

国際協力事業団

フィリピン国エネルギー省

フィリピン国
天然ガス産業開発計画調査
ファイナル・レポート

本文

平成14年1月

JICA LIBRARY



J1167458(7)

財団法人日本エネルギー経済研究所
大阪ガス株式会社

鉾 調査

J R

01-123

国際協力事業団

フィリピン国エネルギー省

フィリピン国
天然ガス産業開発計画調査
ファイナル・レポート

本文

平成14年1月

財団法人日本エネルギー経済研究所
大阪ガス株式会社



1167458(7)

序文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国の天然ガス産業開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団が実施いたしました。

当事業団は、平成12年8月から平成13年12月までの間、5回にわたり財団法人日本エネルギー経済研究所の木村徹氏を団長とし、同社および大阪ガス株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、フィリピン共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の完成の運びとなりました。

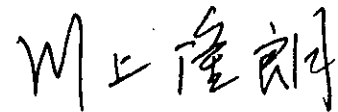
この報告書が、フィリピン共和国の天然ガス産業開発計画に係る最適計画策定に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成13年12月

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗



伝達状

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗 殿

ここに、「フィリピン国天然ガス産業開発計画調査」最終報告書をご提出申し上げます。本調査は、貴事業団との契約に基づき、日本エネルギー経済研究所および大阪ガスが、平成12年8月より17ヶ月間にわたり実施してまいりました。

本調査の実施に際しましては、フィリピン共和国（フィリピン国）の天然ガス需給見通しおよび関連の法規制等を十分に踏まえて、フィリピン国における天然ガス利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること、ならびにそのマスタープランを調査終了後もカウンターパートが自ら継続的にローリング、活用していくことを目指してまいりました。

このために調査を行う中でフィリピン国エネルギー省（DOE）カウンターパートに対しOJTによる継続的な技術移転を行うとともに、この技術移転の成果を高めるべくあわせて調査実施中適時に政府機関および天然ガス産業関係者を対象としたセミナーを開催しました。

本報告書ではフィリピン国における天然ガス利用を促進するために必要なLNG基地の建設、投資、財務、人材育成および政策的措置にかかる10年間のマスタープランを纏めております。

また報告書作成に際しては、調査実施中にいただいたフィリピン国エネルギー省（DOE）カウンターパートのご意見を反映させております。

貴事業団、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、フィリピン国における現地調査期間中は、フィリピン国DOE、在フィリピン日本大使館、JICAフィリピン事務所に、緊密なご協力とご支援を頂きましたことにつき、深く感謝申し上げます。

平成13年12月

財団法人 日本エネルギー経済研究所

フィリピン国

天然ガス産業開発計画調査団

総括 木村 徹

木村 徹

本文 目次

はじめに

1 調査の目的	1
2 調査対象地域	1
3 調査の内容	2
4 主要な調査結果	7

第1章 フィリピンにおけるエネルギー需給およびエネルギー政策の現状

1-1 エネルギー需給の現状	1-1
1-2 エネルギー政策	1-3
1-3 天然ガス政策	1-4

第2章 調査対象地域におけるエネルギー需要の現状

2-1 調査対象地域	2-1
2-2 調査対象地域におけるエネルギー需要の現状の推定	2-5
2-2-1 フィリピン全国のエネルギー需要の推定	2-5
2-2-2 調査対象地域におけるエネルギー需要（エネルギー源別）の概要	2-8
2-2-3 調査対象地域における部門別エネルギー需要の推定方法	2-13

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
3-1-1 天然ガスに関する既存の法制度	3-1
3-1-2 ガスに関連する既存の制度・機構	3-3
3-1-3 ガス規制に関する既存の意見	3-8
3-1-4 電力改革法のガスへの影響	3-9
3-1-5 エネルギー価格規制システムと状況	3-13
3-2 ガス利用推進の政策上、組織上の施策	3-19
3-2-1 ガス利用推進策策定の諸焦点	3-19
3-2-2 ガス利用推進のための方策勧告	3-29

3-2-3 マスタープランのシナリオとの関係付け	3-40
--------------------------------	------

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
4-1-1 「潜在」需要と「顕在」需要.....	4-1
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.....	4-2
4-1-3 経済成長率とエネルギー価格の想定.....	4-3
4-1-4 「供給計画」決定のためのオプション設定.....	4-8
4-2 2025年にいたるフィリピン経済の展望.....	4-10
4-2-1 過去の推移.....	4-10
4-2-2 今後の展望.....	4-12
4-3 フィリピン全国のエネルギー需要予測.....	4-16
4-3-1 需要予測方法.....	4-16
4-3-2 全国エネルギー需要予測の枠組み.....	4-16
4-3-3 主要外生変数.....	4-18
4-3-4 データの入手可能性.....	4-20
4-3-5 シミュレーション結果.....	4-23
4-4 天然ガス「潜在」需要の推定（その1）..... 発電部門.....	4-31
4-4-1 発電部門におけるガス「潜在」需要の推定方法.....	4-31
4-4-2 推定の結果（国産ガス供給：500mmscfd）.....	4-33
4-4-3 推定の結果（国産ガス供給：650mmscfd）.....	4-37
4-5 天然ガス「潜在」需要の推定（その2）..... 発電以外の各部門.....	4-39
4-5-1 エネルギー需要予測.....	4-39
4-5-2 天然ガス潜在需要の推定方法.....	4-46
4-5-3 天然ガス「潜在」需要の推定.....	4-56
4-6 積上げ方式による業務用、輸送用および工業用のガス「潜在」需要の推定.....	4-68
4-6-1 業務用ガス「潜在」需要の推定.....	4-69
4-6-2 輸送用ガス「潜在」需要の推定.....	4-88
4-6-3 工業用ガス「潜在」需要の推定.....	4-104

第5章 天然ガス供給システムの検討

5-1 国産天然ガス供給量.....	5-1
5-1-1 天然ガス源の確認.....	5-1
5-1-2 国産天然ガス需給バランス.....	5-2

5-2 LNG 需給バランスと想定可能なソース	5-3
5-2-1 アジアの LNG 需要の現状と見通し	5-3
5-2-2 アジア向け LNG 供給の現状と見通し	5-3
5-2-3 LNG 需給バランス予測	5-5
5-2-4 可能性のある LNG ソース	5-5
5-3 供給システムの構築	5-9
5-3-1 概要	5-9
5-3-2 輸入 LNG 基地候補地	5-10
5-3-3 供給オプション	5-12
5-3-4 輸送パイプライン網の検討方法	5-13
5-3-5 供給パイプライン網の検討方法	5-15
5-3-6 輸送パイプライン網の検討	5-16
5-3-7 建設費の推定	5-37
5-3-8 供給計画の策定	5-38
5-3-9 パイプラインの維持管理	5-53
5-4 LNG 受入基地の検討	5-54
5-4-1 受入基地の条件	5-54
5-4-2 ガス需要量からの LNG 受入量	5-54
5-4-3 LNG 船および受入設備	5-55
5-4-4 LNG タンク	5-56
5-4-5 LNG 気化器	5-61
5-4-6 BOG 処理設備	5-64
5-4-7 海水設備	5-69
5-4-8 ガス送出設備	5-72
5-4-9 ユーティリティ設備	5-74
5-4-10 電気設備	5-74
5-4-11 制御・監視システム	5-78
5-4-12 主要設備とレイアウト	5-81
5-4-13 設備費推定	5-89
5-4-14 運転体制と保全費、運転費	5-92
5-5 国産天然ガス追加埋蔵量への対応	5-93

第6章 最適需給シナリオの選択

6-1 天然ガス供給システムの選定	6-2
6-1-1 最適供給モデル	6-2

6-1-2	入力データ	6-3
6-1-3	モデル結果	6-6
6-1-4	モデル結果の評価	6-7
6-2	経済・財務分析とフィリピン経済への影響	6-13
6-2-1	経済・財務分析の前提	6-13
6-2-2	経済・財務分析の計算方法	6-25
6-2-3	経済・財務分析の計算結果	6-33
6-2-4	資金調達	6-51
6-3	環境影響・安全性評価	6-57
6-3-1	規制の現状（大気を中心に）	6-57
6-3-2	燃料転換	6-58
6-3-3	炭酸ガス排出量の改善	6-62
6-3-4	硫黄酸化物排出量の改善	6-69
6-3-5	天然ガス供給網設置に対する環境規制動向	6-71
6-3-6	地球環境のための国際協力との関連	6-71
6-4	社会的・経済的影響	6-72
6-5	総合的評価	6-73

第7章 マスタープランの策定

7-1	High ケース	7-1
7-1-1	天然ガス利用促進シナリオ（オプション2）	7-1
7-1-2	アクション・プラン（2002年から2012年まで）	7-2
7-1-3	優先プロジェクトの提案	7-8
7-2	Low ケース	7-17
7-2-1	天然ガス利用シナリオ（オプション2）	7-17
7-2-2	アクション・プラン（2002年から2012年まで）	7-17
7-2-3	優先プロジェクトの提案	7-24
7-3	今後の検討課題	7-31

本文 表目次

表 1-1-1	Primary Energy Consumption in the Philippines	1-1
表 1-1-2	Selected Petroleum Products Domestic Consumption, 1999	1-2
表 1-2-1	Projected Energy Mix	1-3
表 1-3-1	Gas Demand and Supply Outlook	1-4
表 2-2-1	フィリピンの統計上の地方（リージョン）区分	2-8
表 2-2-2	調査範囲とフィリピンの行政区分の関連	2-9
表 2-2-3	各地方別配分比の例（1999年実績）	2-12
表 2-2-4	Southern Tagalog（南タガログ）の配分係数の例	2-14
表 3-1-1	(a) Potential Power Generation Costs in the Philippines Assumptions	3-11
表 3-1-1	(b) Potential Power Generation Costs in the Philippines Results	3-11
表 3-1-1	(c) Potential Power Generation Costs in the Philippines 感度分析	3-12
表 3-1-2	Recent Philippine Energy Prices (mainly commercial use)	3-13
表 3-1-3 (a)	A Cost Comparison of LNG and Pipeline Gas 前提	3-16
表 3-1-3 (b)	A Cost Comparison of LNG and Pipeline Gas 結果	3-16
表 3-2-1	インセンティブプログラムの提案	3-31
表 3-2-2	支援対象投資支出の前提	3-31
表 3-2-3	支援額推定	3-32
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	4-2
表 4-1-2	経済成長率と原油価格の想定	4-3
表 4-1-3(1)	エネルギー価格の想定 (High ケース)	4-5
表 4-1-3(2)	エネルギー価格の想定 (Low ケース)	4-5
表 4-1-4	LNG 価格の想定 (2000)	4-6
表 4-1-5(1)	石油製品価格の想定 (High ケース)	4-6
表 4-1-5(2)	石油製品価格の想定 (Low ケース)	4-7
表 4-1-6(1)	ガス価格の想定 (High ケース)	4-7
表 4-1-6(2)	ガス価格の想定 (Low ケース)	4-8
表 4-2-1	フィリピンの経済指標	4-10
表 4-2-2	ASEAN 諸国における 1 人当たり GDP の推移	4-10
表 4-2-3	生産関数に基づく成長会計 (1985-1998)	4-11
表 4-2-4	ASEAN 諸国の GDP に占める製造業の割合	4-11

表 4-2-5	GDP の地域別割合	4-12
表 4-2-6	リージョナル GDP の伸び率	4-12
表 4-3-1	主要外生変数の想定値	4-19
表 4-3-2	エネルギー需要予測モデル・データ入手先	4-21
表 4-3-3	マクロ経済・エネルギー需給モデルにおける外生変数と それらによる予測結果の要約	4-30
表 4-4-1(1)	電源構成 (High ケース)	4-33
表 4-4-1(2)	電源構成 (Low ケース)	4-34
表 4-4-2(1)	発電量の電源別構成 (High ケース)	4-34
表 4-4-2(2)	発電量の電源別構成 (Low ケース)	4-34
表 4-4-3(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)	4-35
表 4-4-3(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)	4-35
表 4-4-4(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)	4-36
表 4-4-4(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)	4-36
表 4-4-5(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)	4-37
表 4-4-5(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)	4-37
表 4-4-6(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)	4-37
表 4-4-6(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)	4-38
表 4-5-1	天然ガスへの燃料転換の対象となるサブセクターの選定	4-46
表 4-5-2	部門別エネルギー用途と天然ガスへの転換可能性一覧	4-47
表 4-5-3	部門別エネルギー別天然ガス転換係数一覧	4-48
表 4-5-4	Gross CF (天然ガス転換係数) の定義	4-55
表 4-5-5	フィリピン全国の燃料別部門別天然ガス潜在需要予測 (High ケース)	4-58
表 4-5-6	地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (High ケース)	4-59
表 4-5-7	部門別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (High ケース)	4-60
表 4-5-8	エネルギー別の潜在的天然ガス転換需要の予測結果 (High ケース)	4-61
表 4-5-9	フィリピン全国の燃料別部門別天然ガス潜在需要予測 (Low ケース)	4-63
表 4-5-10	地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース)	4-64
表 4-5-11	部門別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース)	4-65
表 4-5-12	エネルギー別の潜在的天然ガス転換需要の予測結果 (Low ケース)	4-66
表 4-6-1	吸収式空調機転換の資本回収年 (オフィスビル)	4-72
表 4-6-2	吸収式空調機の資本回収年	4-72
表 4-6-3	GHP 転換の資本回収年 (レストラン)	4-73
表 4-6-4	GHP の資本回収年	4-74
表 4-6-5	コージェネレーションの経済性評価	4-75
表 4-6-6	コージェネレーションの資本回収年	4-76

表 4-6-7	施設数推定 (ホテル)	4-76
表 4-6-8	施設数推定 (病院)	4-77
表 4-6-9	施設数推定 (オフィスビル)	4-77
表 4-6-10	施設数推定 (レストラン)	4-78
表 4-6-11	施設数推定 (ストア)	4-78
表 4-6-12	施設別平均エネルギー原単位	4-79
表 4-6-13	適用技術	4-79
表 4-6-14	代表的施設の潜在需要量推定	4-80
表 4-6-15	業務用ガス潜在需要量推定	4-80
表 4-6-16	想定敷地および建物面積	4-81
表 4-6-17	地区全体のエネルギー需要	4-83
表 4-6-18	エネルギー需要比較	4-83
表 4-6-19	物性	4-85
表 4-6-20	経済性検討条件	4-86
表 4-6-21	タクシー転換キットの資本回収年	4-89
表 4-6-22	ジブニー転換キットの資本回収年	4-91
表 4-6-23	バス転換キットの資本回収年	4-92
表 4-6-24	ガス供給ステーションの経済性 (High ケース)	4-93
表 4-6-25	ガス供給ステーションの経済性 (Low ケース)	4-94
表 4-6-26	標準的ガス供給ステーションの操業状況	4-94
表 4-6-27	最小ガス供給ステーション数	4-94
表 4-6-28	自動車台数の推定	4-95
表 4-6-29	NGV 経済性 (High ケース)	4-96
表 4-6-30	NGV 経済性 (Low ケース)	4-96
表 4-6-31	投資補助とガス供給価格補助例	4-97
表 4-6-32	補助総額試算例	4-98
表 4-6-33	ガス利用促進シナリオ-A (High ケース)	4-100
表 4-6-34	ガス利用促進シナリオ-A (Low ケース)	4-101
表 4-6-35	NGV 台数推定 (ガス利用促進シナリオ-A)	4-102
表 4-6-36	推定ガス需要 (ガス利用促進シナリオ-A、High ケース)	4-103
表 4-6-37	推定ガス需要 (ガス利用促進シナリオ-A、Low ケース)	4-103
表 4-6-38	対象地域別、業種別の燃料消費 (2000年)	4-105
表 4-6-39	新規建設の機器・設備のガス利用率想定	4-112
表 4-6-40	対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要 (High ケース)	4-113
表 4-6-41	対象地域別、燃料別ガス「潜在」需要 (Low ケース)	4-114

表 5-1-1	天然ガス源	5-1
表 5-1-2	計画中の発電所	5-2
表 5-2-1	LNG 需要 (現状および見通し)	5-3
表 5-2-2	アジア市場向け LNG プロジェクトの概要	5-4
表 5-2-3	可能性のある LNG ソース	5-7
表 5-3-1	一般流量公式の定数	5-14
表 5-3-2	ピーク率	5-14
表 5-3-3	供給パイプライン網で使用されるパイプの概要	5-16
表 5-3-4	地域 L-オプション 1 のピーク時ガス量	5-18
表 5-3-5	地域 L-オプション 2 のピーク時ガス量	5-26
表 5-3-6	地域 C-M および地域 D のピークガス量	5-35
表 5-3-7	輸送パイプラインの建設単価	5-37
表 5-3-8	1 km ² 当たりの主要供給設備	5-37
表 5-3-9	各ケースの建設費	5-38
表 5-3-10	供給ガスソース別による建設費	5-38
表 5-3-11	ルソン地域 High ケース / オプション 1	5-41
表 5-3-12	ルソン地域 High ケース / オプション 2	5-43
表 5-3-13	ルソン地域 Low ケース / オプション 1	5-45
表 5-3-14	ルソン地域 Low ケース / オプション 2	5-47
表 5-3-15	C-M 地域 High ケース	5-49
表 5-3-16	C-M 地域 Low ケース	5-49
表 5-3-17	D 地域 High ケース	5-51
表 5-3-18	D 地域 Low ケース	5-51
表 5-4-1	地域 L での必要輸入量 (High ケース)	5-54
表 5-4-2	地域 L での必要輸入量 (Low ケース)	5-55
表 5-4-3	地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (High ケース)	5-55
表 5-4-4	地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (Low ケース)	5-55
表 5-4-5	LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 L-2)	5-58
表 5-4-6	LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 L-3)	5-58
表 5-4-7	LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 L-2)	5-58
表 5-4-8	LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 L-3)	5-59
表 5-4-9	LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 C-M / 地域 D)	5-59
表 5-4-10	LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 C-M / 地域 D)	5-59
表 5-4-11	ポンプ設置計画 (High ケース、地域 L-2)	5-59
表 5-4-12	ポンプ設置計画 (High ケース、地域 L-3)	5-60
表 5-4-13	ポンプ設置計画 (Low ケース、地域 L-2)	5-60

表 5-4-14	ポンプ設置計画 (Low ケース、地域 L-3)	5-60
表 5-4-15	ポンプ設置計画 (High ケース、地域 C-M と地域 D)	5-60
表 5-4-16	ポンプ設置計画 (Low ケース、地域 C-M と地域 D)	5-61
表 5-4-17	気化器設置計画 (High ケース、地域 L-2)	5-63
表 5-4-18	気化器設置計画 (High ケース、地域 L-3)	5-63
表 5-4-19	気化器設置計画 (Low ケース、地域 L-2)	5-63
表 5-4-20	気化器設置計画 (Low ケース、地域 L-3)	5-63
表 5-4-21	気化器設置計画 (High ケース、地域 C-M と地域 D)	5-64
表 5-4-22	気化器設置計画 (Low ケース、地域 C-M と地域 D)	5-64
表 5-4-23	BOG 発生量 (High ケース、地域 L-2)	5-65
表 5-4-24	BOG 発生量 (High ケース、地域 L-3)	5-65
表 5-4-25	BOG 発生量 (Low ケース、地域 L-2)	5-65
表 5-4-26	BOG 発生量 (Low ケース、地域 L-3)	5-65
表 5-4-27	BOG 発生量 (High ケース、地域 C-M と地域 D)	5-66
表 5-4-28	BOG 発生量 (Low ケース、地域 C-M と地域 D)	5-66
表 5-4-29	BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 L-2)	5-66
表 5-4-30	BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 L-3)	5-66
表 5-4-31	BOG 再液化可能量 (Low ケース、地域 L-2)	5-67
表 5-4-32	BOG 再液化可能量 (Low ケース、地域 L-3)	5-67
表 5-4-33	BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 C-M と地域 D)	5-67
表 5-4-34	BOG 再液化可能量 (Low ケース、地域 C-M と地域 D)	5-67
表 5-4-35	BOG 処理設備 (地域 L-2 および L-3)	5-68
表 5-4-36	BOG 処理設備 (地域 C-M および D)	5-69
表 5-4-37	気化器および海水電解用海水量 (High ケース、地域 L-2)	5-69
表 5-4-38	気化器および海水電解用海水量 (High ケース、地域 L-3)	5-70
表 5-4-39	気化器および海水電解用海水量 (Low ケース、地域 L-2)	5-70
表 5-4-40	気化器および海水電解用海水量 (Low ケース、地域 L-3)	5-70
表 5-4-41	気化器および海水電解用海水量 (地域 C-M/地域 D)	5-70
表 5-4-42	海水設備設置計画 (High ケース、地域 L-2)	5-71
表 5-4-43	海水設備設置計画 (High ケース、地域 L-3)	5-71
表 5-4-44	海水設備設置計画 (Low ケース、地域 L-2)	5-72
表 5-4-45	海水設備設置計画 (Low ケース、地域 L-3)	5-72
表 5-4-46	海水設備設置計画 (地域 C-M/地域 D)	5-72
表 5-4-47	付臭設備設置計画 (High ケース、地域 L-2)	5-73
表 5-4-48	付臭設備設置計画 (High ケース、地域 L-3)	5-73
表 5-4-49	付臭設備設置計画 (Low ケース、地域 L-2)	5-73

表 5-4-50	付臭設備設置計画 (Low ケース、地域 L-3)-----	5-73
表 5-4-51	付臭設備設置計画 (地域 C-M、地域 D)-----	5-74
表 5-4-52	ユーティリティ設備-----	5-74
表 5-4-53	ガス製造電力積算 (High ケース、地域 L-2)-----	5-75
表 5-4-54	ガス製造電力積算 (High ケース、地域 L-3)-----	5-75
表 5-4-55	ガス製造電力積算 (Low ケース、地域 L-2)-----	5-76
表 5-4-56	ガス製造電力積算 (Low ケース、地域 L-3)-----	5-76
表 5-4-57	ガス製造電力積算 (High・Low ケース、地域 C-M と D)-----	5-77
表 5-4-58	防災電力-----	5-77
表 5-4-59	主要設備一覧 (1)-----	5-83
表 5-4-59	主要設備一覧 (2)-----	5-85
表 5-4-60	LNG 受入基地建設費-----	5-89
表 5-4-61	設備コスト比率-----	5-90
表 5-4-62	LNG 基地コストの比較-----	5-91
表 5-4-63	各ケースの設備費-----	5-92
表 5-4-64	運転、保全要員-----	5-92
表 5-5-1	埋蔵量追加の消費側へのインパクト-----	5-94
表 5-5-2	NCR 近辺の計画済みおよび潜在的ガス転換可能発電設備一覧-----	5-95
表 5-5-3	ガス埋蔵量の追加のインパクト試算の前提と結果-----	5-96
表 6-0-1(1)	ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定 (High ケース)-----	6-1
表 6-0-1(2)	ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定 (Low ケース)-----	6-1
表 6-1-1	各地域の天然ガス潜在需要-----	6-4
表 6-1-2	供給ルート別コスト内訳-----	6-5
表 6-1-3	各供給計画の結果-----	6-8
表 6-1-4	High ケース オプション 1 の供給地域毎の利益額推移-----	6-9
表 6-1-5	High ケース オプション 2 の供給地域毎の利益額推移-----	6-10
表 6-1-6	Low ケース オプション 1 の供給地域毎の利益額推移-----	6-11
表 6-1-7	Low ケース オプション 2 の供給地域毎の利益額推移-----	6-12
表 6-2-1	分析のための部門設定-----	6-13
表 6-2-2	アメリカの消費者物価指数と工業製品物価指数の設定-----	6-14
表 6-2-3	基準年とプロジェクト期間-----	6-14
表 6-2-4	償却期間の設定-----	6-15
表 6-2-5	名目短期金利と実効短期金利-----	6-15
表 6-2-6	国際開発機関の貸し付け期間-----	6-16
表 6-2-7	フィリピンの長期借入金-----	6-16

表 6-2-8	国際開発機関の貸付金利	6-17
表 6-2-9	モデル内の長期借入金構成割合と金利	6-17
表 6-2-10	1997 年の都市家庭の収入	6-18
表 6-2-11	メンテナンス、販売費・本社費用と保険料率	6-18
表 6-2-12	プロジェクト関連税率表	6-19
表 6-2-13	配当率と配当	6-19
表 6-2-14	フィリピンのシャドウエックスチェンジレート	6-20
表 6-2-15	Camago/Malampaya 天然ガス価格	6-21
表 6-2-16	運転資本の計算例	6-22
表 6-2-17	運転期間外簿価資産の計算例	6-22
表 6-2-18	経済・税率に関する前提	6-23
表 6-2-19	投資と経費に関する前提	6-23
表 6-2-20	償却と資金に関する前提	6-24
表 6-2-21	価格と換算係数に関する前提	6-24
表 6-2-22	計算方法に関する前提	6-24
表 6-2-23	経済・財務分析モデルでの計算順序	6-25
表 6-2-24	損益計算書の例	6-27
表 6-2-25	キャッシュフロー表の例	6-28
表 6-2-26	FIRR の計算例	6-29
表 6-2-27	DCR の計算例	6-29
表 6-2-28	EIRR の計算例	6-30
表 6-2-29	GDP への影響	6-31
表 6-2-30	政府収入と失業率への影響	6-32
表 6-2-31	経済・財務分析のケース設定	6-33
表 6-2-32	経済・財務分析結果 (ルソン・High・オプション 1)	6-34
表 6-2-33	各部門のガス取引価格 (ルソン・High・オプション 1)	6-35
表 6-2-34	各部門のプロセス・コスト (ルソン・High・オプション 1)	6-35
表 6-2-35	経済・財務分析の結果 (ルソン・High・オプション 2)	6-37
表 6-2-36	各部門のガス取引価格 (ルソン・High・オプション 2)	6-37
表 6-2-37	各部門のプロセス・コスト (ルソン・High・オプション 2)	6-37
表 6-2-38	経済財務分析の結果 (ルソン・Low・オプション 1)	6-39
表 6-2-39	各部門のガス取引価格 (ルソン・Low・オプション 1)	6-39
表 6-2-40	各部門のプロセス・コスト (ルソン・Low・オプション 1)	6-39
表 6-2-41	経済・財務分析の結果 (ルソン・Low・オプション 2)	6-40
表 6-2-42	各部門のガス取引価格 (ルソン・Low・オプション 2)	6-40
表 6-2-43	ケース 2 の各部門のプロセス・コスト (ルソン・Low・オプション 2)	6-41

表 6-2-44	経済・財務分析の結果 (Cebu/Mactan・High ケース)	6-42
表 6-2-45	経済・財務分析の結果 (Cebu/Mactan・Low ケース)	6-42
表 6-2-46	各部門のガス取引価格 (Cebu/Mactan・High ケース)	6-42
表 6-2-47	各部門のガス取引価格 (Cebu/Mactan・Low ケース)	6-43
表 6-2-48	各部門のプロセス・コスト (Cebu/Mactan・High ケース)	6-43
表 6-2-49	各部門のプロセス・コスト (Cebu/Mactan・Low ケース)	6-43
表 6-2-50	経済・財務分析の結果 (Davao・High ケース)	6-44
表 6-2-51	経済・財務分析の結果 (Davao・Low ケース)	6-44
表 6-2-52	各部門のガス取引価格 (Davao・High ケース)	6-45
表 6-2-53	各部門のガス取引価格 (Davao・Low ケース)	6-45
表 6-2-54	各部門のプロセス・コスト (Davao・High ケース)	6-45
表 6-2-55	各部門のプロセス・コスト (Davao・Low ケース)	6-45
表 6-2-56	部門別の優遇政策の内容	6-47
表 6-2-57	優遇政策によるパイプライン部門の FIRR への影響	6-47
表 6-2-58	「優遇なし」と「優遇あり」の用途別天然ガス販売価格	6-48
表 6-2-59	ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR	6-49
表 6-2-60	C-M、Davao での天然ガス供給計画の EIRR	6-50
表 6-2-61	天然ガス利用の経済への影響分析	6-50
表 6-2-62	プロジェクト・ファイナンスのリスク分散	6-52
表 6-2-63	国際開発機関の貸付条件	6-55
表 6-2-64	ケース別オプション別パイプライン投資額	6-55
表 6-3-1	ベースラインの炭酸ガス排出量予測 (High ケース)	6-65
表 6-3-2	天然ガス転換後の炭酸ガス排出量予測 (High ケース)	6-65
表 6-3-3	ベースラインの炭酸ガス排出量予測 (Low ケース)	6-68
表 6-3-4	天然ガス転換後の炭酸ガス排出量予測 (Low ケース)	6-68
表 6-5-1	シナリオの総合的評価	6-74
表 7-1-1	人材開発の方法 (High ケース)	7-8
表 7-1-2	Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要	7-9
表 7-1-3	Batangas 湾岸 LNG 基地プロジェクトの概要	7-11
表 7-1-4	Action Plan (High ケース)	7-15
表 7-2-1	人材開発の方法 (Low ケース)	7-23
表 7-2-2	Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要	7-25
表 7-2-3	Action Plan (Low ケース)	7-29

本文 図目次

図 1-1-1	Oil Consumption by Area, 1999	1-2
図 2-1-1	天然ガス産業開発計画調査対象地域	2-3
図 2-1-2	ルソン調査対象地域	2-4
図 2-1-3	セブ調査対象地域	2-4
図 2-1-4	ミンダナオ調査対象地域	2-4
図 2-2-1	データ源から最終エネルギー消費テーブルまでのデータ処理の流れ	2-6
図 2-2-2	石油製品最終消費実績	2-6
図 2-2-3	部門別石油製品最終消費実績	2-7
図 2-2-4	部門別電力最終消費実績	2-7
図 2-2-5	地域別 GDP (GRDP) 推移	2-10
図 2-2-6	地域別の一人当たり GRDP の推移	2-11
図 2-2-7	フィリピン全国の製造部門別付加価値生産額推移	2-11
図 2-2-8	地方別製造部門付加価値生産額合計の推移	2-12
図 2-2-9	各地方別エネルギー消費への推定計算フロー	2-13
図 2-2-10	地方 (リージョン) から調査範囲への推定計算フロー	2-15
図 2-2-11	調査範囲のプロビンス単位への推定計算フロー	2-15
図 2-2-12	NCR 地域の石油製品別最終消費	2-16
図 2-2-13	南 Tagalog L2 地域の石油製品別最終消費	2-16
図 2-2-14	中部ルソン L3 地域の石油製品別最終消費	2-16
図 2-2-15	中部 Visayas C-M 地域の石油製品別最終消費	2-17
図 2-2-16	南 Mindanao D 地域の石油製品別最終消費	2-17
図 2-2-17	NCR 地域の部門別電力最終消費	2-18
図 2-2-18	南 Tagalog L2 地域の部門別電力最終消費	2-18
図 2-2-19	中部ルソン L3 地域の部門別電力最終消費	2-18
図 2-2-20	中部 Visayas C-M 地域の部門別電力最終消費	2-19
図 2-2-21	南 Mindanao D 地域の部門別電力最終消費	2-19
図 3-1-1	Recent International Oil Price Trend	3-15
図 3-1-2	Recent International LPG and LNG Prices	3-16
図 3-1-3	Effects of Distance on the Costs of LNG and Pipeline Gas	3-18
図 3-2-1	Both Infrastructure and Market have to be Promoted Together	3-21
図 3-2-2	Gas Industry Development and Government Involvement	3-26

図 3-2-3	Connection Fee: Financing by Customers	3-28
図 4-3-1	天然ガス需要予測フロー	4-16
図 4-3-2	エネルギー需要予測モデルのフロー	4-17
図 4-3-3	マクロ経済外生変数	4-20
図 4-3-4	エネルギー価格外生変数	4-20
図 4-3-5	将来の石油製品および電力価格	4-23
図 4-3-6	部門別電力需要予測	4-25
図 4-3-7	農業部門化石燃料需要予測	4-25
図 4-3-8	工業部門化石燃料需要予測	4-26
図 4-3-9	商業部門化石燃料需要予測	4-27
図 4-3-10	家庭（住宅）部門化石燃料需要予測	4-27
図 4-3-11	輸送部門化石燃料需要予測	4-29
図 4-5-1	調査対象地方の GRDP 推移予測	4-39
図 4-5-2	調査対象地方の人口推移予測（High ケース、Low ケースとも）	4-39
図 4-5-3	調査対象地方の部門別エネルギー消費（2025）	4-40
図 4-5-4	調査対象地方のエネルギー別消費（2025）	4-40
図 4-5-5	地方別調査対象範囲のエネルギー需要予測	4-40
図 4-5-6	NCR 地域の石油製品別需要予測（High ケース）	4-41
図 4-5-7	NCR 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）	4-41
図 4-5-8	NCR 地域の部門別電力需要予測（High ケース）	4-41
図 4-5-9	南 Tagalog L2 地域の石油製品別需要予測（High ケース）	4-42
図 4-5-10	南 Tagalog L2 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）	4-42
図 4-5-11	南 Tagalog L2 地域の部門別電力需要予測（High ケース）	4-42
図 4-5-12	中部ルソン L3 地域の石油製品別需要予測（High ケース）	4-43
図 4-5-13	中部ルソン L3 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）	4-43
図 4-5-14	中部ルソン L3 地域の部門別電力需要予測（High ケース）	4-43
図 4-5-15	中部 Visayas C-M 地域の石油製品別需要予測（High ケース）	4-44
図 4-5-16	中部 Visayas C-M 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）	4-44
図 4-5-17	中部 Visayas C-M 地域の部門別電力需要予測（High ケース）	4-44
図 4-5-18	南 Mindanao D 地域の石油製品別需要予測（High ケース）	4-45
図 4-5-19	南 Mindanao D 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）	4-45
図 4-5-20	南 Mindanao D 地域の部門別電力需要予測（High ケース）	4-45
図 4-5-21	天然ガスと石油製品の需要家渡し価格の予測	4-56
図 4-5-22	電力の需要家渡し価格の予測	4-56
図 4-5-23	天然ガス予測価格と転換対象エネルギー価格との価格比（High ケース）	4-57

図 4-5-24	天然ガス予測価格と転換対象エネルギー価格との価格比 (Low ケース)	4-57
図 4-5-25	調査地域別天然ガス潜在需要の予測 (High ケース)	4-59
図 4-5-26	部門別天然ガス潜在需要の予測 (High ケース)	4-60
図 4-5-27	エネルギー別天然ガス潜在転換需要の予測 (High ケース)	4-61
図 4-5-28	2010 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係	4-62
図 4-5-29	2025 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係	4-62
図 4-5-30	調査地域別天然ガス潜在需要の予測 (Low ケース)	4-64
図 4-5-31	部門別天然ガス潜在需要の予測 (Low ケース)	4-65
図 4-5-32	エネルギー別天然ガス潜在転換需要の予測 (Low ケース)	4-66
図 4-5-33	2010 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係	4-67
図 4-5-34	2025 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係	4-67
図 4-6-1	業務用分野における天然ガスへの転換の可能性推定手順	4-69
図 4-6-2	ホテルのエネルギー消費パターン	4-74
図 4-6-3	地区全体のエネルギー需要	4-82
図 4-6-4	ビジネス地区のエネルギー需要	4-82
図 4-6-5	住居地区のエネルギー需要	4-82
図 4-6-6	DME 価格	4-86
図 4-6-7	輸送用分野における天然ガスへの転換の可能性推定手順	4-88
図 4-6-8	ガス価格と資本回収年 (タクシー、High ケース)	4-90
図 4-6-9	ガス価格と資本回収年 (タクシー、Low ケース)	4-90
図 4-6-10	ガス価格と資本回収年 (ジブニー、High ケース)	4-91
図 4-6-11	ガス価格と資本回収年 (ジブニー、Low ケース)	4-91
図 4-6-12	ガス価格と資本回収年 (バス、High ケース)	4-92
図 4-6-13	ガス価格と資本回収年 (バス、Low ケース)	4-93
図 4-6-14	投資補助 (High ケース)	4-98
図 4-6-15	ガス価格補助 (High ケース)	4-99
図 4-6-16	投資補助 (Low ケース)	4-99
図 4-6-17	ガス価格補助 (Low ケース)	4-99
図 4-6-18	ボイラーのディーゼル燃料油転換に伴う改造費	4-107
図 4-6-19	加熱炉改造の LPG 転換に伴う改造費	4-107
図 4-6-20	工場敷地内の関連工事費	4-108
図 4-6-21	ボイラー改造の投資回収期間 (High ケース)	4-108
図 4-6-22	加熱炉の投資回収期間 (High ケース)	4-109
図 4-6-23	ボイラー改造の投資回収期間 (Low ケース)	4-109
図 4-6-24	加熱炉改造の投資回収期間 (Low ケース)	4-110

図 5-1-1	主要天然ガス田	5-1
図 5-1-2	国産天然ガス供給量	5-2
図 5-2-1	アジアでの LNG 需給バランス	5-5
図 5-3-1	地域 L オプション 1 (Phase1) (2006 年~2011 年)	5-17
図 5-3-2	地域 L オプション 1 (Phase2) (2016 年~2025 年)	5-17
図 5-3-3	Pipeline Net Work (High・オプション 1(2015 年))	5-19
図 5-3-4	Pipeline Net Work (High・オプション 1(2016 年))	5-20
図 5-3-5	Pipeline Net Work (High・オプション 1(2025 年))	5-21
図 5-3-6	Pipeline Net Work (Low・オプション 1(2011 年))	5-22
図 5-3-7	Pipeline Net Work (Low・オプション 1 (2012 年))	5-23
図 5-3-8	Pipeline Net Work (Low・オプション 1(2025 年))	5-24
図 5-3-9	地域 L オプション 2 (Phase1) (2006 年~2011 年)	5-25
図 5-3-10	地域 L オプション 2 (Phase2) (2016 年~2020 年)	5-25
図 5-3-11	地域 L オプション 2 (Phase3) (2021 年~2025 年)	5-26
図 5-3-12	Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2015 年))	5-27
図 5-3-13	Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2016 年))	5-28
図 5-3-14	Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2021 年))	5-29
図 5-3-15	Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2025 年))	5-30
図 5-3-16	Pipeline Net Work (High・オプション 2 (2011 年))	5-31
図 5-3-17	Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2012 年))	5-32
図 5-3-18	Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2021 年))	5-33
図 5-3-19	Pipeline Net Work (Low・オプション 2 (2025 年))	5-34
図 5-3-20	National Pipeline Route	5-36
図 5-3-21	Trans-ASEAN Pipeline Route	5-36
図 5-4-1	LNG 受入基地レイアウト(400 万 t/年)	5-87
図 5-4-2	LNG 受入基地レイアウト(300 万 t/年)	5-87
図 5-4-3	LNG 受入基地レイアウト(100 万 t/年)	5-88
図 5-4-4	基地コストに対するタンクコスト	5-91
図 6-1-1	Flow Chart of Model Sheet	6-3
図 6-1-2	供給ルート オプション 1	6-5
図 6-1-3	供給ルート オプション 2	6-5
図 6-1-4	High ケース オプション 1 の供給地域毎の利益の純現在価値	6-9
図 6-1-5	High ケース オプション 1 の供給地域と供給年	6-9
図 6-1-6	High ケース オプション 2 の供給地域毎の利益の純現在価値	6-10
図 6-1-7	High ケース オプション 2 の供給地域と供給年	6-10

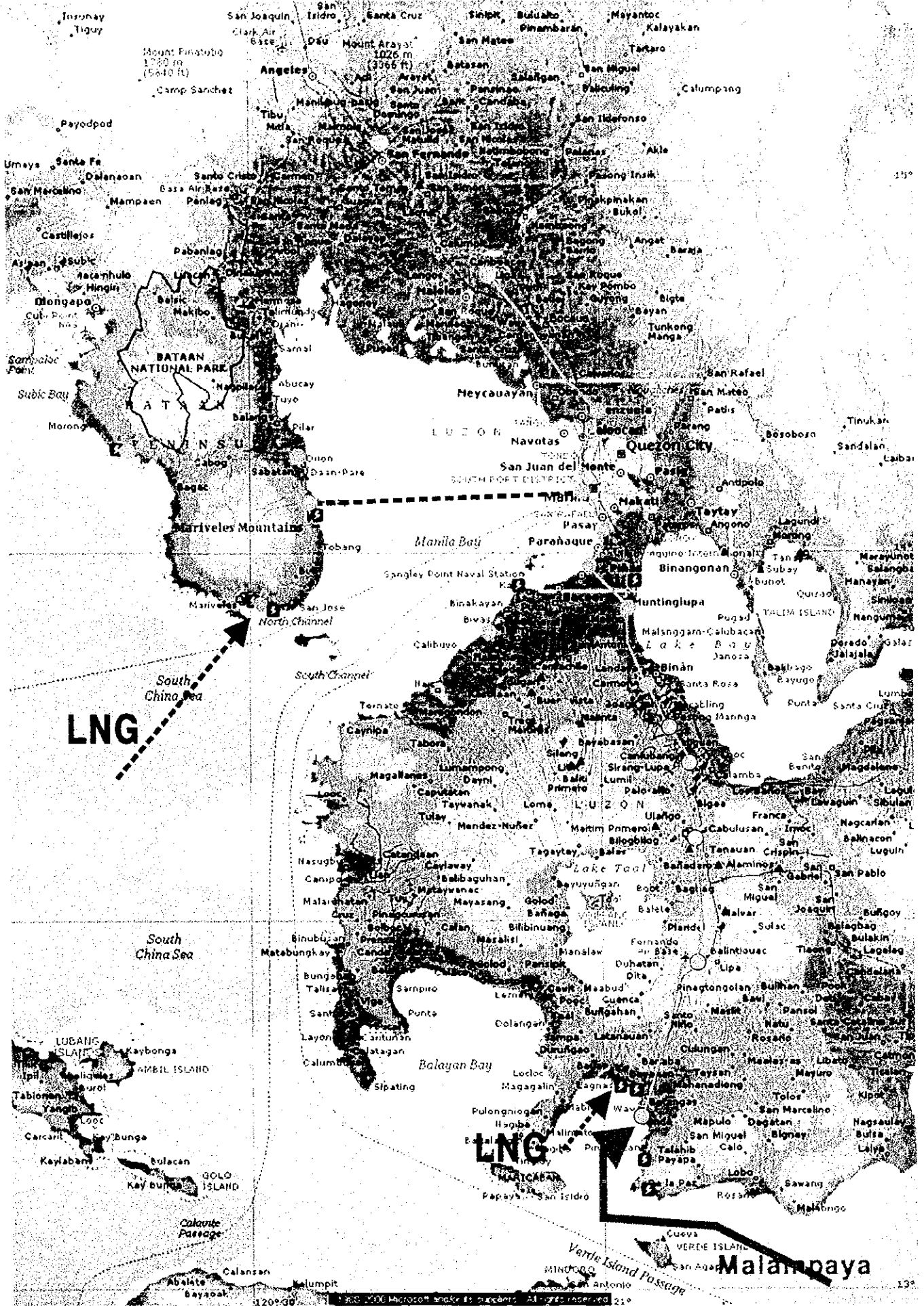
図 6-1-8	Low ケース	オプション 1 の供給地域毎の利益の純現在価値	6-11
図 6-1-9	Low ケース	オプション 1 の供給地域と供給年	6-11
図 6-1-10	Low ケース	オプション 2 の供給地域毎の利益の純現在価値	6-12
図 6-1-11	Low ケース	オプション 2 の供給地域と供給年	6-12
図 6-2-1	High ケース	オプション 1 の計画	6-34
図 6-2-2	High ケース	オプション 2 の計画	6-36
図 6-2-3		プロジェクト・ファイナンスの形態	6-52
図 6-2-4		プロジェクト関係機関とプロジェクトとの資金の流れ	6-53
図 6-3-1		電力部門におけるベースラインの燃料別消費推移予測 (High ケース)	6-59
図 6-3-2		電力部門における天然ガス転換後の燃料別消費推移予測 (High ケース)	6-59
図 6-3-3		ベースラインにおける燃料別エネルギー最終消費予測 (High ケース)	6-60
図 6-3-4		天然ガス燃料転換後の燃料別エネルギー最終消費予測 (High ケース)	6-60
図 6-3-5		電力部門におけるベースラインの燃料別最終消費予測 (Low ケース)	6-61
図 6-3-6		電力部門における天然ガス転換後の燃料別消費推移予測 (Low ケース)	6-61
図 6-3-7		ベースラインにおける燃料別エネルギー最終消費予測 (Low ケース)	6-62
図 6-3-8		天然ガス燃料転換後の燃料別エネルギー最終消費予測 (Low ケース)	6-62
図 6-3-9		ベースラインにおける炭酸ガス排出量推移予測 (High ケース)	6-63
図 6-3-10		天然ガス転換後における炭酸ガス排出量推移予測 (High ケース)	6-63
図 6-3-11		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)	6-64
図 6-3-12		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)	6-64
図 6-3-13		ベースラインにおける炭酸ガス排出量推移予測 (Low ケース)	6-66
図 6-3-14		天然ガス転換後における炭酸ガス排出量推移予測 (Low ケース)	6-66
図 6-3-15		電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測 (ベースライン、Low ケース)	6-67
図 6-3-16		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、Low ケース)	6-67
図 6-3-17		硫黄酸化物排出量推移予測 (ベースライン、High ケース)	6-69
図 6-3-18		硫黄酸化物排出量推移予測 (天然ガス転換後、High ケース)	6-69
図 6-3-19		硫黄酸化物排出量推移予測 (ベースライン、Low ケース)	6-70
図 6-3-20		硫黄酸化物排出量推移予測 (天然ガス転換後、Low ケース)	6-70

略語表

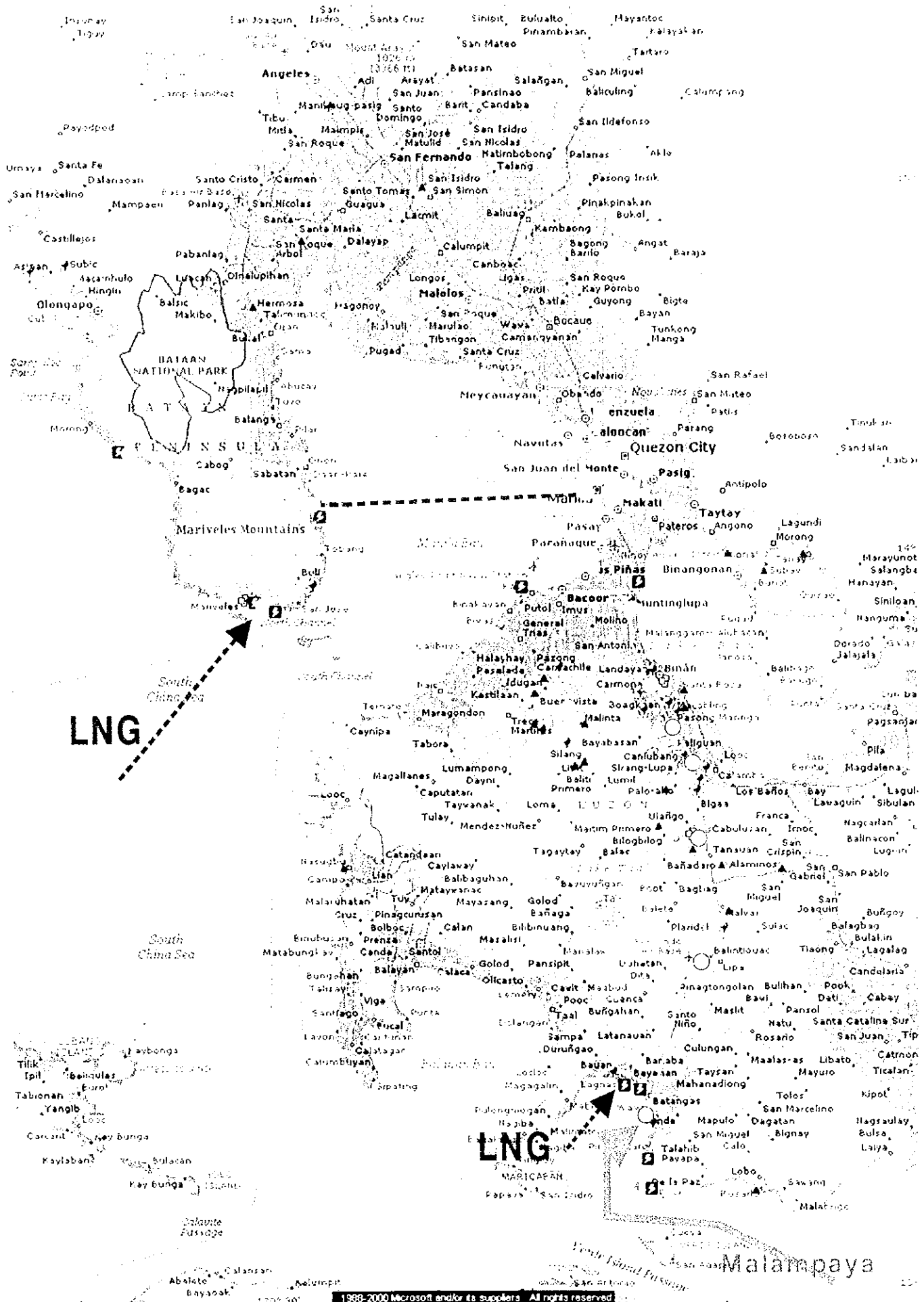
ADB	Asian Development Bank
AGA	American Gas Association
APERC	Asia Pacific Energy Research Center
ARMM	Autonomous Region in Muslim Mindanao
ASEAN	Association of South East Asian Nations
bb1	barrel
BCF	Billion cubic feet
BG	British Gas
BIMP	Brunei, Indonesia, Malaysia and Philippines
BNPP	Bataan nuclear power plant
BOG	Boil off gas
BOI	Board of Investment
CAPEX	Capital fund concept word including investment and working capital
CAR	Cordillera administrative
CCGT	Combined cycle gas turbine
CDM	Clean development mechanism
CF	Conversion factor
CIF	Cost, Insurance and Freight
C-M	Cebu-Mactan
CNG	Compressed natural gas
COP	Coefficient of performance
CPI	Consumer price index
CV cable	Crosslinked polyethylene polyvinyl chloride cable
D	Davao
DCR	Debt coverage ratio
DCS	Distributed control system
DENR	Department of Environment and Natural Resources
DIDP	Davao integrated development plan
DME	Dimethyl ether
DMS	Dimethyl sulfide
DOE	Department of Energy
DOH	Department of Health
DOF	Department of Finance
DOJ	Department of Justice
DOT	Department of Tourism
DTI	Department of Trade and Industry
DW	Durbin Watson ratio
EAGA	East Asia growth region
EDA	Export development act
EIAB	Energy Industry Administration Bureau
EIRR	Economic internal rate of return

EMB	Environmental Management Bureau
ERB	Energy Regulatory Board
ERC	Energy Regulatory Commission
ESD	Emergency shut down system
FIRR	Financial internal rate of return
FOB	free on board
<i>g/cc</i>	Gram per cubic centimeter
GDP	Gross domestic product
GHP	Gas heat pump
GRDP	Gross regional domestic product
GTL	Gas to Liquid
GVA	Gross value added
GWh	Giga Watt hours
HHV	Higher heating value
HOA	Heads of Agreement
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IFC	International Finance Corporation
IIS	Integrated information system
IPCC	Inter-governmental panel on climate change
IPP	Investment priority plan
IPP	Independent power producer
IRR	Internal rate of return
IRR	Implementing rules and regulations
IT	Information technology
ITH	Income tax holiday
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JEJODAP	Federation of Jeepney Operators and Drivers Association of the Philippines
JICA	Japan International Cooperation Agency
kcf	1000 cubic feet
kLi/y	1000 liters per year
kscf	1000 standard cubic feet
LHV	Lower heating value
LNG	Liquefied natural gas
LOI	Letter of intent
LP	Linear programming
LPG	Liquid petroleum gas
LRMC	Long range marginal cost
MLNG	Malaysia Liquid Natural Gas
MMBFOE	Million barrel fuel oil equivalent
MMBtu	Million British thermal unit
mmscfd	Million standard cubic feet per day
MMS	Marine monitoring system

MOT	Mandatory open access
MOU	Memorandum of understanding
MPa	Mega Pascal
mta	million ton per annum
MW	Mega Watts
MWh/d	Mega Watt hours per day
NAPHIRE	National Post-harvest Institute for Research and Extension
NCR	National Capital Region
NEA	National Electrification Administration
NEDA	National Economic Development Agency
NG	Natural gas
NGV	Natural gas vehicles
Nm ³	Normal cubic meter
NPC	National Power Corporation
NPV	Net present value
NSCB	National Statistical Coordination Board
NSO	National Statistics Office
NWS	North West Shelf
O&M	Operation and maintenance
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEX	Operation expense concept word including variable and fixed cost
PDP	Power development program
PEP	Philippine energy plan
PL	Pipeline
PM	Particulate matters
PMS	Unloading and position monitoring system
PNOC	Philippine National Oil Company
PNOC-EC	Philippine National Oil Company - Exploration Corporation
PNOC-PC	Philippine National Oil Company - Petrochemicals
PPA	Power purchase agreement
Ps	Peso
PTT	Petroleum Authority of Thailand
PVC	Polyvinyl chloride
QGPC	Qatar Governmental Petroleum Company
ROW	Right of way
RPM	Revolution per minute
RT	Refrigerant Tons
SCS	Supervision computing system
SSS	Safety and security system
TBM	Tertiary butyl mercaptan
TSP	Total specific particulate matters
UV	Utility vehicles
VAT	Value added tax
ZOCA	Zone of Corporation A



想定パイプラインルート



1986-2000 Microsoft and/or its suppliers. All rights reserved.

想定パイプラインルート

はじめに

1 調査の目的

本調査の目的は、フィリピン国における天然ガス利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること、ならびに、そのマスタープランをカウンターパートが自ら点検・修正して、ローリングしながら継続的に活用していけるように、技術移転を行なうことである。

調査対象期間は 25 年間とするが、最初の 10 年間に特に焦点を置いて、出来る限り具体的、かつ現実的なプランを作成する。

また、カウンターパートに対して、マスタープランの作成方法、天然ガスの需要予測モデルの開発、需給最適化の手法、プロジェクトの経済財務評価、天然ガス供給システムの検討方法などにつき、技術移転を行なう。

2 調査対象地域

2-1 ルソン島の「バタンガス・マニラ・Bataan (Subic および Clark を含む)」地域 (以下、「地域 L」と呼ぶ)

この地域は、次の 3 つのサブ地域からなる。

- イ) 「マニラ」(以下、「地域 L-1」と呼ぶ) …… これは「メトロ・マニラ」、あるいは「ナショナル・キャピタル・リージョン(NCR)」と呼ばれる地域を指す。
- ロ) 「バタンガス」(以下、「地域 L-2」と呼ぶ) …… これはルソン島南部にある 4 つの州を含む地域を指す。
- ハ) 「Bataan (Subic および Clark を含む)」(以下、「地域 L-3」と呼ぶ) …… 中部ルソンの 3 州と Subic および Clark を含む。

2-2 セブ島の「セブ・マクタン」(メトロ・セブ) (以下、「地域 C-M」と呼ぶ) …… これは、セブ市周辺の 3 市 7 町からなる地域である。

2-3 ミンダナオ島の「Davao」(以下、「地域 D」と呼ぶ) …… これは Davao 市と周辺 4 州からなる地域であり、Davao Integrated Development Program (DIDP) Area と同じである。

3 調査の内容

マスタープラン作成の作業は、次の2つのフェーズに分かれる。すなわち、

- ① ガスの需要予測、供給方法検討、需給最適化評価、需給に係わる政策手段検討などの作業を経て、どのような「天然ガス利用促進シナリオ」を作り上げたらよいか、を検討し、いくつかのシナリオを設定するまでの“フェーズ1”と、
- ② それらのシナリオの中から、プロジェクトの経済評価、環境評価、マクロ経済・エネルギー需給動向からの評価により、フィリピン国にとって最も望ましい、と考えられるものを選び出し、それにアクション・プラン（実行計画）と優先プロジェクトを付け加えて、「天然ガス利用促進マスタープラン」を作り上げる“フェーズ2”

である。

また、技術移転については、3回にわたり、DOE（エネルギー省）のカウンターパートを対象とする「技術移転会合」を開催するとともに、3回の「ガス・セミナー」を開き、DOEカウンターパート以外の官民の天然ガス関係者に対しても、本調査の内容を周知させ、および意見徴収することに務めた。

以下に、調査のフローを略述する（図1参照）。

(1) フェーズ1

<ステップ1>

ステップ1は、「需要調査/利用計画」(1-1)、「供給方式調査」(1-2)、「政策検討」(1-3)からなる。

「需要調査/利用計画」では、本調査の対象3地域について、電力部門、工業部門、民生部門（商業用および家庭用）、ならびに輸送部門における天然ガスの潜在的需要を調査する。

「供給方式調査」では、これらの潜在的需要に対応する供給方式として、国産天然ガス、輸入LNG、およびアセアン・パイプラインにつき、供給ルートおよびコストを含む供給の可能性につき、検討を行なう。

さらに、「政策検討」では、天然ガスの利用促進に係わる諸政策手段や制度などにつき、

検討を行なう。

<ステップ2>

ステップ2は、「マクロ経済想定およびエネルギー需要予測」(2-1)、および「供給選択肢の検討」(2-2)からなる。

「マクロ経済想定およびエネルギー需要予測」では、対象3地域について、まず、将来のガス需要を予測するための前提となる経済の見通しを行ない、次いで、それに基づいてエネルギー全体の需要予測を行なう。この予測結果に基づき、エネルギー全体の一部を占めるガスの需要予測が、次のステップ3で行なわれる。

「供給選択肢の検討」では、ステップ1-2における検討結果を踏まえ、より具体的に、天然ガス供給施設(パイプライン、貯蔵設備、LNG受入基地など)につき、供給ルートを含め、消費者向けの流通・配給設備に至るまでの検討を行なうとともに、上記のステップ1-1で検討したガスの潜在需要を満たすための供給コストの推定を行なう。

これは、将来のガス需要を予測する場合に重要な評価基準となる石油、石炭、その他のエネルギー源との経済性比較、さらに、上述のような各種のガス源の間の経済性比較のために行なわれるものである。

<ステップ3>

ステップ3は、「天然ガス需要予測」(3-1)、および「供給方法の策定」(3-2)からなる。

「天然ガス需要予測」では、上述のステップ1-1、1-3、2-1、さらには、2-2の作業結果を受けて、対象3地域における将来のガス需要を予測する。ここでは、需要シナリオとして、ガス需要を促進するための政策を特に実施しない“ガス利用シナリオ”と、政策・制度を整備してガス需要を促進する“ガス利用促進シナリオ”を設定する。

「供給方法の策定」では、ステップ1-2、1-3、さらには2-2の作業結果を受けて、対象3地域におけるガス需要を満たすための各種の供給方法が策定される。これらの方法は、上述のいくつかの需要シナリオごとに検討される。すなわち、例えば“利用シナリオ”に対応する供給方法として、B₁(国産ガスのみによる供給)、B₂(国産ガスと輸入LNGとの組み合わせ)、B₃(国産ガス、輸入LNG、およびアセアン・パイプライン・ガスの組み合わせ)などの供給シナリオが検討される。

このように、一つの需要シナリオに対して複数の供給シナリオを用意するのは、次のス

テップ 4 で、これらの中から、各需要シナリオごとに最適な供給シナリオを選び出すためである。

<ステップ 4>

ステップ 4 は、「供給システムの選択」(4-1)、および「ガス需給シナリオの設定」(4-2)からなる。

「供給システムの選択」では、2つの需要シナリオに対応する複数の供給シナリオにつき、特にパイプラインに焦点を絞り、財務分析などにより評価を行なう。

次いで、「ガス需給シナリオの設定」では、そのような方法により、各需要シナリオごとに最適な供給シナリオを選択する。このようにして設定された「ガス需給シナリオ」は、単なる需要シナリオと供給シナリオの組み合わせではなく、政策手段や制度・機構などを含む、一定の政策パッケージに基づいたものである。これは、次のフェーズ 2 のステップ 5 で、2つの「ガス需給シナリオ」から、より優れたものを選び出すための前段の作業になる。

(2) フェーズ 2

<ステップ 5>

このステップでは、次の評価基準により、2つのシナリオから最適な「ガス需給シナリオ」が選び出される。すなわち、

- … プロジェクトの経済評価
- … マクロ経済への効果（経済成長率、所得水準、政府財政収支など、各シナリオがフィリピン経済に対してもたらす効果の比較）
- … 環境影響・安全性（地域的・地球的環境および安全性に対する影響あるいは効果の比較）
- … ガスの安定供給（各シナリオのガス安定供給への寄与度の比較）
- … その他の経済的・社会的影響

である。

<ステップ 6>

このステップでは、「ガス利用促進マスタープラン」が策定される。われわれは、同マスタープランは、(i)「ガス需給シナリオ」、(ii) それを実効あらしめるために必要とされる“条件”の整備について具体的・実際的に取りまとめた“アクション・プラン”、すなわち、資金調達の方法、制度・機構の整備、ならびに人材の育成方策、に関する“行動計画”、(iii) 同じく、このシナリオを実現するために、近い将来、優先的に実施されるべきガス関連プ

プロジェクトの提案、の3つから構成されると考える。

(ii) と (iii) については、特に対象期間の前半（10 年間）に関しては、年次別のプログラムの方にまとめられる。

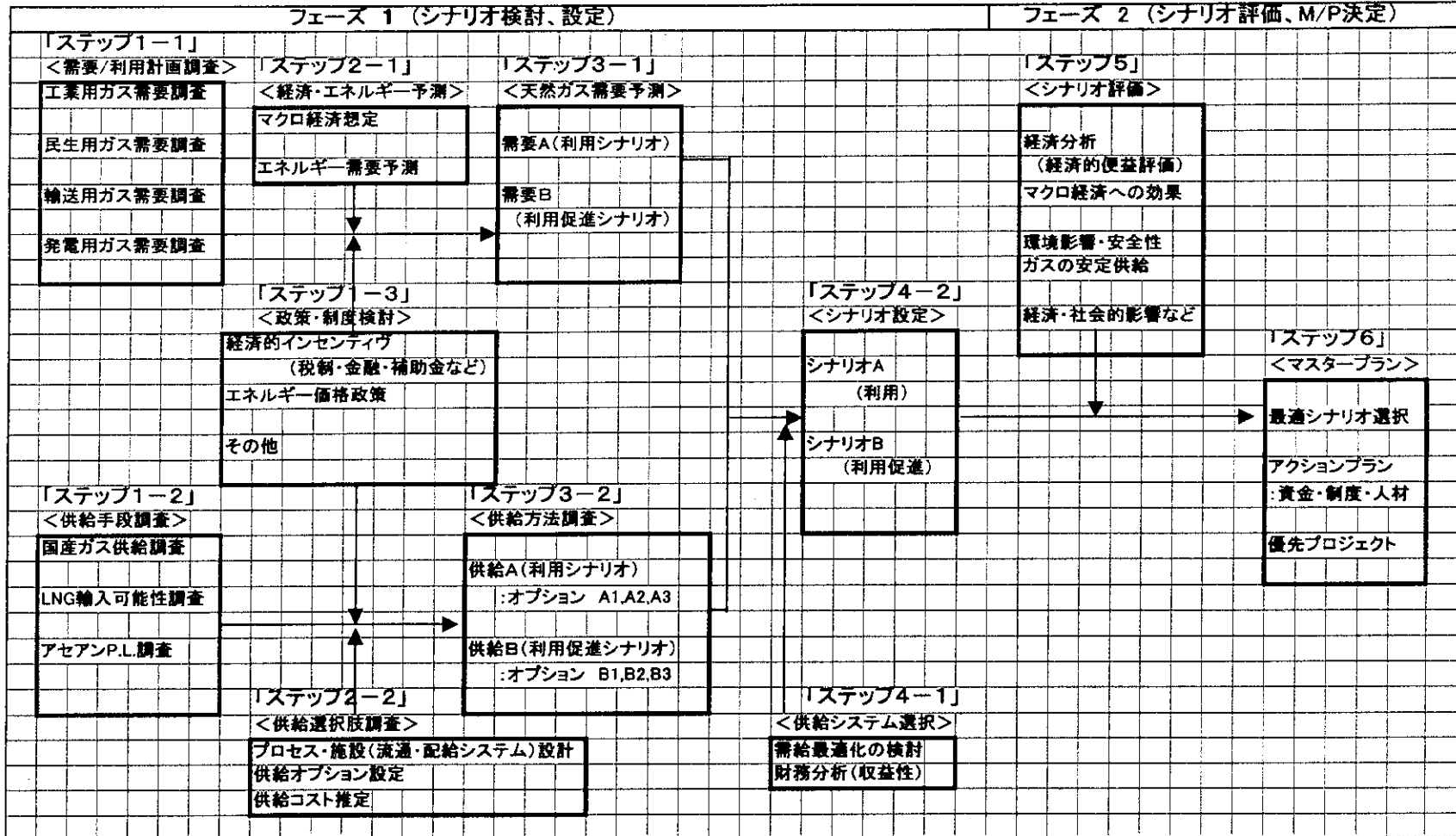
これらのうち、(i) はステップ5において選択される。

次に、(ii) については、必要な情報・データが、主にこれまでに述べてきた作業において用意される。まず、資金調達の方法は、ステップ5で述べた財務・経済評価において、ある意味では自動的に用意されるが、それについて、さらに具体的な計画・方針を策定する。また、制度・機構の整備についても、ステップ1-3で検討した諸々の政策手段をどのような機構が担当するか、あるいは、それらの実施のためにどのような制度を整備する必要があるか、などの問いに答えることによって、“アクション・プラン”が作成される。人材の育成についても、同じことがいえる。

(iii) については、ステップ1-2、2-2、3-2などにおいて、供給プロジェクトの技術的・財務的なフィージビリティの概略検討が行なわれているので、それらの結果から、いくつかの優良プロジェクトを選び出してリストを作成することができる。

以下では、主要な調査結果を紹介する。

図1 調査の主要項目とフロー



4 主要な調査結果

天然ガス需給の検討に当っては、その需要について、「High」と「Low」の2つのケース、その供給システムについて、「オプション1」と「同2」の2つのオプション、さらに、需給に関する政策についても、「ガス利用」と「ガス利用促進」の2つのシナリオを設定した。以下では、両ケース毎に、検討結果を説明する。

4-1 High ケース

(1) ガス需要について

- 1) ルソン島の調査対象地域におけるガス需要は、2006年の約363mmscfdから2025年には約1,533mmscfdに達すると推定される。2025年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全需要に対するその比率は最低でも約90%である。
- 2) C-MおよびD地域においては、発電用を含め、ガスの潜在需要は見られるが、それを前提にしてガス関連事業（パイプライン、LNG供給およびガス発電）の収益性を検討してみると、事業が成り立たないことがわかる。したがって、これら両地域では、2025年までの間にガス需要は実際には発生しないであろう。
- 3) われわれの推定による販売価格を前提すると、後の(3)-2)のa)からd)までの政策を実施しても（「ガス利用促進」シナリオ）、NGV用のガス需要は生じてこない。NGV（天然ガス自動車）用にガスが使われるようになるためには、同じく(3)-2)のe)に述べるような、政策・制度上のさらに手厚い支援が必要である。

(2) ガス供給について

- 1) われわれは、国産天然ガス（Camago/Malampayaガス田から供給される）の供給量は約500mmscfd（発電能力では約3,800MW）を上限とすること、そして、この量を超えるガス消費量はLNGの形で輸入されることを想定した。
- 2) それを前提にすると、ルソン島については、次のようなガス供給システムが最も望ましいと考えられる。すなわち、LNG基地をBatangas地域と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（マニラ湾を横断してNCRとBataan半島を結ぶ）を建設して、ガスを供給するというシステムである（オプション2）。

- 3) また、国産ガス供給量が約 650mmscfd まで増大する場合に、LNG 輸入の時期がどの程度遅れるかについて、推定を行なった。それによると、その時期は 500mmscfd の場合の 2009 年から、この場合には 2012 年へと遅れるであろう。

(3) 政策・制度について

- 1) 本報告で想定しているガス販売価格を前提にすると、NGV に見られるように、発電用以外の部門では、必ずしも十分なガス需要が見込まれないだけでなく、ガス関連事業の収益性も必ずしも高くはない。したがって、われわれは、ガス利用促進のためには、ガス事業に対して何らかの支援対策を講ずることが必要であると考え（「ガス利用促進」シナリオ）。
- 2) ガス利用促進のために、われわれが提案している主な政策・制度は次のようなものである。
- a) 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。
 - b) LNG 輸入関税廃止（2006 年から）。
 - c) ガス・パイプライン網設備部品の輸入税減税（2005 年から）。
 - d) 国際開発金融機関などからの低利融資の確保。
＜以上が「ガス利用促進」シナリオに含まれる。＞
 - e) NGV プロジェクトに対して、ガス価格の引下げ、ガス充填所の建設費補助。
 - f) ガス・コージェネレーション、ガス空調に対して認定投資額の 10% の税額控除。

(4) 優先プロジェクトについて

われわれは、ガス利用促進のために、ここ 10 年間に実施されるべき「アクション・プラン」＜1) プロジェクトの建設、2) 投資と資金調達、3) マンパワーの整備、さらに、4) 政策・制度の整備を含む＞とともに、近い将来、優先的に実施されるべき、次のようなプロジェクトを提案する。

- 1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設
- 2) Bataan 半島東岸(Limay/Mariveles 近辺)の LNG 基地の建設
- 3) NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設
- 4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設
- 5) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

4-2 Low ケース

(1) ガス需要について

- 1) ルソン島の調査対象地域におけるガス需要は、2006年の約363mmscfdから2025年には約1,316mmscfdに達すると推定される。2025年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全需要に対するその比率は最低でも約95%である。
- 2) C-MおよびD地域においては、Highケースと同様、発電用を含め、ガスの潜在需要は見られるが、それを前提にしてガス関連事業（パイプライン、LNG供給、およびガス発電）の収益性を検討してみると、事業が成り立たないことがわかる。したがって、これら両地域では2025年までの間にガス需要は実際には発生しないであろう。
- 3) われわれの推定による販売価格を前提すると、上の4-1における(3)-2)のa)からd)までの政策を実施しても（「ガス利用促進」シナリオ）、NGV用のガス需要は生じてこない。NGV用にガスが使われるようになるためには、同じく(3)-2)のe)に述べるような、政策・制度上のさらに手厚い支援が必要である。

(2) ガス供給について

- 1) われわれは、国産天然ガス（Camago/Malampayaガス田から供給される）の供給量は約500mmscfd（発電能力では約3,800MW）を上限とすること、そして、この量を超えるガス消費量はLNGの形で輸入されることを想定した。
- 2) それを前提にすると、ルソン島については、次のようなガス供給システムが最も望ましいと考えられる。すなわち、LNG基地をBatangas地域と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（マニラ湾を横断してNCRとBataan半島を結ぶ）を建設して、ガスを供給するというシステムである（オプション2）。
- 3) また、国産ガス供給量が約650mmscfdまで増大する場合に、LNG輸入の時期がどの程度遅れるかについて、推定を行なった。それによると、その時期は500mmscfdの場合の2013年から、この場合には2017年へと遅れるであろう。

(3) 政策・制度について

- 1) 本報告で想定しているガス販売価格を前提にすると、上の(2)の 2)で想定している供給システムを採用すれば、ガス関連事業は十分な収益性を有すると推定される。したがって、このケースでは、ガス利用促進のために、ガス事業に対して特別の支援策を講ずることは必要ではないと考える（「ガス利用」シナリオ）。
- 2) ただし、上の(1)の 3)で述べたように、NGVは例外である。

(4) 優先プロジェクトについて

われわれは、ガス利用促進のために、ここ 10 年間に実施されるべき「アクション・プラン」 [1]プロジェクトの建設、2]投資と資金調達、3]マンパワーの整備、さらに、4]政策・制度の整備を含む]とともに、近い将来、優先的に実施されるべき、次のようなプロジェクトを提案する。

- 1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設
- 2) Bataan 半島東岸(Limay/Mariveles 近辺)の LNG 基地の建設
- 3) NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設
- 4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

4-3 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」について、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。

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。

(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 (第 4 章)。

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 (第 5 章)、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 (第 6 章)。

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 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。

(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¹⁾ 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) 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挺にして、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、ということが出来る。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、

¹⁾ 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

²⁾ 国際協力事業団、「中部ルソン開発計画調査」、1995 年 9 月

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。

第1章 フィリピンにおけるエネルギー需給およびエネルギー政策の現状

1-1 エネルギー需給の現状

1999年の統計によると、フィリピンの1次エネルギー消費の56%は輸入エネルギー（特に全体の50%以上は石油）であり、国産の化石エネルギーは15%にすぎない。国産エネルギーの3分の2は再生可能エネルギーであり、それはバガス（砂糖きびのしぼりかす）、ココナッツ殻、籾殻、薪、炭などからなっている（表1-1-1）。

表 1-1-1 Primary Energy Consumption in the Philippines
(Thousand Barrels of Fuel Oil Equivalent, MBFOE)

Primary Energy	1999	Percent Share (%)
Indigenous Energy	106,168	43.51
Conventional	35,949	14.73
Oil	173	0.07
Coal	3,965	1.63
Hydro	13,504	5.53
Geothermal	18,280	7.49
Gas	27	0.01
Renewable Energy	70,220	28.78
Bagasse	10,400	4.26
Coconut Husk / Shell	9,558	3.92
Rice Husk	6,372	2.61
Wood / Wood waste	39,300	16.11
Charcoal	4,470	1.83
Others	120	0.05
Imported Energy	137,829	56.49
Oil	122,481	50.20
Coal	15,348	6.29
Total Energy	243,998	100.00
Oil	122,654	50.27
Non-oil	121,344	49.73
Coal	19,313	7.92

(出所) DOE

1次エネルギー消費の半分を占める石油の中では、ディーゼル燃料油（軽油）と重油が大きな割合を占めている（それぞれ全体の34%と32%）。両者は発電用に使われている他、前者は自動車用、船舶用などの輸送用や工業用、また、後者は船舶用、工業用などにも使われている（表1-1-2）。

地域別に見ると、石油製品の消費が最も大きいのはルソン島であり、全体の3分の2を占めている。中でも、メトロマニラは全体の42%で、ルソン島の他の地域、すなわち北ル

ソン（18%）と南ルソン（15%）の2倍以上である。これらの地域に比べると、VisayasとMindanaoの消費量はかなり小さい（図1-1-1）。

表 1-1-2 Selected Petroleum Products Domestic Consumption, 1999

(Thousand Barrels)

Products	Metro Manila	North Luzon	South Luzon	Visayas	Mindanao	Total
Premium Gasoline	4,891.306	2,473.534	2,130.298	1,965.323	1,609.816	13,070.278
Unleaded gasoline	2,791.039	476.697	745.616	547.982	281.333	4,842.667
Regular Gasoline	192.218	1,858.978	1,322.682	749.525	1,296.839	5,420.242
Diesel Oil	11,435.161	9,635.960	8,015.992	6,165.201	6,144.015	41,396.330
Fuel Oil	25,188.696	3,672.844	3,509.639	5,073.759	1,778.658	39,223.598
Kerosene	1,497.786	931.251	862.825	881.069	1,004.626	5,177.557
LPG	4,283.311	3,559.136	1,757.003	1,258.118	1,046.882	11,904.450
Avturbo	1,958.024	45.458	1.227	3.596	3.923	2,012.227
Total	52,237.541	22,653.858	18,345.282	16,644.573	13,166.095	123,047.349

(出所) DOE

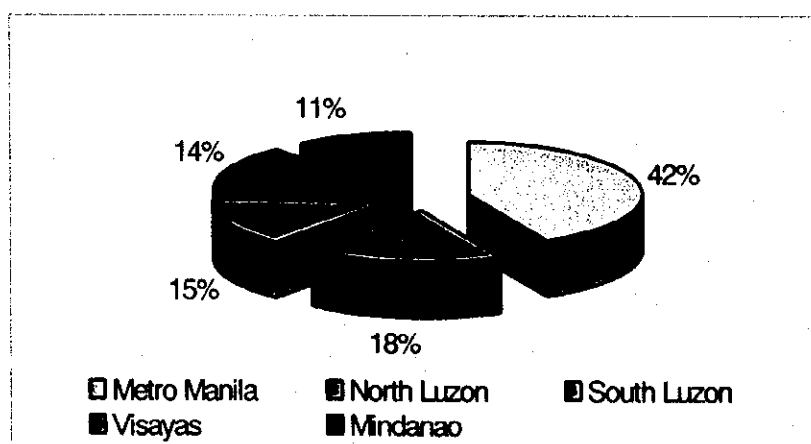


図 1-1-1 Oil Consumption by Area, 1999

1-2 エネルギー政策

上述のように、フィリピン国は1次エネルギー供給の60%近くを輸入エネルギーに依存しているところから、国産エネルギー源の開発を目下のエネルギー政策上の重要な課題としている。

そこで、近年、商業ベースの埋蔵量がパラワン島沖で確認された天然ガスは、この課題解決のための有望なエネルギー源であり、同国における大規模な天然ガス利用開始の契機になるであろうと期待されている。

同国エネルギー省(DOE)の最新の計画“フィリピンエネルギープラン2000-2009”(以下、“PEP2000”と略す)によると、天然ガスの1次エネルギー供給に占める割合は、1999年のわずか0.01%から2004年には5.97%、さらに2009年には5.72%に上昇すると予想されている(表1-2-1)。加えて、パラワン島周辺の油田を中心とする石油生産の拡大も予想されている。これら天然ガス、石油の生産拡大により、輸入エネルギーへの依存度は2004年には49.9%へ低下し、2009年には再び52.7%へと上昇するが、この割合は2000年のそれ(57.8%)を下回るであろうと予想されている。

表1-2-1 Projected Energy Mix

(In Million Barrels of Fuel-Oil-Equivalent, MMBFOE)

	2000		2004		2009	
	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share
INDIGENOUS ENERGY	108.17	42.20	156.46	49.36	175.61	39.51
OIL	0.00	0.00	16.92	5.34	9.71	2.18
GAS	0.02	0.01	18.93	5.97	25.41	5.72
COAL	3.20	1.25	3.57	1.13	3.82	0.86
HYDRO	12.85	5.01	14.40	4.54	19.55	4.40
GEO THERMAL	19.98	7.80	22.16	6.99	24.80	5.58
NEW AND RENEWABLE ENERGY	72.11	28.14	80.48	25.39	92.32	20.77
FUELWOOD	40.29	15.72	44.30	13.98	49.48	11.13
BAGASSE	10.68	4.17	11.81	3.73	13.33	3.00
CHARCOAL	4.56	1.78	4.91	1.55	5.33	1.20
AGRIWASTE	16.48	6.43	19.10	6.03	22.05	4.96
OTHERS	0.11	0.04	0.36	0.11	2.13	0.48
IMPORTED ENERGY	148.14	57.80	158.15	49.90	234.36	52.73
OIL	116.50	45.45	125.89	39.72	189.82	42.70
COAL	31.63	12.34	32.26	10.18	44.55	10.02
OTHERS*	0.00	0.00	2.34	0.74	34.53	7.77
TOTAL ENERGY	256.31	100.00	316.95	100.00	444.50	100.00
GROWTH RATE, %	4.56		5.45		7.00	
ENERGY SAVINGS**	4.12		11.50		15.71	
TOTAL ENERGY W/ENERCON	252.19		305.45		428.79	
POWER USE	74.72		97.57		152.83	
self-sufficiency %	42.20		49.36		39.51	

*Unidentified capacity additions for private sector participation **Estimated energy savings from energy efficiency progra

(出所) DOE

1-3 天然ガス政策

パワラン島沖に位置する Camago/Malampaya ガス田の天然ガス埋蔵量は約 3 兆立方フイートと推定されており、その量は 3,000MW 級の火力発電所を約 20 年間運転するのに必要な量に相当する。このうち 2,725MW 分については、すでに発電用に利用することが決まっており、パイプラインの建設は完了し、2002 年初からは商業的ガス供給の操業が開始されている。

2,725MW の内訳は次の通りである。いずれもコンバインドサイクルガスタービン発電所であり、南部ルソンの Batangas 州に建設される。

- .. イリハン (Ilijan) : 1,200MW
- .. サンタ・リタ (Sta. Rita) : 1,000MW
- .. サン・ロレンゾ (San Lorenzo) : 525MW

フィリピン政府は、残りの 300MW 分につき、マニラ周辺地域における他の発電所や工業部門などで利用することを検討する一方、国産天然ガスの探査を精力的に進めるとともに、長期的には天然ガス需要に応じて、輸入液化天然ガス (LNG)、トランスアセアンパイプラインの利用も考慮に入れて、天然ガス利用を全国的に促進することを政策方向として定めている。表 1-3-1 は DOE の “PEP 2000 “ による天然ガス需要見通しを示したものである。

表 1-3-1 Gas Demand and Supply Outlook

(BCF)

	2000	2004	2009
Gas Demand	0.13	105.15	141.18
Power	0.13	105.15	127.82
Non-Power	0.00	0.00	13.36
Gas Production	0.30	146.57	255.80

(出所) DOE

第2章 調査対象地域におけるエネルギー需要の現状

2-1 調査対象地域

本調査における天然ガス需要の調査対象地域は次の通りである（図2-1-1）。

- (1) ルソン島の「Batangas・マニラ・Bataan（Subic および Clark を含む）」地域（以下、「地域L」と呼ぶ）（図2-1-2）

この地域は、次の3つのサブ地域からなる。

- イ) 「マニラ」（以下、「地域L-1」と呼ぶ）

これは、「メトロマニラ」、あるいは「ナショナルキャピタルリージョン(NCR)」と呼ばれる地域を指す。

- ロ) 「Batangas」（以下、「地域L-2」と呼ぶ）

これは、ルソン島南部にある次の4つの州を含む地域を指す。

- Batangas
- Laguna
- Cavite
- Rizal

- ハ) 「Bataan（Subic および Clark を含む）」（以下、「地域L-3」と呼ぶ）

これは、地域L-1の北側にある次の3つの州に、旧米軍基地のあったSubic（海軍基地）およびClark（空軍基地）を加えた地域を指す。

- Bulacan
- Pampanga
- Bataan

- (2) Cebu島の「Cebu-Mactan」（メトロCebu）（以下、「地域C-M」と呼ぶ）（図2-1-3）

これは、次の3市7町からなる地域である。

- Cebu市
- Mandaue市
- Lapu-lapu市（Mactan島）
- Compostera町
- Consolacion町
- Cordova町
- Liloan町
- Talisay町

- Minglanilla 町
- Naga 町

(3) ミンダナオ島の「Davao」(以下、「地域 D」と呼ぶ) (図 2-1-4)

これは、次の 1 市 4 州からなる地域であり、Davao Integrated Development Program (DIDP) Area と同じである。

- Davao 市
- 南 Davao 州
- 北 Davao 州
- 東 Davao 州
- Compostela Valley 州

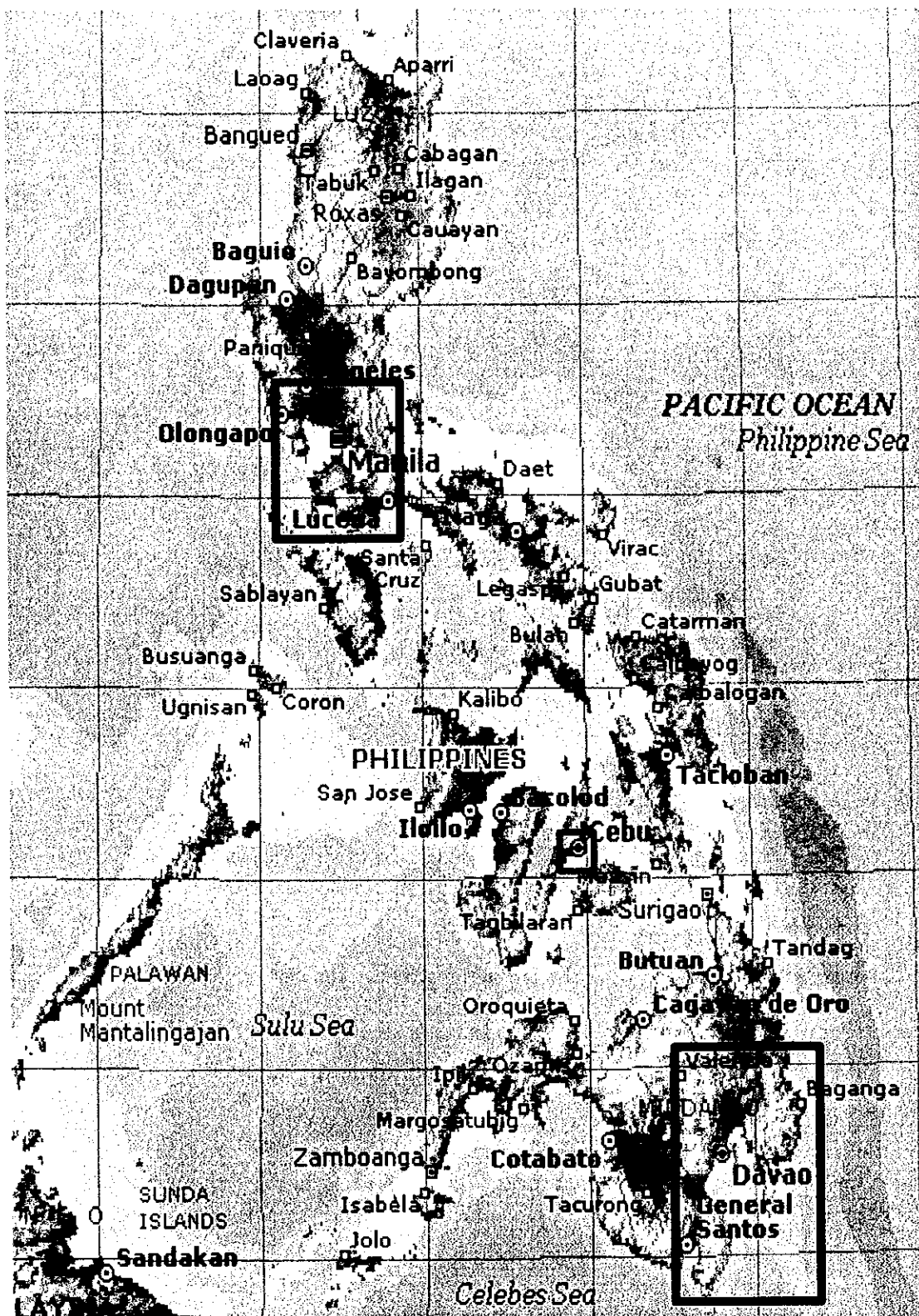


図 2-1-1 天然ガス産業開発計画調査対象地域

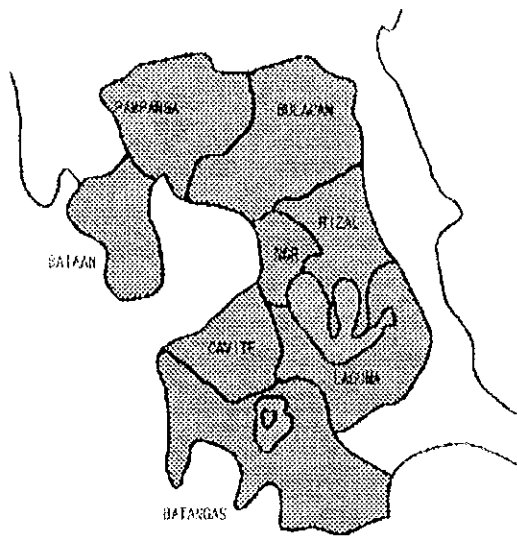


図 2-1-2 ルソン調査対象地域

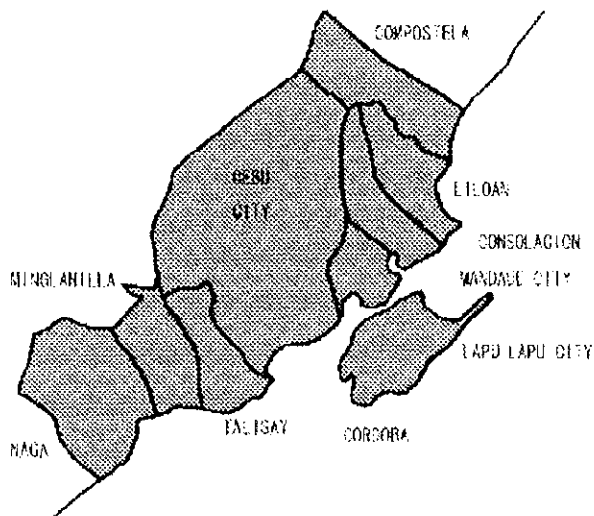


図 2-1-3 Cebu 調査対象地域

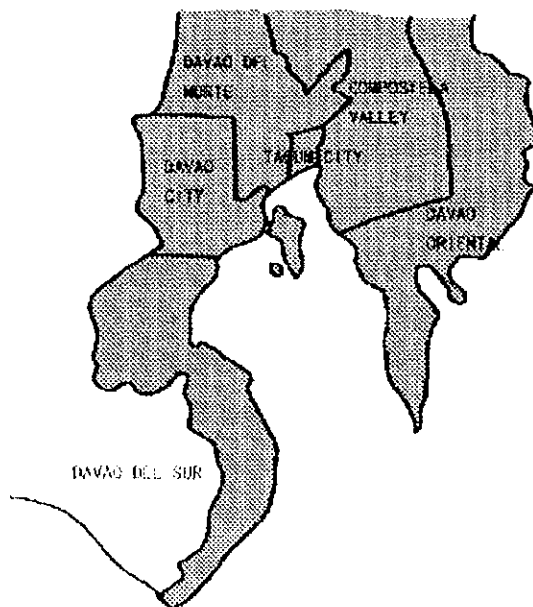


図 2-1-4 Mindanao 調査対象地域

2-2 調査対象地域におけるエネルギー需要の現状の推定

2-2-1 フィリピン全国エネルギー需要の推定

(1) データ収集

本調査対象地域における将来のエネルギー需要を予測するためには、これら地域のエネルギー需要実績を過去のトレンドを含めて把握分析し、それを基にモデルを構築することが必要となる。

データ源は、フィリピン統計当局発行の統計年報、およびカウンターパートであるフィリピン DOE の 2 箇所からのものが主要なものである。補足データとしては、フィリピンにおける各電力会社、石油会社などの販売実績、および需給バランス上のバックアップデータとして、APERC のデータベース、IEA データベースが利用できた。

本調査地域のエネルギー消費に関する直接データに関して、フィリピン DOE などから断片的なものが入手できたが、需給全体を通しての整合性が取れた時系列実績など、需要予測に必要な主要ベースデータとしては、やや不十分であり、結局上記の全国データを基に、いくつかのマクロ経済的係数を設定し、各地方 (Region) 単位を経て調査対象地域 (主にプロビンス単位) に至るまで、データを展開し配分することとした。

(2) データ源

マクロデータは、NSO 発行の「Philippine Yearbook 2000」と、2001年に NSCB から発行された GRDP「1998-2000」を用いた。また、エネルギー消費データは、DOE の産業部門エネルギー消費実績 (1988~1999年) と、DOE/EIAB によるフィリピン全体のセクター別・販売先別エネルギー販売実績 (1996~1999年) を主とし、不足分および消費先別仕分けで不明確な分は、全体需給バランスを見ながら、APERC データベースおよび IEA データベースで補った。なお、エネルギーデータの一部については、2000年分最新実績が整備されているが、エネルギー需給全体の整合性チェックに必要なデータが未整備なため、実績としては 1999年までを使用した。

(3) データ処理

オリジナル収集データは、それぞれフォーマットおよび使用単位が異なっていたため、フロー (図 2-2-1) に従い、まず ktoe (石油等価カロリー換算: 10,000kcal/kg) に統一した。その上で、特に部門別の石油製品消費について、各々のデータソースのデータ定義をエネルギーフローに沿って比較し、基本を全石油製品販売量が集約された EIAB のデータに置き、欠落分を需給バランスの取れている IEA データベースおよび APERC データベー

スと照合させることによって、部門別石油製品最終消費の再定義を行なった。

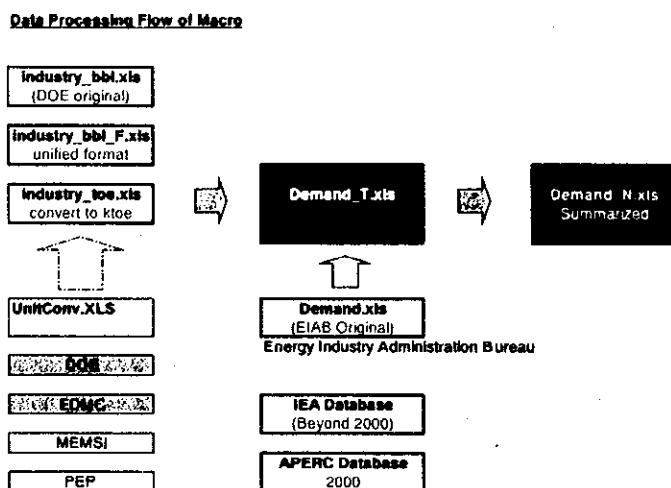


図 2-2-1 データ源から最終エネルギー消費テーブルまでのデータ処理の流れ

その中で、部門別ディーゼル油の消費については、元データの単純な差し引きだけでは矛盾が残り、自家用ディーゼル発電効率および農業部門消費量に対し一部推定見直しを加え、ほぼ妥当と思われる部門別ディーゼル油消費実績を得ている。

以上により得られたエネルギー最終消費データは、カウンターパートである DOE から入手したデータに基づいたものとなり、本調査ではこのオリジナルデータを使用していくことが出来た。図 2-2-2 にこのデータによる石油製品の最終エネルギー消費実績の推移を示し、図 2-2-3 に部門別の石油製品最終消費実績の推移を、図 2-2-4 に部門別電力最終消費実績の推移をそれぞれ示す。

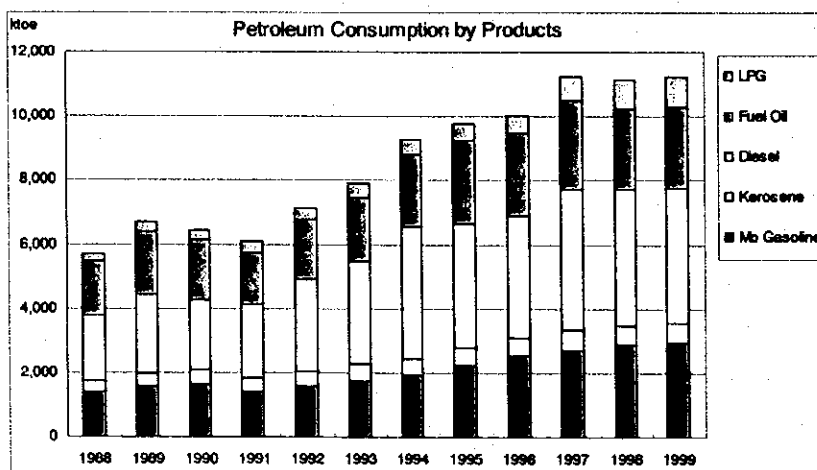


図 2-2-2 石油製品最終消費実績

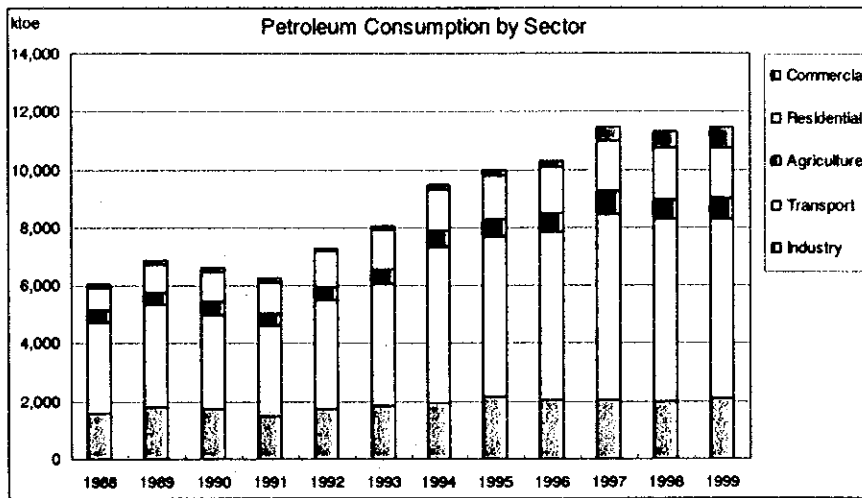


図 2-2-3 部門別石油製品最終消費実績

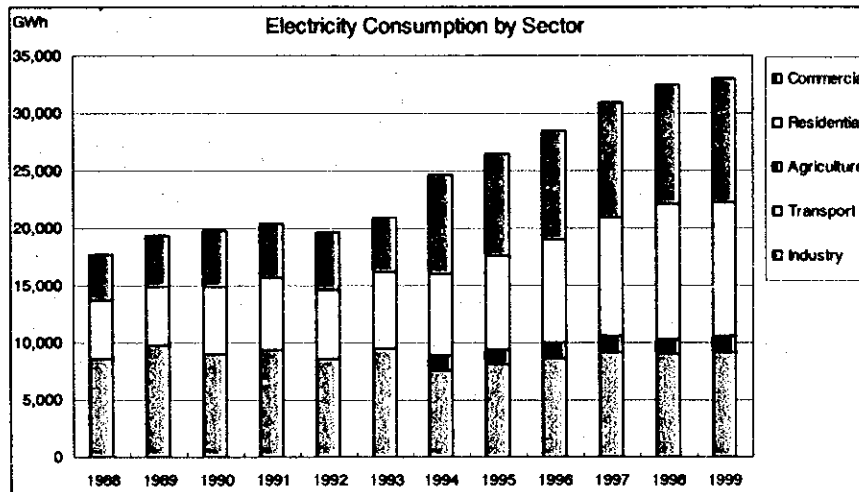


図 2-2-4 部門別電力最終消費実績

以上、この段階で得られたファイル「Demand_N.xls」が、フィリピン全土のエネルギー需要実績のベースデータであり、本調査対象地域のエネルギー需要実績把握の出発点になるものである。

ここで求められた部門別エネルギー源別エネルギー需要実績推移を用い、将来のエネルギー需要の想定が需要予測モデルで実行され、それに基づいて天然ガス潜在需要の将来値が推定されていくことになる。

2-2-2 調査対象地域におけるエネルギー需要（エネルギー源別）の概要

(1) 対象地域のエネルギー需要推定に必要なデータの入手状況

本調査対象地域のエネルギー消費の実態について、その全容を直接的に示すような統計データは、現状では整備されていない。しかし、調査対象地域のエネルギー消費実態の全容把握は、その消費態様から、天然ガスに転換しうる用途と量を推定していくために不可欠である。そこで、今回は2-2-1で把握されたフィリピン全国データから、各調査地域の部門別エネルギー源別エネルギー需要を推定することとした。

全国のエネルギー消費から地域別のエネルギー消費への推定は、一般的には、各地域ごとのGRDP総額推移、または一人当たりのGRDP推移、人口推移などを基本に行ない、産業構造の相違については、地域別の産業別付加価値生産額の割合、一人当たりの所得、自動車の保有状況、建築面積、世帯数、人口密度、産業別労働人口などを加味して細分化の工程を進めていくことになる。しかし、今回この推算に使用しうる状態で最終的に入手できたデータは、GRDP、一人当たりのGRDPなどが各地方（リージョン）単位まで、その他はフィリピン全体のデータまでであり、一部分、地域データ（人口推移）があっても、相互に対応する他データが不十分であるなど、地域格差・地域別産業構造格差などを織り込むのに必要なデータは充分だったとはいえない。

表 2-2-1 フィリピンの統計上の地方（リージョン）区分

Mark	Region Name	
NCR	Metro Manila	調査範囲
CAR	Cordillera Administrative	
1	Ilocos Region	
2	Cagayan Valley	
3	Central Luzon	一部が調査範囲
4	Southern Tagalog	一部が調査範囲
5	Bicol Region	
6	Western Visayas	
7	Central Visayas	一部が調査範囲
8	Eastern Visayas	
9	Western Mindanao	
10	Northern Mindanao	
11	Southern Mindanao	一部が調査範囲
12	Central Mindanao	
ARMM	Autonomous Region in Muslim Mindanao	
13	Caraga	

(出所) NSO Year Book 2000

次に、フィリピン全国は、行政区分としてARMM（モスレム地域）を加えて16地方に、一般統計上分けられている。表2-2-1においてハイライトされた地方に、本調査範囲が含まれている。また、本調査では調査範囲の定義から、フィリピンの15地方行政区分をさらに

細分化したプロビンス単位のデータが必要となるが、このレベルに細分化するに必要なデータは、人口比以外適当なものが整備されていない。これら必要なデータを実際に把握するためには、国勢調査並みの膨大な統計調査が必要になるものと思われる。

表 2-2-2 調査範囲とフィリピンの行政区分の関連

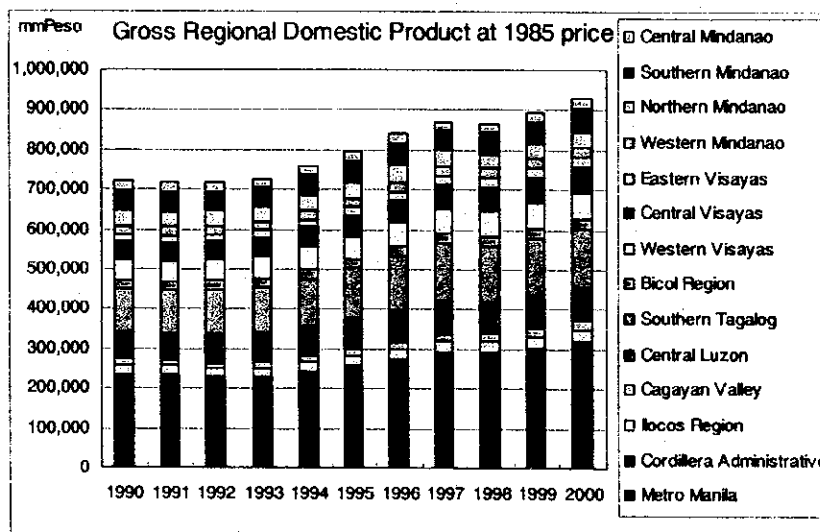
Study Region		Study Area	Study Area Name
Region		Province	
NCR	Metro Manila		L-1
CAR	Cordillera Administrative		
1	Ilocos Region		
2	Cagayan Valley		
3	Central Luzon	Zambales	
		Tarlac	
		Nueva Ecija	
		Pampanga	L-3
		Bataan	
Bulacan			
4	Southern Tagalog	Aurora	L-2
		Rizal	
		Cavite	
		Laguna	
		Batangas	
		Quezon	
		Mindro Occidental	
		Mindro Oriental	
		Marinduque	
		Romblon	
		Palawan	
		5	Bicol Region
6	Western Visayas		
7	Central Visayas	Negros Oriental	C-M
		Cebu	
		Bohol	
		Siquijor	
8	Eastern Visayas		
9	Western Mindanao		
10	Northern Mindanao		
11	Southern Mindanao	Surigao del Sur	D (Conpoesta Valley)
		Davao Oriental	
		Davao	
		Davao del Norte	
		Davao del Sur	
South Cotabato			
12	Central Mindanao		
ARMM	Autonomous Region in Muslim Mindanao		
13	Caraga		

(出所) NSO Year Book 2000、C-M 地域にはさらに市町村単位での詳細定義あり

一方、現地コンサルティング企業（MEMSI）¹⁾ によるサンプル調査が行なわれたが、サンプル数が限られているため、有効な調査内容も含まれているものの、対象地域におけるエネルギー消費を把握するには限界があり、その調査結果を上述したような推定にそのまま直接織り込むことは難しい。したがって、本調査地域のエネルギー消費実績の全容は、GRDP、一人当たりの GRDP、人口などの過去の推移から、地域格差を極力織り込んで、配分推定を行なうこととした。

(2) 地方（リージョン）別の部門別エネルギー需要の推定手法

2-2-1 で得られたフィリピン全国のエネルギー需要実績（ファイル名「Demand_N.xls」）を起点に、マクロ経済指標を用いて、各地方（リージョン）に展開していく。マクロ指標では、GRDP、一人当たり GRDP、地域別産業部門 GVA およびフィリピン全国の産業別 GVA を用い、地域配分および部門別配分に地域別および部門別の格差を与え推定することとした。



(出所) NSO Year Book 2000

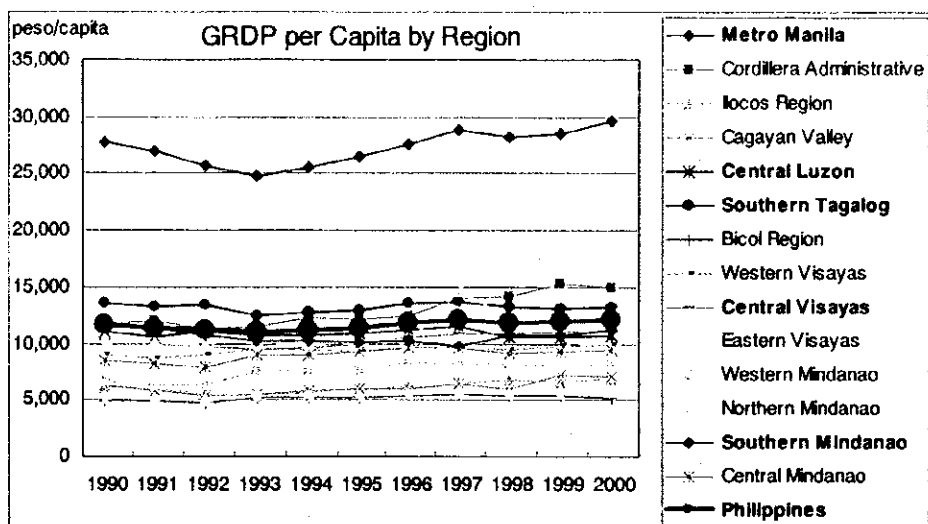
図 2-2-5 地域別 GDP (GRDP) 推移

図 2-2-5 に GRDP の地域別構成とその推移を示す。これを見ると、マニラ首都圏が全体の 30% 強を占め、ついで南タガログ、中部ルソン、西ビサヤス、中部ビサヤス、南ミンダナオの順に続く。本調査の範囲は、この中の西ビサヤスを除いた 5 地方に含まれている。GRDP は各地方の国内生産額を示すことから、フィリピンの全国データから各地方別データを推定するためには、各地方の GRDP 比で分配することがまず基本になると考えられる。

次に一人当たり GRDP の推移を図 2-2-6 に示す。ここでは一人当たりの GRDP に地域格

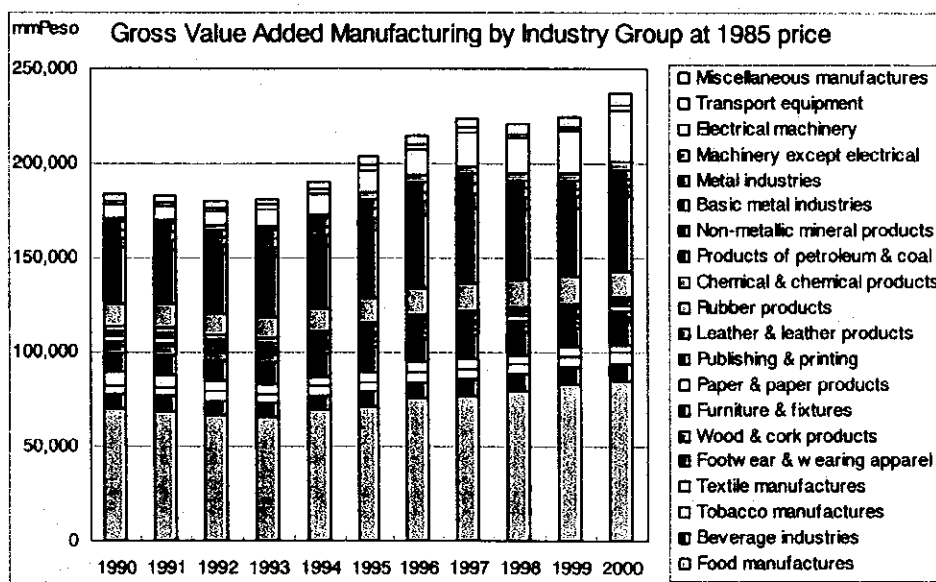
¹⁾ 本調査では、MEMSI (MADECOR Environmental Management Systems, Inc.) に対してアンケート調査を委託した。

差があることが見受けられる。フィリピン全体のエネルギー消費量から各地方のエネルギー消費を推定するにあたって、部門によっては、この人口当たりの経済活動地域格差を織り込むことが必要となってくる。



(出所) NSO Year Book 2000

図 2-2-6 地域別の一人当たり GRDP の推移

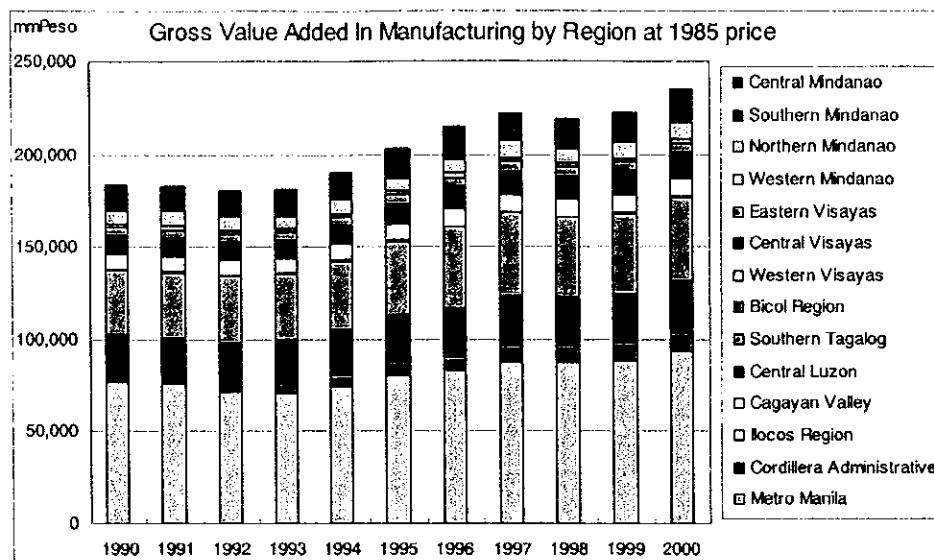


(出所) NSO Year Book 2000

図 2-2-7 フィリピン全国の製造部門別付加価値生産額推移

図 2-2-7 にフィリピン全国の製造部門別付加価値生産額の推移を示す。産業部門のエネルギー消費に関しては、この全国推移を GRDP 比で製造部門別に地域配分し、2-2-1 で求められている各産業別エネルギー消費量を各地方に割り振ることとした。将来、地域別産業

構造の相違を表す統計データが整備できた場合は、さらにこの面での地域格差をつけることは可能である。



(出所) NSO Year Book 2000

図 2-2-8 地方別製造部門付加価値生産額合計の推移

図 2-2-8 に地方別製造部門付加価値生産額合計の推移を示す。

表 2-2-3 各地方別配分比の例 (1999 年実績)

地方名	付加価値生産額比	GRDP 比	強調化 GRDP 比
Metro Manila	0.389	0.3035	0.5424
Cordillera Administrative	0.033	0.0243	0.0234
Ilocos Region	0.007	0.0311	0.0130
Cagayan Valley	0.003	0.0232	0.0106
Central Luzon	0.119	0.0913	0.0620
Southern Tagalog	0.199	0.1545	0.1290
Bicol Region	0.002	0.0281	0.0094
Western Visayas	0.046	0.0712	0.0441
Central Visayas	0.057	0.0685	0.0474
Eastern Visayas	0.021	0.0241	0.0088
Western Mindanao	0.010	0.0279	0.0141
Northern Mindanao	0.041	0.0431	0.0378
Southern Mindanao	0.034	0.0555	0.0340
Central Mindanao	0.032	0.0272	0.0162

(出所) NSO Year Book 2000 から JICA 作成

2-2-1 で得られたエネルギー需要の内、住宅・業務部門データの各地域配分は、強調化 GRDP 比 (GRDP 比に地域別経済格差を示す指標のひとつである一人当たりの GRDP の地方別データを加重配分し得られた係数) で推算を行なった。また輸送部門、農業部門は単

純に GRDP の比で配分した。(表 2-2-3)

以上の各地方への部門別エネルギー消費の推算過程を図 2-2-9 に表した。

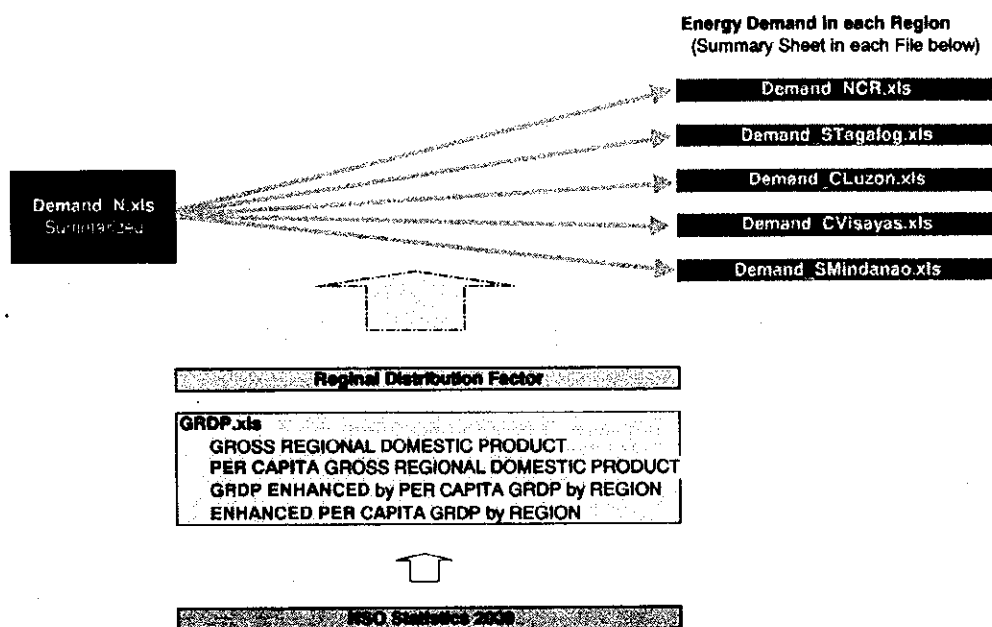


図 2-2-9 各地方別エネルギー消費への推定計算フロー

2-2-3 調査対象地域における部門別エネルギー需要の推定方法

本調査の対象地域は、表 2-2-2 に示したように、地方(リージョン)内にあるいくつかの州(プロビンス)から成っているため、エネルギー需要データは最小限、プロビンス単位に細分化する必要がある。もとより、このような直接統計データはないので、一般統計データ指標を使って推算する必要がある。

一般に、経済活動に関する統計データをプロビンスのレベルに分解することは難しい。すなわち、労働場所と居住場所の相違による人口の流入転出、生産額などの計上場所が、実際の業務活動場所と異なること、などの理由による。このことは、地方(リージョン)間でも発生しているものと思われる。

しかし、調査対象地域のエネルギー需要量の全てを同一精度で直接収集することはきわめて難しい。収集可能な断片データは、重要ではあるが、それに統計処理を加えて全体を論ずるには無理があるので、需給全体の整合性が取れている国レベルのマクロデータから

の推算結果に対して、参照・確認データとして補完的に用いた。全体と整合性が取れているデータとしては、人口（居住者）、車両登録台数、建築物の床面積などが挙げられる。

対象地域におけるエネルギー需要の推定は、具体的には、次のように 2 つの段階を経て行われる。第 1 に、2-2-2 で推定された各地方(リージョン)別エネルギー需要を、それぞれの対象地域毎に細分化する必要がある。そのために、マクロ的なデータとして人口比とプロビンス別の経済力格差をパラメータとして配慮した係数（「開発比」＝“Development Ratio”）を想定する。

表 2-2-4 Southern Tagalog（南タガログ）の配分係数の例

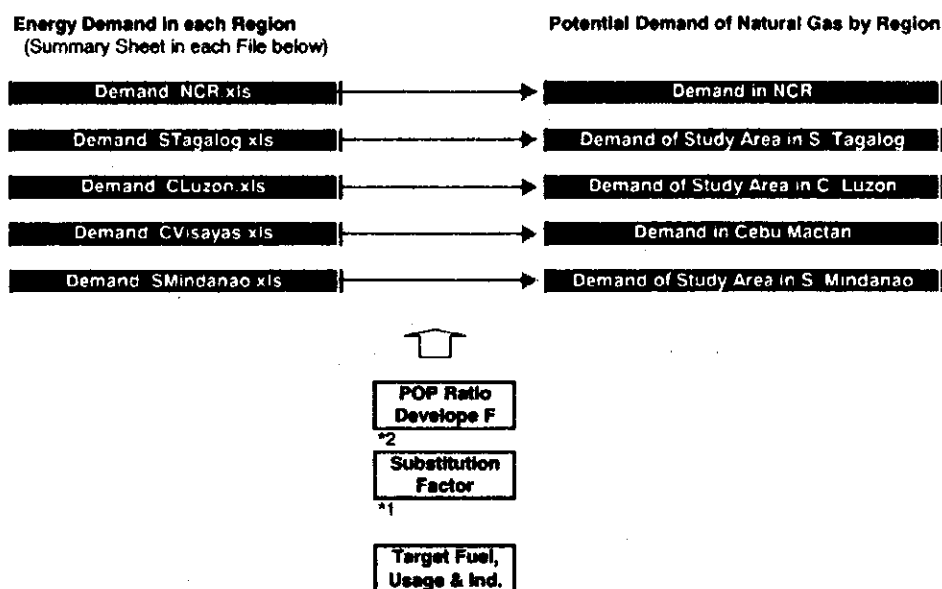
Region and province	Population			
	2000 p (May 1; in '000)	1995 (Sep 1)	1990 (May 1)	1980 (May 1)
4 Southern Tagalog	11,321	9,765,345	8,112,575	6,010,740
Aurora	173	159,621	139,573	107,145
Batangas	1,885	1,658,567	1,476,783	1,174,201
Cavite	1,907	1,610,324	1,152,534	771,320
Laguna	1,747	1,631,082	1,370,232	973,104
Marinduque	217	199,910	185,524	173,715
Occidental Mindoro	378	339,605	282,593	222,431
Oriental Mindoro	669	608,616	550,049	446,938
Palawan	737	640,486	528,287	371,782
Quezon	1,460	1,359,991	1,221,931	1,021,397
Rizal	1,689	1,312,489	977,448	555,533
Rombion	263	244,654	227,621	193,174
Lucena City	196	177,751	150,624	107,880
Study Area Ratio	0.6384595	0.6361743	0.6134916	0.5779917
Development Ratio	1.2	1.2	1.2	1.2
Assumed GRDP Ratio	0.7661514	0.7634092	0.73619	0.6935901

Ratio of POP	
Batangas	0.2608
Cavite	0.2638
Laguna	0.2417
Rizal	0.2337
Sensitivity	
Batangas	1
Cavite	1
Laguna	1
Rizal	1
Distribution Factor	
Batangas	0.2608
Cavite	0.2638
Laguna	0.2417
Rizal	0.2337
	1.0000
Assumed GRDP Ratio	
Batangas	0.2608
Cavite	0.2638
Laguna	0.2417
Rizal	0.2337

表 2-2-4 に南タガログ地方の細分化のための想定「配分係数」の例を示す。ここでは、まず、人口比を、経済力格差を意味する上記係数（ここでは、同係数は暫定的に 1.2 と想定してある）で修正した「推定 GRDP 比」を用いて、地方全体のデータから対象地域全体のデータを推定する。

第 2 に、このようにして推定された各対象地域のエネルギー需要を各プロビンスのエネルギー需要に細分化する必要がある。そのために、経済活動格差を示す係数（「感度係数」＝“Sensitivity”）を想定し、それにより人口比を修正して「配分係数」（“Distribution Factor”）を求め、それらを用いることにより、各対象地域全体のエネルギー需要を各プロビンスへ細分化する（なお、ここでは、「感度係数」は暫定的に全て 1 としてある）。

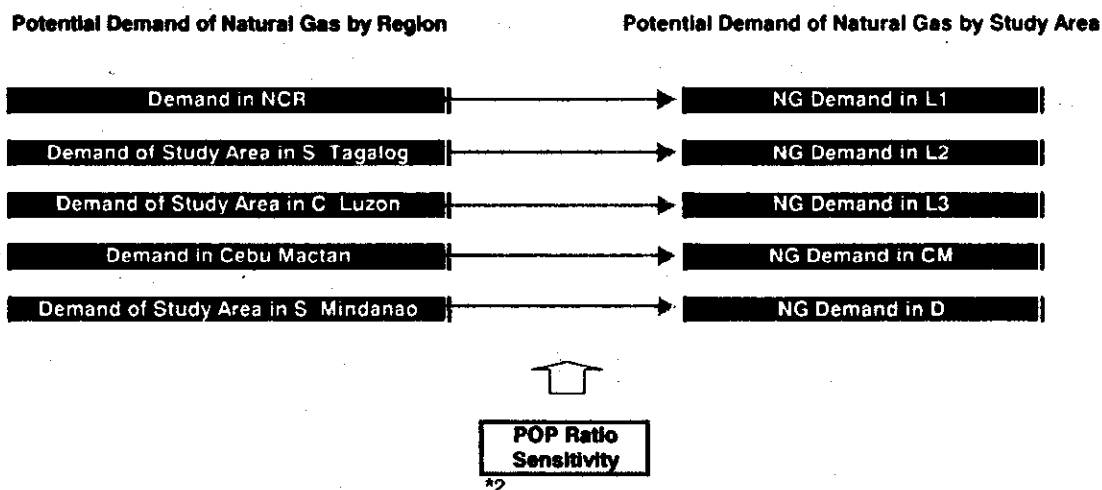
このような地方から調査地域までのデータ処理フローを図 2-2-10 および図 2-2-11 に示す。



注 * 1 は天然ガスへの部門別転換対象燃料を示す (4.5.2 参照)

* 2 は地方 (リージョン) 全体に対する調査範囲の経済レベル格差の織り込みを示す

図 2-2-10 地方 (リージョン) から調査範囲への推定計算フロー



注 * 1 は天然ガスへの部門別転換対象燃料を示す (4.5.2 参照)

* 2 は地方 (リージョン) 全体に対する調査範囲の経済レベル格差の織り込みを示す

図 2-2-11 調査範囲のプロビンス単位への推定計算フロー

次頁(1)以降に、各調査範囲 (L-1、L-2、L-3、C-M、D 地域) の石炭・バイオマスを除く、部門別燃料別エネルギー消費の推移 (除ジェット他ガス転換非対象燃料) の推定結果を示す。

(1) 調査範囲の石油製品最終消費の推定結果

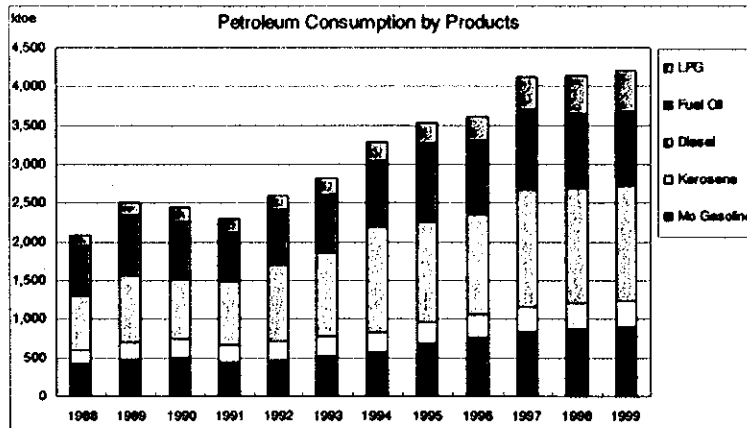


図 2-2-12 NCR 地域の石油製品別最終消費

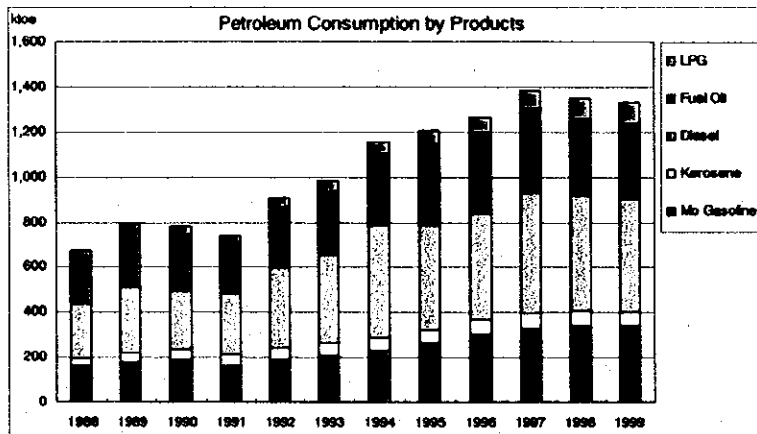


図 2-2-13 南 Tagalog L-2 地域の石油製品別最終消費

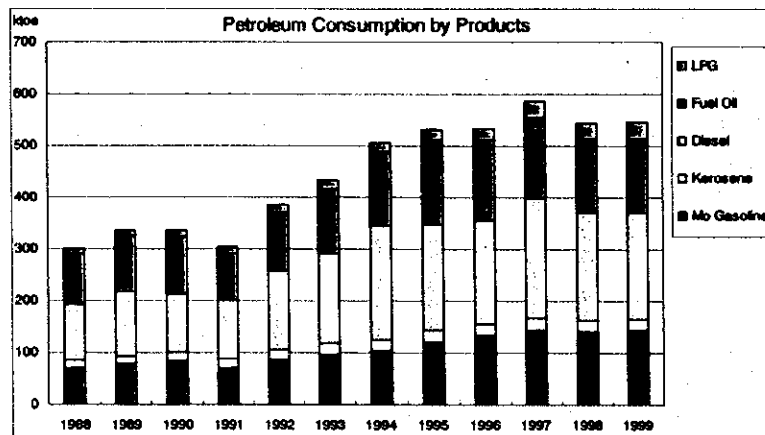


図 2-2-14 中部ルソン L-3 地域の石油製品別最終消費

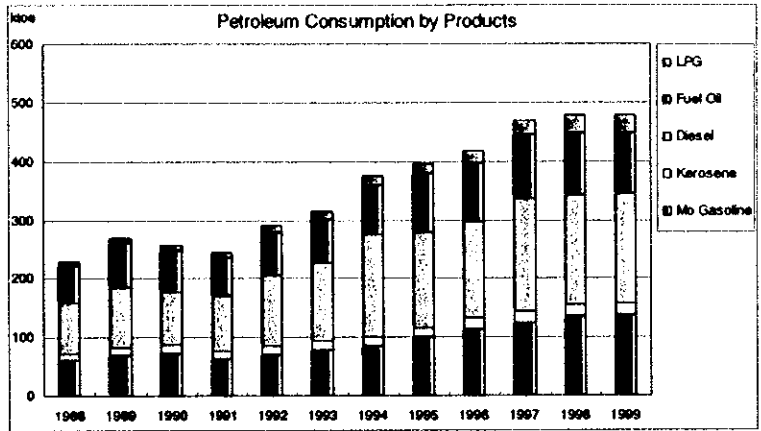


図 2-2-15 中部 Visayas C-M 地域の石油製品別最終消費

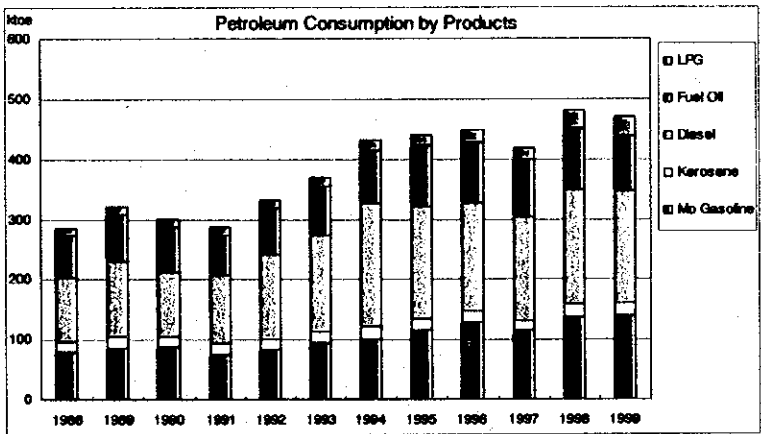


図 2-2-16 南 Mindanao D 地域の石油製品別最終消費

(2) 調査範囲における最終電力消費の推定結果

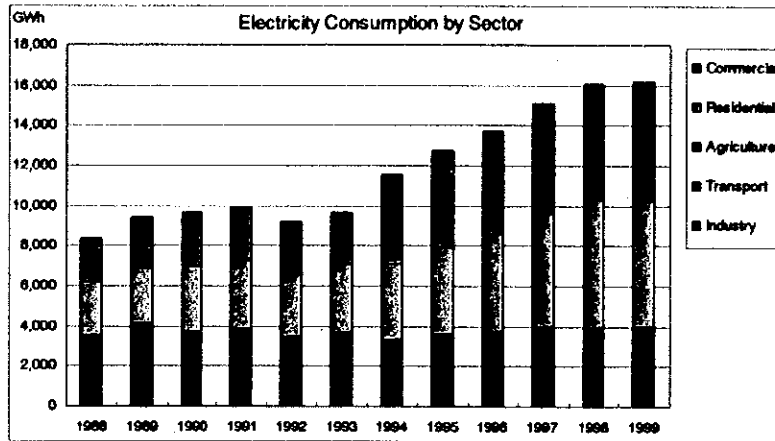


図 2-2-17 NCR 地域の部門別電力最終消費

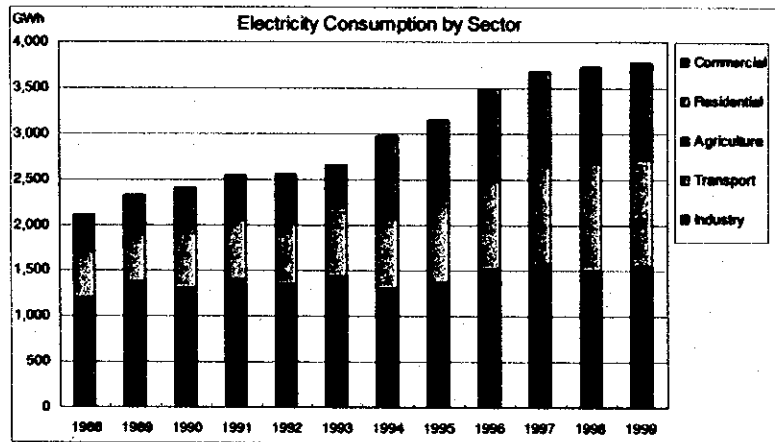


図 2-2-18 南 Tagalog L-2 地域の部門別電力最終消費

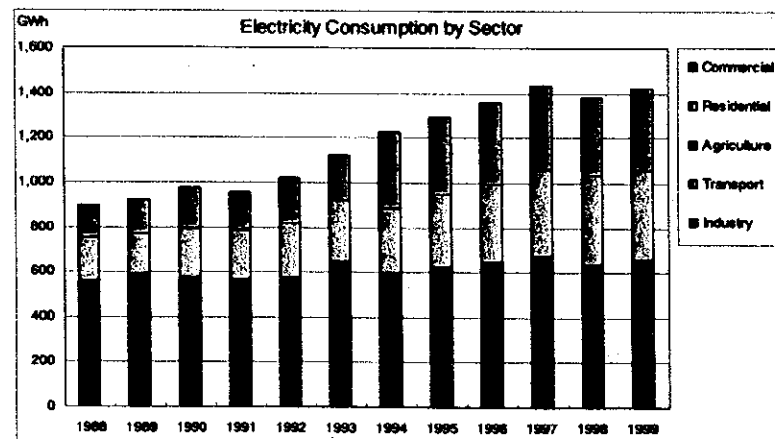


図 2-2-19 中部ルソン L-3 地域の部門別電力最終消費

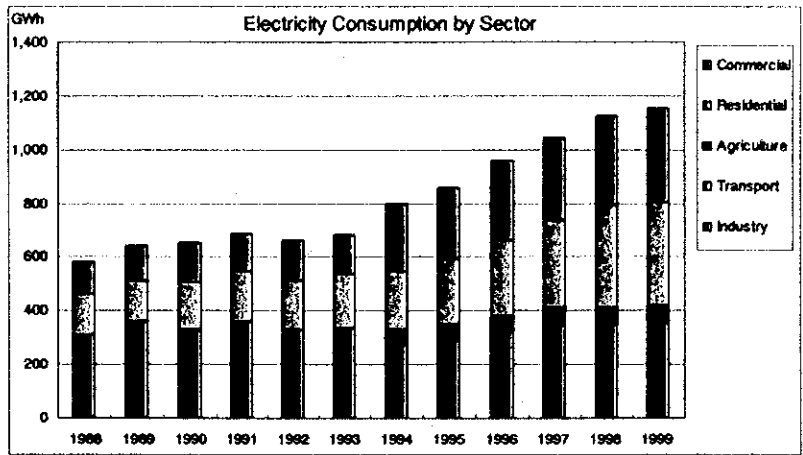


図 2-2-20 中部 Visayas C-M 地域の部門別電力最終消費

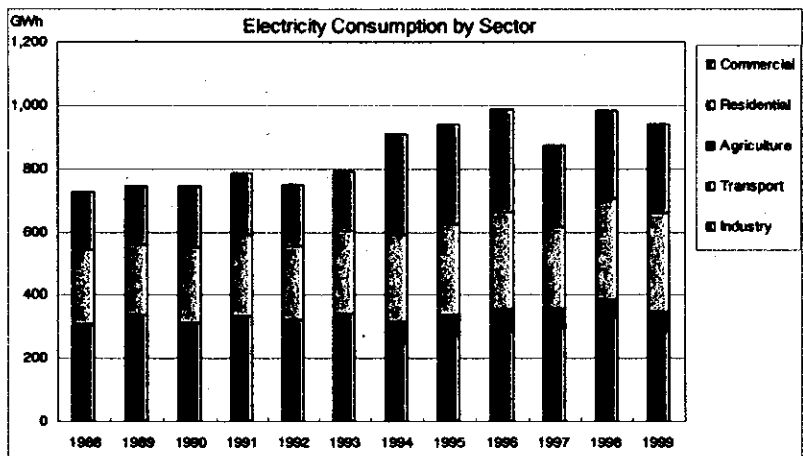


図 2-2-21 南 Mindanao D 地域の部門別電力最終消費

