

6 政策・制度と「天然ガス利用促進」シナリオ

以上の 5 までの検討により、(1) High ケースでは、ガス関連事業が必ずしも十分な収益を上げ得ないこと、一方、(2) Low ケースでは、オプション 2 においては、ガス関連事業が十分な収益を上げ得ること、しかし、(3) 両ケースとも、特に大気汚染対策との関連において重要であると考えられる運送部門のガス「潜在」需要が、ほとんど見られないことなどが明らかになった。

そこで、われわれは、(1)と(3)の問題に対処することを目的として、ガス利用促進のための政策・制度の検討が必要であると考えた。

以下では、まず、フィリピンにおいて、これから初めて本格的にガス利用を開始するために必要とされる政策・制度について提案を行ない、次いで、上記のようなガス利用の促進を意図した政策・制度につき提案し、それに基づく「ガス利用促進」シナリオを提示する。

6-1 経済・財政面における政策

フィリピンにとって、ガス利用の推進は事実上、初めての企図であるだけに、ガス供給の上流から下流に至る各セクターで、政府の役割は重要である。一般に、政府の市場介入は、(1) ある市場に何らかの独占があり、競争が行なわれていない状態になっている場合、(2)供給面であれ需要面であれ、資源確保を目的としてその適正な配分を行なうべき場合、および、(3) 事業活動が民生に影響したり、あるいは民間の利害の調整が要求されたりする場合、などに行なわれる。

本調査では、このような基本的考え方にに基づき、以下、いくつかの政策提案を行なう。

第 1 は、ガス利用推進のための経済・財務体制に関してである。

(1) ガス選好の位置づけの確立と投資刺激策

- 1) 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）、石油代替、中東依存減少、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。

- 2) この優位性の位置づけに則って、当初一定期間は、ガス施設に対してインセンティブを与える。例えば、課税所得控除、税額控除、あるいは特別償却などである。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考えられ、市場原理に対する打撃が少ないと見られている。

(2) 優先投資プランによる資金的インセンティブ

- 1) 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、ガス網事業に適用：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。
- 2) ガスの物品税は最初からゼロとする。Camago/Malampaya の立ち上がりを確認して、LNG 輸入税廃止、ガス施設関連の輸入関税の減額、等。
- 3) 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には、プロジェクト・ファイナンスが困難であることに鑑み、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、供給システム整備に対して資金援助することを認める。この方式は多くの国のガス事業で一般的である。

(3) 特別会計による資金的インセンティブ

- 1) 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。
- 2) 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% に対して投資減税を認可する。
- 3) 石油 (重油、灯・軽油) からのガス転換に対しても、例えば認定コストの 20% に税額控除を適用する。

(4) 環境便益のあるガス利用プロジェクトのための国際金融機関資金の確保

(5) ガス利用推進の研究プロジェクトへの資金援助

第 2 は、法令上の対策に関してである。

(1) ガス規制システムの簡素化

--- 天然ガス統一法の制定

--- それまでの暫定措置として、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る。含まれる項目は次の通り。

- 基本政策
- ガス事業開始手続

- 会計および監査システム
- 設備設置手続き
- ガス技術基準
- Right of way
- ガス料金、輸送料金制度など

(2) ガス利用推進のための基本的料金政策の考察

- 大口顧客向けのコストは小口の場合より熱量当たりで安い、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）とによる料金構成を採用すれば、ある程度自動的に織り込める。
- 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。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しばしばこの方式による。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。また、われわれは、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と考え、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制度、また、もう一つ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。

6-2 ガス利用推進のための DOE の組織と研修

ガス利用推進策実施のためには、DOE にガス産業管理のための数人からなる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。

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こととし、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とする。

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 に含めるの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い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 の多くの部門の多く人は、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。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だろう。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だろう。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。

6-3 ガス需給シナリオとの関係付け

上述のように、われわれは2つのシナリオを設定している：すなわち、(i) 何ら新しい施策がない場合、および(ii) 定量的な特別の促進政策が実施される場合である。

後者の「ガス利用促進シナリオ」の設定のために、すでに述べた政策の中から以下の政策を抽出し、実施につき検討するものとする：

- ① 法人税を 10 年間免除優遇制度
- ② LNG 関税免除の優遇制度
- ③ 設備機材関税免除優遇制度
- ④ 国際開発機関の低利金利の大幅導入

6-4 各種インセンティブ・プログラムの提案

これらに加えて NGV、コージェネ、燃料転換などに対する各種インセンティブ・プログラムが検討に値するであろう。それらにつき、下表にまとめた。

表 6-1 各種インセンティブ・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

6-5 「天然ガス利用促進」シナリオに組み入れる各種優遇政策とその評価

ここでは、上記の法人税の免除、LNG 輸入関税の免除、投資機材である輸入設備機材の輸入関税の免除、国際開発機関の低利金利の大幅導入をパイプライン部門に適用したときの経済性の変化を見る。各優遇制度の内容は以下の通りである。

① 法人税を 10 年間免除優遇制度

現行のガス関連税優遇制度では、法人税の免除が操業後 6 年間は認められている。したがって、LNG 部門とパイプライン部門に関しては各ケースとも 6 年間の法人税免除が設定されている。これに対して、パイプライン部門の法人税を 10 年間免除にしたときの状態を「法人税を 10 年間免除優遇制度」とした。

② LNG 関税免除の優遇制度

LNG の輸入関税は、「優遇政策なし」では 2006 年以降 3%がセットされているが、これを廃止したときには、LNG 部門の FIRR は 12%より上昇する。したがって、LNG 販売価格を下げることで、LNG 輸入関税の利益をパイプライン部門に還元したときのパイプラインの FIRR の変化を見る。

③ 設備機材関税免除優遇制度

LNG 部門、パイプライン部門、電力部門の設備投資には、多くの機材を輸入することが想定される。したがって、このとき、全投資額の 60%に平均で 5%程度の輸入関税がかかるとして「優遇政策なし」のケースでは計算されている。当優遇制度では、パイプライン部門に対して設備機材の輸入関税が掛からないものとして FIRR の変化をみる。

④ 国際開発機関の低利金利の大幅導入

「優遇政策なし」のケースでは、各部門とも自己資本 25%、商業銀行 25%、国際開発機関 A（金利 2%）25%、国際開発機関 B（金利 7%）25%として計算されている。これに対して、パイプライン部門への優遇制度では、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%とし、残りは自己資本として計算した。このときの支払金利の変化を見る。

表 6-2 部門別の優遇政策の内容

		LNG	パイプライン	電力
1. 法人税の優遇	優遇なし	6年	6年	0年
	優遇あり	6年	10年	0年
2. LNG 輸入関税	優遇なし	3%		
	優遇あり	0%		
3. ガス施設の輸入関税	優遇なし	5%	5%	5%
	優遇あり	5%	0%	5%
4. 公的資金の投入	優遇なし	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%
	優遇あり	同上	自己資本 25% 国際開発 A75%	同上

これらの優遇策を採ると、ガス販売価格は「ガス利用」シナリオにおけるものに比して表 6-2 のようになる。しかし、High ケースのオプション 1 では、優遇政策後も FIRR が 12%に満たないため、価格を引き下げることにはできない。一方、同じくオプション 2 では、優遇政策後、FIRR を 12.1%から 12.0%に引き下げようような価格設定がされており、価格は 0.1%と僅かながら引き下げられている。

このように、オプション2でも、「優遇あり」後におけるガス価格の引き下げ幅はきわめて小さいと推定されるので、ガス潜在需要の推定は行なわないこととした。

表 6-3 「優遇なし」と「優遇あり」の用途別ガス販売価格

ケース	政策	用途	2010	2015	2020	2025
High ケース	優遇なし	Industry	7.58	8.02	8.58	9.83
		Commercial	8.87	9.38	10.03	11.49
		Residential	9.85	10.42	11.14	12.76
		Transportation	8.18	8.65	9.25	10.59
		Prices for power	7.39	7.81	8.35	9.57
High ケース オプション1	優遇あり	Industry	同上	同上	同上	同上
		Commercial				
		Residential				
		Transportation				
		Prices for power				
High ケース オプション2	優遇あり	Industry	7.58	8.01	8.57	9.81
		Commercial	8.85	9.36	10.01	11.47
		Residential	9.84	10.40	11.13	12.75
		Transportation	8.17	8.64	9.23	10.58
		Prices for power	7.38	7.80	8.34	9.56

7 「天然ガス利用促進」シナリオの評価

7-1 ガス「顕在」需要

このシナリオにおけるガス「顕在」需要は、両ケースとも「ガス利用」シナリオにおけるそれと同じである。

7-2 パイプライン網の検討

上に述べたことから、われわれは、「ガス利用促進」シナリオにおけるパイプライン網は「ガス利用」シナリオにおけるものと同じであると想定した。

7-3 2つのオプションの評価

7-3-1 最適供給モデルによる評価

「ガス利用促進」シナリオにおけるパイプライン網は「ガス利用」シナリオにおけるものと同じであるから、オプション別の費用・便益比は両者同じである。

7-3-2 財務分析による評価

ルソン島について見ると、各優遇政策の FIRR への影響は以下の表の通りである。

表 7-1 優遇政策によるパイプライン部門の FIRR への影響

優遇政策	High オプション1	High オプション2	Low オプション1	Low オプション2
(0) 優遇政策がないとき	10.3	10.9	11.0	12.7
(1) 法人税を10年間免除のとき	10.8	11.5	11.9	13.9
(2) LNG 関税免除のとき	10.6	11.3	11.2	12.9
(3) 設備機材関税免除のとき	10.7	11.3	11.4	13.1
(4) 国際開発機関の低利金利の 大幅導入	10.0	10.7	10.9	12.7
(1)+(2)	11.1	11.8	12.0	14.0
(1)+(2)+(3)	11.6	12.2	12.3	14.4
(1)+(2)+(3)+(4)	11.4	12.1	12.2	14.3

(1) High ケース

オプション1では、全ての優遇政策を採っても FIRR は 12%を越えていない。しかし、オプション2では、「法人税を 10 年間免除+LNG 関税免除+設備機材関税免除」のときに、FIRR が 12.2%に達する。

(2) Low ケース

このケースでは、すでに述べたように、優遇政策なしでも、オプション 2 では、FIRR が 12.7%に達している。したがって、このケースについては優遇政策を講ずる必要がない。

また、C・M および D 地域においては、「ガス利用」シナリオと同様、パイプライン、電力の両部門においては経済性が成立しない。

7-3-3 評価の結果

以上の評価から、次のことがいえるであろう。

まず、High ケースのルソン島においては、収益性の点でオプション 2 の方が優れており、ガス関連事業（LNG 供給、ガス・パイプライン供給ならびにガス発電）を成立させるために十分な収益性が確保されるにいたっているといえよう。

これに比して、Low ケース（オプション 2）では、上述のように、優遇政策を講ずる必要がない。

一方、C・M および D 地域においては、「ガス利用」シナリオと同様、2025 年までに予想されるガス需要を前提とすると、ガス供給事業は成立しないであろう。

8 輸送部門などにおけるガス「潜在」需要の可能性

すでに述べたように、「ガス利用促進」シナリオにおいても、輸送部門においては、ガス利用は見込まれていない。そこで「マクロ方式」によるガス「潜在」需要の推定を補完するために、前述の「積み上げ方式」（3-2-1 参照）の結果と方法を用いて、追加的な政策措置を講じた場合の需要への効果を推定した。

8-1 NGV の導入と優遇制度

ディーゼル車の排気ガスは深刻な環境問題となっている。想定される燃料価格からすると、ディーゼル車の天然ガス自動車（NGV）への転換は期待できない。ディーゼル車の NGV への転換のために下記の補助政策が有効である。

- ① 転換キット投資補助
- ② ガス供給ステーション建設費投資補助
- ③ NGV へのガス供給価格補助

しかし、①と②を行なった場合（100%の補助）だけでは、いずれのケース、シナリオでもディーゼル車の NGV 化の経済性はない。そこで、ガス供給価格補助が必要となる。

このシナリオを「ガス利用促進シナリオ-A」と呼び、転換キットおよびガス供給ステーションに 100%の投資補助、さらにディーゼル燃料油に競合できるようガス供給価格補助を行なう場合について検討してみよう（表 8-1）。

表 8-1 価格補助額 (D) の推定

Case	Gas price to stations (A)	Margin for filling station	Gas price to users (B)	Gas price for covering conversion kit cost (C)	(Ps/Nm ³)	
					(B)-(C) (D)	Revised gas price to stations (A)-(D)
High	20.1	2.2	22.3	19.2	3.1	17.0
Low	16.9	1.9	18.8	13.5	5.3	11.6

上表のように、ガス充填所へ引き渡されるガスの価格は、High ケースでは 20.1Ps/Nm³、Low ケースでは 16.9Ps/Nm³であり、それにガス充填所のマージンを加えた NGV (users) へのガス価格は、High ケースでは 22.3 Ps/Nm³、Low ケースでは 18.8 Ps/Nm³となる。

一方、コンバージョン・キットのコストをカバーするとすると、NGVへのガス価格は、Highケースでは19.2Ps/Nm³、Lowケースでは13.5Ps/Nm³でなければならない。したがって、Highケースでは3.1Ps/Nm³、Lowケースでは5.3Ps/Nm³の価格補助が必要になる（2010年）。

8-2 NGV向けガス潜在需要

ガス価格が安くなれば、タクシーのガソリン車は転換キットの投資補助がなくてもNGV化のメリットがでる。「ガス利用促進シナリオ-A」でのNGV台数を推定してみると、ディーゼル車（タクシー、ジブニー、バス）のNGV化に加え、かなり多くのガソリン車タクシーがNGVに転換することが予想される。

他方、「ガス利用促進シナリオ-A」では、NGV普及が促進されるため、ガス供給ステーションの数を増やさなければ、ガス充填の利便性を大きく損なうことになる。ガス供給ステーションの数を増やせば、ステーションへの投資補助額が膨大になるとともに、ガス供給価格補助額も膨大になることが予想される。したがって、補助政策実施にあたっては、詳細なフィージビリティ・スタディが必要である。

8-3 その他のガス新利用法の検討

なお、われわれは、「積み上げ方式」の推定作業の一環として、予想される将来の新しいガス利用の方法として、

- .. 都市開発に伴うコージェネ、冷房用の利用
- .. 燃料電池
- .. マイクロ・ガスタービン
- .. 冷凍倉庫
- .. ジメチル・エーテル（DME）

などについても、検討を行なった。

ただし、これらのうち「都市開発に伴うコージェネ、冷房用の利用」、「冷凍倉庫」以外については、実用化へ向けての技術的・経済的な成熟度が十分とは言えない。

因みに、「都市開発に伴うコージェネ、冷房用の利用」については、現在、都市開発が進められている Metro Manila の Taguig 地区 (Fort Bonifacio) に関する計画概念図 (Land Use Plan) を参考にして、類似都市開発を想定し、そこにおける天然ガス需要を推定した。

同地区は、全敷地面積は 25 ヘクタールで、ビジネス地区、住居地区、さらに広大なレクリエーション地区からなっている。全地域にガス管の敷設が計画されており、当面は LPG を供給するが、将来、天然ガスに切り替えることになっている。

われわれの試算によれば、このような規模、構成を持つ都市開発がなされるとすると、そこでは 0.7mmscfd の天然ガス「潜在」需要が見込めるであろう。

9 2つのシナリオの総合的評価

以上の検討では、第 1 に、ルソン島に関して、Low ケースについては、「天然ガス利用」シナリオにおいて 2 つの供給オプションの比較を行ない、オプション 2 がより優れており、しかも、ガス関連事業の経済性が確保されることを明らかにした。したがって、このケースにおいては、「天然ガス利用促進」シナリオについての検討を行なうことなく、「天然ガス利用」シナリオ（オプション 2）を選択することが妥当であるとわれわれは考える。

第 2 に、同じく High ケースについては、「天然ガス利用」および「天然ガス利用促進」の 2 つのシナリオについて、2 つの供給オプションの比較を行ない、いずれにおいてもオプション 2 がより優れているが、ガス関連事業の経済性は、オプション 2 においてさえも確保されないであろうことを明らかにした。

第 3 に、C-M 地域および D 地域の関しては、いずれのケース、シナリオにおいても、ガス関連事業が成立しにくいことを明らかにした。

そこで、以下では、主として High ケースについて、経済分析、マクロ経済指標、環境影響・安全性、社会的・経済的影響などの基準に照らして、2 つのシナリオ（のオプション 2）を最終的に評価し、フィリピン国にとって、より望ましいと考えられるシナリオを選び出すための判断材料とする。

9-1 経済分析およびマクロ経済指標

9-1-1 経済分析の評価

経済分析の目的は、当該事業がフィリピン国にとって、どのような経済効果をもつかについて、評価を行なうことである。天然ガスに関しては、LNG 輸入関税、投資機材の輸入関税、固定資産税、付加価値税、法人税、事業税など、多くの税金が掛かっている。これらの税金は国レベルで見れば「収入」になるわけであるから、経済分析は財務分析と違い、内部利益率（EIRR）は高くなる。

下の表に示すように、ルソン島の天然ガス関連事業部門（LNG 部門、パイプライン部門、電力部門）全体の EIRR は、どのオプションも 20%以上である。これは、国レベルでの経済性が十分に高いことを示している。

以下の表で「優遇なし」（「ガス利用」シナリオ）、「優遇あり」（「ガス利用促進」シナリオ）とも、プロジェクト全体の EIRR は両ケースとも変化はない。しかし、優遇政策により LNG 部門の販売価格が下がった効果がパイプライン部門に現れ、パイプライン部門では、EIRR は「優遇なし」より「優遇あり」の方が高くなっている。

表 9-1 ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR（「政策なし」）

部 門	High オプション1	High オプション2	Low オプション1	Low オプション2
LNG 部門	19.6%	19.7%	20.6%	20.6%
パイプライン部門	15.7%	16.5%	16.4%	18.5%
電力部門	21.9%	21.9%	32.7%	32.7%
全体	23.3%	23.5%	30.3%	30.9%

表 9-2 ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR（「政策あり」）

部 門	High オプション1	High オプション2	Low オプション1	Low オプション2
LNG 部門	17.9%	18.0%	18.8%	18.7%
パイプライン部門	16.6%	17.3%	17.0%	19.0%
電力部門	22.5%	22.5%	33.0%	33.0%
全体	23.3%	23.5%	30.3%	30.9%

9-1-2 マクロ経済への影響分析

GDP への影響について見ると、2001 年から 2025 年の間、各年 0.3~0.5%だけ GDP が大きくなる。これは第 4 章のマクロ経済モデルで予測した名目 GDP に対して毎年 0.3~0.5%大きくなるという意味である。

政府収入への影響を見ると、第 4 章のマクロ経済モデルで予測した名目政府収入に対して、毎年 0.2~0.6%だけ政府収入が上昇する。

失業率への影響を見ると、第 4 章のマクロ経済モデルで予測した失業率に対して、2025 年時点で 0.7~1.1%だけ低い失業率になる。

表 9-3 天然ガス利用の経済への影響分析

		Unit	2010	2015	2020	2025
GDP の増加率 High オプション 2	WITHOUT	Billion Ps	14,059	21,210	32,550	49,104
	WITH	Billion Ps	14,107	21,296	32,691	49,343
	増加率	%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%
政府収入の増加率 High オプション 2	WITHOUT	Billion Ps	2,515	3,786	5,795	8,716
	WITH	Billion Ps	2,521	3,801	5,825	8,771
	増加率	%	0.2%	0.4%	0.5%	0.6%
失業率の減少 High オプション 2	WITHOUT	%	9.6	8.3	6.6	4.7
	WITH	%	8.5	7.3	5.8	4.0
	増加率	%	-1.1	-1.0	-0.8	-0.7

9-2 環境影響・安全性

ガス事業において、環境影響・安全性に係わる問題が生じうるのは、次のような分野、あるいは機会においてである。

第 1 に、パイプラインについては、陸上、海上におけるその建設、操業などである。

第 2 に、LNG については、まず、受入基地の建設、操業など、次に船舶の運航、LNG の積下作業など（輸出元とフィリピンとを往復する船舶、ならびにルソン島とセブ、Davao を往復する船舶について）である。

これらの分野、機会における環境影響の防止や安全性の確保は、これまでのガス導入先進国における経験から、建設作業、操業などが適切に行なわれることによって、十分に保証することができる。ただし、例えばパイプラインについて、アメリカやイギリスで、比較的最近においても事故の例が見られることから、政策・制度面での適切な対応が必要である。

また、パイプライン建設に当たっては、例えば地域 D においては、優良農地や洪水氾濫地域、排水不良地域があり、また地域 L-2 においては、Pampanga 川デルタ地帯に地盤の悪い個所があるが、それらを避けなければならないことは言うまでもない。

環境影響について忘れてはいけないのは、ガス事業と地球環境問題との関連である。1999 年に成立した「フィリピン大気汚染防止法」はその 31 条で、フィリピン気象庁が、温室効果ガスをはじめとする、環境状態に影響を与える気象上の要因を定期的に監視し、環境・天然資源省と協力して、大気汚染の監視および基準設定業務を実施すべきこと、さ

さらに、同省は、気候変動枠組み条約、その他の国際的な協定などに合致した国家計画を準備し、実行しなければならないことを謳っている。

地球環境問題にこのような姿勢を示しているフィリピン政府にとって、ガス利用の拡大は、その問題解決への取り組みに対して有力な政策手段を提供することになる。

さらに SO_x、NO_x、煤塵などの発生による、いわゆるローカルな環境問題についても、天然ガスは石炭、重油などに比して優位性を持っている。したがって、上述の「フィリピン大気汚染防止法」の規定を実行あらしめるためにも、天然ガス利用を促進することは非常に重要である。

これらの地球温暖化物質および大気汚染物質については、定量的な評価を行なった。その結果によれば、CO₂については、特に電力部門における削減効果が大きい。

すなわち、電力部門では、石油系燃料削減による CO₂削減効果が 408 万 t/年、また、石炭系燃料削減による CO₂削減効果が 537 万 t/年であるのに対し、天然ガス火力での発生分が 516 万 t/年であり、差し引き 430 万 t の削減となっている。

これに上記の石油系燃料削減による石油精製部門での CO₂削減量 90 万 t/年を合わせると、ベースライン（ガス導入がない場合）に対する炭酸ガス排出削減量合計は 533 万 t/年（削減率 7.23%、炭素換算）と推定されている（High ケースの例）（図 9-1、9-2）。

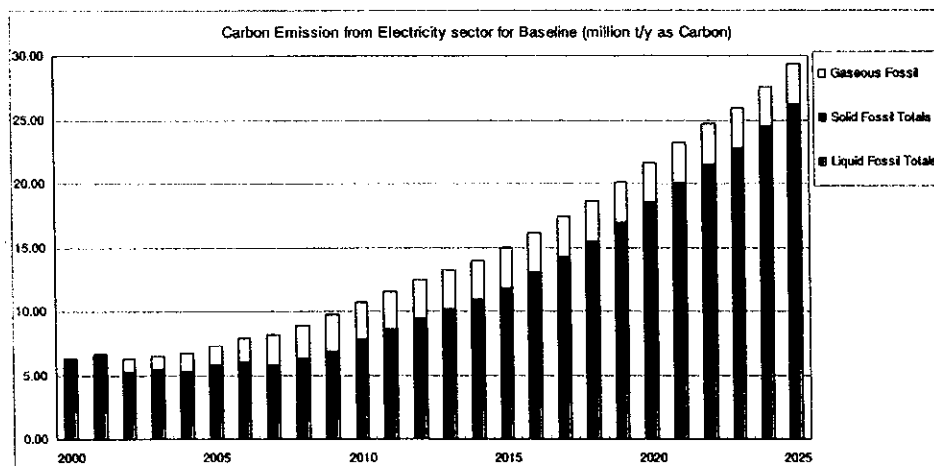


図 9-1 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（ベースライン、High ケース）

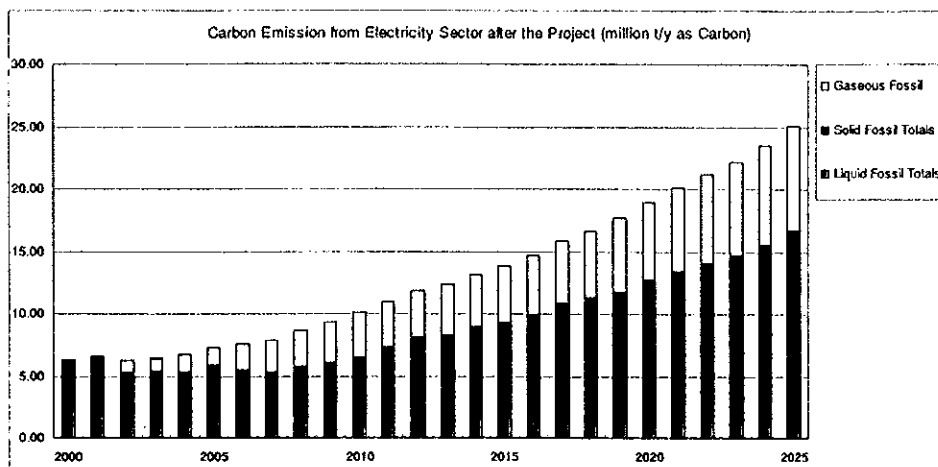


図 9-2 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（天然ガス転換後、High ケース）

環境汚染物質の中で、天然ガス導入による排出量削減が最も大きいのは硫黄酸化物である。ここでは排ガス処理は行なわないという前提で評価を行なっているが、天然ガス転換後の 2025 年における硫黄酸化物削減量は、ベースラインの 17.3% に達すると試算された。全体の硫黄酸化物排出量の部門別予測推移を図 9-3 と図 9-4 に示す（High ケースの例）。

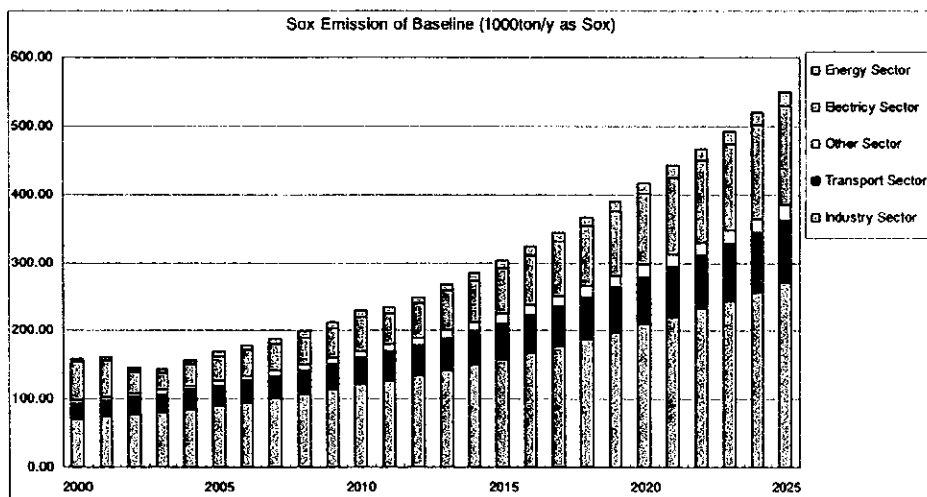


図 9-3 硫黄酸化物排出量推移予測（ベースライン）

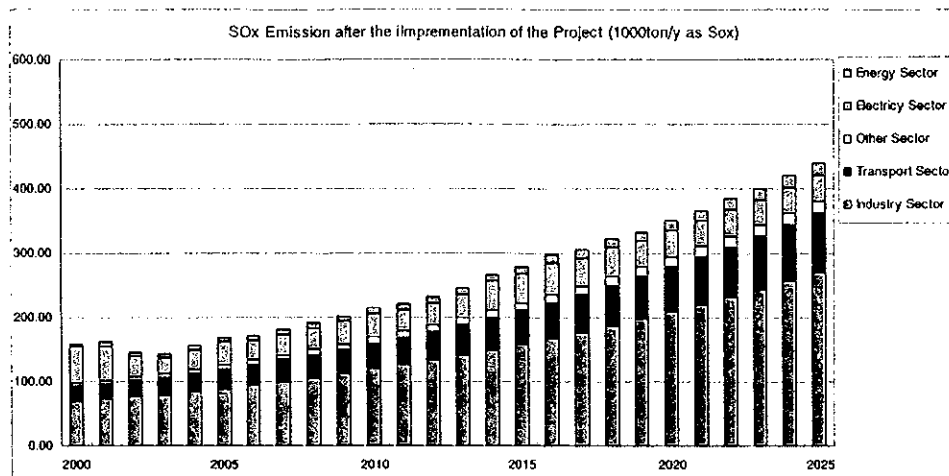


図 9-4 硫黄酸化物排出量推移予測（天然ガス転換後）

さらに、電力部門からの 2025 年における硫黄酸化物排出量は、ベースラインで約 14 万 6,000 t/年と予測されるのに対し、天然ガス燃料転換後では約 4 万 1,000 t/年と、約 72%の排出量減と計算された。これは、排ガス処理設備などによる費用増との対比において、少なからぬインパクトを持っているものと言えよう。

9-3 社会的・経済的影響

一般的に、フィリピンは組織化された住民運動の進んでいる国であり、開発計画に対する住民の参加はすでに常識になっているといつてよいであろう。したがって、特に供給事業の実施に当たっては、プロジェクトへの初期段階から情報を公開し、住民参加に配慮することが必要である。

例えば、中部ルソン地域（地域 L-2 が含まれる）は組織化された住民運動が特に強い地域である。具体的には、この地域の住民は Bataan の原子力発電所、Sambales (Macinloc) の石炭火力、Subic の熱帯雨林、Pinatubo 山の噴火、Rahahr・Candaba 湿地などに関わる環境問題への取り組みが豊富である。Pampanga 川堤防における住民の移転補償問題も起こっている。

さらに、地域 D においては、Davao 市の沿岸域の一部はイスラム系住民の不法居住区になっており、住民の移転に配慮が必要である。

ただし、この基準について両ケースの間に差はない。

9-4 総合的評価

以上の各項目に関する評価、分析に基づき、2つのシナリオの総合的な評価を行なう。表9-5に上記のものを中心とする評価項目毎の評価を整理した。

第1に、ガス関連事業がフィリピン国経済にもたらす効果については、両シナリオの間に大きな差異はない。具体的には、EIRR (Total)、経済成長、政府収入、失業率などについて、両者の間に差はない。しかし、EIRRについては、「ガス利用促進」シナリオにおけるガス・パイプライン部門でのそれが「ガス利用」シナリオを上回っている。電力以外の部門における今後のガス供給の重要性を考えると、このことは「ガス利用促進」シナリオの優位性を示しているといえよう。

第2に、環境影響・安全性については、両シナリオの間に大きな差異はない。

第3に、社会的・経済的な影響については、特にパイプラインの敷設やLNG基地の建設をめぐって、住民の「パブリック・アクセプタンス」を確保することには、両シナリオともかなりの困難を伴う恐れがある。しかし、両シナリオの間には大きな違いはないと言ってよいであろう。いずれにせよ、この点については、政府による、前広の対応が期待されるところである。

第4に、ガス供給の安定性確保という点では、両シナリオの間に差はない。

以上を要するに、経済分析の結果においては、「ガス利用促進」シナリオの方が僅かに優れているが、他の基準においては、両シナリオの間に優劣の差はないということがいえよう。

ただし、上述の通り、そもそも「ガス利用」シナリオにおいては、ガス関連事業の収益性が確保できないと推定されることを考えると、上のような各種基準に照らしての評価の結果は、「ガス利用促進」シナリオにおいて想定されている諸政策を実施することの妥当性を示しているといえる。

表 9-4 シナリオの総合的評価

	EIRR	GDP	Employment	Government budget	Environment	Public acceptance
High Case (Option 2)						
Gas Use Scenario	*LNG: 19.7% *Pipeline: 16.5% *Power: 21.9% *Total: 23.5%				*CO ₂ : -7.2% in power sector. *SO _x : -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.
Gas Promotion Scenario	*LNG: 18.0% *Pipeline: 17.3% *Power: 22.5% *Total: 23.5%	*Growth rate: From +0.3% to +0.5%	*Rate of unemployment: -0.7% to -1.1% per annum	*Govern. revenue: +0.2% to +0.6% per annum	*CO ₂ : -7.2% in power sector. *SO _x : -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.

表 9-4 シナリオの総合的評価

	EIRR	GDP	Employment	Government budget	Environment	Public acceptance
High Case (Option 2) Gas Use Scenario	*LNG: 19.7% *Pipeline: 16.5% *Power: 21.9% *Total: 23.5%				*CO2: -7.2% in power sector. *SOx: -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.
Gas Promotion Scenario	*LNG: 18.0% *Pipeline: 17.3% *Power: 22.5% *Total: 23.5%	*Growth rate: From +0.3% to +0.5%	*Rate of unemployment: -0.7% to -1.1% per annum	*Govern. revenue: +0.2% to +0.6% per annum	*CO2: -7.2% in power sector. *SOx: -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.

10 マスタープランの策定

10-1 High ケース

10-1-1 天然ガス利用促進シナリオ（オプション2）

これまでの検討によって、マスタープランに組み入れるガス需給シナリオとして、「天然ガス利用促進」シナリオが選ばれた。

このシナリオでは、需要面においては、次のようなガス焼き発電所の建設が想定されている（カッコ内は発電能力）。

2005 :	San Pascual (300MW)
2008 :	Sucacat (300MW)
2009 :	Sucacat (300MW)
	A power plant (300MW) in Bataan area
2010 :	A power plant (300MW) in Batangas area
2011 :	A power plant (900MW) in Bataan area

さらに、NGV にガスを供給する充填所が、NCR 地区において 2006 年に本格的営業を開始する。

これに対して、供給面では、上記の発電所やガス充填所の建設に対応して、2006 年の運転開始を目標として Tabangao から NCR にいたるパイプラインの建設が行なわれる。

一方、LNG については、上記の 2009 年運転開始予定の 300MW の発電所への供給のために、その基地が 2009 年までに Bataan に建設される。さらに、上のリストにはないが、2013 年運転開始予定の 300MW の発電所への供給のために、その基地が 2013 年までに Batangas に建設される。

そこで、以下では、まず、最初の 10 年間について、上記のような需要・供給両面における予定に合わせて、建設活動、投資と資金調達、マンパワー整備、さらには政策・制度の整備がどのように行なわれなければならないかをプログラムの形で示した「アクション・プラン」の検討を行ない、さらに、マスタープランを実効あらしめるために、特に優先的に実施すべきであると考えられるプロジェクトを提案する。

10-1-2 アクション・プラン (2002年から2012年まで)

(1) 建設活動

1) パイプライン

Tabangao から NCR にいたるパイプラインは、2006年に運転を開始することになっているので、2005年までに建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも2002年にはルート決定を含む計画の実施を決定するとともに、パイプラインの設計作業に入る。同時に、ルート決定に基づき、ROWの土地の買収を行う（2004年末までに終了）。

2004年からは残された土地の買収と平行して、NCRまでの輸送ライン（高圧）および供給網（中、低圧）の建設に入る。それ以降、次のような日程で建設が続けられていく。

2005年： NCRに加え、Caviteにいたる輸送ラインおよび供給網の建設。

2006年から2012年： NCRとCaviteの供給網の建設。

2) LNG基地

LNG基地は、2009年にBataan半島で操業を開始するので、その前年までには建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも2004年には計画の実施を決定するとともに、LNG基地（およびLNG火力発電所）の詳細設計の作業に入る。同時に、各種の認可手続き、用地の買収を行なう（2004年末までに終了）。

2006年からは建設に入り、2008年末までには終了する。

(2) 投資と資金調達

1) 投資

a) パイプライン

Tabangao-NCR間のパイプラインへの投資は遅くとも2004年には始まり、最初の2年間は輸送ライン（高圧）の建設が行なわれるので、6,250万US\$、7,810万US\$と投資

額が大きいですが、その後は、対象が供給網（中、低圧）の建設へ移るので、2,500 万 US\$から 3,200 万 US\$の間で推移する（金額はいずれも名目価格による。以下、同じ）。

b) LNG 基地

LNG プロジェクトに対する投資は、2006 年から 2008 年の間、各年 1,080 万 US\$、1,100 万 US\$、1,120 万 US\$ずつ行なわれる。

2) 資金調達

われわれは資金調達に関し、LNG 部門については、自己資本 25%、商業銀行 25%、国際開発機関 A（金利 2%）25%、国際開発機関 B（金利 7%）25%と想定している。

これに対して、パイプライン部門については、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%、残りは自己資本と想定している。

そこで、パイプライン、LNG の両部門とも、このような想定に沿って、上述の投資開始時期の少なくとも 1 年程度前までには、借り入れ交渉を実質的には終了させることとする。

(3) 政策・制度の整備

1) 法律・規則の作成

・Implementing Rules and Regulations (IRR)

…… DOE を中心として、高圧ライン、中・低圧ライン、ガス利用の順に、2001 年から 2004 年ごろにかけて整備する。

・包括的な法律・制度

…… DOE を中心として、2005 年から 2006 年にかけて“One-stop Legal System Guideline”を、また、2008 年から 2010 年にかけて“Integrated Natural gas Law”を制定する。

・ガス料金制度

…… DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備する。

・ガス業界構造の決定

…… DOE を中心として、2003 年末までにガス幹線輸送会社、地区輸送幹線会社など定義を行なう。

2) 経済・財政的インセンティブ実施

・経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

…… DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2004 年末までに行なう。

- ・特別ガス基金
 - DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2002 年末までに設定する。
- ・NGV への優遇政策
 - DOE を中心として、2004 年末までに決定する。

3) 情報ネットワーク整備

- DOE を中心として、継続的に政府と業界との間、さらには、これらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための組織・機構を整備する。

4) 関係者の教育

- ・地方政府の教育・啓蒙活動
 - DOE を中心として、特にパイプライン敷設に対するパブリック・アクセプタンス確立のための教育・啓蒙活動を実施する。
- ・ガス関係者への職業訓練
 - DOE を中心として、ガス関係者への職業訓練を行なう。

(4) マンパワーの整備

パイプラインと LNG の建設および操業・保守に直接必要とされる要員の他、上の「政策・制度」の項で述べたように、中央政府、地方政府におけるガス関連行政のための要員も必要とされる。これらにはガス関連の計画作成、許認可、環境・安全性関連などの業務が含まれる。

また、政府と業界との間、さらには、これらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための人材の確保・整備を図る。

1) パイプライン

2004~2005 年の建設作業のために各年 240 名程度、またその後の供給網（中、低圧）の建設のために各年 100 名程度が必要になろう。

さらに操業・保守作業のために、2006 年の 240 名程度から 2012 年の 660 名程度の要員が必要になる。なお、これらの中には、工業、商業および家庭部門に対する営業のための要員も含まれる。

2) LNG

LNG プロジェクトの建設のための要員は各年 400 名程度であり、その操業・保守作業のための要員は各年 100 名程度であろう。

3) 行政、その他の関連業務

以下では、(3)における「法律・規則の作成」および「経済的・財務的インセンティブの実施」について、人材育成の方法を具体的に述べる（表 10-1）。

a) 法律・規則の作成

i) IRR の作成

われわれは、IRR 作成の時期を 2002 年から 2004 年と想定している。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、第 3 章で述べた DOE における新設グループ（数名）とし、具体的には、シニア・スタッフ（経験 15 年以上）1 名、ミドル・スタッフ（同 5 年から 14 年）2 名、さらにジュニア・スタッフ（同 5 年未満）1 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 包括的な法律・制度の作成

われわれは、包括的な法律・制度の作成の時期を、“One-stop Legal System Guideline”については 2005 年から 2006 年にかけて、また“Integrated Natural Gas Law”については 2008 年から 2010 年にかけてと想定している。そこで、人材育成は、遅くともそれぞれ 2003 年末、2007 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の DOE における新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ 1 名、ミドル・スタッフ 3 名、さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) ガス料金制度

この制度は、DOE、ERC を中心として 2002 年から 2003 年にかけて整備すると想定されているので、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、ERC のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、上記の新設グループとする（兼務）。ERC にも、同様のグループを設置する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

b) 経済・財政的インセンティブ実施

i) 経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、例えば、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ 1 名、ミドル・スタッフ 3 名、さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 特別ガス基金の設置

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として 2002 年末頃までに行なうことになっている。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年半ば頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であるとする。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、DOE については上記の新設グループとする（兼務）。DOF、DTI(BOI)についても、DOE と同様の担当者グループを設定する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) NGV への優遇政策

この作業は、DOE を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。担当者（被研修者）は、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとする（上記 2）の a)との兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

表 10-1 人材開発の方法（High ケース）

必要な実施項目	その実施時期	研修の時期	実施の方法	担当部局	担当人材(注 1)	人材開発の方法
<法律・規則>						
IRR	* 2002-2004	* 02 末まで	外国コンサルタントに委託する	* DOE	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
包括的法制 * 既存法規の取りまとめ * 包括法規	* 2005-2006 * 2008-2010	* 03 末 * 07 末	* プロジェクト・チームにより整備 * プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOE	* S 1; M 3; J 4 * S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査 * 外国での研修(1部) * 文献調査
料金制度	* 2002-2003	* 02 末	外国コンサルタントに委託する	* DOE * ERC	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
<インセンティブ>						
インセンティブ	* 2002-2004	* 02 末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
特別基金	* 2001-2002	* 02 半	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
NGV向け	* 2002-2004	* 02 末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査

(注 1) S: シニア(経験 15 年以上)、M: ミドル(同 5 から 15 年)、J: ジュニア(同 5 年未満)

10-1-3 優先プロジェクトの提案

われわれは、優先プロジェクトとして以下の5つを提案する。

(1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

--- 国産天然ガスの陸揚げ基地である Tabangao から Sucacat 発電所までのパイプラインの建設（2006 年運転開始）。

- ・延長；90km
- ・パイプ口径；16 inch、12 inch.

2) プロジェクトの意義

- ・発電需要をからめたパイプラインの建設は、発電需要が一般需要に比べ大変大きなものであることから、収益面等から考えても有利である。
- ・また、パイプラインルートも、今後、天然ガスの利用を広めていくことが可能な地域（工業団地が多い）を通過しており、途中でも天然ガスの需要を獲得できる可能性が大きい。
- ・NCR 地域への供給も、Sucacat から供給ラインを徐々に NCR 地域へ延伸していくことにより実現することができる。
- ・環境面においても、Sucacat 発電所を天然ガス焚きにすることや、従来の石油の道路輸送を天然ガスのパイプ輸送に切り替えることにより、大いに寄与することができる。

3) 所要資金

- ・6,460 万 US\$（輸送ラインのみ）（2000 年価格。以下、同じ）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- 設計・準備： 2 年
- 行政・地域対応： 1 年（設計・準備期間と重複させる）
- 建設： 2 年
- 合計： 約 4 年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(2)Bataan 半島東岸 (Limay/Mariveles 近辺) の LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島東岸 (Limay, Mariveles 近辺) に立地する天然ガス発電所向け、および NCR とその周辺地域への天然ガス需要家向けの LNG 受入基地の建設 (2009 年運転開始)。

表 10-2 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要 (High ケース)

公称 LNG 取扱量	500 万 t / 年
LNG 受入栈橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl×4 基
気化器	150t/h×7 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・2009 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・大型の天然ガス火力発電所は Batangas 地域に集中しているため、Bataan 半島に立地した大型火力発電所から電力の国内最大需要地である NCR へ Manila 湾を横断する送電線を使って電力供給することによって、電源立地分散化に寄与する。
- ・Batangas からのパイプラインに加えて、Bataan 半島から Manila 湾を横断する海底パイプラインを敷設することによって、NCR およびその周辺地域での増大する天然ガス需要を賄う。

さらに、後述のもう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義として、以下のことが指摘できる。

- ・最大需要地である NCR へのパイプライン用天然ガスの供給拠点を Batangas と Bataan 半島に分散化することによって、供給のセキュリティレベルを向上させる。
- ・天然ガス調達方法を複数保有することによって、天然ガス調達価格面での競争力向上に寄与する。
- ・LNG 受入基地の運営に関わる人員は 1 基地当たり最大 140 人、建設に関わる人員は平均 400 人 / 年程度あり、雇用の拡大に寄与する。

3) 所要資金

- ・5.14 億 US\$ (2025 年までの総所要資金)

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1年
- 行政・地域対応： 1年（設計・準備期間と重複させる）
- 建設： 3年
- 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション2に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(3)NCR 地域における NGV へのガス充填所の建設

1) プロジェクトの概要

モデル・プラントとして、NCR 地域に NGV へのガス充填所を建設する（2006年操業開始）。

2) プロジェクト実施の意義

- 1) ディーゼル車の排気ガス中に含まれる PM(Particulate Matter)は汚染物質の中で最も健康に害があるとされている。タクシー、ジブニー（およびバス）の多くはディーゼル車である。これらは台数が多く、走行距離も長いため、PM 排出量が多い。これらの車の NGV 化は PM 削減に大きく貢献すると同時に、NO_x、SO_x、CO₂などの環境負荷物質を削減することができる。
- 2) NGV 用天然ガス供給ステーションへのパイプライン網が整備されれば、商業部門および家庭部門へのインフラとしてパイプライン網が利用できることになり、天然ガス普及促進効果がある。

3) 所要資金

約 50 万 US\$（1カ所当り）

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1年
- 行政・地域対応： 1年
- 建設： 0.5年
- 合計： 約3年

5) 収益性

政府によりモデル・プラントとして建設するので、特に収益性は問わない。

(4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Batangas 湾岸に立地する天然ガス発電所向け、および Batangas から NCR にいたる天然ガスパイプライン上の需要を賄う LNG 受入基地の建設（2013 年運転開始）。

表 10-3 Batangas 湾岸 LNG 基地プロジェクトの概要（High ケース）

公称 LNG 取扱量	400 万 t / 年
LNG 受入棧橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl × 4 基
気化器	150t / h × 6 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・ 2013 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・ Camago/Malampaya からの国産ガスの供給が設備異常あるいは予期せぬ災害等によって途絶えたときに、天然ガス供給拠点として代替し、発電用、または NCR へのパイプラインの需要に対応する。
- ・ 将来、Camago/Malampaya ガス田が枯渇したときに、これに代わる天然ガス供給の拠点として長期的安定供給に寄与する。

さらに、前述のように、もう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義を有する。

3) 所要資金

- ・ 4.91 億 US\$（2025 年までの総所要資金）

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1 年
- 行政・地域対応： 1 年
- 建設： 3 年
- 合計： 約 5 年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(5) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島の LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設（2016 年運転開始）。

- ・延長：38 km
- ・口径：12 inch

2) プロジェクトの意義

・上記のパイプライン・プロジェクトにより、天然ガスの利用が徐々に浸透していったあとのプロジェクトとして考える。

・Batangas の国産天然ガスだけでは、安定供給できない時期が訪れた場合、Bataan 半島に建設された LNG 基地から最短距離で海底パイプラインを建設し、NCR へ供給することにより、NCR 内の供給圧力が回復し、長期の安定供給を図ることができる。実際には、海底パイプラインの建設時期、規模等は、上記プロジェクトの結果を考慮しながら検討できる。

・このことにより、天然ガスのダブルソース化（国産天然ガス、輸入天然ガス）、送出基地の 2 拠点化が図られ、ルソン東南部地域の天然ガス安定供給網が確立する。

3) 所要資金

- ・1,820 万\$（輸送ラインのみ）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- 設計・準備： 2 年
- 行政・地域対応： 1 年
- 建設： 1 年
- 合計： 約 4 年

(5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

10-2 Low ケース

10-2-1 天然ガス利用シナリオ（オプション 2）

これまでの検討によって、マスタープランに組み入れるガス需給シナリオとして「天然ガス利用」シナリオが選ばれた。

このシナリオでは、需要面においては、次のようなガス焼き発電所の建設が想定されている（カッコ内は発電能力）。

2005： San Pascual (300MW)
2012： Sucat (600MW)

さらに、NGVにガスを供給する充填所が、NCR地区において2006年に本格的営業を開始する。

これに対して、供給面では、上記の発電所やガス充填所の建設に対応して、2006年の運転開始を目標として、TabangaoからNCRにいたるパイプラインの建設が行なわれる。

一方、LNG基地、同火力発電所は、この間（2001-2012年）、建設中のものはあるが、運転を開始するには至らない。われわれは、最初のLNG基地、同火力発電所は2013年に運転を開始すると想定している。

そこで、以下では、まず、最初の10年間について、上記のような需要・供給両面における予定に合わせて、建設活動、投資と資金調達、マンパワー整備、さらには政策・制度の整備がどのように行なわれなければならないかをプログラムの形で示した「アクション・プラン」の検討を行ない、さらにマスタープランを実効あらしめるために、特に優先的に実施すべきであると考えられるプロジェクトを提案する。

10-2-2 アクション・プラン（2002年から2012年まで）

(1)建設活動

1) パイプライン

TabangaoからNCRにいたるパイプラインは、2006年に運転を開始することになっているので、2005年までに建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも2002年にはルート決定を含む計画の実施を決定するとともに、パイプラインの設計作業に入る。同時に、ルート決定に基づき、ROWの土地の買収を行なう（2004年末までに終了）。

2004 年からは、残された土地の買収と平行して、NCR までの輸送ライン（高圧）および供給網（中、低圧）の建設に入る。それ以降、次のような日程で建設が続けられていく。

2005 年： NCR に加え、Cavite にいたる輸送ラインおよび供給網の建設。

2006 年から 2012 年： NCR と Cavite の供給網の建設。

2) LNG 基地

LNG 基地は、2013 年に Bataan 半島で操業を開始するので、その前年までには建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも 2008 年までには計画の実施を決定するとともに、LNG 基地（および LNG 火力発電所）の詳細設計の作業に入る。同時に、各種の認可手続き、用地の買収を行なう（2009 年末までに終了）。

2010 年からは建設に入り、2012 年末までには終了する。

(2) 投資と資金調達

1) 投資

a) パイプライン

Tabangao-NCR 間のパイプラインへの投資は遅くとも 2004 年には始まり、最初の 2 年間は輸送ライン（高圧）の建設が行なわれるので、3,570 万 US\$、4,470 万 US\$と投資額が大きい。その後は 2012 年を除いて、対象が供給網（中、低圧）の建設へ移るので、710 万 US\$から 910 万 US\$の間で推移する。2012 年には、NCR から Bataan に至る輸送ラインが建設されるので、2,900 万 US\$に達する（金額はいずれも名目価格による。以下、同じ）。

b) LNG 基地

LNG プロジェクトに対する投資は、2006 年から 2008 年の間、各年 1,120 万 US\$、1,130 万 US\$、1,150 万 US\$ずつ行なわれる。

2) 資金調達

われわれは、資金調達に関し、LNG 部門については自己資本 25%、商業銀行 25%、国際開発機関 A（金利 2%）25%、国際開発機関 B（金利 7%）25%と想定している。

これに対して、パイプライン部門については、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%、残りは自己資本と想定している。

そこで、パイプライン、LNG の両部門とも、このような想定に沿って、上述の投資開始時期の少なくとも 1 年程度前までには、借り入れ交渉を実質的には終了させることとする。

(3) 政策・制度の整備

1) 法律・規則の作成

- ・ Implementing Rules and Regulations (IRR)

- DOE を中心として、高圧ライン、中・低圧ライン、ガス利用の順に、2001 年から 2004 年ごろにかけて整備する。

- ・ 包括的な法律・制度

- DOE を中心として、2005 年から 2006 年にかけて“One-stop Legal System Guideline”を、また、2008 年から 2010 年にかけて “Integrated Natural Gas Law”を制定する。

- ・ ガス料金制度

- DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備する。

- ・ ガス業界構造の決定

- DOE を中心として、2002 年末までにガス幹線輸送会社、地区輸送幹線会社など定義を行なう。

2) 経済・財政的インセンティブ実施

- ・ 経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

- DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2003 年末までに行なう。

- ・ 特別ガス基金

- DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2002 年末までに設定する。

- ・ NGV への優遇政策

- DOE を中心として、2004 年末までに決定する。

3) 情報ネットワーク整備

- DOE を中心として、継続的に政府と業界との間、さらにはこれらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための組織・機構を整備する。

4) 関係者の教育

- ・ 地方政府の教育・啓蒙活動

… DOE を中心として、特にパイプライン敷設に対するパブリック・アクセプタンス確立のための教育・啓蒙活動を実施する。

・ガス関係者への職業訓練

… DOE を中心として、ガス関係者への職業訓練を行なう。

(4) マンパワーの整備

パイプラインと LNG の建設および操業・保守に直接必要とされる要員の他、上の「政策・制度」の項で述べたように、中央政府、地方政府におけるガス関連行政のための要員も必要とされる。これらには、ガス関連の計画作成、許認可、環境・安全性関連などの業務が含まれる。

また、政府と業界との間、さらにはこれらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための人材の確保・整備を図る。

1) パイプライン

2004-2005 年の建設作業のために各年 240 名程度、またその後の供給網（中、低圧）の建設のために各年 50 名程度が必要になろう。

さらに、操業・保守作業のために、2006 年の 123 名程度から 2012 年の 250 名程度の要員が必要になる。なお、これらの中には、工業、商業および住宅部門に対する営業のための要員も含まれる。

2) LNG

LNG プロジェクトの建設のための要員は各年 400 名程度であり、その操業・保守作業のための要員は各年 100 名程度であろう。

3) 行政、その他の関連業務

以下では、(3)における「法律・規則の作成」および「経済的・財務的インセンチブの実施」について、人材育成の方法を具体的に述べる（表 10-2-1）。

a) 法律・規則の作成

i) IRR の作成

われわれは、IRR 作成の時期を 2002 年から 2004 年と想定している。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、第 3 章で述べた DOE における新設グループ（数名）とし、具体的には、シニア・スタッフ（経験 15 年以上）1 名、ミドル・スタッフ（同 5 年から 14 年）2 名、さらにジュニア・スタッフ（同 5 年未満）1 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 包括的な法律・制度の作成

われわれは、包括的な法律・制度の作成の時期を、“One-stop Legal System Guideline”については、2005 年から 2006 年にかけて、また“Integrated Natural Gas Law”については 2008 年から 2010 年にかけてと想定している。そこで、人材育成は、遅くともそれぞれ 2003 年末、2007 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の DOE における新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ 1 名、ミドル・スタッフ 3 名、さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) ガス料金制度

この制度は、DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備すると想定されているので、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、ERC のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、上記の新設グループとする（兼務）。ERCにも、同様のグループを設置する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

b) 経済・財政的インセンティブ実施

i) 経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として2003年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも2002年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、例えば、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ1名、ミドル・スタッフ3名、さらにジュニア・スタッフ4名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 特別ガス基金の設置

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として2002年末頃までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも2002年半ば頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、DOEについては上記の新設グループとする（兼務）。DOF、DTI(BOI)にも、同様のグループを設置する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) NGV への優遇政策

この作業は、DOE を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとする（上記 2）の a) との兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

表 10-4 人材開発の方法（Low ケース）

必要な実施項目	その実施時期	研修の時期	実施の方法	担当部局	担当人材(注 1)	人材開発の方法
<法律・規則>						
IRR	* 2002-2004	* 02 末まで	外国コンサルタントに委託する	* DOE	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
包括的法制 * 既存法規の取りまとめ * 包括法規	* 2005-2006 * 2008-2010	* 03 末 * 07 末	* プロジェクト・チームにより整備 * プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOE	* S 1; M 3; J 4 * S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査 * 外国での研修(1部) * 文献調査
料金制度	* 2002-2003	* 02 末	外国コンサルタントに委託する	* DOE * ERC	* S 1; M 2; J 1 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
<インセンティブ>						
インセンティブ	* 2002-2004	* 02 末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
特別基金	* 2001-2002	* 02 半	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
NGV向け	* 2002-2004	* 02 末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査

(注 1) S: シニア(経験 15 年以上)、M: ミドル(同 5 から 15 年)、J: ジュニア(同 5 年未満)

10-2-3 優先プロジェクトの提案

われわれは、優先プロジェクトとして以下の 4 つを提案する。

(1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

… 国産天然ガスの陸揚げ基地である Tabangao から Sucat 発電所までのパイプラインの建設（2006 年運転開始）。

- ・延長；90km
- ・パイプ口径；16 inch, 12 inch.

2) プロジェクトの意義

- ・発電需要をからめたパイプラインの建設は、発電需要が一般需要に比べ大変大きなものであることから、収益面等から考えても有利である。
- ・また、パイプライン・ルートも、今後、天然ガスの利用を広めていくことが可能な地域（工業団地が多い）を通過しており、途中でも天然ガスの需要を獲得できる可能性が大きい。
- ・NCR 地域への供給も、Sucat から供給ラインを徐々に NCR 地域へ延伸して行くことにより、実現することができる。
- ・環境面においても、Sucat 発電所を天然ガス焚きにすることや、従来の石油の道路輸送を天然ガスのパイプ輸送に切り替えることにより、大いに寄与することができる。

3) 所要資金

- ・5,960 万 US\$（輸送ラインのみ）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- … 設計・準備： 2年
- … 行政・地域対応： 1年（設計・準備期間と重複させる）
- … 建設： 2年
- … 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション2に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(2) Bataan 半島東岸 (Limay/Mariveles 近辺) の LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島東岸 (Limay, Mariveles 近辺) に立地する天然ガス焚発電所向け、および NCR とその周辺地域への天然ガス需要家向けの LNG 受入基地の建設（2013 年運転開始）。

表 10-5 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要 (Low ケース)

公称 LNG 取扱量	500 万 t / 年
LNG 受入栈橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl × 4 基
気化器	150t / h × 7 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・ 2013 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・ 大型の天然ガス火力発電所は Batangas 地域に集中しているので、Bataan 半島に立地した大型火力発電所から電力の国内最大需要地である NCR へ Manila 湾を横断する送電線を使って電力供給することによって、電源立地分散化に寄与する。
- ・ Batangas からのパイプラインに加えて、Bataan 半島から Manila 湾を横断する海底パイプラインを敷設することによって、NCR およびその周辺地域での増大する天然ガス需要を賄う。

さらに、後述のもう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義として、以下のことが指摘できる。

- ・ 最大需要地である NCR へのパイプライン用天然ガスの供給拠点を Batangas と Bataan 半島に分散化することによって、供給のセキュリティレベルを向上させる。
- ・ 天然ガス調達方法を複数保有することによって、天然ガス調達価格面での競争力向上に寄与する。
- ・ LNG 受入基地の運営に関わる人員は 1 基地当たり最大 140 人、建設に関わる人員は平均 400 人 / 年程度あり、雇用の拡大に寄与する。

3) 所要資金

- ・ 4.91 億 US\$ (2025 年までの総所要資金)

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1 年
- 行政・地域対応： 1 年 (設計・準備期間と重複させる。)
- 建設： 3 年
- 合計： 約 4 年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション2に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(3) NCR 地域における NGV へのガス充填所の建設

1) プロジェクトの概要

モデル・プラントとして、NCR 地域に NGV へのガス充填所を建設する（2006 年操業開始）。

2) プロジェクト実施の意義

- 1) ディーゼル車の排気ガス中に含まれる PM(Particulate Matter)は汚染物質の中で最も健康に害があるとされている。タクシー、ジブニー（およびバス）の多くはディーゼル車である。これらは台数が多く、走行距離も長いため、PM 排出量が多い。これらの車の NGV 化は PM 削減に大きく貢献すると同時に、NO_x、SO_x、CO₂などの環境負荷物質を削減することができる。
- 2) NGV 用天然ガス供給ステーションへのパイプライン網が整備されれば、商業部門および家庭部門へのインフラとしてパイプライン網が利用できることになり、天然ガス普及促進効果がある。

3) 所要資金

約 50 万 US\$（1カ所当り）

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1年
- 行政・地域対応： 1年
- 建設： 0.5年
- 合計： 約3年

5) 収益性

政府によりモデル・プラントとして建設するので、特に収益性は問わない。

(4) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島の LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設（2013 年運転開始）。
・延長：38 km

・口径：12 inch

2) プロジェクトの意義

・上記のパイプライン・プロジェクトにより、天然ガスの利用が徐々に浸透していったあとのプロジェクトとして考える。

・Batangasの国産天然ガスだけでは、安定供給できない時期が訪れた場合、Bataan半島に建設されたLNG基地から最短距離で海底パイプラインを建設し、NCRへ供給することにより、NCR内の供給圧力が回復し、長期の安定供給を図ることができる。実際には、海底パイプラインの建設時期、規模等は、上記プロジェクトの結果を考慮しながら検討できる。

・このことにより、天然ガスのダブルソース化（国産天然ガス、輸入天然ガス）、送出基地の2拠点化が図られ、ルソン東南部地域の天然ガス安定供給網が確立する。

3) 所要資金

1,820万 US\$（輸送ライン）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- 設計・準備： 2年
- 行政・地域対応： 1年
- 建設： 1年
- 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション2に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

10-3 今後の検討課題

フィリピンにおいて、今後、ガス利用を促進していくためには、上に述べた「アクション・プラン」および「優先プロジェクト」に関連して、さらに掘り下げた具体的な検討を行なうとともに、これら「プラン」および「プロジェクト」の効率的かつ効果的な実施に向けて、諸々の措置を採ることが必要である、とわれわれは考える。

特に、そのような検討において採り上げるべき課題として、重要であると考えられるのは、次のようなものである。

10-3-1 フィージビリティスタディ・レベルにおける検討

まず、マスタープランスタディのレベルで行なわれた本調査を踏まえて、次のような調査がフィージビリティスタディのレベルにおいて行なわれるべきであろう、と考えられる。

(1) ガス潜在需要の推定

本調査では、ガス潜在需要の推定を行なうに当たって、経済成長率とエネルギー価格を構成要素として、HighとLowの2つのケースを設定した(本要約の2)。

しかし、実際にパイプラインを敷設するための前提として需要推定を行なうに当たっては、これらにつき、よりきめの細かい予測あるいは想定が必要であるばかりでなく、対象地域におけるエネルギー消費の現状を、その実態をより一層反映したデータおよび情報に基づき把握することが必要である。

(2) パイプライン・ルートの評価

本調査では、パイプライン・ルートの選定に当たり、2つのオプションを設定し(同じく2)、最適供給モデルによる評価(費用/便益比)および財務分析により、それらのうち、オプション2(マニラ湾横断ルートを含むもの)がより優れている、と結論した(同じく5と7)。

しかし、両者の差は必ずしも決定的に大きなものではない。したがって、今後、実際にパイプラインを敷設するに当たっては、上記の(1)の結果に基づき、より掘り下げた費用/便益比推定および財務分析を行なうことが望ましい、と考えられる。

10-3-2 マスタープランスタディ・レベルにおける検討

次に、本調査をマスタープランレベルにおいて補完するものとして、L-2およびL-3地域における地域開発計画に関する調査が必要であろう、とわれわれは考える。

これら地域の開発計画については、JICA調査⁶⁾および⁷⁾を含めて、すでにいくつかの調査が行なわれている。

ルソン島南部(カラバルゾン)地域の総合開発計画は、もともと貿易・産業省(DTI)

6) 国際協力事業団、「カラバルゾン地域総合開発計画調査」、1991年10月

7) 国際協力事業団、「中部ルソン開発計画調査」、1995年9月

の構想になるもので、メトロ・マニラへの投資や人口の一極集中を緩和するため、その隣接地域の工業化を梃にして、同地域の開発を進めることを目的とするものであった。1991年10月に作成されたJICA調査報告書の中には、Batangas港を含む港湾やルソン島南部高速道路を含む道路の開発・整備、石炭火力発電所建設を含む工業化促進、さらには、都市・農村開発、社会開発、環境管理などの計画が提案されている。

ルソン島中部地域の総合開発計画も、基本的には、カラバルゾン計画と同じ目的をもっていた、ということができる。1995年9月に作成されたJICA調査報告書には、1990年代初めにアメリカから返還されたClark（空港）、Subic（海港）2つの旧基地の再開発や、中部ルソン高速道路（Subic、Clark、Tarlacを結ぶもの）が含まれている。

われわれが、これらの既存調査に加えて、新たにL-2およびL-3地域に関する地域開発計画調査の必要性を唱えるのは、次のような理由による。

第1に、本調査では、これら両地域（地域L-2とL-3はこれら両地域のうちの、かなり大きな部分を占める）について、近い将来におけるパイプラインの敷設、LNG基地やLNG火力発電所の建設などを提案している。いうまでもなく、これらのプロジェクトは、地域開発に大きな影響を与える可能性がある。そこで、これらプロジェクトの実施による両地域への経済的、社会的、さらには、環境面における影響をプラス、マイナスの両面から、一段と掘り下げて評価する必要がある、と考えられる。

第2に、上記2つのJICA調査はいずれも2010年までの期間を対象としているが、この期間だけを考慮するとしても、最近実施された、あるいは、計画されている新たなプロジェクトを考慮に入れると同時に、最近における関連条件の動向の変化――例えば世界経済およびフィリピン経済の現状と見通し、エネルギー価格の展望など――をも踏まえて、これらの調査に盛り込まれた計画をレビューする必要がある、とわれわれは考える

第3に、その上、本調査は2025年までの長期にわたるものであり、上記調査を2025年までを対象とするものに修正する必要がある、とわれわれは考える。

なお、このような調査は、例えばパイプライン敷設計画のために不可欠である、ガス潜在需要の的確な把握にも役立つことによって、フィリピンにおける今後のガス利用促進およびガス産業の発展にも寄与するであろう。

表 10-6 Action Plan (High ケース)

Demand & supply			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Demand for gas	Domestic gas (Power plants)			*Commissioning of Santa Rita, San Lorenzo and Bigon				*Commissioning of San Pedro		*Commissioning of Seral (300MW)	*Commissioning of Seral (300MW)	*Commissioning of Seral (300MW p. p. in Betan	*Commissioning of 300MW p. p. in Betan		
	Domestic gas (Others)							*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	
	Imported gas (Power plants)										*Commissioning of 300MW p. p. in Betan		*Commissioning of 300MW p. p. in Betan		
Gas supply system	Pipelines							*Commissioning of a pipeline from Tabasco to NCR							
	LNG									*Commissioning of an LNG terminal in Betan					
Action plan															
Construction works	Pipelines	Feasibility studies	Private sector	*Feasibility/Design	*Feasibility/Design	*Preparation									
		Administrative measures	Private sector			*Purchase of R.O.W Land	*Purchase of R.O.W Land								
		Construction works	Private sector				*Construction of transmission PL/Distribution PL(NCR)	*Construction of Transmission PL/Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Construction of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)
		Operation	Private sector					*Operation of Transmission PL(Betange-NCR)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)	*Operation of Distribution PL(NCR/Betange-Cevite)
LNG	Pipelines	Feasibility studies	Private sector												
		Design	Private sector			*Basic Design	*Detail Design								
		Administrative measures	Private sector				*Application of authors								
		Construction works	Private sector												
Investment (Million US\$)	Pipelines	Construction works	Private sector				62.5	78.1	71.1	24.7	25.1	25.5	31.7	32.2	31.5
	LNG (*)	Construction works	Private sector						108.3	109.9	111.5		114.9	116.6	118.4
Financing	Pipelines	Construction works	Private sector												
	LNG (*)	Construction works	Private sector												
Max power (Persons)	Pipelines	Construction works	Private sector				230	230							
		Operation & maintenance	Private sector						240	201	242	304	401	369	637
		LNG (*)	Construction works	Private sector						400	400	400			
Promotional policy measure	Government (DOE)	Implementing Rules and Regulations	Transmission (line)	Transmission & distribution	Transmission & distribution	Distribution & gas use									
		Legal System for Natural Gas					One-Stop Legal System Database								
		Tariff system	Define tariff regime and system												
		Industry structure	Define transmission and distribution entities, etc.												
		Special Gas Fund Account	Inter-departmental adjustment												
		Incentives for development and competitiveness improvement	Inter-departmental adjustment												
		Integrated fiscal incentive policy	Integrate primary industry incentives and Special Gas Fund initiative for an integrated incentive plan												
		NOV Initiative	Detailed NOV study and preparation			Final NOVs and studies	(Begin expanding NOVs)								
		Project implementing studies	Detailed feasibility studies on project implementation												
		Technology Transfer	Gas public utility operations												
		Public and inter-departmental communications	Form a national gas association which, jointly with the government, communicates to and from the nation and international gas community												
		Local government education	Appel public acceptance for pipelines												
Vocational education	Publish text for energy and gas to be employed by schools and universities. Ask ADB and foreign government for technology transfer.														

(*) An LNG terminal will be commissioning in Betan in 2013.

(+) Nominal price.

表 10-7 Action Plan (Low ケース)

Specific items		Implementing entities	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demand & supply	Demand for gas													
	Domestic gas (Power plants)													
	Domestic gas (Others)													
Gas supply system	Pipelines													
Action plan														
Construction works	Pipelines	Feasibility studies	Private sector	*Feasibility/Design	*Feasibility/Design	*Preparation								
		Administrative measures	Private sector			*Purchase of R.O.W Land	*Purchase of R.O.W Land							
		Construction works	Private sector				* Construction of Transmission/PL/ Distribution/PL (NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Transmission/PL/ Distribution/PL (NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)
	Operation	Private sector						*Operation of Transmission PL (Batangas-NCR)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Batangas-Cavite)
	LNG (*)	Feasibility studies	Private sector											
		Design	Private sector											
		Administrative measures	Private sector											
		Construction works	Private sector											
Investment (Million US\$*)	Pipelines	Construction works	Private sector				25.7	44.7	78	71	72	72	44.6	48.7
	LNG (*)	Construction works	Private sector										111.9	113.2
Financing	Pipelines	Construction works	Private sector											
	LNG (*)	Construction works	Private sector											
Misc power (Pesos)	Pipelines	Construction works	Private sector				239	239						
		Operation & maintenance	Private sector						240	291	342	394	481	569
		Construction works	Private sector										400	400
	LNG (*)	Operation & maintenance	Private sector											400
Promotional policy measures		Implementing Rules and Regulations	Government (DOE)	Transmission	Transmission & distribution	Transmission & distribution	Distribution & gas use							
		Legal System for Natural Gas	Government (DOE)					One-stop Legal System Operation						
		Tariff system	Government (DOE, ERC)											
		Industry structure	Government (DOE, etc.)											
		Special Gas Fund Account	Government (DOE, DOF)		Inter-departmental adjustment									
		Incentives for development and competitiveness improvement	Government (DOE, DOF, DTI)		Inter-departmental adjustment									
		Integrated fiscal incentive policy	Government (DOE)		Integrate promoter industry incentives and Special Gas Fund initiative for an integrated incentive plan									
		NGV initiative	Government (DOE)		Detailed NGV study and preparation			Test NGVs and stations	(Begin expanding NGVs)					
		Project implementing studies												
		Technology Transfer												
		Public and inter-departmental communications	Government (DOE)											
		Local government education	Government (DOE)											
		Vocational education	Government (DOE)											

(*) An LNG terminal will be commissioning in Batangas in 2013.

(*) Nominal price.

JICA

