	0.282	Transmission	2.626	
Ave. levelized costs)	Pipelines	1,890	218	2,108	Regasification	0.559			
						3.263			3.255

表にはモデルの経済キャッシュフロー計算の前提と結果を示した。経済コストの計算はインフレなしの実質コストのみに基づく。LNGのコストは液化から再ガス化までを含む。パイプラインコストにはUS\$1,000万のガス処理プラントを想定、また両方ともUS\$1,000

のF/S費、およびUS\$0.5/MMBtuのガス田価格を計上してある。

図3-1-3は、典型的なモデル計算で上表の他の条件を同一として輸送距離の経済コストに与える影響を示す。

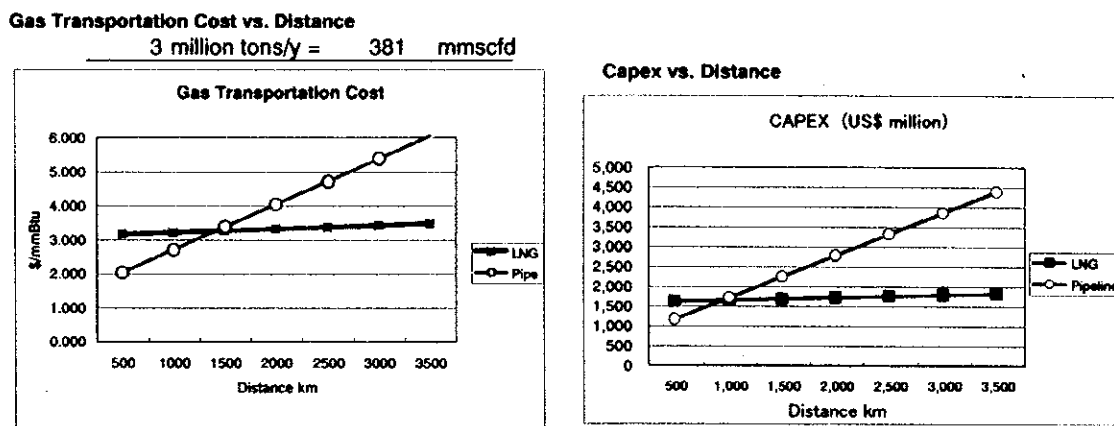


図 3-1-3 Effects of Distance on the Costs of LNG and Pipeline Gas

実際のコストは、条件がプロジェクト毎に千差万別であるから、これとは異なるであろう。例えば、ここではパイプラインは1本の前提であるが、実際の場合では2本での設計を要求し、はるかに高価になるかも知れない。これらの計算は指標的なもので、例えば、最近の顕著なプラントコスト低減のトレンドなどは必ずしも反映されていない。さらに実際の価格となると、特定の市場や国際交渉等さらに多くの要因に依存する。将来の需要想定に合致させるのにどちらがよいかは、セキュリティーを含むさらに多くの要因を考慮することになる。基本的にはパイプラインは関係する国々とより多くの交渉を必要とし、地域にもよるが、ライトオブウェー確保のために地元との交渉もより多くなる。第三国を通る場合は、通常トランジットフィーの交渉が加わり、また時間がかかる。

とはいえ、もしフィリピン向けのトランスアセアンガスのガス源を、よく言われるサラワク州とした場合、マニラまで1500kmとして、通常の本ベースのパイプラインコストを想定するなら、前記の試算によれば、パイプラインのコストはLNGプロジェクトの総コストに比べほぼ同等か若干安いことになる。しかし、コストはプロジェクトの要素の一つに過ぎない。例えば、売り方はフィリピンの市場でのガスの価値はいくらであろうかを見ているであろうし、コストとの差額、つまり経済地代は必ずしもフィリピンの収入にはならないかも知れない。国際交渉やファイナンスを考えるなら、実際のガスコストはいくらかとともに、Camago/Malampayaのガスの発見から創業式までに何年かかったかを思い出す必要がある。

一方、LNGはすでにアジアに市場があり、2000年代最初の10年間を見ると、多くの供給源が市場を探している状況である。LNGプロジェクトのスキームはより分かり易い。フィリピンの場合、先方がどの程度の価格を提示して来るか、どういうファイナンスが可能かを見てみなければならない。ファイナンス面では多数の国との関係も必要である。

3-2 ガス利用推進の政策上、組織上の施策

3-2-1 ガス利用推進策策定の諸焦点

(1) 上流－小規模ガス資源の利用

ガス産業の推進といっても、上流、中流、下流とそれぞれ事業の性質が異なるので、多くの視点がある。

石油・ガス上流の開発は、中流の一部やガス発電向けも同ようであるが、フィリピンではすでに30年にわたる長い歴史があり、今ついにガス産業の夜明けに到達し、ガス産業の長期見通しを描く必要の段階に至った。このJICA 調査における推進政策は、その流れに対応して、確認済みの埋蔵量や供給ポテンシャルを前提として、主として中流から下流をカバーするものである。しかしながら、下流に対して新たな影響があるかも知れないので、ここでごく簡単に上流の状況をレビューし、利用策を考えておきたい。

このマスタープランでは国内ガス資源は確認埋蔵量だけを対象とするから、Camago/MalampayaとSan Martin (サン・マーティン) ガス田：計3.0 TCF (兆立方フィート、9,700 kcal/Nm³として約800億m³、7,200万トン) を国内ガス供給のベースとする。潜在的な埋蔵量は4 TCFともされる。詳しい内訳は次章(表4-1)を見られたい。

しかし、他のガス田も、国産ガス開発によるエネルギーセキュリティ向上が国家的課題であることから、注目を集めている。いくつかは小規模ながら確認され、また確認されていないものの、大規模と推定され、PNOC-ECが積極的に開発の使命を努めている。特に以下の上流プロジェクトにガス資源利用の観点から関心が高い：

サン・アントニオ (San Antonio Reservoir) 層：マニラから240 km北方のカガヤン・イサベラ州、サンチャゴ市にある南カガヤンガス田(SC37)には、320 BCFのガスが潜在する。現在は掘削の結果 4.3 BCFと推定され、1 mmscfの生産で山元で3 MWの電力が供給でき、当該国地方ガスの国家記念的第1号発電プロジェクトとなっている。この使命を帯びたテストプラントは、一地方都市に匹敵する15,000の家庭に供給できる規模である。これはプラン

ト代を除いて石油輸入額約60万ドル/年を節約することになる。テスト操業は2008年まで続き、その後、商業化を考えることになっている。

ミンドロ沖 (Off-shore Mindoro) : “GSEC 88”ガス田と呼ばれるが、ミンドロ島南東沖に広がり、1.8 TCFのガスが期待されている。このエリアはCamago/Malampaya ガス輸送管に近接し、現在のガス源の後継者として期待できる。

コタバト・ベースン (盆地) (Cotabato Basin) : コタバト市の “GSEC 73” ガス田はミンダナオ島、コタバト市の南東80 km、ダバオ市の西90 kmにあり、総ガス可採量600 BCF、原油も 8,200万bblあると期待されている。この堆積盆地のガス総量の内、200 BCFは浅い水性溶存ガスである。ガスはカロリーが低く 8,100 kcal/Nm³ (860 Btu/scf) と見られている。この内、 Sultan-Sa-Parongis Prospectと呼ばれるガス田では 推定可採量が60 BCFあり、PNOCが 60 MWのCCGT発電を計画中である。PNOC-ECはさらに井戸3個所の掘削計画を持っている。

タルラック (Tarlac) はマニラの北100kmにあり、ここにも未確認のガス埋蔵がある。開発の可能性は埋蔵量の規模にもよるが、もし大きければ、発電と熱的利用との同時開発が出来れば、効率的だろう。あまり小規模だと、熱量当たりのコストが高くなる。この地域は将来の大規模な都市および工業開発地域内にある。ガス埋蔵の規模が小さければ、むしろ呼び水としてガス供給網を開発し、将来マニラ方面から来るパイプラインに結合する方法もある。

さらにラガイ湾 (Ragay Gulf) の南東およびセブ (Cebu) 地域でもガス源開発が行なわれている。ただ、ラガイ湾の方は折角NCRから近いことが評価出来るのであるが、まだ情報がほとんどない。

セブ島では、PNOC-ECがセブ市の北90kmに2 BCFのガスを確認している。地域の熱心な業者が電力用を中心にその利用策を検討中である。単純な計算をしてみると、この量は、もし1.7 MWの発電を行なうならば、ガス発電設備 (本体) のコストはUS\$ 1.4 million程度、原油輸入額を約US \$40万 (US\$22/biとして) 節約できることになる。もしガスを近くの町の12,400戸の家庭用にパイプ供給すれば、月々一戸当たり18 Nm³のガスを使うとし、パイプコストを別にして、輸入LPG 2,100トン/年 (US\$150/tonとしてUS\$43万相当) を節約出来ることになる。

このマスタープランでは、残念ながら、これら小規模ガス田は対象地域から遠く、ガス供給想定には含めていない。しかし、これらのガス開発はいかに小さくとも、ガス利用の

国家的使命に心情的に寄与して行くことになり、重要性は変わらない。

小さいガス田は他国でも効果的に利用されている例がある。日本では、日本海側の新潟地方（東京の北300km）のガス田および東京の東、千葉県の溶存水性ガスが、昔のことであるが、住宅用ガス供給事業の初期の開発を担った。ガスは地方のガス供給網建設の呼び水となり、現在の大規模ガス供給事業につながった。両地方のガスは減耗が進み、現在はLNG基地からの配管につながっている。またカナダにおいても、農業地方における安い配管網の実施例があったと伝えられている。

あるいは、今世界で喧伝されているGas-to-Liquid (GTL、ガス→液) プロセスの開発を待つのも一つのオプションである。将来はコストダウンが可能と言う情報もあり、小型でも経済性があり得ると言われる。伝統的なGTLのFisher-Tropsch プロセスとは対照的に、“Dimethyl Ether”プロセスなら、より小型液化に向いているとの説もあるが、より詳しくは第4章第6節に記述がある。その場合はパイプラインを使わず、自動車用のガソリン代替用等として利用可能となる。現在は高価で、場合にもよるが、小型では経済性はない。

(2) インフラおよび下流市場の開発推進

(ガス中・下流開発の原理)

通常の商品は、販売促進が即市場開発推進となるのだが、ガスの場合は、配管網があって初めて市場がある。ガス利用、あるいは販売促進とは、事業全般の推進環境下で、ガス配管網の開発と戦略的ガス販売の両方を推進して行くと言うことでなければならない。より広く言うなら、ガス開発とは上流、中流、下流および市場の全セクターが同時に開発されてはじめて達成できる。上流は市場を必要とし、市場は上流・パイプライン（中流）からの供給を必要とする。両方のインフラをともに開発しなければならない関係は、図3-2-1に示す通りである。

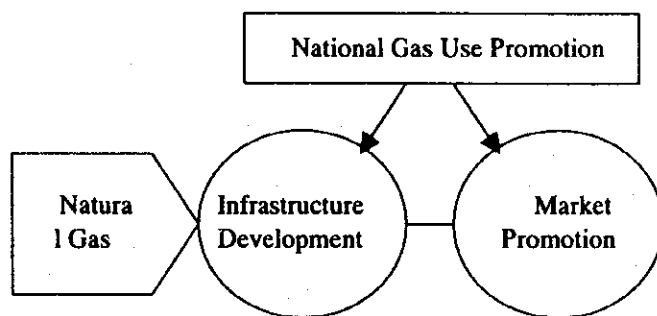


図 3-2-1 Both Infrastructure and Market have to be Promoted

供給網と市場が初期の段階で各国でいかに開発されて来たかを見てみると、1800年代や1900年代初期の（製造）ガスが、光用としてきわめて高い価値をもって供給された時代を除き、政府の支援なしに供給網が開発されたケースはほとんどないことに気づく。近年を見ると、多くの途上国の主要都市において、ある程度成熟してから民営風事業スタイルが導入されることはあっても、それまでは政府が支援し、多くは政府事業として行なわれてきたことが分かる。今でさえ、途上国では民営によるガス管網開発というのは比較的珍しい。この分野は、実は例えば発電市場でファイナンスの前提となるPPA（Power purchase agreement）のような頼りとなる担保に相当するものがなく、料金制度による収入が唯一の頼りであるために、配管網や市場が成熟して安定的なキャッシュフローが確立されるまでは、銀行に対する信用が十分でなく、ファイナンスの困難な分野なのである。純民営でやるためには、しっかりした会社が参入し、コーポレート保証を与える必要があると思われるが、そういう決断のできる会社は多くはない。

（諸外国のガス中・下流開発の例）

フィリピン近隣の自由市場国・地域を見ると、インドネシア、シンガポール、タイ、マレーシア、インド、パキスタンの各国でガス輸送供給網の推進が国営会社によって行なわれている。ある程度インフラが整った段階の国では、民営化を考慮中のところもある。香港は例外で民営事業として行なわれているが、ここでは、富裕層が多いために高いガス代が受け入れられ、人口密度との関係でエネルギー消費密度も高い。もっと遠方の熱帯・亜熱帯地方の国々²⁾、すなわち、エジプト、チュニジア、アルジェリア、コロンビア、トリニダド等では、一部ガス産業の民営化を検討中の国はあるが、下流はすべて国営である。これらの国々はその上、ガス資源富裕国なのである。ガス資源の少ない国ではさらに一段の努力が必要である。これはインフラの建設には、政府の強い指導力が必要であることを例証している。政府の役割には多くの場合二つの面、すなわち国営投資家役、および市場の濫用を防ぐための規制役とがある。民間の活力やマネジメントを公共インフラ開発に用いるよう推進することが、すべてを民間セクターに任せてしまうことでは、プロジェクトは進まない。

タイの例はガス利用開発への政府の関与の典型的な例である。PTT（Petroleum Authority of Thailand）は、株式の一部は上場しているが国有で、これまで下流を含む石油・ガスの強力な投資家として機能してきた。PTTは国営であるため、公的国際金融機関からの融資を使う資格がある。PTTはガス輸送幹線を保有し、上流の国際石油会社とガス価格を交渉する。工業用ガス管網には民営会社とJVを形成し、首都圏の環状輸送ラインもJVで実施する計画である。ガス利用推進の強力な推進役は、政府の会社が担ってきた。ガスの

²⁾ Examples in other countries are known from several reports included in the section of WOC10 in 21st World Gas Conference, Nice, June 6-9, 2000

規制と政策はそれぞれ工業省と国家エネルギー政策室で、PTTとは独立の機関で行なわれている。

先進工業国でも、どの国も規制撤廃と民営化の方向にあることは同ようであるが、ガス輸送ライン網は、国民への便益があるにも関わらず、投資家にとっては必ずしも利益の大きい事業ではないため、多くは国が支援している。少数の例外を除き、たとえば仏、英、伊、西、葡、希、典、アイルランド、加、オーストリア、ベルギー、スウェーデン、トルコ、豪州、旧ソ連各国、および東欧の国々では、事実上政府自体または国营会社が実施して来た。最近の民営化等の競争促進策は、いずれも導管網が成熟した後にのみ起こっている。初めから民営でやった例では、国营並みの大きな会社に関与している。その例は独、蘭、ニュージーランドの各国である。例外は米国と日本で、前者はガス埋蔵と金融資源の大国であり、後者は政府の支援がなく輸送ラインはほとんど存在しない。ここに挙げたほとんどの国で、事実上の独占が存在している。

供給網については、その所有と経営の形態は国ごとに大きく異なる。国によっては、例えば仏などは今なお国营である。他方、地方政府、私営会社、あるいは両者のJVが規制枠組みの下で運営している場合も多い。過去最も長年、かつ広範な民営事業としてきた国は、補助金なしで市営で運営しているケースも多いが、米国と日本である。英国では、かつてBGがガス輸送・供給とも独占していたが、1980年代後半に民営化し、1995年の新ガス法により、ユニークな形で積極的なアンバンドリングが行なわれたが、これもガス管網と市場が成熟しきっての環境下である。英国は競争促進の極端なモデルを世界に提示しており、これまで一般顧客に対して、ある期間において30%の価格ダウンを実現したと主張している。ただしこれには一部同期間における石油価格の低下もあり、またサービスの低下とクレームの増加も伴っていると言われている。アルゼンチンは途上国に分類されているが、1991年以来、ガス産業を8つの供給会社と2つの輸送会社に完全に分割民営化して成功してきた国として有名である。もとの国营会社“Gas del Estado”は資金調達を受け皿になり、補助金付きの価格制度を多用してガス配管網を整備し、天然ガス産業を成熟させていたが、今や政府の役割は規制業務に限っている。チリは例外国である。純粹の民営会社が、一切の規制を除いて純粹の市場原理を追求して、したがって、高所得層顧客群をターゲットとして、ガス産業推進を行なっている。

ガス輸送事業は資本集約的であり、ガス顧客との接続を一軒毎に行ない、ガスが流れて初めて収入が生ずるので、資本回収は比較的遅く、先行投資が要求される。民営ではあっても高度に公的使命を帯びた事業である。特に欧州においては、ライトオブウェー確保やパイプライン建設に公的支援が与えられて来た。支援の中には直接補助金あり、また公的開発銀行からの有利な融資等もある。国によっては、地方政府が供給網に対して直接補助

金を支給する場合もある³⁾。ある欧州の国では、政府が国際ガス購入価格交渉に直接介入した例もある。米国においては供給事業は各州で規制され、補助金は全くないが、地方自治体によっては、供給網整備のために無税の社債発行を認可して支援している。

日本ではパイプラインインフラに対する補助金は全くないが、政府は一方でガス供給事業に対して各種支援を行なっている。例えば、環境や保安の改善に資するガス器具の研究開発、ガス吸収式空調やコージェネ設備への支援、それら設備利用者に対する料金優遇制度、中小ガス事業者あるいは工業用の天然ガス転換事業等である。最近（2001年9月）の報道によれば、政府は2002年に、高効率工業用ボイラーに対してガス転換コストの1/3を直接補助金で支援、あるいは石炭発電のLNG転換に対して10%補助金支給等の計画を持っている。コージェネ等高効率のガス利用者に対する優遇料金は、通常の住宅用に比べ約30%安く設定できる。

（日本のNGV推進）

特にNGVについては、日本のNGV推進は必ずしも世界の最先端にはなく、これまでの約10年間で車両9,782台を転換した（2001年10月末現在。300台/月で増加中）に過ぎない。それでもガス業界を挙げての努力の結果であり、また今では政府も相当手厚い促進策を実施している。政策の実施は“地球温暖化対策促進大綱”という閣議決定に依っており、中央政府の関連省庁と地方自治体の双方が種々のプログラムを用いて推進している。主な事業は経済産業省（METI）の施策を中心に実施されるが、国土交通省や環境省、厚生労働省の施策に基づくものもある。

まず、NGVの充填所（全国で2001年2月現在119箇所、増加中）については、一定の設置および操業の要件を満たす設備の投資について、日本政府（METI経由）の支援金が、審査手続きの後、新エネルギー産業開発機構（NEDO）から日本ガス協会（JGA）を通じ直接、またはJGAからさらにもう一つのチャンネルとして、（財）エコステーション推進協会を通じて支給される。二、三例を挙げれば、その支援額は充填所1箇所当たり建設費に9,000万円（約US\$750 thousand）、運営費に200万円（約US\$16 thousand）/年 x 3年間、施設改造費に1,700万円（約US\$140 thousand）といった額に達する。さらに7%の税額控除または30%の初年度特別償却の優遇税制が適用できる。

自動車のNGV転換については、NEDOおよび日本ガス協会からの支援が直接車両のオーナーに、あるいは全国トラック協会やリース会社さらには自治体を通じて実施されている。通常、転換改造費の50%までである。加えて、自動車取得税2.7%減（すなわち、3% → 0.3%）、

³⁾ International Energy Agency, *Natural Gas Transportation, Organization and Regulation*, 1994

自動車税（年間5万円前後の）50%（2年間）の軽減策が適用される。法人に対しては、さらに7%の税額控除または初年度30%の特別償却の恩典が与えられる。

さらに地方自治体では、県や市のレベルで域内のNGV推進のために追加支援策がある。内容はそれぞれ異なるが、多くは大都市のディーゼル車抑制のため、バス、ごみ収集車、運送業者を中心とし、自治体によっては個人にも恩典が援用できる。東京や大阪の官庁では、ディーゼル車による物品納入を禁止しようとしている。ただし、予算の制約からNGV転換の年間適用台数は限られている（一自治体当たり、数台から数十台/年）。国の支援金を引いた差額の2分の1を支援する場合が多い。

NGVを推進するガス業界もNGV用の特別ガス価格を設定して、競争力確保を図っている。価格は60~70 円/Nm³ (11.5~13.5 US\$/MMBtu)で住宅用の半額強、対ガソリン比0.6~0.74、対ディーゼル油比0.9~1.1の水準に設定している。

（ガス管網、ガス市場開発の段階）

以上の通り、ガス産業育成の初期段階の政府介入は、途上国だけのものではない。しかし、とりわけ途上国のガス事業を見ると、ガス産業の成長と政府の介入の程度との関係は図3-2-2でよく説明出来ると思われる。揺籃期においては、事業環境整備について、政府の真摯なかつ強力な政策介入がなければ、なかなか公益的ガス産業は立ち上がれないのが世界の实情である。勿論政府だけでなく、核となる民間企業の存在も重要である。

フィリピンにとってガス利用の推進はグリーンフィールドプロジェクトであり、とりわけ下流は公益事業であるから、政府の役割は重要である。資金調達と技術移転への支援が鍵となる。政府系企業は投資家としても寄与できる。そうでない一般の場合には、政府の市場介入はとりわけ、(1) 何らかの独占があり、競争なしで経済効率を維持すべき場合、(2) 国家政策として、エネルギーの供給であれ需要側であれ資源確保の目的でその配分を行なうべき時、(3) 市場不完全の状況があり何らかの修復が必要な場合、および(4) ガス事業活動が民生に影響し、あるいは民間利害の調整が要求される時、などに公認されるものと理解する。

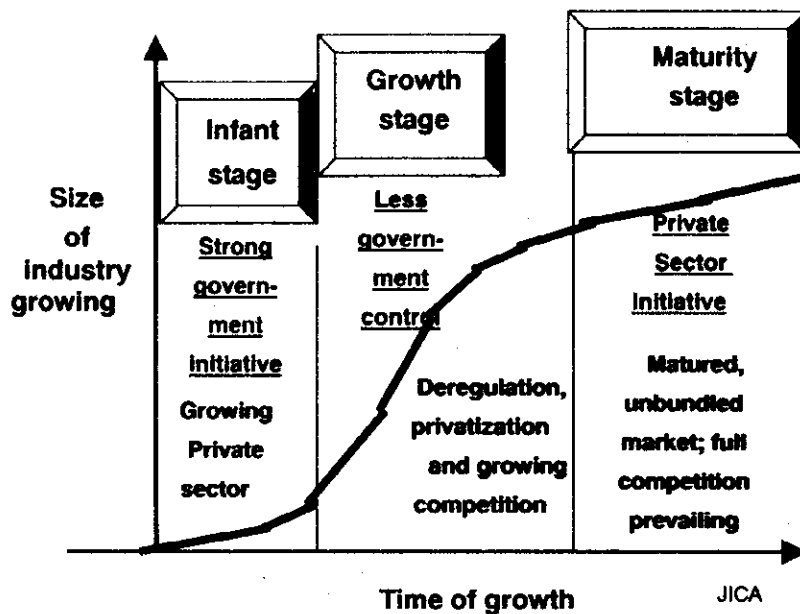


図 3-2-2 Gas Industry Development and Government Involvement

一方、現在のフィリピンでは、民営化と市場原理重視の考え方が普及している。電力業界改革の周辺事情から察すると、ガスのインフラや市場開発推進もまた、フィリピンでは民間の活力を活用して行かざるを得ない。国の政策は外国投資家の役割に賛同している。ただし、憲法は基本的に自国民優先であり、公益事業についてはフィリピン人の資本シェア60%以上、幹部要員については100%同国人を要求している。なお、新電力改革法は、発電業はあえて公益事業ではないと明示的に定義している点は注目に値する。われわれは将来のLNG基地の扱いに懸念を抱いている。これは是非、非公益事業の扱いとして外国からの技術をも受入れ、スムーズなファイナンスと100%の安全確保を目指すべき、と思われる。

要約として、ガス供給網の推進は公共的性格が強く、政府の支援を要するので、国家的ガス産業推進政策の実施にあたって、その揺籃期においては、むしろ政府の強力なイニシアティブが必要である。もし政府が投資家となることが出来ない場合は、市場の役割と推進側の役割間の調和を計ることが、推進政策を考える前の前提となりそうである。

(3) パイプラインと LNGインフラ

将来のフィリピンのガス産業は、需要の拡大、供給可能性の都合、国際交渉、コスト、

価格等次第で、パイプラインガスとLNGの両方を考慮していくべきである。決定要因はプラントのコストや輸送コストばかりではないことが分かる。国際貿易関係者は、特に供給がタイトでなければ、フィリピンの市場でどのような価格なら受入れられるかを注視しているであろう。国際交渉は、政府の支援がなければうまく行かないのではないと思われる。

パイプラインでもLNGでも、供給段階ではパイプラインネットワークが必要である。パイプラインインフラや操業についての国内ルールを早く整備する必要がある。料金体系の早期整備も非常に重要で、販売価格を予測しなければ正しいキャッシュフローの想定も出来ない。

(4) ガス下流市場

ガス供給レベルでも、輸送と同ような問題がある。詳細を見れば輸送とは違った側面も多いが、ROW、認可手続き、ガス料金等の問題がある。適正な価格管理体制はガス市場においては非常に大切で、ガス利用促進のためには正しい諸原則を確立する必要がある。

熱量換算でガス配管網がいかに高価であるか、通常ガス市場が出来上がるまでにどれほどのインセンティブが必要かを認識する必要がある。投資家が容易に参入できるようにし、また他燃料競争に勝てるようにする必要がある。われわれはここで、上流ガス田運営の“政府取り分”の一部をガス産業育成に用いることを提案する。より具体的には後述する。これは、政府取り分が、下流市場までのガスの流れが確保され、消費者に受入れられて初めて生じる政府の収入であることを考えれば、理の通った政策である。

国の、あるいは企業の天然ガスに関する広報活動も、技術移転や、エネルギー、ガスの教育と並んで強化する必要がある。

(5) 資金調達

ガス企業は大規模な輸送供給設備を持つわけで、最後の最も重要な鍵は資金調達である。工業用にしろ住宅用にしろ、ガス供給のような不特定多数の顧客を相手とする民営のグリーンフィールドプロジェクトは、ファイナンスの困難に直面するのが普通であり、直接資金援助ではないとしても、政府の支援が必要である。途上国における政府の役割は通常、投資と規制にある。フィリピンはインフラ開発に民間投資家を招くべく決断しているが、資金調達の困難さを考えると、われわれは、もしガスインフラ開発において完全な民営投資家の確保が難しい場合には、政府が投資の一端を担うことを推奨する。ともあれここで、

これまで他国の民営ガス会社がコネクションフィー（接続費、または工事負担金）制度を使って、いかに導管網をファイナンスして来たかを説明したい。

民営ガス事業者は伝統的に供給網のファイナンスにおいて、社債発行、銀行借入、自身の直接投資に加え、新規顧客からの接続費徴収を利用して来た。会社はその場合、戦略的部分たる主要幹線、関連供給網や設備に自社資金を投入し、顧客に接続する部分に近い部分の導管網については、接続費（connection fee、顧客負担金）として顧客に負担、寄付して貰い、設備投資を容易にする。図2-2-3はこの関係を示したものである。

ある部分の設備が顧客によってファイナンスされ寄付されても、直接返済はせず、顧客の大きさ（ガスメーターの流量サイズ）により、ガス料金の容量チャージ部分を割引することによって長期で返済する。顧客が負担した部分の所有権はガス会社に帰属するが、相当する部分の資金節約部分は料金の算定ベースから差し引く。このような事情で、ガス利用は比較的高所得層の人々によって利用されていた。接続費・顧客負担金の非戦略設備投資に対する割合は、地域や会社により異なるが、5～100%の範囲である。通常100%が普通と考える。日本の場合、顧客負担額は顧客当たりUS\$2,000～3,000である。

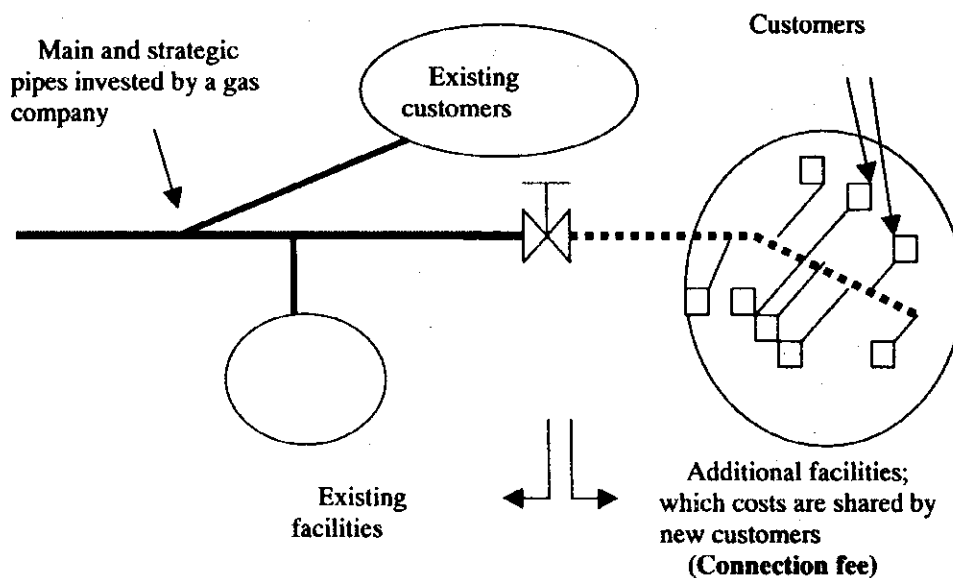


図 3-2-3 Connection Fee: Financing by Customers

さて、これをフィリピンの特に揺籃期のガス産業にいかに適用するかは問題である。顧客は接続費以外に、まず自分の資産である内管とガスメーターの費用を払う必要がある（ガ

スメーターは顧客負担ながらガス会社所有)。新しいビルや住宅がガス管付きで建設された場合、その費用は買主の気づかぬ内に家の価格に含まれており、日本ではUS\$ 500~1,000程度である。ガス販売促進のためには、ガス会社は住宅建設会社に積極的にアプローチすることになる。しかし、そのコストは既存の住宅やビルで新たにガスを使おうとする顧客には大きな負担である。この場合、政府がガス利用推進の方針であれば、出来れば個人税額控除や融資の形で政府が直接支援できると思われる。また国営ガス会社であれば、国際公的金融機関のローンを利用して、接続費依存は最低限に抑制できる。

このJICA調査の経済・財務分析では、単純化のため、国の関与があるものとして、全ての導管網のコストはガス会社投資と国際金融機関等の融資利用で賄われると仮定する。ただ、内管とガスメーター代は顧客負担とし、これに何らかの税額控除の支援があるものとする。しかし、現実には、実施前にガス会社と政府規制担当機関は、この接続費の顧客負担を求めるべきか、また、それはどの程度であるべきかを決定する必要がある。

3-2-2 ガス利用推進のための方策勧告

(1) 推進政策の原則と前提

天然ガス産業育成には2つの分野が関与する：すなわちパイプラインインフラの開発とガス市場の促進とである。前者の中心は投資促進の“呼び水”的支援であり、後者は市場競争力強化支援策である。

ガス促進政策はいくつかの分野に分けて検討する：

- 経済・財務－税制、補助金、価格政策、民営化、競合、投資刺激策
- 法規制－ 価格、料金管理、エミネントドメイン
- 手続き・技術面－透明で予測可能な手続き
- 社会面政治面－教育訓練、情報開示、省庁間の情報、弱者に対する経済安全ネット、等

特にフィリピンで考慮すべき原則は以下の項目である：(i)出来るだけ市場原理を歪めないこと、(ii)既存の政府の歳入バランスに悪影響を与えぬこと、(iii)当然ながら既存の法制、法理、政策を遵守すること。さらに(iv)新電力改革法(RA9136)に述べられているコモンアクセス、補助金撤廃、民営化、競争促進等にも極力配慮すること、を加える。これについては、同時にガスと電気の違いも非常に大きいこと、例えば一方は揺籃期にあるのに、他方はフィリピンでも結構成熟市場になっていることも強調して置く。

JICA調査では、フィリピンのガス下流産業界は、ガス輸送会社、LNG基地会社、ガス供給会社の三者から構成されると想定する。あるいは輸送と供給は簡単のためパイプライン会社一つとするかもしれない。実際には、さらにガス機器販売・メンテ会社、ガス器具製造・輸入会社、家屋内配管業者、パイプライン敷設業者等々が存在しなければならないが、この調査ではな視する。LNG基地会社はファイナンスや技術や操業の都合を考慮して、法的に非公益事業会社と想定する。輸送と供給のアンバンドリングは別の問題であるが、財務分析では少なくとも別会計として扱う必要があるかも知れない。

(2)ガス利用推進のための経済・財務体制

1) ガス選好の位置づけの確立 と投資刺激策

フィリピンでは促進税制の恩典を受けるためには、オムニバス投資規則（Omnibus Investment Code）に基づく優先投資計画（Investment Priority Plan —IPP）にリストされる必要がある。この規則は投資委員会（BOI）と工業貿易省（DTI）の規制を受け、毎年民間セクターとの協議により新規掲載や削除の改訂が行なわれる。通常、資格のある優先産業は、バイオニア分野の企業か輸出企業かに限られる。

財政的刺激策は、その有資格企業に対して各種項目により、所得タックスホリデー（ITH）、税額控除、輸入税・関税免除、税関手続きの簡素化等の恩典がある。同ような刺激策恩典は、輸出開発法（EDA）にのっとり、いくつかの経済特別区（PEZA、SBMA、CDC等）の企業にも与えられている。

揺籃期から、しかも熱帯の途上国で、民営の関与するガスパイプライン開発は、今日の世界でも実にきわめて新しいバイオニアプロジェクトと言える。直接に国民や産業の便益となる新技術の受け皿ともなる公益インフラ事業である。詳細な条件は、DOEと他の関係省庁の間でさらに議論が必要と思われるが、この事業は実に国民に貢献するバイオニア産業であることがよく理解されなければならない。

ガス政策側では、インセンティブ政策を獲得する手順は以下の通りであろう：

- a) まずガスが清潔、地球に優しい（二酸化炭素に関連して）、高効率、都市利便性、都市エネルギー輸送網優位（市街地での液体燃料のトラック輸送に対して）、ガス空調による発電ピークの緩和と成層圏オゾンの保護、石油代替、といったメリットで優位であるという位置づけを行なうこと。
- b) 極力市場原理を歪めず、また既存の政府財政バランスを崩さない形で投資刺激策を考え

る。コモンアクセス、直接あるいは内部的補助の廃止、民営化活用、競争促進といった電力改革法の諸原則にも配慮し、一方、ガスと電力の違いも考えて、基本原則を構築。

c)この優位性の位置づけをベースとして、当初一定期間、ガス施設に対してインセンティブを与える。政府の直接支出を避ける形で、投資減税の形で投資額に対しインセンティブを出す。例えば、課税所得控除、直接税額控除、あるいは特別償却。

このような投資段階の減税を通じての間接的補助金は、価格に対する直接補助金に比べて市場価格を直接歪めるものではないとして、市場原理に対する打撃が少ないと見られている。これらには実際の実施例がある。例えば、米国における1980年代の企業・個人に対するエネルギー節約税額控除、日本における石油代替天然ガス選好政策に基づくガス空調、コジェネ設備投資に対する部分税額控除等である。

2) 優先投資プランによる 資金的インセンティブ

投資優先計画(IPP)にガス管網開発を含めて貰ってパイオニアプロジェクトに位置づけを得、さらにガスインフラ事業が比較的財務的に困難な事業であることに配慮して、下記のようなインセンティブ対策を推奨したい：

a) 工業団地工場誘致に用いられるタックスホリデー制度を、ガス網事業にも適用する：例えば、特定区間のパイプライン事業に法人税10年免除、等。

b) ガスの物品税は最初からゼロとする。2006年よりCamago/Malampayaのガスの立ち上がりを確認してLNG輸入税廃止、2005年よりガス施設関連の輸入関税の減額、等。

c) 一般に、超大口のガス売買契約がなく、料金収入に依存するガス供給事業のプロジェクトファイナンスが困難なことに鑑み、顧客がガス料金以外にコネクションフィー支払いの形で建設資金支援をすることを認める。この方式はガス事業で一般的である。顧客は顧客の敷地内のパイプ施設にも投資しなければならないが、その分は投資減税の形で税額控除支援する。政府はその対象として、投資額の全額ではなく、例えば認定額の30%といったキャップを設けることができる。

3) 新提案の特別ガスファンド（または特別会計）による財政支援

パイオニアプロジェクトの位置づけを得てのインセンティブ利用以外に、さらに直接のインセンティブとして、上流ガス田のロイヤルティーの一部を特別ファンドまたは特別ガス会計を設立して組み入れ、これを使うことを提唱したい。Camago/Malampaya ガス田からのガスのBatangasでの価格は実際高く、これには上流開発の政府取り分またはロイヤ

ルティーが含まれていることが一因となっている。この一部を下流開発に使えば、理想的な資金利用となる。もしガスが輸出される場合は、そのようなロイヤルティーは政府の一般会計を通じて国民に配分されればよい。

しかし、フィリピンの場合はガスは全面的に国内で利用され、顧客が負担するのであるから、一般国民や他のエネルギー利用者に先立ってガス利用顧客が便益を受けるべきである。これを達成するに最適の方法は、ガスマン網インフラを開発するのに資金の一部を呼び水として活用することであろう。

そもそもこのロイヤルティー収入は、ガスがインフラを通じて顧客に到達し利用されて初めて生じるものである。ロイヤルティーすなわち政府取り分は、2002年のCamago/Malampaya のスタート後、政府財政にとって新鮮なキャッシュフローを提供することになるが、その一部をガス下流開発の一部に使うことは、既存の政府予算バランスを傷つけることにはならない。

この“特別ガス会計ファンド”の原資はガス田からの政府取り分の一部とし、期間も限定するよう提案する。その用途はガスインフラ投資の呼び水的利用と、燃料間競合でのガスの競争力を高める目的に限定する。もしガスの競合力が政府取り分が多いゆえに弱くなっているとしたら、この仮定自体検証を要するとしても、この資金で価格調整をすることは、競争を阻害することにはならないはずである。

この資金は次のような戦略的インセンティブの原資として利用するよう推奨する：

a) 天然ガス自動車 (NGV) は公共の環境メリットと、想定されるコスト高のために、公的支援が必要である。このプロジェクトには多くの国で公的補助金が利用されている。とりわけその公共インフラ部分、すなわちガス充填所には、認定初期コストの例えば30~50%に対して、税額控除を適用してはどうか。公共バス公社、あるいはその他のフリート (車両群) を保有する団体は、モデルとすべき充填所を保有することが出来る。これには、この特別会計を利用するとともに、国が保証して国際公的金融機関 (I F I) から資金が得られないかも検討してはどうか。NGV転換キットへの直接財政支援も、この会計で支援すれば効果的であろう。

b) ガスコージェネ、ガス空調はエネルギー高効率に配慮して、認定コストの例えば30% から 50%に対して投資減税を認可する。日本では普通であり、米国でも1980年代に実施されていた。

c) 石油（重油、灯油）からのガス転換に対しても、例えば認定コストの50%までの税額控除を適用してはどうか。

d) NGV用、コージェネ、およびガス空調用のガス価格値下げは、エネルギー効率向上、都市および地球環境向上向けの政府取り分からの還付金として正当化出来ると思われる。NGVは、高めに設定されたガス価格では経済性に問題があるとすれば、例えば大幅値引き、コージェネやガス空調は30%値引きを考慮するよう推奨する。参考までにこれらは日本でも実施されている。

e) さらに、本来なら接続費として、顧客からファイナンスを受けるべき導管敷設コストへの支援としてこの会計を使うことも考えられる。

これらのインセンティブプログラムの影響が政府取り分に対してどの程度か、その一部について仮の計算を行なってみた。前提と結果は表3-2-1、表3-2-2、表3-2-3に示した。ただし、上記5)の導管投資支援は含めていない。より詳細の計算経過は、低価格ケースについて、この章末に添付のAnnex 3-5に示した。

この仮計算の前提はきわめて控えめである。この試算は、財政支援の規模を知るために単に指標的に概要を示すものである。例えば、NGVや特別市場への支援の経済性に与える影響や必要支援額の規模については、第4章により詳細の分析があるので参照されたい。支援は主として設備に対し行ない、ガス価格の値引きは避けるよう計算上努力したが、若干の価格支援は避けられないようである。

これらの試算結果からみて、政府取り分のほんの数%を割くだけでも、これらの揺籃期のガス産業開発のインセンティブを賄うことが出来る。ただ、この調査では避けたが、真にガス価格を他燃料に対して競合力あるものにするには、Tabangaoでの高いガス価格を考えると、導管投資に対する直接支援が必要と思われる。

表 3-2-1. インセンティブプログラムの提案

Proposed Incentive Program (with estimated size in around 2010)

Incentive Credit Program (Preliminary)	Kind of Assistance	Level of Assistance (example)	Approximate annual size for approvals	Preliminary investment Amount (\$'000)	Credit Amount (\$'000)
NGV Incentive Programs	Tax credit to qualified private filling stations	50% assist	5 stations	2,685	1,342
	Expenditure to public filling stations	100%	2 stations	1,008	1,008
	Assistance to conversion kits	100%	300 vehicles	645	645
	Special gas price discount (High Case)	20% discount	0.98 mmcf/d	2,776	555
	Subtotal			7,114	3,550
Cogeneration Investment Tax Credit Program	Tax credit to qualified private sector Co-generation	20% assist to investment	5 units	5,370	1,074
	Assist to public & welfare entities (hospitals, schools, etc.)	30% assist	5 units	4,296	1,289
	Subtotal			9,666	2,363
Gas Air-Conditioning Tax Credit Incentive Program	Tax credit to qualified private sector co-generation	20% assist to investment	10 units	21.5	43
	Assist to public & welfare facilities (hospital, schools, etc.)	30% assist to investment	5 units	1,611	483
	Subtotal			1,633	526
Credit to Gas Conversion from Other Fuels (assist to in-house pipes and conversion work)	Industrial customers	20% assist	50 customers	268	54
	Commercial customers	30% assist	70 customers	150	45
	Residential customers	30% assist	1,700 customers	3,651	1,461
	Subtotal			4,069	1,560
Grand Total of Incentives (\$'000)					7,999
Estimated net national government take from C/M gas (\$'000)					276,410
Rate of incentive payment to the national government take total (%)					2.89

表 3-2-2 支援対象投資支出の前提

Assumptions Summary - Preliminary

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NGV												
No. of filling stations	Private	0	0	1	1	3	3	3	4	5	5	5
	Public	0	1	0	1	3	3	3	2	2	2	2
	Total cumulative	0	1	2	4	10	16	22	28	35	42	49
NGV Conversions	Cumulative NGVs	0	2	4	6	20	50	100	200	300	400	500
	Gas sales to NGVs (mmscf/d)	0	0.02	0.04	0.11	0.42	0.53	0.63	0.74	0.98	1.11	1.23
Expenditure Total	\$ '000	0	525	586	1,286	4,188	4,579	5,021	5,602	7,114	7,827	8,570
Gas Co-gen.												
No. of Installations	Commercial	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5
	Public & welfare	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5
	Cumulative installations	-	-	-	0	10	20	30	40	50	60	70
Expenditure Total	\$ '000	-	-	-	-	9,000	9,162	9,327	9,495	9,666	9,840	10,017
Gas Air-conditioners												
No. of Installations	Commercial	-	-	-	-	10	10	10	10	10	10	10
	Public & welfare	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5
	Cumulative installations	-	-	-	0	15	30	45	60	75	90	105
Expenditure Total	\$ '000	-	-	-	-	1,700	1,731	1,762	1,793	1,826	1,859	1,892
Natural Gas Conversion												
No. of conversions	Industrial	-	-	-	-	50	50	50	50	50	50	50
	Commercial	-	-	-	-	70	70	70	70	70	70	70
	Residential	-	-	-	-	100	500	900	1,300	1,700	2,100	2,500
	Cumulative customers	-	-	-	0	220	840	1,880	3,280	5,100	7,320	9,940
Expenditure Total	\$ '000	-	-	-	-	590	1,415	2,270	3,154	4,070	5,018	5,999
Grand Total Expenditure	\$ '000	0	525	586	1,286	15,478	16,887	18,379	20,044	22,676	24,543	26,478

表 3-2-3 支援額推定

Size of Fiscal Support (Lower Price Case)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fiscal Support Estimates:												
NGV	\$ million	0.0	0.5	0.3	0.8	2.5	2.7	2.8	2.9	3.6	3.9	4.2
Gas Cogen.	\$ million	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4
Gas Air-conditioners	\$ million	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Natural Gas Conversion	\$ million	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.8	1.2	1.6	1.9	2.3
Grand Total	\$ million	0.0	0.5	0.3	0.8	5.4	5.9	6.5	6.9	8.0	8.8	9.6
Size of Government Take on C/M*:												
National Governemnt	\$ million	71.9	89.8	88.3	86.5	85.0	171.9	174.8	174.6	156.9	154.2	146.9
Income Tax	\$ million	54.8	58.4	67.3	65.9	64.8	130.9	133.2	133.0	119.5	117.5	111.9
Total	\$ million	126.7	148.2	155.6	152.4	149.8	302.8	308.0	307.6	276.4	271.7	258.8
Support vs. Gov. Take												
Ratio:	%	0.0	0.3	0.2	0.5	3.6	1.9	2.1	2.3	2.9	3.2	3.7

Note) *Source of Government take: DOE; excluding local governemtn take

4) 環境便益（ベネフィット）を目的とした公共金融機関の利用

a) 政府や政府系企業は環境効果のある種々のガス利用プロジェクトを積極的に形成して、国際援助機関を活用できる。具体的な国民や世界に便益のあるプロジェクトを立ち上げるのは、結構努力を要することである。

b) 準公共インフラのプロジェクトに対しても、高い成功率を確認したならば、政府は国際資金活用のために事実上の保証を与えることが出来るはずである。

5) ガス利用推進の研究プロジェクトへの資金援助

a) 技術的進歩に対する補助金—これは小さな企業、公開され特別に組織された協会、組合、あるいは大学等、天然ガス推進のための技術プロジェクトに適用できる。

この種の研究的性格のエネルギープロジェクトに対する直接補助金制度は、欧米日の工業国でも広く用いられている。多くの新規のガス利用技術開発研究に対して、ガス関連の研究・教育を促進するため補助金が交付されている。日本では、現在財務力の乏しい中小ガス事業者に対して、特別に設立された協会を通じて天然ガス転換事業の直接支援が行なわれている。ガスによる石油代替が国家的利益に資するとの前提に基づいている。

b) 同じ目的で、技術またはエネルギー関連の事業開始のために、直接の補助金に対して政府による債務保証も適用可能である。実例として、70年~80年代の米国では、国内天然ガス不足を補うエネルギー技術開発のために、国営企業のNational Synfuel Corporationを通じて政府による債務保証を行う例が多数あった。成功が約束されるほどによく計画されたプロジェクトであれば、政府にとって実際の支出を伴わないで支援できる。

(3) 法令上の対策

1) ガス規制システムの簡素化

規制上のほとんどの要素は、フィリピンの既存の法制にすでに織り込まれているが、きわめて多くの法令にバラバラにちりばめられている。ガス利用推進が必須の目標であれば、ゆくゆくはこの複雑な状況を単一の文書にまとめ上げて、投資家や金融界に理解しやすくする必要がある。すなわち、政策上の最大の対策は規制要素の分散化に対応し簡素化を計ることであると言える。

統一法化： 最終の目標は、法令の簡素化のために天然ガス統一法を導入することであろうし、ゆくゆく必要となろう。その法律はガスに関係する全ての必要な規制要素を取り込んでから、過去の法律の重複する条文を明確に廃止するようにすれば、投資家、金融家、事業者、顧客の全てが、一つの法律と直接関連する少数の法律（例えば環境法等）を読めば、事業に必要な主要な条件を理解できる。ただ、一つの総合的な法律を作り、国会を通すのは、どの国でも大変な努力と年限を要することであるから、例えば10年後を目処に成立を図ると想定したい。

ワンストップ規制ガイドライン： 上記に対する次善の策は、既存の法令のガスに関する項目を一つのガイドライン文書にまとめて、投資家、金融家、事業者、顧客の利用に供すれば、彼らは、DOEに来るなりそれを参照して、直ちに事業を始めるには、主な既存の規則はどうなっていて、どの役所に行けばよいか分かるようになる。必要な項目のほとんどはこの調査書にリストアップしてあり、困難ではないと思う。この方策は、例えば5年以内を実現できると想定したい。

そのような文書には、例えば以下のような項目が必要であろう：

- 基本政策
- ガス事業開始手続
- 会計および監査システム
- 設備設置手続
- ガス技術基準
- Right of Way
- ガス料金、輸送料金制度

その他、関連税制、補助金、民営化、競争促進、投資家優遇、等の政策

フランチャイズの柔軟な運用: ガス配管インフラは高価であるから、ガス普及促進は通常の取引商品の市場開発の方法ではうまくいかない。もしフランチャイズエリア内で全ての人々に対するガス供給の義務を課されたら、経済性はマイナスとなろう。寒い気候で全ての人が大量のガスを必要とする北方の先進国は別である。暖かい地方では、この事業はより難しい。ガス事業成功のためには、ある程度事業にとって望ましい顧客を選択することを許すべきである。望ましい顧客とは、通常、顧客密度の高い地域に位置するより大きな顧客である。

2) 各種実施令 (Implementing Rules and Regulations)

輸送、供給、技術的、手続き的基準類の実施省令は、早期に確立するよう推奨する。輸送については、2000年のADBプロジェクトをベースとすればよいであろう。

3) ガス利用推進のための基本的料金政策の考察

公営にしる民営にしる、投資家が財務計画を立てるためには、早期に料金制度を提示して置くことが望ましい。民営事業は、投資額およびO&M所要額を回収するに必要な収入を確保することによってのみ持続的に運営できる。料金システムは通常規制されているが、種々の原則に基づいて、そのような収入を保証するものでなければならない。

他の国の例では、政治的圧力により、一般向けの料金をコスト以下に設定して、プロジェクトを台なしにする例もあるが、大口顧客向けのコストは小口の場合より実際熱量当たりで安いという、経済規模の効果を考慮すべきである。この原則は二部（あるいは三部）料金制の採用によって、固定コストに対応する月間チャージ (capacity charge) とガスの使用量に基づくエネルギーチャージ (energy charge) とで構成するようになれば、ある程度自動的に織り込むことが出来る。ガスをたくさん使えば単位当たりの料金が安くなるという概念が、ガス利用推進に寄与するはずである。

新しいプロジェクトで過去の収支のデータがない時によく考慮される方式は、LRMC (長期限界コスト) ベースの料金である。コストは10-20年といった将来の長期のキャッシュフロー分析から計算し、料金に反映し、また定期的に見直し改訂していく方式である。この方式では投資回収をより長期で行なおうとするのであるから、他の方式よりコストは安くなり、便益性も高く、競争力上も都合がよいが、マネジメント上は短期のキャッシュフロー対策が必要となるかも知れない。

もう一つの方式は市場価格に基づく料金システムで、料金は国際石油価格や上流の価格、あるいは経済指標等、市場の状況をベースに決定される。超大口顧客の料金はこの方式によることが多い。やや透明性に欠けることもあるが、実際の市場価値を反映していること

も多い。ガス発電用等、特別のガス料金は、完全な透明性や手続きを要求する通常のガス料金規制とは別枠とすることになろう。このような市場価格を反映するような多様な料金制への移行により、料金制度の原則は米国の言葉を借りれば、伝統的な“just and reasonable”料金制から“fair, equitable, and flexible”料金制へと変遷しているのである。

特別の状況に対応する多様な料金制が認可されるべきである。一つは供給停止条件付き料金制度 (interruptible tariff system) で、緊急時に供給停止を受入れる顧客には値下げをする、あるいは需要平準化顧客料金 (semi-flat load customer tariff) で、高いパイプライン利用率でガスを使用する顧客に値下げする制度である。そのような顧客はバックアップ設備を持つわけではあるが、種々の正当な要因で値下げをする仕組みはガス利用を促進することになろう。

コネクションフィーのような初期コストを別枠で負担して貰う顧客ファイナンス方式は、その後の月間の支払いやガス代を安くすることになり、恐らくガス利用を推進することになろう。

(4) ガス利用推進のためのDOEの組織と研修

上述および後述の下流のガス利用推進策実施のためには、DOEにガス産業管理の要員グループを形成し、ある程度の知見と経験を確保する必要がある。Annex 3-2に示す現在のDOEの組織図を見ると、そのようなグループはエネルギー産業管理局 (Energy Industry Administration Bureau) の下に置くか、あるいは一定の期間、次官室付きの特別チームとするかとし、また個別案件については、他の部門とも密接に協力し合うことにすればよいだろう。

本章の冒頭でレビューした現在の規制システムを見ると、新電力改革法 (RA 9136) 第43条がエネルギー規制委員会 (ERC) の機能を電力関係に限定しており、また第38条が前身のERBを明確に廃止しているため、ガスの価格規制権限をどの省庁が握るのか依然不明となっている。ガス料金規制権限をERCに含めるには新たな法改正が必要である。もしくは、ガス価格規制の法的担当省庁のないまま、DOEが、ちょうど自由化された石油製品価格のように、ガス価格を経済的に適正な方向へ誘導して行くことも可能かも知れない。DOEはいずれにしろ、規制権限はないとしても、ガス利用推進に価格問題がきわめて重要であることを考慮して置くのがよい。

DOEに新たに設置されるべき数人のグループは、ガスインフラ、市場へのガス供給条件、ガス事業会社の監督、ファイナンスの推進等のための政策や規則を制定して、ガス産業を

形成し育成するイニシアティブをとっていくことになる。

DOEにはすでに長年のガス上流開発に伴い、天然ガス資源について豊富な知識経験を有している部門や人がたくさん存在する。若干追加的な知見を要するのは、ガス下流開発部門、およびそのための制度作りである。この想定されるグループおよび関係部局の要員は、まず他の国の既存のガス下流産業やその国の政府の現在の行動慣習について、知識経験を確保する必要がある。他の国に研修要員を派遣したり、逆に講師派遣を要請したりして進めることになる。ガス利用推進のDOEの最初の業務の一つは、まず関係国に対し、一部若干の民間の幹部も含めて、有能な数十名分の研修教育の協力をとり付けることであろう。

参考までに、日本のガス事業規制機能は、価格も非価格事項も、METIの資源エネルギー庁、電気・ガス事業部、ガス市場課の権限である。この課が大量のガス関係法令を管理し、現在、関係審議会を通じて両業界構造のリストラ問題の論争に直面しているところである。因みに、韓国のガス業界が迅速に立ち上げた十数年前には、数年間にわたり官民合わせて数百名の研修生を有償で日本の業界に送り込んだ。その際、日本語の資料が受入れられた。英語での教育訓練がどの程度の規模でやれるかは、現在多くの会社が変革に直面しているので検討を要する。

(5) その他の推進政策

1) 技術移転

フィリピンは、ガス産業推進のためにはある程度技術的経験を必要とするようであり、政府は関係国に支援要請をすることが出来ると思われる。このマスタープランでは、ガス利用について一応技術的知識があるものと想定している。実際には、ガス供給利用技術はハイテク先端技術ではないが、既存のガス事業者からの技術移転なしに成功裏に導入したと言う話は稀である。他の世界に同種の先行事業がある場合には、効率の高い操業を行なうためには、他の経験を学ぶことがやはり重要である。

2) 国民と官僚への広報および教育

ガス利用推進は、多くの点でパブリックアクセプタンスを必要とする。顧客も十分なガスの知識なくしては利用したがるまいであろう。各関係省庁の担当官も、ガスの性質や政策について十分な理解がなければ、推進に必要な手順をスムーズに進めることが出来ないと思われる。報道界やある種の消費者グループも、正確な知識がないと、反対運動を起こす可能性がある。国民消費者も、安全、不安全関係知識がなければ、危険にさらされる可能性がある。

政府は、国民、産業界、議会や各省庁の公務員に天然ガスの真実について各種のテキストや資料を発行する財政的支援が可能のほずである。投資家向けのセミナーも可能であろう。学校でも、理科系の教科書に天然ガスの科学を加えることが出来よう。職業学校でもぜひ天然ガスの教育を行なって欲しい。

3) 総合的努力

ガス配管網インフラは通常高価なものであり、種々の促進政策を組み合わせることによってのみ、全体のガス利用促進を計ることができる。例えばガス供給事業が通常のキャッシュフロー分析でネガティブとなっても、厳しく有利な条件を選択し、促進政策を組み合わせることによって経済的に立ち上げ可能なプロジェクトに出来る場合がある。以下は種々の政策例である：

ガス促進政策のステートメント — 開発を激励

資金調達政策支援 — 例えば金融家に対するComfort letters等

研究開発へのファイナンス — ガス利用によるエネルギー効率向上向け等

大学支援 — インフラ開発、コージェネ、GTL、ガス供給、利用システム等の研究に対して

応用技術支援 — 非学術的研究開発機関、産業界、政府内等

一般教育 — エネルギーとガス、天然ガスインフラ、住民協力の必要性等の認識普及
地方機関員の教育

職業訓練・教育

ガス関連協会設立 — 業界相互、および全国民のガス普及への協力に従事

3-2-3 マスタープランのシナリオとの関係付け

天然ガス事業の環境がいかに整備されるかは、ガス利用促進のマスタープランに深刻に影響する。ここにそのプランに対して二つのシナリオを提供する：すなわち、(i) 何ら新しい施策がなかった場合、および (ii) 定量的な特別の促進政策が実施される場合、の二つとする。

後者の定量的促進シナリオとは、すでに述べた政策の中から以下の政策を抽出し、実施するものとする：

- 1) 認定したパイプラインプロジェクトに対して10年間のタックスホリデー付与。
- 2) 物品税は最初からゼロ。2006年からLNG輸入関税廃止。2005年からガス網設備部品の輸入税減税。

- 3) コネクションフィーを認可。顧客敷地内のガス設備に対して30%の税額控除。
- 4) NGVプロジェクトに対して、認定投資に対して20%の税額控除。
- 5) ガスコージェネ、ガス空調に対して、認定投資額の10%の税額控除。
- 6) 燃料油、ディーゼル等からのガス転換に対して、投資額の20%の税額控除。

第7章のアクションプランには、上記の項目について年次毎の実施計画を含めている。

新しいガス源が開発されたら、電力需要がある限り、まず発電用に用いられるであろう。その次に工業用、そしてさらに小口顧客用、NGV用と言った順序である。ガス配管網を敷設するには、コストの大きさのみでなく、物理的困難性もまた、小口顧客（住宅、業務）、工業顧客、発電の順序となる。

一方、フィリピンのエネルギー利用構図の中で、ガスの直接利用のシェアを高めて行こうと言う認識が高まりつつある。この場合、ガスの利用は工業用や小口顧客用に普及させて国民への便益を高める一方、特段の対策が必要なゆえんである。

天然ガス関連の既存の法令および政策一覧

(1) 立法および大統領令レベルの法令

(i) Commonwealth Act No.146 (CA146) of 1936 or the “Public Service Act”: 公益事業法。公益事業 (“Public Service” および the “Certificate of Public Convenience and Necessity”) を定義、その認可証の授与権とフランチャイズ (franchise) 認可権限を旧公益事業委員会 (Public Service Commission) に委任。これらの権限は今では価格についてはERB、非価格事項についてはDOEにあるとされる。多くの項目が骨抜きとなっているが、現在も生きた法律である

(ii) Petroleum Act of 1949 (Republic Act 387, June 18, 1949) as amended: 石油1949年法。石油関係のすべての業務を公益事業と規定。ガスを含む石油の探鉱、開発、生産、精製およびパイプラインの免許付与を規制し、ガスを含むと明記する。この規制を管理するため、農業天然資源長官に石油技術審議会 (Petroleum Technical Committee) を含む、役所の設置権限を与えている。パイプライン利権の規則には、設備の経済的利用のため、余剰能力は common carriageとしてオプファすべしとの先進的条項の記載もある。

(iii) Republic Act No. 6173 (RA 6173 Oil Industry Commission Act, April 30, 1971): 石油産業委員会法。 ガスを含む石油下流の産業を規制し監督するために石油産業委員会を設置。ただし1998年石油下流規制撤廃法により、大部分の条項は事実上廃止となっているが、ガスの扱いについてはこれが含まれるか否かまだ論争がある。

(iv) Presidential Decree No. 87 (or PD 87, Dec. 31, 1972): 大統領令87 (探鉱契約令)。上院法案No.531すなわち国内石油資源発見促進法案をベースにした1972年の大統領令8号の改訂版で、その資金手当を含む法令としたもの。戒厳令下でマルコス大統領が発布したもので、ガスを含む石油開発の促進のため、探鉱生産に政府が直接参入出来るように、サービス契約の詳細を規定し、また農務天然資源長官を委員長とするPetroleum Boardを創設する。メンバーは、財務長官、法務長官、投資委員会委員長、中央銀行総裁、商務観光長官、および事務局として鉱山局長が努める。この委員会は国家経済開発の外局とし、石油サービス契約関係を扱う。多くの条項でPetroleum Act of 1949に優先する。この委員会はNEDAの外局となっていたが、後にDOEに引き継がれることになる。

(v) Presidential Decree No. 1206 (PD 1206 Creating the Department of Energy, October 6, 1977): 大統領令1206。 1973年の石油危機に対して設置された昔のエネルギー省設置法。現DOEの開発と利用の2局もこの時設置。NPCやPNOCもこの時この省に付属。

石油産業委員会に代えて大統領府のしたに（旧）エネルギー委員会（Board of Energy）を設置。石油、ガス、電気の外、非価格項目も含めて広範な規制権限を与えた。

(vi) Presidential Decree No. 1700 (PD 1700, Granting the Board of Energy the Power to Regulate Pipeline Concessionaires, July 10, 1980): 大統領令1700。エネルギー理事会（Board of Energy）にパイプライン免許付与権を付与。したがって輸送料金規制も含む。

(vii) 1987 Constitution of the Republic of the Philippines: 1987年新憲法。第XII章、第2条は、全ての天然資源は国家に帰属し、その開発は大統領の権限下に置くと規定。例えば、Camago/Malampaya のガス価格はERBという機関と業務規定がありながら、大統領の権限委譲に基づき、財務長官によって下限が付与されている(Executive Order 172 of 1987)。さらに第XII章、第11条は 公益事業のフランチャイズ権に言及、この権限が議会にあるかの印象を与えて、疑問の原因となっている。例えば、マニラガス会社のフランチャイズ権は議会決議 (Republic Act 2278, January 26, 1959) に基づいている。後に後述のように First Gas の場合もこれに倣った。

(viii) Executive Order 172 of 1987: 1987年行政令172（前ERB設置令）。独立のERB（Energy Regulatory Board）を設置。業務・権限を規定。ガス価格、輸送価格規制も明記。公聴会等の規定も明記されている。電気料金も同よう。

(ix) Department of Energy Act of 1992 (Republic Act 7638, December 9, 1992): 1992年DOE法。アキノ後の新憲法下でエネルギー省を設立し、国家のエネルギー政策を遂行し、エネルギーの探鉱、開発、利用、供給、節約に関する国の全ての計画、プログラム、プロジェクト、その他の活動を準備し、統括し、調整し、監視し、管理することとした。

(x) Downstream Oil Industry Deregulation Act of 1998 (Republic Act No. 8479, July 28, 1997): 1998年石油下流規制撤廃法。LPGを含む全ての石油下流市場の規制を撤廃する手順を決定し、独占禁止の条項、手順中のDOE と ERBの役割、および経過措置期間の活動を規定、最後に配管ガスの価格規制は引き続きERBの職掌とする旨を 定義している。

(xi) The Tax Reform Act of 1997 (RA No. 8424) and The National Internal Revenue Code of 1997: 1997年税制改革法および同年国内歳入規則。天然ガス関係の税制は以下の条項に規定されている: 1) Sec. 109 (e) of the Code、物品税を課しているため、VAT w/o免除。; 2) Sec. 119 公益事業に対して“Tax on Franchises” 全料金収入に対して2%; 3) Sec. 148 “石油製品に対して物品税” 3%、ただし自動車用を除くLPGは免除; 4) Sec. 151、“鉱産物の物品税”国内ガスおよびLNGに2%; 5) Sec. 108、上記Sec. 119のものを除く common carriage 事業からの収入に対するVAT。結局、天然ガスに対する国内税金はフランチャイズ税のみである。

(xii) Philippine Clean Air Act of 1999 (RA No. 8749, 1999) and relevant Implementing Rules and Regulations: 1999年大気清浄法および関連規制令。カリフォルニア州並みの厳しい大気汚染防止基準を規定している。

(xiii) Presidential Decree No. 314 (PD314 of November 2000) : 大統領令No. 314 “石油・石油製品の輸入税変更令”。Section 104 of the Tariff and Customs Code of 1978 (PD 1464 as amended) により、石油関係の輸入関税を減免：3%から0%に。3カ月の時限命令であったが、石油価格高騰継続により、2001年夏現在も継続。因みに同関税は石油下流規制撤廃前は10%であった。

(xiv) An Act Granting First Gas Holdings Corporation A Franchise in Luzon (Republic Act No. 8997), : First Gas Holdings にルソン地区のフランチャイズを与える法。2000年10月10日に議会通過、2001年1月11日、退任直前のエストラダ大統領署名により発効。文字通りの内容で、ルソン島全域で非独占ながら、土地収容権を含むあらゆるガス事業権限を与えている。これに類似の従前の法律は Manila Gas Corporationにフランチャイズを与える法、および期限延長認可の法律、Philippines Legislative Act No. 2039 (1924) and RA No.2278 (1959) である。

(xv) Electric Power Industry Reform Act of 2001 (June 8, 2001) : 2001年電力業界改革法。長らく “Omnibus Power Bill” と呼ばれたが、今や法律となり、世界的にも最先端の電力改革法ができた。電力業界をまず4つの市場にアンバンドリングし、輸送プールやオープンアクセス、パワーエクスチェンジ、電力卸市場を導入、さらにERBを廃止して独立のERC (Energy Regulatory Commission) を設置する。電力におけるフランチャイズや公益事業の概念を明確に定義、発電は公益事業ではないとするも明言。公益事業部分には “power of eminent domain” も与えている。この法による業界構造や関係機関の機能を Annex 3-4に、従前の構造を Annex 3-3 に図示した。実際の施行は関係省令が必要で、DOEで鋭意作業中である。ガスへの影響も大きいと思われる。

(2) ガスに関わる省令・規制等

省令以下の 規制レベル でガス関連で重要なのは、以下の通りである：

(i) “The Policy Guidelines on the overall development and utilization of natural gas in the Philippines” (DOE Circular No. 95-06-006, June 15, 1995) : フィリピンの天然ガス開発・利用に係る全般的政策ガイドライン (指針)。

指針として以下の項目を挙げる：

- (1) エネルギー供給ミックスの中で天然ガスの役割を推進、
- (2) Camago/Malampayaのガスによりフィリピンガス産業の基礎を形成させる、
- (3) ガス産業への民間の参入を督促、
- (4) ガス産業を、操業の安全、産業の成長、非差別アクセスの観点から規制、
- (5) 環境規制を遵守、および
- (6) 価格安定のため、国産エネルギーの推進。

(ii) “Rules and Regulations Implementing Section 5 of DOE Act of 1992 or RA 7638” (Energy Regulation ER 1-94, May 24, 1994): DOE設置法第5条に係る規制規則。エネルギー資源開発業者および発電事業収益の便益を直接地方政府に斉すこととし、その価額を1 centavo /kWh (約 0.038 US cent/kWh)と設定する。その用途は (地方) 電化、開発・生活向上基金、および緑化水資源管理、および保険/環境とする。この規則は1996年7月31日に改正され、LNGを含むガス発電にも援用することになっている。

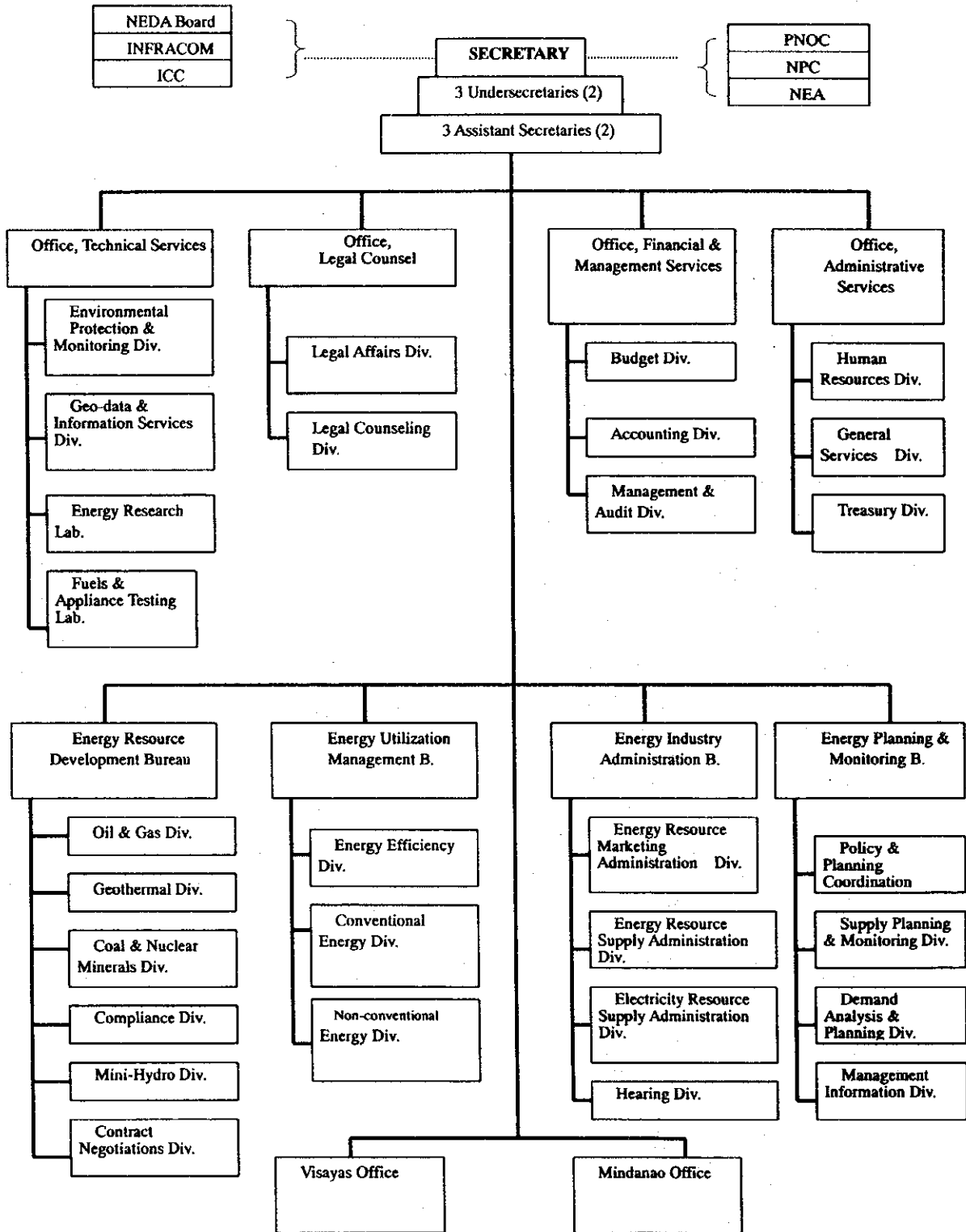
(iii) Department Circular No. 2000-03-003 (March 17, 2000) は、上記ER 1-94 を一部改正し、発電業からの基金の配分をきわめて詳細に規定している。その第4条に天然ガスとLNG発電を含むと規定。

(iv) Department Circular NO. 2000-06-010 and other several circulars in 2000 : 最近のLPG事故や不祥事に鑑み、LPG業界へのペナルティーを規定。

(v) Department of Justice Opinion No. 95, S. 1988 (May 11, 1988) : 法務省見解95 S 1988。憲法で言及され、国内持ち分60%を要求される公益事業 (public utility) とは何かの定義をレビュー。発電業者は自家私用を優先し、余剰をNPCに売るのであれば公益事業を形成しない、かつERBの料金規制外との見解。(注: この件は新電力改革法で解消一発電は全て公益事業でないと定義された)。

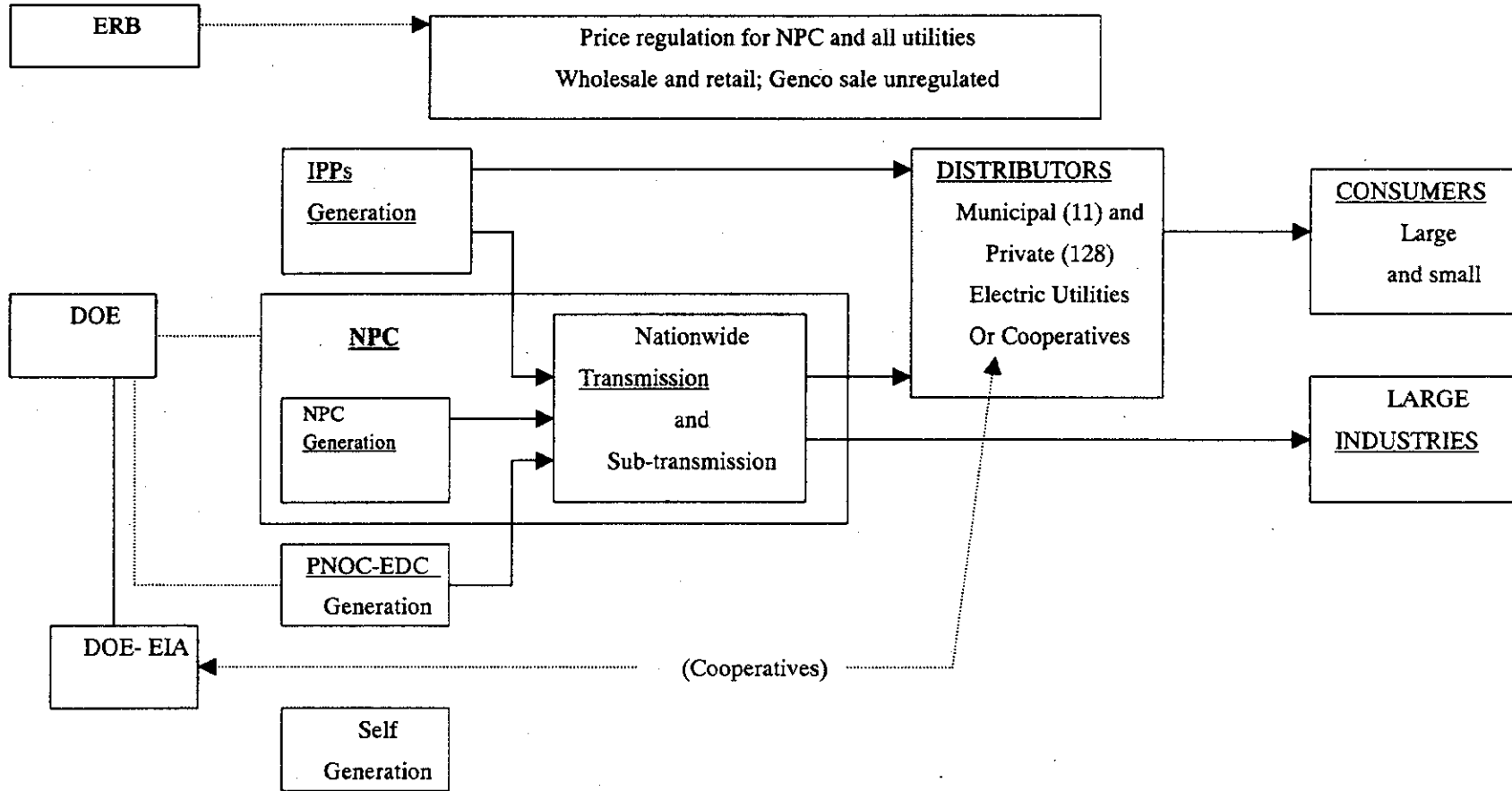
(vi) Department of Justice Opinion No. 46, S.2000 (June 6, 2000) : 法務省見解46 S 2000。(1)ボニファシオガス (BGC) の計画する地下配管によるLPG供給 (将来ガス化) は、工事前にフランチャイズ取得が必要か、(2) DOEにはパイプラインのフランチャイズを付与する権限があるか否か、に答える。franchise と public utilityの法的歴史を相当に考察した後、(1)については必要である、(2)については“法理”に基づけば、フランチャイズ付与は議会だけでなく、関係省庁にも委譲されているはずと結論。その権限は今や議会とともにDOEにもあると返答している。(ただし、電力改革新法では、改めて電力界のフランチャイズの付与権は議会のみにあると規定した)。

Annex 3-2 DOE組織図



Note: Office= Office of the Director; B.=Bureau (Director); Div.= Division (Chief); &=and; (no.)= No. of actual positions. Source: DOE

Annex 3-3
従前の電力業界構造



Major ERC Functions (by this Bill):

Promote competition, encourage market; discourage and penalize abuse in electric industry:

Promulgate National Grid Code and Distribution Code; ensure open/ non-discriminatory access

Enforce rules for electricity spot market

Determine cross subsidies

Establish transmission and distribution wheeling rates and retail rates for captive markets; Bear no cross subsidies;

Set life line rates

Penalize abuse

Annual Report to President and Congress

Monitor competition in generation market

Issue Certificate of Public Convenience

Demand side management projects

Act quasi-judicial powers

Inspect premises and books

Perform other regulatory functions appropriate

DOE Functions (RA7638 As amended by this):

Energy policy and planning

Develop/ update PEP; submit to the Congress

Prepare PDP; integrating into PEP

Assure reliability and quality

Promote private participation

Establish the Wholesale Spot Market

Establish/ administer energy programs

Supervise government energy activities

Policies/procedures for incentives for supply

Monitor private activities in power sector

Research and development programs

System of judicious incentives and penalties

Non-conventional energy develop programs

Benefits to provinces due to energy develop.

Encourage private enterprises engaged

Formulate rules and regulations

Exercise other powers necessary

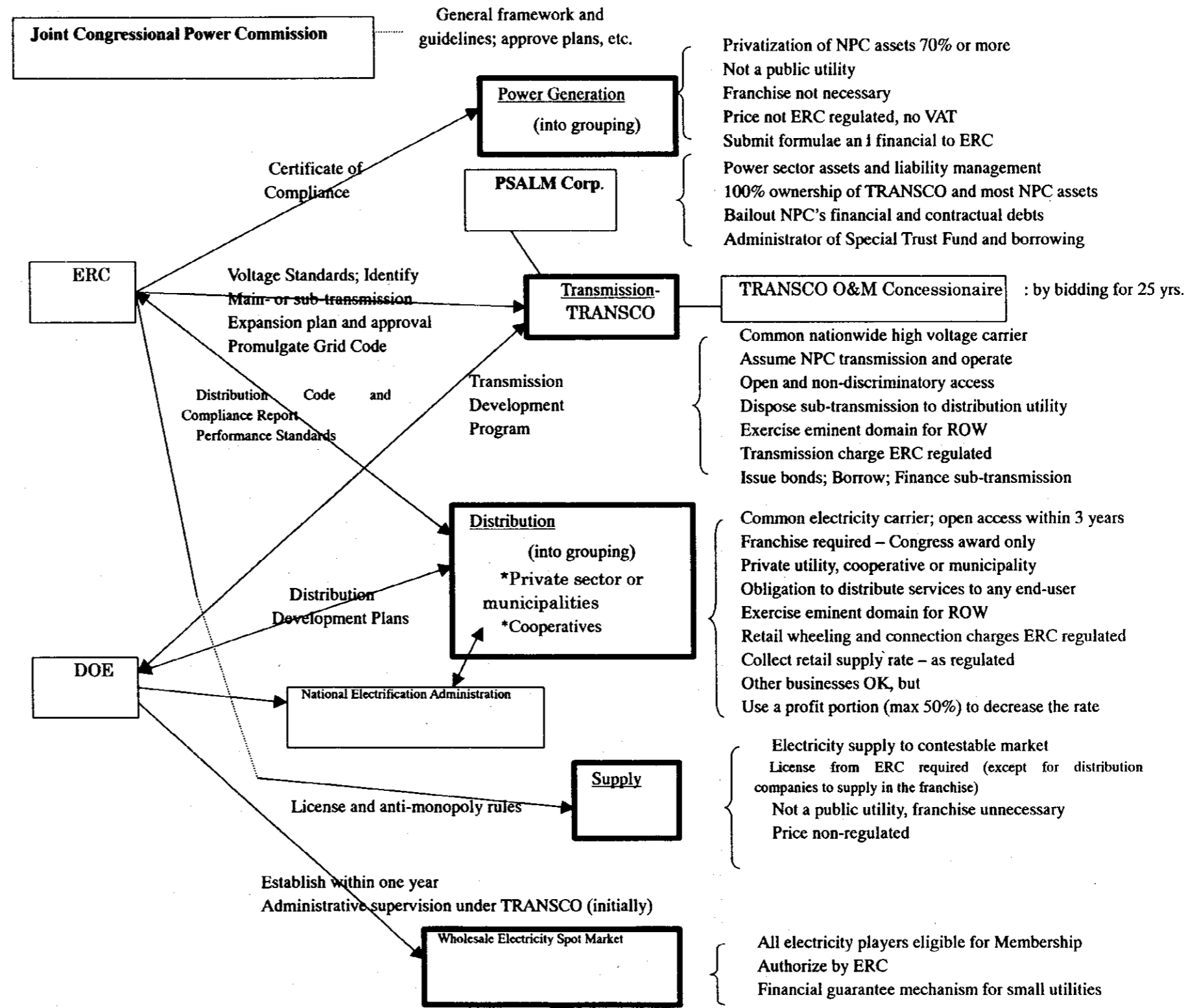
NPC Privatization through PSALM

All major assets and liabilities transferred to PSALM

PSALM formulate and implement privatization plans

NPC continue operation of unsold assets of PSALM

NPC continue missionary electrification (SMUG) and operation



Legen Supply : sector DOE : entity { : nature and functions ↔ : interaction

第4章 調査対象地域におけるガス需要の予測

4-1 ガス需要予測の方法

4-1-1 「潜在」需要と「顕在」需要

天然ガスの需要予測に当たっては、まず「潜在」需要の予測を行い、次いで、それに基づき「顕在」需要（実際に利用される天然ガス量）の予測を行なう。

ガス「潜在」需要とは、

- ・現在および将来（2000年から2025年まで）の各年において、
- ・ある地域に対してパイプラインによりガスの供給が可能になっていると仮定した場合、
- ・利用者による他のエネルギー源から天然ガスへの転換、ならびに天然ガスの新規利用を左右する要因（経済性、環境影響、使用上の利点、その他）を考慮した上で、実際に利用されるであろうと推定される

ガス量のことである。

「潜在」需要の推定は、4-3 に述べる「フィリピン全国のエネルギー需要予測」に基づいて行なわれる。

地域別には、下に述べる「供給計画」にとっては上述の3つ（L、C・M および D）あるいは5つ（L-1、L-2、L-3、C・M および D）の対象地域をさらに細分化した“サブ”対象地域（例えば、L-1は北部地区、中央部地区、南部地区の3つに細分化される）別の「潜在」需要の推定が必要である。したがって、実際には“サブ”対象地域別のガス「潜在」需要を推定する。

部門別に見ると、まず発電部門については、「フィリピン全国のエネルギー需要予測」における必要発電量の予測に基づき、その推定が行なわれる（4-4）。

次に、工業、業務、輸送、住宅の各部門については、「フィリピン全国のエネルギー需要予測」におけるこれら各部門のエネルギー（電力および石油製品）需要のうち、どの程度が天然ガスに転換可能であるかについての推定が行なわれる（4-5）。

このようにして行なわれた推定の結果に基づき、パイプラインの敷設計画を取りまとめた「ガス供給計画」を作成し（第5章）、これに照らして、ある時点およびある地域において現実に利用されると見なされるガス「顕在」需要を推定する。

4-1-2 天然ガス需給に関するケース、シナリオおよびオプションの設定

今後の天然ガス需給の検討に当たっては、その需要について2つのケース、その供給について2つのオプション、さらに需給に関する政策についても2つのシナリオを設定する(表4-1-1参照)。

表4-1-1 ガス需給検討のためのケース、オプションおよびシナリオ

Cases (Economic growth / Crude oil price)	Scenarios (Policy)	Options	
		Maximum supply (MMSCFD)	Supply system
High case	Gas Use	500	Option 1
		500	Option 2
	Gas Promotion	500	Option 1
		500	Option 2
High case	Gas Use	650	(*)
		650	(*)
	Gas Promotion	650	(*)
		650	(*)
Low case	Gas Use	500	Option 1
		500	Option 2
	Gas Promotion	500	Option 1
		500	Option 2
Low case	Gas Use	650	(*)
		650	(*)
	Gas Promotion	650	(*)
		650	(*)

(*) To be studied only on gas demand for power generation.

第1に、天然ガスの潜在需要の推定は、まず2つのケース(「High ケース」と「Low ケース」)に沿って行なう。「High ケース」とは、経済成長率およびエネルギー価格が高いケースであり、「Low ケース」とは、それらがいずれも低いケースである(4-1-3参照)。

第2に、ガス供給については、まず国産ガスの供給上限を現在想定されている500mmscfdと設定し、それに基づき、LNG 輸入基地およびLNG 火力発電所の立地点、ならびにパイプライン・ルートを想定する(オプション1と2)(4-1-4参照)。

加えて、国産ガスの供給上限を、現在のパイプラインの輸送能力を引き上げることによって到達できる650 mmscfd とした場合に、LNG の導入がどの程度遅れるかの検討を行なう(4-4参照)。

第3に、ガス需給に関連する政策措置について、それらを全く実施しないシナリオ（「天然ガス利用」シナリオ）に加え、ガス関連事業の収益性の推定に基づき、収益性向上のためにいくつかの政策措置を導入するシナリオ（「天然ガス利用促進」シナリオ）を設定する。それらの促進策の詳細については第3章を、またそのガス価格への効果などについては第6章（6-2）をそれぞれ参照されたい。

4-1-3 経済成長率とエネルギー価格の想定

(1) 経済成長率の想定

2000~2025年における実質経済成長率は、High ケースでは年平均 5.3%、Low ケースでは同じく 4.6%と想定されている（表 4-1-2）。このような想定の詳細については 4-2-2 を参照されたい。

表 4-1-2 経済成長率と原油価格の想定

	GDP growth rate		Crude oil price	
	High (%/ year)	Low (%/ year)	High (US\$/bbl)	Low (US\$/bbl)
2000	4.0	4.0	26.14	26.14
1	3.3	2.5	23.00	23.00
2	4.0	3.5	19.00	19.00
3	4.0	3.5	22.00	20.00
4	5.3	3.5	22.00	20.00
5	5.4	3.5	24.00	20.00
6	5.9	4.0	24.00	20.00
7	5.9	4.0	26.00	20.00
8	5.9	4.0	26.00	20.00
9	5.9	4.0	28.00	20.00
10	5.9	4.0	28.00	20.00
11	5.5	5.5	28.00	20.53
12	5.5	5.5	28.00	21.08
13	5.5	5.5	28.00	21.64
14	5.5	5.5	28.00	22.21
15	5.5	5.5	28.00	22.80
16	5.5	5.5	28.00	23.41
17	5.5	5.5	28.00	24.03
18	5.5	5.5	28.00	24.67
19	5.5	5.5	28.00	25.33
20	5.5	5.5	28.00	26.00
21	5.0	5.0	28.39	26.39
22	5.0	5.0	28.79	26.78
23	5.0	5.0	29.19	27.18
24	5.0	5.0	29.60	27.59
25	5.0	5.0	30.00	28.00

(2) エネルギー価格の想定

第1に、フィリピンの輸入エネルギー価格は、IEAの見通し¹⁾を参考にして想定した。IEA見通しを用いた理由は、それが現在における有力な見通しの1つであり、多くの機会に参照されていることである。具体的には、High ケースは IEA 見通しにおける“High Price Scenario”、また、Low ケースは同じく“Reference Scenario”に基づいている。ただし、IEA 見通しは、2020 年までに関するものであり、それ以降については、われわれが独自に想定した(表 4-1-3)。なお、以下に説明する価格は 2000 年価格(実質)である。

フィリピンへの原油の輸入価格は、2000 年における実績値に基づき、長期的には IEA 見通しと同じ変化率で推移するであろうと想定した。ただし、2010 年までの期間については、われわれが IEA 見通しを修正した。すなわち、High ケースでは、2001 年の 11、12 月についての推定値に基づき、2001 年全体の平均輸入価格を求め、2002 年の輸入価格は多くの石油専門家の推定を参考にして、2001 年の水準から 4US\$ 低下すると想定した。その後は 2010 年にかけて、2 年毎に 2US\$ ずつ次第に上昇していくであろうと想定した。一方、Low ケースでは、2004 年以降 2010 年ごろまでは、世界経済の低成長から原油価格も引き続き大きな上昇はないであろうと想定した。

次に、LNG については、LNG の大量輸入国である日本の輸入価格の実績値(2000 年)に基づき、原産地からの輸送費、再ガス化コストなどを考慮して、現在におけるフィリピンへの輸入価格を推定し、次に、各種の情報から比較的近い将来におけるフィリピンへの LNG 輸入を想定し(US\$3.75/MMBtu)、これらの平均値として、2000 年における輸入価格を US\$4.00/MMBtu と想定した(表 4-1-4)。なお、ここでの原産地としては、フィリピンとの地理的な関係を考えてオーストラリアを採った。

2002 年から 2010 年までの LNG 輸入価格(フィリピンが LNG を輸入するとして)は、上記のフィリピン輸入価格の想定値と IEA 見通し²⁾に基づくオーストラリア産 LNG 価格の推定値とを単純平均して求めた。さらに 2021 年以降については、LNG 価格は原油価格と同じ変化を示すであろうと想定した。

石炭については、IEA 見通しにより、2000 年から 2020 年まで横這い、さらにその後も同様に推移すると想定した。その場合、2000 年の実績値としては、インドネシア炭の輸入価格を採った。

¹⁾ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2001*, October 2001.

²⁾ IEA は“High Price Scenario”では 4.1、5.5、5.5、“Reference Scenario”では 4.1、3.9、5.5 と想定している(いずれもそれぞれ 1997、2010、2020 年における日本の輸入価格で、単位は 2000 年の US\$/MMBtu である)。

表 4-1-3(1) エネルギー価格の想定 (High ケース)

(In 2000 price)

	Unit	1997	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >											
Crude oil	US\$/Bbl	20.00	n.a.	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	31.65	33.40	35.24
LNG	US\$/MMBtu	4.10	n.a.	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.80	6.12	6.46
Coal	US\$/t	n.a.	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50
< Import price to the Philippines >											
Crude oil	US\$/Bbl	18.80	26.10	19.00	24.00	28.00	28.00	28.00	30.00	31.65	33.40
LNG	US\$/t		206.44	231.60	231.60	231.60	231.60	231.60	248.14	261.83	276.27
	US\$/MMBtu		4.00	4.49	4.49	4.49	4.49	4.49	4.81	5.07	5.35
Coal	US\$/t		43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90

表 4-1-3(2) エネルギー価格の想定 (Low ケース)

(In 2000 price)

	Unit	1997	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >											
Crude oil	US\$/Bbl	20.00	n.a.	21.00	21.00	21.00	23.37	28.00	29.54	31.17	32.89
LNG	US\$/MMBtu	4.10	n.a.	3.90	3.90	3.90	4.63	5.50	5.80	6.12	6.46
Coal	US\$/t	n.a.	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50
< Import price to the Philippines >											
Crude oil	US\$/Bbl	18.80	26.10	19.00	20.00	20.00	22.80	26.00	28.00	29.54	31.17
LNG	US\$/t		206.44	192.38	192.38	192.38	210.33	231.60	244.37	257.85	272.07
	US\$/MMBtu		4.00	3.73	3.73	3.73	4.08	4.49	4.73	5.00	5.27
Coal	US\$/t		43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90

表 4-1-4 LNG 価格の想定(2000)

	(US\$/MMBtu)				
	Current (2000)		Future (2006-)		
	Average	Australia	Low	Middle	High
CIF Japan	4.72	4.52			
Shipping costs (Aust. to Japan)	0.5	0.5			
FOB Australia	4.22	4.02			
Shipping costs (Aust. to Philippines)	0.25	0.25			
CIF Philippines	4.47	4.27	3.50	3.75	4.00
< Average of the current and future prices >					
3.5 for the future price	3.99	3.89			
3.75 for the future price (Note)	4.11	4.01			
4.0 for the future price	4.24	4.14			

(Note) 3.75 US\$/MMBtu means around 12% cost reduction from 2000 price above.

第 2 に、需要予測に直接的に使用するものとして、石油製品と電気、さらに天然ガスの消費者渡し価格を想定した。まず、石油製品については、2000 年における消費者渡し価格を推定し、それらが上述の輸入原油価格と同じ変化を見せると想定した (表 4-1-5)。

表 4-1-5(1) 石油製品価格の想定 (High ケース)

		(In 2000 price)								
	Unit	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >										
Crude oil	US\$/Bbl	16.50	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	31.65	33.40	35.24
< Import price to the Philippines >										
Crude oil	US\$/Bbl	26.10	19.00	24.00	28.00	28.00	28.00	30.00	31.65	33.40
< Consumer prices >										
Petroleum products										
D.F.O. (Industry)	P/liter	12.06	8.78	11.09	12.94	12.94	12.94	13.86	14.63	15.43
(Commercial)	P/liter	12.14	8.84	11.16	13.02	13.02	13.02	13.95	14.72	15.54
(Transport)	P/liter	12.14	8.84	11.16	13.02	13.02	13.02	13.95	14.72	15.54
H.F.O. (Industry)	P/liter	10.26	7.47	9.43	11.01	11.01	11.01	11.79	12.44	13.13
Kerosene	P/liter	11.65	8.48	10.71	12.50	12.50	12.50	13.39	14.13	14.91
LPG (Industry)	P/liter	11.61	8.45	10.67	12.45	12.45	12.45	13.34	14.08	14.85
(Commercial)	P/liter	12.40	9.03	11.40	13.30	13.30	13.30	14.25	15.04	15.87
(Residential)	P/liter	12.90	9.39	11.86	13.83	13.83	13.83	14.82	15.64	16.50
Regular gasoline	P/liter	14.97	10.90	13.77	16.06	16.06	16.06	17.21	18.16	19.16

表 4-1-5(2) 石油製品価格の想定 (Low ケース)

(In 2000 price)										
	Unit	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >										
Crude oil	US\$/Bbl	n.a.	21.00	21.00	21.00	23.37	28.00	29.54	31.17	32.89
< Import price to the Philippines >										
Crude oil	US\$/Bbl	26.10	19.00	20.00	20.00	22.80	26.00	28.00	29.54	31.17
< Consumer prices >										
Petroleum products										
D.F.O. (Industry)	P/liter	12.06	8.78	9.24	9.24	10.54	12.01	12.94	13.65	14.40
(Commercial)	P/liter	12.14	8.84	9.30	9.30	10.61	12.09	13.02	13.74	14.50
(Transport)	P/liter	12.14	8.84	9.30	9.30	10.61	12.09	13.02	13.74	14.50
H.F.O. (Industry)	P/liter	10.26	7.47	7.86	7.86	8.96	10.22	11.01	11.61	12.25
Kerosene	P/liter	11.65	8.56	8.93	8.93	10.18	11.61	12.50	13.19	13.91
LPG (Industry)	P/liter	11.61	8.45	8.89	8.89	10.14	11.56	12.45	13.14	13.86
(Commercial)	P/liter	12.40	9.03	9.50	9.50	10.83	12.35	13.30	14.04	14.81
(Residential)	P/liter	12.90	9.39	9.88	9.88	11.27	12.85	13.83	14.60	15.40
Regular gasoline	P/liter	14.97	10.90	11.47	11.47	13.08	14.91	16.06	16.95	17.88

一方、ガス価格は、セクター別に競合エネルギーの価格を参照しながら、「コスト・プラス方式」で想定されている (表 4-1-6)。ただし、各セクター向けの価格がそれぞれガス供給に直接かかるコストを全て含むというわけではなく、特に住宅用の価格はコストの一定部分が他の、特に工業用のガス価格によって担われるという格好になっている。このような価格体系は、例えば 1990 年代半ばのインドネシアに見られるように、³⁾ 特にガス供給事業を発展させるための初期の段階にはよく見られるものである。

表 4-1-6(1) ガス価格の想定 (2006 年) (High ケース)

(US\$/MMBtu)

Tabangao 渡しガス価格	5.23
ガス販売価格	工業用 7.25
(パイプライン経由)	商業用 8.48
	家庭用 9.42
	輸送用 7.82
	発電用 7.06

³⁾ 国際協力事業団『インドネシア共和国都市ガス網開発計画調査』1997 年 8 月

表 4-1-6(2) ガス価格の想定 (2006 年) (Low ケース)

(US\$/MMBtu)

Tabangao 渡しガス価格	4.77	
ガス販売価格 (パイプライン経由)	工業用	6.15
	商業用	7.19
	家庭用	7.98
	輸送用	6.63
	発電用	5.99

4-1-4 「供給計画」決定のためのオプション設定

われわれは、国産天然ガス (Camago/Malampaya ガス田から供給される) の供給量について 2 つの想定を行なった。第 1 は、それが約 500mmscfd (発電能力では約 3,800MW) を上限とすること、第 2 は、それが約 650mmscfd を上限とすることである。そして、それぞれこれらの量を超えるガス消費量は LNG の形で輸入されると想定した。

第 1 は、これまでに発表されている同ガス田の確認埋蔵量に基づくものであり、第 2 は、これらのガス田、あるいはそれら近くの他のガス田において、近い将来、確認埋蔵量が追加されるという想定に基づいている。ただし、第 2 の想定については、上述の通り、発電用のガス需要との対比において、LNG の導入がどの程度遅れるかについての推定のみを行なった。

そこで、「供給計画 (パイプライン敷設計画)」決定のための前提として、ルソン島における LNG 受入基地の立地点、およびパイプラインのルートにつき、従来から各種の報告書などで発表されている案を参考にしながら、いくつかの予備的な検討を行なった上で、最終的に次の 2 つのオプションを設定した。

--オプション 1: LNG 基地を Batangas 地域、Bataan 半島地域の双方に立地し、NCR 地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみによりガスを供給する。このオプションでは、ガスの供給元が 2 個所である。

--オプション 2: LNG 基地を Batangas 地域、Bataan 半島地域の双方に立地し、NCR 地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみならず、海底パイプライン (マニラ湾) を建設してガスを供給する。このオプションでも、ガスの供給元は 2 個所である。

われわれがガスの供給元を 2 つ含むこれらのオプションを設定した理由は、次の通りである。

第 1 に、長期にわたるガス供給の安定性確保のためには、Batangas 地域のみをガス供給元とすることは望ましくない。

第 2 に、同じく電力供給の安定性確保のためにも、短期的な送電システムの不備は問わないとしても、Batangas 地域のみに電源を立地することはきわめて問題である。