

独立行政法人  
国際協力機構

フィリピン国  
エネルギー省

フィリピン国

電力構造改革のためのエネルギー省  
キャパシティブルディング開発調査

ファイナルレポート  
(本文)

2004年2月

中部電力株式会社  
株式会社三菱総合研究所

鉦調資
JR
04-017

## 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、同国の電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、2002年11月から2004年1月までの間、5回にわたり中部電力株式会社の水野明久氏を団長とし、同社と株式会社三菱総合研究所から構成される調査団及び株式会社野村総合研究所、財団法人電力中央研究所の技術審査団員を現地に派遣しました。

調査団は、フィリピン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、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の電力セクター改革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、調査に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。

2004年2月

独立行政法人国際協力機構  
理事 伊沢 正

独立行政法人国際協力機構

理事 伊沢 正 殿

## 伝 達 状

「フィリピン国電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査」報告書をここに提出致します。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および株式会社三菱総合研究所が、平成14年11月から平成16年1月まで実施してまいりました。

本調査は、フィリピン国エネルギー省（DOE）の電力開発計画（PDP）策定に対する能力・組織力向上を目的とするものです。調査団の支援のもと、DOEカウンターパートは、少人数ながらも積極的に取り組み、同国における電力需要予測を行い、中・長期的なPDPを策定することができました。

DOEカウンターパートとの共同作業の中で移転された各種技術は、本調査後もDOEが自らPDPを更新していくために必要な基礎となるものと信じております。

また、電力分野への民間投資促進を図るため、DOEホームページ内にDOEと民間投資家とがコミュニケーションできる投資促進室情報流通システム（WEB）を構築し、2003年10月に運用を開始いたしました。今後DOEが本システムを有効に活用していくことを期待しております。

本報告書には、PDP策定と電力投資促進に関わる技術面、組織・制度面の方策など、広範な分野にわたる課題と提言をまとめております。これらの提言が、同国電力セクターの健全な発展に寄与すると共に同国の経済基盤の強化に役立つことを願っております。

この機会をお借りしまして、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に対して心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行に際して、ご協力、ご支援を頂きましたフィリピン国エネルギー省、在フィリピン日本大使館、JICA フィリピン事務所、その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

平成16年2月

フィリピン国  
電力構造改革のためのエネルギー省  
キャパシティビルディング開発調査団  
団長 水野 明久

## 略語表

ADB	Asian Development Bank
BAPEDAL	Badan Pengendalian Dampak Lingkungan*、環境管理庁、インドネシア語
BOI	Board of Investment
DDP	Distribution Development Plan
DU	Distribution Utility
DOE	Department of Energy
DENR	Department of Environment and Natural Resources
EC	Electric Cooperative
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EMSA	Electricity Market Supervisory Agency
EPIRA	Electric Power Industry Restructuring Act
ERC	Energy Regulatory Commission
EVN	Electricity of Viet Nam
GDP	Gross Domestic Product
GRDP	Gross Regional Domestic Product
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	International Energy Agency
IOU	Investor-Owned distribution Utilities
IRR	Implementing Rules and Regulations
JICA	Japan International Cooperation Agency
LOLP	Loss of Load Probability
MEDP	Missionary Electrification Development Program
MEP	Missionary Electrification Plan
MEA	Metropolitan Electricity Authority
NEA	National Electrification Administration
NECDDP	National Electric Cooperatives Distribution Development Plan
NEDA	National Economic Development Authority
NEDA ICC	Investment Coordinating Committee
NEPO	National Energy Policy Office
NPC	National Power Corporation
PEA	Provincial Electricity Authority
PLN	Perusahaan Umum Listrik Negara * インドネシア語
PDP	Power Development Program

PEP	Philippine Energy Plan
PPA	Power Purchase Agreement or Adjustment
PTT	Petroleum Authority of Thailand
QTP	Qualified Third Party
SCPE	State Evaluation Council on Investment Projects
SPUG	Small Power Utilities Group
TRANSCO	National Transmission Company
TDP	Transmission Development Program
UC	Universal Charge
WASP	Wein Automatic System Planning Package
WESM	Wholesales Electricity Spot Market
WB	World Bank

フィリピン国電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査  
ファイナルレポート

目 次

第1章 調査の概要.....	1
1.1 調査の背景 .....	1
1.2 調査の目的 .....	1
1.3 調査の主たる内容.....	2
1.3.1 PDPの作成支援 .....	2
1.3.2 TDPの審査・承認支援 .....	4
1.3.3 MEDP、DDPの作成支援.....	4
1.3.4 投資促進室の立ち上げ支援.....	5
1.3.5 DOEのキャパシティビルディング .....	5
1.4 各調査分野の課題と提言.....	6
1.4.1 PDP策定に関わる共通課題と提言 .....	6
1.4.2 電力需要予測に関する課題と提言.....	7
1.4.3 電源開発計画に関する課題と提言.....	8
1.4.4 電力系統計画に関する課題と提言.....	10
1.4.5 地方電化計画に関する課題と提言.....	11
1.4.6 民間投資の促進に関する課題と提言.....	12
第2章 電力政策分野 .....	14
2.1 フィリピンの電力価格の現状 .....	14
2.2 電力改革の現状と課題.....	15
2.2.1 NPC民営化の進捗.....	15
2.2.2 電力産業改革法(EPIRA)の目標 .....	20
2.2.3 電力卸売市場(WESM) .....	22
2.2.4 供給責任に関する問題 .....	24
2.3 DOEの役割と組織 .....	24
2.3.1 DOE組織図と現在の配員 .....	24
2.3.2 EPIRAに定められたDOEの役割と課題.....	27
2.3.3 現在のPower Bureauの課題.....	27
2.4 DOEのキャパシティビルディング状況.....	30
2.5 各国ドナーの支援状況.....	34
2.6 電力政策に関する提言 .....	36
2.6.1 NPC民営化.....	36
2.6.2 電力セクターへの民間投資促進.....	38

2. 6. 3 PDP作成プロセスの妥当性.....	40
第3章 電力需要予測分野 .....	42
3. 1 フィリピン経済・電力需要の調査・分析結果 .....	42
3. 1. 1 フィリピンの過去の国勢 .....	42
3. 1. 2 過去の電力需要の経緯.....	44
3. 1. 3 フィリピンの今後の経済見通し .....	50
3. 2 需要予測モデル.....	52
3. 2. 1 PDP2002における需要予測モデルの分析 .....	52
3. 2. 2 PDP2004-2013における需要予測モデル.....	56
3. 3 需要予測結果と考察 .....	64
3. 3. 1 需要予測結果 .....	64
3. 3. 2 需要予測結果の考察 .....	68
3. 4 今後のデータ収集・需要予測での課題.....	75
第4章 電力開発計画分野 .....	81
4. 1 PDP (Philippine Development Program) 2003 の分析結果 .....	81
4. 1. 1 策定方法 .....	81
4. 1. 2 PDP(2003-2012)開発計画のレビュー.....	82
4. 1. 3 一次エネルギー .....	84
4. 1. 4 国産エネルギー利用の現状と課題.....	84
4. 2 既設設備の現状 .....	85
4. 2. 1 定格出力、可能出力.....	85
4. 2. 2 発電電力量.....	86
4. 2. 3 系統連携.....	86
4. 3 PDP(2004-2013) 電源開発シミュレーション.....	88
4. 3. 1 シミュレーションソフトウェア.....	88
4. 3. 2 計画策定のフロー .....	90
4. 3. 3 前提条件 .....	91
4. 3. 4 シミュレーション結果 .....	96
4. 3. 5 天然ガス価格のインパクト.....	104
4. 3. 6 既存の系統連携計画の再評価.....	107
4. 4 電力開発計画策定に関わる課題.....	110
4. 4. 1 データ収集・蓄積システム .....	110
4. 4. 2 PDP策定のスケジュール(事前スタディー).....	112
4. 4. 3 DOE内部の教育システム .....	112
4. 5 PDP下位計画との統合 .....	113
4. 5. 1 関連下位計画と統合の基本的考え方 .....	113
4. 5. 2 TDPの統合.....	114

4. 5. 3	DDPの統合 .....	114
4. 5. 4	MEDPの統合 .....	115
第5章	電力系統計画分野 .....	116
5. 1	TDP2003の分析結果 .....	116
5. 1. 1	フィリピンにおける電力系統の現状 .....	116
5. 1. 2	信頼度基準 .....	120
5. 1. 3	ルソン系統 .....	125
5. 1. 4	ビサヤス系統 .....	133
5. 1. 5	ミンダナオ系統 .....	136
5. 2	島間連系線 .....	140
5. 2. 1	セブ・ネグロス・パナイ連系 .....	140
5. 2. 2	レイテ・ミンダナオ連系 .....	143
5. 3	TDPに係わる課題および提言 .....	146
5. 3. 1	審査体制 .....	146
5. 3. 2	スケジュール .....	146
5. 3. 3	電源開発計画との整合 .....	148
5. 3. 4	島間連系線の計画 .....	149
第6章	地方電化計画 .....	150
6. 1	既存地方電化計画(O-I LAW Program)の調査分析結果 .....	150
6. 1. 1	O-I LAW Programの概要 .....	150
6. 1. 2	これまでの地方電化推進の経緯 .....	151
6. 2	地方電化計画の枠組み .....	153
6. 2. 1	地方電化計画の構成 .....	153
6. 2. 2	計画策定のためのワークフロー .....	154
6. 2. 3	MEDPの概念と役割 .....	155
6. 2. 4	Barangay電化推進計画 .....	157
6. 2. 5	DDPの概念と役割 .....	160
6. 2. 6	DDPの概要 .....	164
6. 3	地方電化推進体制 .....	167
6. 3. 1	電化計画推進の組織体制 .....	167
6. 3. 2	関係諸機関の役割 .....	170
6. 4	データベース .....	171
6. 5	SPUGの運営状況と課題 .....	175
6. 5. 1	既存設備の運転や運営の現状 .....	175
6. 5. 2	Universal Charge .....	176
6. 5. 3	SPUGの課題 .....	180
6. 6	分散型電源の地方電化分野への適用可能性 .....	180



6. 6. 1	分散型電源システムの概要と活用方法	180
6. 6. 2	分散型電源の系統連系に際しての課題	182
6. 7	地方電化分野の課題と対応策	184
第7章	投資促進分野	188
7. 1	電力投資促進政策	188
7. 2	フィリピンにおける電力投資促進策の現状	188
7. 2. 1	フィリピン電力セクターの構造	188
7. 2. 2	フィリピン電力セクターへの投資プロセスの現状と問題点	190
7. 2. 3	電力セクターへの投資優遇措置の現状と問題点	198
7. 3	フィリピンにおける電力投資促進策のあり方	205
7. 3. 1	投資プロセスの改善に向けた提言	205
7. 3. 2	税制等優遇措置の改善に向けた提言	206
7. 4	エネルギー投資促進室	209
7. 4. 1	エネルギー投資促進室の現状	209
7. 4. 2	電力産業への投資に関する情報整備の現状	210
7. 4. 3	エネルギー投資促進室の役割・今後に向けた提言	212
7. 5	電力投資促進室情報流通システムの概要	214
7. 5. 1	趣旨および期待される効果	214
7. 5. 2	主たる機能	215
7. 5. 3	システム環境	223
<参考1>	フィリピン共和国法第 9136 号 電力産業改革法案 (EPIRA)	224
<参考2>	フィリピン政府の投資に関する基本方針	225
<参考3>	IPP事業運営に係るトラブルの実例	229
<参考4>	諸外国(タイ・インドネシア・ベトナム)の電力セクターの構造	230

## 図リスト

図1. 1: 電力関連計画の構造 .....	3
図2. 1: 電力産業改革法の進捗状況.....	16
図2. 2: NPC民営化の進捗状況 .....	19
図2. 3: TRANSCO民営化スキーム .....	20
図2. 4: EPIRAの目的と実現手段 .....	21
図2. 5: 電力価格決定の概念図.....	23
図2. 6: DOE Electric Power Industry Management Bureau 組織図.....	25
図2. 7: Power Planning and Development Divisionの組織と担当の役割.....	26
図2. 8: 各ドナーの活動状況.....	36
図3.1: フィリピン国および3地域の人口の推移.....	42
図3.2 GDPの推移.....	43
図3.3 GDP成長率の推移.....	43
図3.4 GDP/Capitaの推移 .....	44
図3.5 電力需要の成長率の推移 .....	45
図3.6 各国のセクター別電力販売量の比 .....	46
図3.7 人口当たりの電力需要原単位の推移.....	47
図3.8 負荷率の推移.....	48
図3.9 NPCの販売実績と配電会社の総販売実績の関係の推移.....	49
図3.10 MERALCOの需要とNPCのMERALCOへの販売実績 .....	49
図3.11 過去におけるフィリピンの電力セクターにおける電力流通の構造 .....	52
図3.12 過去におけるフィリピン電力セクターの電力売買取引構造.....	53
図3.13 PDP2002-2011とPDP2003-2012の需要予測の違い(ルソン) .....	55
図3.14 PDP2002-2011とPDP2003-2012の需要予測の違い(ビサヤス、ミンダナオ) .....	55
図3.15 需要予測の概要.....	56
図3.16 NEMSシステムの構造 .....	57
図3.17 GDP/Capitaと人口の関係 .....	60
図3.18 2002年のピーク需要足下値への一致方法.....	62
図3.19 メイングリッドにおける需要予測の流れ .....	63
図3.20 ビサヤス サブグリッドにおける需要予測の流れ .....	64
図3.21 ルソンにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	65
図3.22 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	66
図3.23 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	66
図3.24 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	67
図3.25 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	67

図 3.26	ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)	68
図 3.27	ルソンにおける需要成長率実績と予測結果の比較	70
図 3.28	ビサヤスにおける需要成長率実績と予測結果の比較	70
図 3.29	ミンダナオにおける需要成長率実績と予測結果の比較	71
図 3.30	GDP弾性値の比較	72
図 3.31	ルソンにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較	73
図 3.32	ビサヤスにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較	74
図 3.33	ミンダナオにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較	74
図 3.34	アメリカ合衆国連邦での需要想定体制	76
図 3.35	ニューヨーク州における自由化前後の需要想定関連データの流れ	76
図 3.36	カリフォルニア州における自由化前後の需要想定関連データの流れ	77
図 3.37	自由化以降の事業者間の物理的電力の流れと把握ポイント	78
図 3.38	自由化以降の事業者間の電力取引と取引把握ポイント	79
図4. 1. 1	PDP(2003-2012)による電源開発計画	83
図4. 2. 1	連系線系統基本図	86
図4. 3. 1	デュレーション法 と WASP-IVアウトプット	88
図4. 3. 2	GTMaxの概要	89
図4. 3. 3	シミュレーションのワークフロー	90
図4. 3. 4	開発候補電源モデルのスクリーニングカーブ(ルソン)	95
図4. 3. 5	開発候補電源モデルのスクリーニングカーブ(ビサヤス - ミンダナオ)	95
図4. 3. 6	ヴィサヤス各島(セブ・ネグロス・パナイ・ボホール)の需給状況(2006)	100
図4. 3. 7	レイテ・サマルの需給状況(2006年)	101
図4. 3. 8	連系線のパワーフロー(2006年)	101
図4. 3. 9	PDP(2004-2013)のkWバランス(フィリピン計)	103
図4. 3. 10	PDP(2004-2013)のkWhバランス(フィリピン計)	103
図4. 3. 11	ガスプライスと電源開発量の変化	106
図4. 3. 12	系統連携検討の概念図(シミュレーション1)	107
図4. 3. 13	系統連携検討の概念図(シミュレーション1)	107
図4. 3. 14	WASP-IVによる検討方法の概念図	108
図4. 4. 1	データギャザリングシステム	111
図5. 1. 1	Philippine Power System	118
図5. 1. 2	ルソン北部方面 230kV増強(従来計画)	127
図5. 1. 3	ルソン北部方面 230kV増強(TDP2003)	127
図5. 1. 4	バタンガス方面 送電対策	131
図5. 1. 5	Alaminos 開閉所 新設計画	131
図5. 1. 6	Naga変電所 500kV昇圧計画	133
図5. 1. 7	レイテ・セブ連系 代案ルート	134

図5. 1. 8: 潮流解析結果 .....	135
図5. 1. 9: パナイ基幹系統 .....	136
図5. 1. 10: ミンダナオ230kV新規送電線.....	137
図5. 2. 1: セブ・ネグロス・パナイ連系 2回線化 .....	140
図5. 2. 2: 2008年ビサヤス系統需給バランス(最適電源開発の場合) .....	141
図5. 2. 3: 2008年ビサヤス系統需給バランス(電源開発は、計画確定分のみ考慮) .....	142
図5. 2. 4: レイテ・ミンダナオ連系 .....	143
図5. 3. 1: TDP策定・審査承認スケジュール(2003年) .....	147
図 6.1 地域別のBarangayおよび家屋の電化率.....	152
図 6.2 民営配電会社の電化率 .....	152
図 6.3 地方電化計画の構成 .....	153
図 6.4 地方電化計画策定フロー .....	154
図 6.5 地方電化計画のイメージ.....	156
図 6.6 組織毎のBarangay電化予定数.....	157
図 6.7 各組織と各計画の構成 .....	160
図 6.8 クリティカルポイントデータ収集例 .....	163
図 6.9 需要と供給のバランス比較.....	164
図 6.10 DDP作成スケジュール .....	165
図 6.11 ワークショップの様子 .....	165
図 6.12 各データフォーマットの比較 .....	166
図 6.13 電力改革法後の電気事業体制 .....	167
図 6.14 地方電化関連組織.....	168
図 6.15 ECs毎, Municipality単位での電化率管理用地図サンプル .....	172
図 6.16 Barangay単位での電化率管理用地図 .....	173
図 6.17 民間投資導入の概要 .....	185
図 6.18 ECsの区分け状況 .....	186
図 6.19 Region別ECsの配電ロス.....	186
図 6.20 配電ロスとECsランキングとの関係 .....	187
図7. 2. 1 フィリピン電力セクター:民営化後の供給体制 .....	189
図7. 2. 2 NEDA - ICCの承認プロセス.....	192
図7. 2. 3 BOT・BOO事業における投資プロセスフローチャート.....	194
図7. 2. 4 民間プロジェクトにおける投資プロセス.....	195
図7. 2. 5 NPC(GENCO)資産売却の投資プロセス(スーカット発電所を例に想定) .....	196
図7. 2. 6 DENRの環境審査プロセス .....	197
図7. 4. 1 現在のエネルギー投資促進室の構想.....	210
図7. 4. 2 電力セクター関連機関の連携イメージ .....	213
図7. 5. 1 投資家のログイン後の画面サンプル .....	218

図7. 5. 2 プロファイルデータの登録に関するフロー.....	219
図7. 5. 3 投資家のプロフィールのデータフォーマット.....	221
図7. 5. 4 プロジェクトデータの登録に関するフロー.....	221
図7. 5. 5 プロジェクトデータのフォーマット.....	223
図7. 5. 6 サーバーの設定.....	223

## 表リスト

表2. 1: 電力小売価格の比較(2001年度) US cent/kWh .....	14
表2. 2: NPCの地域別平均卸売り電力単価の推移 ペソ/kWh .....	14
表2. 3: MERALCOと日本の電力会社の用途別平均販売単価 ペソ/kWh .....	15
表2. 4: EPIRAが効果を発揮する仮定条件とそれを守る対策 .....	22
表2. 5: パワービューロー各ディビジョンの役割 .....	25
表2. 6: 実際の配員と要員計画の比較 .....	25
表2. 7: DOE Power Bureauの役割 .....	27
表2. 8: 座標軸の定義 .....	30
表2. 9: フィリピンに対するODAローン貸し付け状況(2002年12月末) .....	34
表2. 10: フィリピンに対する各ドナーの無償支援援助状況 .....	35
表2. 11: PDP策定計画と実績 .....	40
表2. 12: 各国政府機関が需要予測に果たす役割 2003年9月現在 .....	41
表3.1 NEDAおよびDOEが想定したGDP予測 .....	51
表3.2 需要予測モデルの比較 .....	57
表3.3 住宅セクターにおけるNEMSのモデル .....	58
表3.4 商業セクターにおけるNEMSのモデル .....	58
表3.5 産業セクターにおけるNEMSのモデル .....	58
表3.6 NEMSにおける市場構造モデル .....	59
表3.7 負荷率の想定 .....	62
表3.8 需要予測結果から得られた今後10年間の平均成長率と実績の比較 .....	69
表4. 1. 1 PDP(2003-2012)の既設設備(単位:MW) .....	82
表4. 1. 2 設備率比較 .....	83
表4. 1. 3 国産エネルギーの埋蔵量 .....	84
表4. 2. 1 定格出力、可能出力 .....	85
表4. 2. 2 発電電力量 .....	86
表4. 3. 1 シミュレーションの前提条件(基本諸元、既設設備) .....	91
表4. 3. 2 開発決定プロジェクト一覧 .....	92
表4. 3. 3 設備廃止計画一覧 .....	93
表4. 3. 4 電源モデルの前提条件 .....	94
表4. 3. 5 地域別開発候補電源モデル .....	94
表4. 3. 6 シミュレーション需要(Low_GDP, Declined_Elasticity) .....	96
表4. 3. 7 電源開発計画(ルソン) .....	97
表4. 3. 8 電源開発計画(ビサヤス) .....	99
表4. 3. 9 電源開発計画(ミンダナオ) .....	102
表4. 3. 10 検討シナリオ (Unit:US\$/Gcal) .....	104

表4. 3. 11	電源開発計画(天然ガス価格を現状価格の90%に設定)	105
表4. 3. 12	電源開発計画(天然ガス価格を現状価格の80%に設定)	105
表4. 3. 13	系統連携経済計算の前提条件	108
表4. 3. 14	セブ-ネグロス-パナイ系統拡充の経済計算結果 (単位:Million US\$)	108
表4. 3. 15	レイテ-ミンダナオ連系の経済計算結果 (単位:Million US\$)	109
表4. 5. 1	TDP統合のために必要な調整事項	114
表4. 5. 2	DDPにより収集可能なデータ	114
表5. 1. 1:	ビサヤス系統における海底ケーブル連系	117
表5. 1. 2:	送電線、副送電線の区分	119
表5. 1. 3:	TRANSCOの既設設備の概要	120
表5. 1. 4:	ルソン系統の信頼度指標	122
表5. 1. 5:	ビサヤス系統の信頼度指標	122
表5. 1. 6:	ミンダナオ系統の信頼度指標	123
表5. 1. 7:	TRANSCOの拡充基準	124
表5. 1. 8:	ルソン島北部電源開発計画	125
表5. 1. 9:	ルソン島北部方面の230kV送電線増強計画(TDP2003当初計画)	126
表5. 1. 10:	検討結果	129
表5. 1. 11:	バタンガス方面電源 送電対策	130
表5. 1. 12:	Alaminos 開閉所 工事概要	130
表5. 1. 13:	Naga変電所 500kV昇圧計画	132
表5. 1. 14:	Lyte-Cebu連系線増設計画 (200MVA→400MVA)	134
表5. 1. 15:	パナイ島 138kV送電線計画	135
表5. 1. 16:	ミンダナオ島230kV新規送電線計画	137
表5. 1. 17:	検討ケース	138
表5. 1. 18:	ミンダナオ系統検討結果まとめ	139
表5. 2. 1:	経済性検討結果 (2回線化しない場合との比較)	141
表5. 2. 2:	パナイ島、ネグロス島における電源開発計画(確定分)	142
表5. 2. 3:	パナイ島、ネグロス島における電源廃止計画	142
表5. 2. 4:	連系によるピーク需要削減	144
表5. 2. 5:	レイテ・ミンダナオ連系による電源開発削減見込み(2011年)	144
表5. 2. 6:	経済性検討結果 (連系しない場合との比較)	144
表5. 2. 7:	必要予備力削減量	145
表5. 3. 1:	島間連系線立案に関する役割分担	149
表 6.1	地方電化推進の経緯	151
表 6.2	2003-2006年のBarangay電化計画	157
表 6.3	年度ごと、機関ごとの電化実施予定	158
表 6.4	未電化Barangayリスト例	159

表 6.5	需要想定データ収集例.....	161
表 6.6	供給設備計画データ収集例.....	162
表 6.7	配電設備施設計画データ(配電線)収集例.....	162
表 6.8	予算・助成金計画データ収集例.....	163
表 6.9	LUZON地域における配電線施設計画(2003-2007) (Ckt-kms).....	164
表 6.10	SPUGの運営実績と予想.....	175
表 6.11	SPUGの現有設備.....	176
表 6.12	承認されたUniversal Charge .....	177
表 6.13	SPUGの発電設備計画 .....	178
表 6.14	SPUGの送電設備計画 .....	178
表 6.15	MEDPでカバーする未電化Barangay .....	178
表 6.16	年度ごとのUniversal Charge計算書.....	179
表 6.17	SPUGの販売電力量と収入他の推移.....	180
表 6.18	分散型電源連系に関する調査結果.....	183
表7. 1. 1	アジア各国の電力セクター民営化状況.....	188
表7. 2. 1	法人所得税免除規定の4カ国比較.....	199
表7. 2. 2	付加価値税(VAT)減免措置の4カ国比較.....	200
表7. 2. 3	配当所得税率の4カ国比較.....	200
表7. 2. 4	天然ガス輸入に関する優遇措置の4カ国比較.....	201
表7. 2. 5	再生可能エネルギー開発・利用に関する優遇措置の4カ国比較.....	204





## 第1章 調査の概要

### 1. 1 調査の背景

フィリピン国では電力産業改革法(EPIRA)が2001年6月8日に成立、同年6月26日から施行された。同法は、DOE(エネルギー省)のイニシアチブの下にフィリピン電力セクターを発電、送電、配電、小売りの4つの市場に分離し、発電、小売りの分野に競争原理を導入することによって電力セクターの活性化を推進しようとするものである。

EPIRA Chapter III Section 37には、DOEの役割17項目が定められている。役割17項目のうち、幾つかの項目についてはEPIRA施行に伴い新たにDOEに付加されたものであったため、DOEはその責務を果たすため、海外からの援助を必要としていた。

日本政府はDOEからの要請を受け、JICAが2001年9月にプロジェクト選定確認調査、2002年1月にプロジェクト形成基礎調査を経済産業タスクフォースと連携しながら実施し、以下の4つの事業/業務にかかるDOEの計画/組織能力向上を目指す開発調査の必要性を確認した。

- ① 電力開発計画(PDP)の策定支援(関連下位計画との調整含む)
- ② 地方電化計画(MEDP)の策定支援
- ③ 国営送電公社(TRANSCO)作成の送電計画(TDP)の審査・承認支援
- ④ エネルギー分野投資促進室の立ち上げ支援

フィリピン政府は正式要請書及びTORを2002年4月1日に日本政府に提出し、これに基づき日本側は本案件の実施を決定した。JICAは2002年5月予備調査団を派遣し、DOE及び関係機関との間で本格調査の実施方針及び範囲、具体的な実施方法について協議し、同意事項については実施細則(I/A)および協議録(M/M)に取りまとめ、2002年5月30日に署名交換した。

本調査は、当初その技術習得の難しさと確実な技術移転を考慮して、2年間の調査期間が計画された。しかし、DOEにとっては、スタッフ養成と当該年度PDPの9月15日国会提出は、喫緊の課題であったため、DOEの要請により調査期間を1年間に短縮して実施することとなった。

### 1. 2 調査の目的

本調査は、電力産業改革法(EPIRA)の施行に伴い、新たにDOEの業務とされた上記要請4項目の実施方針、実現手段を明らかにするだけでなく、電力開発計画(PDP)策定およびその下位計画の審査・承認のプロセスを通じてDOEの組織力強化及びDOEスタッフの能力開発(キャパシティビルディング)を行うものである。

また、フィリピン電力セクターの改革により、90年代に電源形成促進に寄与した独立発電事業者に対する政府保証が得られなくなるばかりか、さらに国営電力会社NPCが民営化され発電部門が売却されるため、今後電源形成の速度が鈍ることが予想されている。そこで、エネルギーセクターへの民間投資促進を図るため、DOE内に新たに設立されたエネルギー投資促進室に対して支援することも本調査の目的としている。

なお、本調査は単なるPDP作成にとどまらず、DOEの計画能力の向上により、DOE単独でPDP等の作成を継続して実施可能とするための技術移転要素の大きな開発調査である。

## 1. 3 調査の主たる内容

### 1. 3. 1 PDPの作成支援

(1) フィリピン電力セクターの現状把握とPDP作成のためのマスタースケジュールの策定

PDP2004策定に先立ち、フィリピン電力セクター現状把握を実施するとともに、DOEカウンターパートと協議のうえ、PDPを9月15日に国会に提出するためのPDP(下位計画を含む)策定マスタースケジュールを作成した。

<現状把握>

電力政策： 電力産業改革法の詳細内容と実施状況、電力価格の現状

電力投資促進： フィリピンにおける電力投資促進政策、DOE投資促進室の現状

電力需要予測： 過去の需要想定手法の分析、需要予測データの確認

電力開発計画： 計画策定に関わるデータ収集フロー、発電設備の現状調査

電力系統計画： TDP2003の分析、フィリピン電力系統の状況整理

地方電化計画(DDPとMEDP)

： 関連機関の役割把握、MEDP2002～03分析、地方電化の現状把握

<マイルストーン>

3月15日： DDP提出(DOEへ)

4月上旬： NEDA 暫定GDP予測値提出

5月下旬： 電力需要予測値確定(DOE長官承認)

6～7月： 電源開発計画(DOE長官承認)、TDP作成

7月下旬： TDP審査完了(DOE)

8月： PDP文書作成

9月15日： PDP国会提出

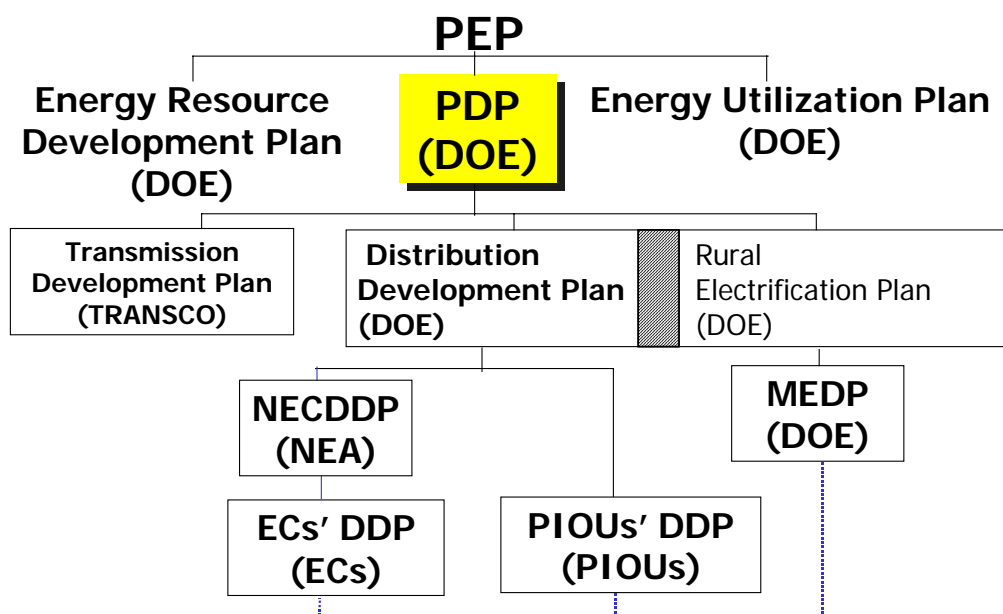
(2) PDP下位計画の統合プロセスの策定

フィリピンエネルギー計画(PEP)を頂点とする電力関連計画の構成を明確にし、PDPに下位計画を統合する過程で、下位計画に含まれるどの要素をPDPに織り込むかを検討した。PDPに記載する下位計画の要点は下記の通り。


電力系統計画： 電源開発計画と整合した送電線拡充計画  
島間連系線計画

配電拡充計画： 配電線および変電所の設備容量と拡充計画

地方電化計画： 地方電化実績との数値目標



注) DDP と Rural Electrification Plan の重複部分は、配電線延長による未電化地域の電化を表す。

注)  : 配電線延長で実施する Unviable な地域の新規電化

出典: JICA 調査団作成

図1. 1: 電力関連計画の構造

### < 地方電化 >

基本的に、新規地域の電化プロジェクトは、配電線延長によるものと独立分散型電源の導入との2つの方法で推進される。一方、フィリピンにおける新規に電化を推進する地域には、Viable な地域と Unviable な地域の2つのタイプがある。Viable な地域とは配電線延長による電化を行っても経済的に成り立つ地域であり、Unviable な地域は、配電線延長では経済性が見込めず、独立分散型電源の導入により電化を推進する地域である。

しかし、現状では、Unviable であるが配電線延長による新規電化が実施されている地域がある。これらはミッションナリーな地域であるが、この地域における電化プロジェクトは DDP の中に組み込まれている。このような状況においては、将来の電化計画を考えていくうえで、地方電化計画に対する新しい概念を導入するほうが理解しやすいと考えられる。従って、調査団はこの調査の中で DDP の配電線延長による新規電化と MEDP の双方を組み込んだ「地方電化計画」という考え方を提示した。次の表にこのイメージを示す。

	Viable	Unviable	
On-grid	DDP (Rehabilitation etc)	DDP	→ Rural Electrification Plan
Off-grid		MEDP	

### (3) 電力セクター自由化を考慮したデータ収集と需要予測手法の確立

本調査では需要予測のデータをエンドユーザに近い配電会社から得ることで、電力セクター自由化後も電力取引の実体把握を可能とした。需要予測にあたっては、ルソン島、ビサヤ6島全体、ミンダナオ島の3地域、およびビサヤビサヤ6島別について需要予測を行った。需要は、住宅セクターとそれ以外の需要に分割して、それぞれ地域別の人口、GDP、GDP/Capitaを主要外部変数として回帰モデルを構築して予測を行った。

### (4) WASP-IV、GT-MAXによる電源開発計画構築

本調査では、国際機関にその有用性が認められているWASPを使用し、最小費用計画法に基づく電源開発計画を作成した。

また国全体の電源開発計画を示すだけでなく、島間連系を考慮した島ごとの電源開発計画を立案した。この分析には電源の最適運用を時系列に把握し、潮流が扱えるシミュレーションソフトGT-Maxを使用した。

また、政策課題を検討するため、燃料価格、特に天然ガスの価格の開発計画に与える影響を感度分析した。

## 1. 3. 2 TDPの審査・承認支援

### (1) 前年度(2003)TDPに対する技術検討と評価

TRANSCOがTDPを策定する期間、DOEがTDPを審査する期間が非常に短いため、本調査では、前年度TDPについて、潮流解析プログラムPSSEを使用して技術検討を実施することによってあらかじめ、問題点を明確にした。それをDOE見解としてTRANSCOに事前に示すことで、その後のTDP2004の審査作業を効率化することとした。

### (2) DOEとTRANSCOとの共同作業の枠組み作り

電源開発計画と送電計画との整合や島間連系送電線と島ごとの電源開発の選択は、DOEとTRANSCOが協調し作業を進めるべきものであり、本調査では、特に島間連系線の必要性を検討するとともに、共同作業の枠組みを検討した。

## 1. 3. 3 MEDP、DDPの作成支援

この調査を通じてMEDP作成支援の方法について協議をおこなった。その結果、まず従来のMEDPの分析を行うとともに、MEDP作成やプロジェクト運営管理に必要となるデータベースを構築することとした。

### (1) 地方電化計画の枠組みとMEDPのワークフローの明確化

過去の地方電化の実施状況をレビューし、地方電化に関与している組織の役割を明確にして、DOEが作成する国レベルの地方電化計画の枠組みを整理した。その中で、MEDPを中心とする未電化地域の電化計画のワークフローを明確化した。

また、最適電化手法の選択、データベースの構築等、計画作成のツールに関する提案を行った。

(2) 計画策定、プロジェクト管理のためのデータベースの概念計画作成

バランガイレベルの電化計画、プロジェクトの進捗管理のために、バランガイ境界が分かる電子地図を利用して、電化率、配電線の経路の他、人口、家屋数などの社会データも加えうる地図データベースの概念計画を立案し、一部地域について作成した。

(3) DDPのデータ収集フォーマット作成

配電設備の現状と将来の拡張計画を把握するためのデータ収集フォーマットを作成した。あわせて、需要予測に必要なデータ収集も実施できる形態とした。

### 1. 3. 4 投資促進室の立ち上げ支援

(1) DOE投資促進室の機能検討

DOE投資促進室を民間投資家に対する投資情報提供および手続支援の組織と位置付け、投資促進室の機能及びそれを実現するための要素について検討を行った。

(2) 投資プロセスの明確化

投資案件発掘から投資実施までのフローを整理し、効率化について検討した。

(3) 電力投資促進策の現状把握と東南アジア諸国との投資促進策比較に基づく改善案の提案

投資家からのヒアリングによる課題の把握と、東南アジア諸国の投資環境を比較検討して、フィリピンが改善すべき点を提案した。

(4) 投資促進室情報流通システムの構築

投資家およびプロジェクトのデータ管理を最新のIT技術を使用して効率的に管理するとともに、Webを通してプロジェクトデータの提供のみならず、投資家とDOEが円滑なコミュニケーションが可能なシステムを構築した。

### 1. 3. 5 DOEのキャパシティビルディング

本調査は、フィリピンの電力開発計画を作成するだけでなく、DOEの組織としての能力、DOEスタッフの能力向上を目指した開発調査である。そこで、調査実施にあたっては、次の項目に留意した。

- ① 技術の理解と定着のための、調査期間中一貫した技術移転体制の確立
- ② カウンターパート職員の意欲と、自主性を尊重した調査の実施
- ③ カウンターパート研修、ワークショップおよび技術セミナーの最大限の活用
- ④ 調査完了後の持続的な技術継承も考慮したマニュアル等の整備

## 1. 4 各調査分野の課題と提言

### 1. 4. 1 PDP策定に関わる共通課題と提言

#### (1) 策定スケジュール

PDPの国会提出期日(9月15日)は、電力産業改革法に定められているため、その期日をターゲットに策定スケジュールを立てる必要がある。電力産業改革法には、需要予測の基本データとなるDUの配電計画提出期日についても定めがあり、3月15日となっている。つまり、PDPは3月から9月の6ヶ月間で策定しなければならず、策定スケジュールは非常にタイトなものになる。

2003年のPDP策定は、電源開発計画、電力系統計画の基準となる需要予測シナリオがエネルギー省長官の判断で2回にわたって変更され、需要予測結果の承認が9月上旬までずれ込んだ。結果として電源開発計画、電力系統計画の各作業を並行して進めるとともに、関連機関との事前調整を精力的実施したものの、PDPの国会提出は9月末となった。

NEDAのGDP予測値(暫定値)が4月中旬に発表され、そこから需要予測値を確定するには、5月中旬が最短である。さらに、需要予測値は、政策的配慮が加えられるため、最終値が固まるのは、7～8月にずれ込み可能性が高い。PDPを9月15日に国会に提出するのを遵守するためには、需要の最終確定を5月中に行うことが必須である。そうでなければPDPの国会提出は、9月15日でなく延期するべきである。

#### (2) DOEに対する人員の配置

DOEの組織改革は2001年に始まって2年が経過したが、今だ改革中である。PDP策定を担当する電力局の人員配置状況を見ると、所要人員の半分程度、しかも管理職は配置されているものの、PDP策定業務にたずさわる実務担当者の絶対数が圧倒的に不足している。

各分野別のカウンターパート数も、調査団が要求した1分野2～3名ではなく、各分野1名を配置するのが精一杯であった。また、本調査開始後、カウンターパート2名が他機関への転勤、DOE内の部署移動などで転出し、しばらくその代理の担当者が本調査カウンターパートに割り当てられなかった。

技術移転効果の維持の観点から、各分野ごとに複数の担当者を育成し、同じ部署で複数年、同一業務を担当させ、知識やノウハウを蓄積することが必要である。

#### (3) 政策立案機関としてのDOE

フィリピンの電力産業改革法は、DOEの義務としてPDP/PEP策定を定めているため、現在は、PDPの基本となる需要予測、電源開発計画策定をDOE電力局が直接行っている。諸外国の事例をみると、政策立案機関が直接需要予測など分析業務を行っていることはまれで、専門の外部機関やコンサルタントに業務を委ねることが多い。

限られた数のDOEスタッフが、需要予測や電源開発シミュレーションを自ら実施し、かつ政策立案や政策の実施と言った政策官庁の業務を担うには、過度に業務が集中し過ぎの感があり、業務の質を向上させるためには、業務を分離することは考えるに値する。DOEは政策立案に専念し、外部専門機関にデータの更新と、手法の改善を委ねることによるデータ・ノウハウの蓄積効果は大きいと考えられる。

#### 1. 4. 2 電力需要予測に関する課題と提言

##### (1) 需要予測用データの収集

電力産業改革法施行以前は、NPCが発送電を一手に行い、DUの販売実績も把握していたため、電力需要予測に必要なデータは、すべてNPC内部で収集することが可能であった。

しかし、電力産業改革法施行により、NPCが発電会社と送電会社(TRANSCO)に分割され、IPPと配電会社、大口需要家間の相対取引などが入ってくるため、TRANSCOでは電力取引の実体を完全に捉えきれなくなってくる。

本調査では、今後、電力取引の形態が複雑化することを考慮して、電力需要予測に必要なデータを電化組合及び配電会社から収集するプロセスを構築した。

2003年現在では、WESMが導入されていなかったため、電力取引市場の取引が考慮されていないが、2005年中にはWESMが導入されるため、導入後は、これを反映したデータ収集プロセスを再構築する必要がある。

##### (2) 需要予測モデル

本調査では、住宅セクターについては人口及びGDP/Capitaを外部変数として重回帰モデルで、その他の需要はGDPによる単回帰モデルで需要予測を行った。需要予測に必要な過去の電力取引量のデータを調査したところ、過去10年分程度しか存在していなかったため、それを利用せざるを得ない状況であった。これは過去において、現ERCの前身組織の権限が非常に弱く、データ管理が杜撰であった背景がある。DOEにおいても私営電力会社の需給記録は1990年までしか遡れない状況にある。今後は、データ量の蓄積により、長期間データに基づく分析が望まれる。

外部変数として使用した人口、GDPをNPCも需要予測の説明変数として使用しており、実際、電力需要との相関は非常に高いものがある。しかし、先進国のマクロ需要予測の例をみると、説明変数として個人所得や電力価格が入っているものもある。このような価格弾性モデルについては、過去においてその信頼性は議論があった。最近、カリフォルニア危機において、スポットマーケットの挙動を分析する事により、電力は商品として価格弾性が小さいことも分かってきている。カリフォルニア危機においては、供給がショートして電力価格が高騰しても需要が減らなかったために、プライスパイクが恒常化し、市場崩壊に至った。



また、計量経済モデルのみではなく、最終用途の原単位と導入量から積み上げるエンドユーザモデルと複合化しているケースもある。フィリピンの場合には、DSMの推進を希望しているが、DSMの効果評価にはエンドユーザモデルの開発が必要である。フィリピンでは、このような複雑なモデルを構築する上で必要な社会統計がまだ整備されておらず、機器普及率のような基本的なデータ整備の段階からの課題も多い。

今回の需要予測手法では、最大電力量を算出するのに、電力量を負荷率で割り戻すことで求めている。各グリッドごとの負荷率は、TRANSCOのデータから過去10年間でほとんど変化していないことが分かったため、グリッドごとに一定であるとして計算している。しかし、経済発展などによって冷房需要などが伸びると負荷率が下がることも想定される。特に、過去10年間、NPCから大口需要家に販売されている電力量がほとんど伸びていないことは、産業需要の増分が自家発で供給され、PDPのようなナショナルプランからすっぽり抜けていると見られる点も課題である。負荷率の変化が過去10年見られなかった背景には、このような事情も影響していると見られる。

DOEは、今後独自に需要予測に必要なデータを収集して、需要予測を行っていくわけであるが、その結果をフィリピン国内外に説明していかなければならない。本調査で作上げた需要予測モデルを次年度以降修正しながら使用することにあたって、次のようなモデルの高度化を念頭に置きながら作業を行って行く必要がある。

- ・ 回帰演算に用いるデータの期間
- ・ 需要構造の分析の詳細化によるエンドユーザモデルの模索
- ・ スポット市場の実績分析による価格弾性などの市場構造モデルの検討

#### 1. 4. 3 電源開発計画に関する課題と提言

##### (1) 新規開発電源の燃料種別

フィリピンの貴重な自国産天然ガスが、パラワン島沖のマランパヤガス田で2001年から生産され、バタンガスにあるイリハン、サンタロレンソ、サンタリタで発電用燃料として使用されている。そのガス価格は、ガス田開発の初期コストの高さなどから、国際標準価格に比べて割高になっている。この天然ガス価格に基づいて、将来の電源開発計画をWASPにて計算したところ、開発必要量の8割程度が石炭火力となり、ガスコンバインドサイクル発電所は全く建設されないという結果になった。フィリピンでは、国民の環境に対する意識の高まりなどから、石炭火力の建設は難しい情勢にあるため、このような電源開発シナリオは非現実的であると考えられる。

自国産天然ガスの価格を現状の80%まで下げた場合、WASPによる電源開発計画計算結果は、開発必要量の90%がガスコンバインドサイクル発電所となり、石炭火力は全く開発されないことになる。天然ガス価格設定が微妙な問題であることが分かる。

フィリピンは、国としてエネルギー自給率の向上と環境改善に取り組んでいるため、その政策に沿った電源開発を行っていくためには、自国産天然ガスの価格引き下げが望まれる。

## (2) 開発候補電源の配置

DOE は、WASP-IV ならびに GTMaxを組み合わせて計算することで、将来の需要を満たすために必要な電源開発量をエリア別に示すことはできる。しかし、TRANSCOがTDPを策定するためには、全ての発電所の場所および接続が想定されるサブステーション等がある程度特定されなければならない。

一方、TDPもパブリックコンサルテーションがなされることから、コミットメントされていない発電所の場所が特定されれば、その規模および燃料種別、増設の場合は事業者等が、関係外部から推定できることとなる。このような情報は、発電所計画に大きな影響を与えるため、DOEとTRANSCO間で慎重に調整されなければならない。

これらの状況を踏まえ、今回の調査においては、必要とされる開発量の内、コミットはされていないもののある程度計画の実施が見込まれるプロジェクトを、開発候補電源として示すことによって、TRANSCOにTDPの策定をお願いした。

なお、投資家はフィリピンの電力改革の状況を慎重に見極めようとしているため、数年後には、開発候補電源と必要な開発量の乖離が大きくなることも考えられる。したがって、PDPの本来の目的であるが、DOEは電源開発シナリオと電源立地に必要な情報を一般に開示することで電力セクターへの具体的な投資を奨励し、必要な開発量に見合う開発候補電源を確保していく必要がある。

## (3) 個別地域の電源開発計画

フィリピンの電源開発計画は、ルソン、ビサヤ諸島、ミンダナオの3地域に分割して立案している。調査の過程において、ビサヤ諸島のパナイ島の電力不足が至近に発生するとして、大統領令によりDOEを中心とするタスクフォースが形成され問題解決にあたっていた。

しかし、パナイ島の供給力不足の問題は、データを見る限り数年前から分かっていたはずだが、NPCが対応を行う前に、電力産業改革法によりNPCが分割されてしまったため放置されていた。ビサヤ諸島の電源開発計画を見る限りにおいては、この問題は予見できずDOEも対応が遅れたようである。

パナイにおける電力不足の原因は、急激な需要の伸びというよりも、老朽化したディーゼル発電所廃止に見合う新規電源開発の遅れである。NPCはディーゼル発電所の延命化をはかっているものの、既に一部のディーゼル発電所は廃止を余儀なくされており、この供給力不足分を隣のネグロス島から輸入しようにも島間連携線の容量制約から不足分を完全に補うには至らない。また、ネグロス島も需要の増加から近年中に供給力の不足が懸念されている状況で、パナイ島への電力輸出を行う余力はない状態である。

このような、個別の島の電力危機発生を防ぐためには、ビサヤ諸島全体の電源開発計画を立てる

だけでなく、個別の島についても需給のバランスについて注視しておく必要がある。また、電源立地を島ごとに行う場合と島間連携線により他地域から電力を供給する場合との経済性比較を行いながら、ビサヤ諸島の電源計画を立案する必要がある。

#### 1. 4. 4 電力系統計画に関する課題と提言

##### (1) 島間関係線の必要性

フィリピンにおいては、送電線拡充プロジェクトとして、複数の島間関係線が計画されている。現在3つの島間関係線が、JBICの資金援助を受けるなどして、実施段階にある。今後も、電力需要の増加に伴い、レイテーミンダナオ島間関係線など幾つかのプロジェクトが計画されている。

今回の調査において、TRANSCOが作成したTDP2003を系統計画の妥当性から検討したところ、島間関係線の建設時期や計画内容について、検討が不足していると思われる箇所が幾つか見つかった。

このため、今後DOEが、島間関係線の必要性を検討する場合には、次の項目を十分検討する必要がある。

- ・ 需要増加対策としての経済性(電源開発との比較)
- ・ 供給信頼度の向上
- ・ 送電料金への影響
- ・ 政治的なコミットメントの有無

DOEは、上記項目について、TRANSCOと協調を取りながら、技術的、経済的、および政策的観点から島間関係線の必要性を検討する必要がある。

##### (2) TDP審査体制およびスケジュール

TRANSCOは、DOEが需要予測を確定しないと、TDP作成を開始することはできない。また、需要予測に引き続き、DOEが電源開発計画をTRANSCOに提供しないと、TRANSCOはどの場所の送電線拡充を行うべきか判断できない。

NEDAは、GDP成長予測の暫定値を4月に発表するため、それを起点として、TDPを統合したPDPを9月15日にフィリピン国会に提出するPDP策定スケジュールを立てると、TDP作成に充てることのできる時間は、実質3週間程度しかない。この期間では、大幅に需要予測が変更された場合など、TRANSCOが対応することは不可能である。

このようなタイトスケジュールを考えると、TRANSCOとDOEが直列的に仕事を行っては、9月15日の締め切りを守ることはできない。したがって、DOEは、TRANSCOとの協調体制を作り、需要予

測・電源開発計画立案を極力早急に完了させてTRANSCOに情報を提供すると共に、早い段階からDOEの政策目標、電源開発の方針などをTRANSCOに伝えて、審査・差し戻しのプロセスをできるだけ排除するように努力すべきである。

計画策定者であるTRANSCOとその審査者であるDOEは、独立を保つべきであるが、両機関ともフリピン電力供給を安定的にできるだけ安いコストで行いたいという理念を共有しているため、この共同作業によって、不合理な計画が生まれるようなことはないと考えられる。

#### 1. 4. 5 地方電化計画に関する課題と提言

##### (1) データベースの構築

現時点における地方電化推進の当面の目標として、「2006年にBarangayレベルでの100%電化達成」があり、達成した後「2017年で需要家レベル90%」の目標が掲げられている。これに向かって進んでいくため、地方電化計画策定には長期のビジョンと明確なターゲットを持つ必要がある。また、Barangay電化終了後はSitiosレベルから個人需要家レベルへと電化目標を変えつつ進めていかなければならない。

これら目標設定と計画立案の基本として、データベースを整備することは重要な事項であり、かつ早急に実施しなくてはならない業務である。正確なデータベースがなくては計画立案やプロジェクト管理は行えない。この調査を通じて、調査団として地方電化プロジェクト管理用のGIS利用地図を作成し、DOEのデータベースの一つとして手渡すこととする。また、電化手法選定に関して、電子データベースでの簡易の経済比較手法も併せて移転することとしたい。DOEでは、これらをベースに、配電線延長と独立分散型電源導入の経済性比較、すでに導入した再生可能エネルギー利用システムの現状やSitiosの数等社会調査結果などを併せて、早急に計画作りに必要なデータベースを確立することを提案する。

##### (2) 導入時の組織体制

今後の地方電化促進を図るためには、新・再生可能エネルギー利用発電の位置づけを考慮し全国展開をにらんだ導入を行う必要がある。このためには、核となる組織(DOE他中央政府レベル)を中心に関係諸機関が連携して導入を促進しなくてはならない。また、遠隔地域の村落を対象に導入された新・再生可能エネルギー利用発電設備に対して、設備を維持管理しかつ料金徴収や故障修理等を実施するためには、地方自治体や村落住民委員会等のような組織の協力も得なくてはならない。従って、導入後のできるだけ長期にわたるSustainability確保等も考慮した中央と地方が一体となった総合的かつ円滑に促進できるような組織体制を構築する必要がある。

電化されたBarangayや需要家のモニタリングは、基本的にそのBarangay委員会や配電事業者によっておこなわれることになる。これらの現状を正確に把握し中央政府機関と効率よく連携していくために

は、現地の Barangay 委員会や配電事業者から地方自治体や中央政府機関(DOE や NEA, SPUG 等)に現状を報告し、適切な指導／支援が得られるような体制を構築しなくてはならない。また、DOE はこれらの状況も踏まえた計画作りをおこなう必要がある。

### (3) 技術開発の推進

新／再生可能エネルギー利用発電は比較的新しい技術を応用した発電方式である。従って、技術革新によるコストダウンが重要な役割を果たすと考えられる。これらに的確に追従するため、DOE は積極的に導入した設備の運営管理にも参画し、設備の稼動状況など技術情報の収集に努め、これらを反映して、必要に応じて民間企業ともタイアップしながら技術開発を推進しコスト低減をはかることが必要と思われる。また、技術を継承し発展させていくためにも人材育成は不可欠であり、このためにも技術トレーニングセンター等建設することも検討する必要がある。さらに、再生可能エネルギー利用システムに関する技術ガイドライン等の作成も長期にわたるサステナビリティを確保する観点から見て重要となろう。

## 1. 4. 6 民間投資の促進に関する課題と提言

### (1) DOE投資促進室の役割

本調査の結果、投資促進に関して中心的な役割を担うのは、BOI(Board of Investment)であり、DOE投資促進室が実際の投資手続補助を行うことは、他省庁に権限が及ばないことと、対応するスタッフが十分ないことから、現状では実現は困難と考えられる。

したがって、DOE投資促進室の役割は、次の二点になると考えられる。

- ・投資家及びプロジェクト開発業者に対する情報提供及び両者を引き合わせてプロジェクト形成を促進する
- ・投資家との最初のコンタクト先(投資手続の案内役)

プロジェクト形成を行うにしても、DOE投資促進室は、紙で投資家の情報や潜在的なプロジェクトの情報を所有しているだけであるため、データベースとしては機能しておらず、投資家などに情報提供できる状況にはなかった。

この機能を実現するため、投資促進室情報流通システムを構築して、2003年11月に運用を開始した。このシステムの概要については、7章にて説明する。

今後は、本調査にて整備した情報流通システムを活用して、

- 投資家動向
- プロジェクト開発状況
- 電源の特定課題(地域別逼迫度、望ましい電源種別、インフラ整備状況)

などの投資家に知ってもらいたい情報を提供していくことが必要である。

今後、DOEの意図に沿った形で、プロジェクトを実現していくかが投資促進室の課題になる。そのためには、DOEは、投資促進のコーディネータとしての役割を投資関連機関(BOI, NEDA, DENR, DOFなど)にアピールして、投資促進室の存在を認識して貰う必要がある。

## (2) フィリピンの投資制度

延べ30社に及ぶ潜在的投資家にフィリピンにおける投資環境についてアンケートを行った結果次のような問題点が指摘された。

- ・ 発電電力の引き取り保証が無く、オフターカのリスクが高い
- ・ 投資判断に必要なデータが開示されていない。
- ・ 投資手続が複雑でよく分からない。
- ・ 地方政府の許認可が制度化されていない。
- ・ 優遇税制などが不十分である。

また、東南アジア諸国(タイ、インドネシア、ベトナム)と投資促進のための諸制度について比較を行ったところ、フィリピンの制度は、インドネシアよりは様々進んでいるものの、ベトナムと比較すると法人税免税期間、法人税率についてベトナムよりも遅れていることが分かった。

投資家が望むのは、減税や効率的な投資手続である。新聞報道に寄れば、減税について、DOFは否定的な見解を述べていることから難しいと考えられる。しかし、地方政府の許認可プロセスの不明確さなどは、法制度の不備が原因であることがはっきりしているので、その立案に向けた提案を投資を促進する立場からDOEは行うべきである。

## 第2章 電力政策分野

### 2.1 フィリピンの電力価格の現状

フィリピンの電力小売価格は、アジア地区では日本について2番目に高い。表2.1に、アジア各国の電力小売価格(2001年度)を示す。

表2.1: 電力小売価格の比較(2001年度) US cent/kWh

	フィリピン	日本	インドネシア	ベトナム	タイ	マレーシア	中国	韓国
電力価格	10.9	13.3	3.2	4.81	5.88	6.05	4.77	5.69
電力会社	MERALCO	10電力平均	PLN	EVN	MEA	TNB	国家電力公司	KEPCO

出典: 海外電力調査会

フィリピンの電力価格は、従来から高かったわけではなく、1980年代から1993年まで続いた電力不足を解消するために、First Track と呼ばれる IPP 誘致促進政策を導入したことにより、1993年以降売電単価の高い IPP が複数導入されて高騰した。

表2.2: NPC の地域別平均卸売り電力単価の推移 ペソ/kWh

地域	1990年	1995年	1999年	2000年	2001年
ルソン	1.20	1.85	2.84	3.34	3.01
ビサヤス	1.24	1.93	2.58	3.23	3.08
ミンダナオ	0.70	1.28	1.67	1.93	2.02
全国平均	1.13	1.77	3.65	3.12	2.90

出典: 2001 NPC Annual Report

1ペソ=2.3円

フィリピン政府は、IMF、ADB などの助言を受けて、電力価格の低減、2001年2月時点で2兆円まで膨らんだ国営電力会社 NPC の巨大債務解消のため、電力産業改革法(EPIRA)を2001年6月に発効させ、発送電分離と NPC 資産の売却、電力卸売市場などの導入を決定した。

下表に示すとおり、フィリピンの商業、工業用電力単価は住宅用電力単価と差があまりない。フィリピン政府は、大口利用者向けの電力料金を引き下げる「電力需要拡大特別プログラム(SPEED)」を実施しており、ルソン地域では、0.8ペソ/kWh大口電力価格が引き下げられる見通しである。

表2. 3: MERALCOと日本の電力会社の用途別平均販売単価 ペソ/kWh

	住宅用	商業用	工業用
MERALCO	4.87	4.88	4.33
東京電力	9.62	6.43	5.56

注:算定期間 2001年1~12月、1 ペソ=2. 3円、東京電力の商業用電力は、特別高圧電力A、工業用電力は、特別高圧電力Bを用いて計算した。

Source: MERALCO Annual Report,

「電気料金の国際比較」2002年6月、日本エネルギー経済研究所

## 2. 2 電力改革の現状と課題

電力産業改革法は、2001年6月の施行から2年余りが経過した。いくつかの項目が実施期限を迎えているが、未だ計画段階にある。中でも、TRANSCO 民営化、NPC 資産の売却、WESM の導入が遅れているため、その実施を前提条件としている小売分野のオープンアクセスなどは実現の見通しが立っていない。

### 2. 2. 1 NPC 民営化の進捗

NPC資産の管理会社PSALMは、ERCに2001年11月15日にNPC民営化計画を提出した。その民営化計画は、2002年8月29日に両院協議会に了承され、その後2002年10月4日にアロヨ大統領の承認を得た。

NPC民営化計画は、TRANSCO Franchise Bill の国会承認を得たのち、TRANSCO 運営権の民間への売却、発電設備の売却と進む予定であった。

アロヨ大統領が TRANSCO Franchise Bill の必要性を認めているにも関わらず、2003年1月現在で上院通過の見通しが立たなかったことから、PSALMはTRANSCO民営化のプロセスをTRANSCO Franchise Billとは切り離して行う方針を打ち出した。PSALMは、2003年1月27日にTRANSCO運営権売却の公式通知を内外の新聞を通じて行った。

しかし、2003年7月に行われたTRANSCO 運営権の入札が不調に終わったため、民営化スケジュールに遅れが生じている。その工程表と実績を次項に示す。



図2. 1: 電力産業改革法の進捗状況

	2001												2002												2003												2004												2005												2006											
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
Promulgation of EPIRA	* approved 6/8/2001												* IRR approved on 2/27/2002																																																											
Effectivity of EPIRA	* Law 6/28/2001												* IRR 2002/3/22																																																											
<b>Privatization of NPC TRANSMISSION</b>																																																																								
Creation of PSALM	180 days → P*																																																																							
Transfer of NPC Assets to PSALM and TRANSCO	180 days → P												Issued on 12/21/2001																																																											
Privatization of TRANSCO by PSALM													Public notice for bidding of concessionaire 1/27 *												First bid *												* Second bid																																			
TRANSCO Franchise Bill																									* Approved by the House												Approval for the Senate																																			
Submission of NPC privatization plan by PSALM	6 months → P*												● Review in the JCPC ●												* 10/4 approval by Pres. GMA																																															
Transfer of sub transmission functions from TRANSCO to DUs													not later than 2 years												P												Issurance of Guidelines for ERC's approval												21 out of 119 total sale packages with completed inspection activities by DUs																							
Transmission Wheeling Rate																																					* public consultation was conducted on 29 May 2003.																																			
Rules, Terms and Condition for the provision of Open Access Transmission Service													Filed terms and conditions with ERC *												*												* Public consultation on Module A-F																																			
Promulgation of Grid Code by ERC	6 months → *												12/19/2001 Resolution No.115																																																											
Guidelines for the Submission, Evaluation, and Approval of Compliance																																					* Issued in Jan. 29																																			
<b>Generation</b>																																																																								
Privatization of at least 70% of generation assets by PSALM													not later than 3 years																								* Public notice for the sale of generation assets 8/27 P																																			
Submission of transition supply contract by NPC	6 months → P																																				* NPC submitted to ERC 67 TSCs as of 31 July 2003																																			
Approval by ERC													6 months → P																								Review by ERC on-going																																			
Review of IPP contracts by DOF/DOJ/NEDA	immediately																								* Submission of IAC Report												* A review process approved by NEDA Board through its resolution No.6 series of 2003 dated 10 June 2003																																			
Review and renegotiation of NPC-IPP contracts																																					* Out of the 35 IPP contracts, 24 contracts were largely resolved																																			
Transfer of IPP Contracts and/ or energy output from NPC to PSALM																									On-going												* Submitted to ERC 9 renegotiated contracts as of July 2003																																			
Selection of IPP Administrators																																					P												For public bidding after privatization																							
Certificate of Compliance to Generation Companies	▶																																				* Guideline issued in Mar. 3												48 GENCO applied for a COC as of April 4. 21 applications were granted COCs.																							
Rules and Regulations to ensure and promote competition																																					* public consultation on Mar. 19																																			
Rules, Guidelines and Procedures for licensing of suppliers																																					Formulation of Rules/Guidelines on-going																																			
Implementing Rules for the Recovery of Deferred Fuel and IPP Costs																																					* public consultation on Feb. 17																																			
Implementing Rules for the Recovery of Incremental Currency Exchange																																					* public consultation on Feb. 17																																			







TRANSCO の第二回入札が 2003 年 9 月に予定されているが、2003 年 9 月現在で 1 社しか入札の意思を示さなかったため、第二回入札も不調に終わった。TRANSCO の民営化は、入札を希望している企業との随意契約となる可能性が高い。TRANSCO に対する外資の出資比率は、40% までと定められている。一方、発電資産に対する出資は、外資が 100% 出資することが認められている。図 2. 3 に TRANSCO に対する出資スキームを示す。コンセッショネア (TRANSCO 運営を引き継ぐ会社) は、送電設備をリースされ、国にリース料を支払う義務を有する。

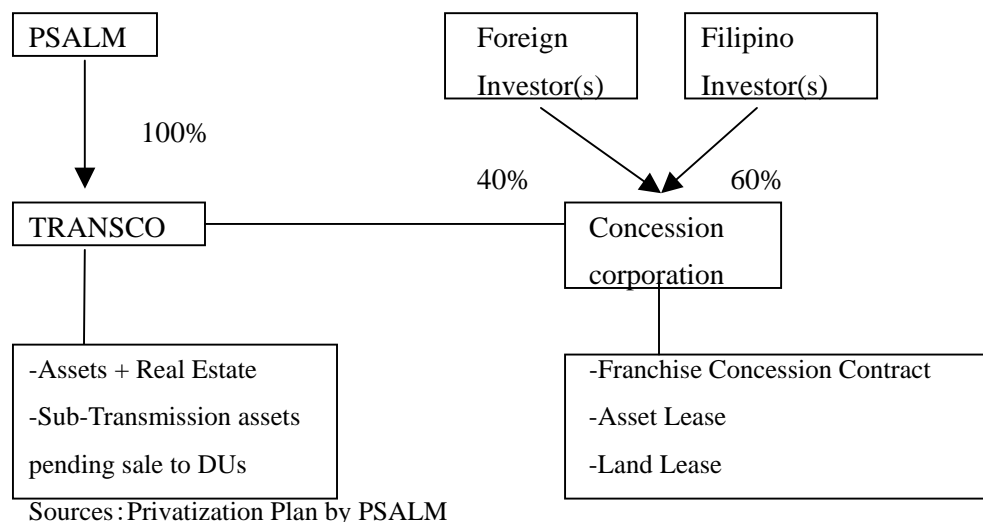


図 2. 3: TRANSCO 民営化スキーム

PSALM は、TRANSCO コンセッショネア選定の入札不調を受けて、当初予定していた TRANSCO コンセッショネア選定後に発電資産売却を行うという方針を変更、2003 年 8 月に発電資産売却に関するインフォメーションメモランダムを配布を開始した。TRANSCO 入札の実績から判断して、第 1 回に入札までには 6 ヶ月程度かかると予想される。発電資産の売却は、電力改革法施行当初は、6 つにグルーピングして売却する予定であったが、投資家が購入を希望する資産とそうでないものを組み合わせることを避け、発電所単位で売却される見通しである。しかしながら、フィリピン大統領選の 2004 年 5 月までに部分的であれ発電資産の売却がなされるか、微妙なところである。

## 2. 2. 2 電力産業改革法 (EPIRA) の目標

EPIRA には、11 の政策目標が掲げられている。それらの目標をまとめると次のようになる。

- 1) 低廉な電気の安定供給
- 2) 地方電化の促進
- 3) WESM の創設による競争原理の導入
- 4) NPC の分割民営化と負債圧縮

## 5) 独立規制機関の設立

これらの目標達成の手段とその効果は、次のようにまとめられている。

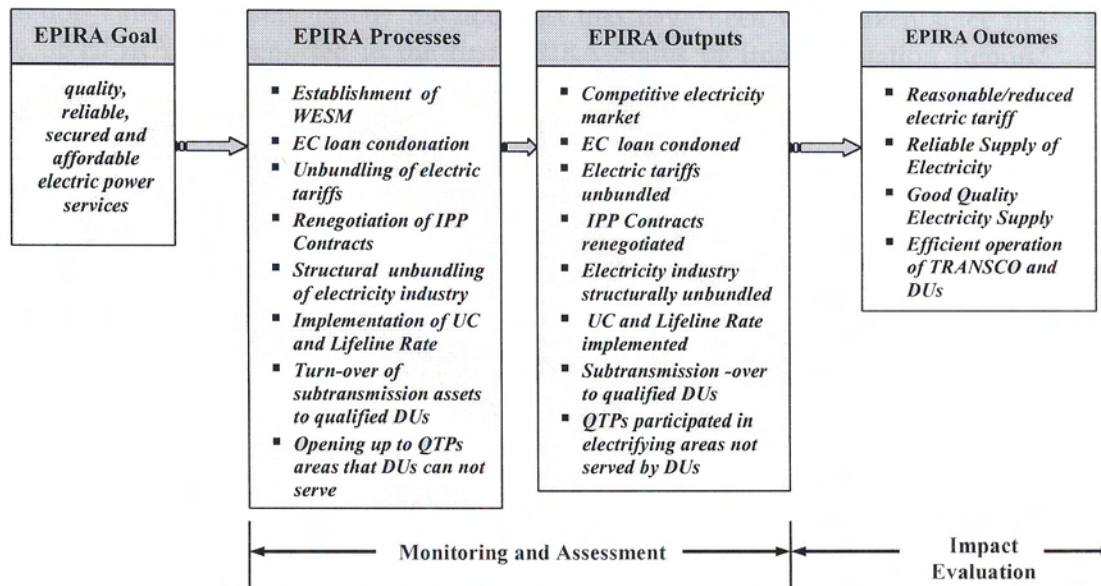


図2. 4: EPIRA の目的と実現手段

出典: DOE

しかし、これら手段と効果のつながりは、幾つかの仮定が成り立つことによって始めて成立するものである。EPIRA目標の中でも最も重要である電気料金の低下という効果について、その仮定条件について検証してみるといかに多くの行動が必要かわかる。

表2. 4: EPIRAが効果を発揮する仮定条件とそれを守る対策

効果	手段	仮定	仮定を崩す事象	仮定の維持対策
電気料金の低下	WESMの導入	マイクロ経済学の価格決定メカニズムが働く	市場参加者の価格操作 送電線の混雑	具体的市場モニタリング手法の開発 公的機関が送電線建設を促進する。
		相対契約金額もWESMに連動して低下する	WESMでの価格が低下しない。 配電事業者が長期契約を指向する。	WESMを設計どおりに機能させる。 配電事業者の料金審査を強化する。
		WESMの価格低下分が消費者に還元される	価格低下分が配電会社に吸収される。 WESMからの調達量が少なく、インパクトが小さい。	Unbundling Rate の審査を強化する。 WESMと相対契約の最適バランスを見極める。
		Power Purchase Adjustment は上昇しない。	為替、燃料費が変動する。 (ペソ安、燃料費上昇)	発電事業者がとるリスク範囲を広げる。
	EC 負債の放棄	EC は利息負担がなければ収支バランスが取れる。	負債放棄後も経常損失が発生する。 電気料金を値上げできない。	EC の営業費用を低減する。
	DU の内部補助金の禁止	顧客間の公平性が保たれ、一般消費者が恩恵を得る。	UC による激変緩和措置が機能しない。住宅用電力価格の上昇。 DU から大口顧客が脱落する。	住宅用電力価格へのインパクトを押さえる。 大口顧客脱落対策を行う。

### 2. 2. 3 電力卸売市場 (WESM)

#### (1) WESM設立のスケジュール

電力改革法によれば、DOEは電力改革法の施行後1年以内にWESMを設立することになっている。当初は、電力卸売市場を設立して、1年間の試行運用を行ったのち、商用運用を行う予定であった。しかしながら、電力市場設立資金のうち世界銀行による7百万\$がキャンセルされ、ADBに引き継がれたため、WESM設立が遅れている。

WESM試行運用が成功することが、ADB および JBIC から提供される電力改革のための Power Sector Reform Loan 6億\$のうち、第三期分の2億\$ 拠出の条件となっている。したがって、WESM設立の遅れは、そのまま電力改革の遅れにつながるため、WESM設立は電力改革実施のクリティカルパスとなっている。

公式にはWESM設立のスケジュールは公表されていないものの、DOEは、2003年12月にコンピュータ上でのデモンストレーション開始を予定している。WESMは、いきなり商用運用されるのではなく半年間の試行期間を設ける予定で、2004年6月頃の運用開始を予定している。

したがって、WESM設立は、当初計画から2年以上遅れて設立される見通しである。

## (2) WESMに関する問題点

フィリピンでの電力卸売市場は、電力自由化先進国であるアメリカで電力産業の水平分割慎重論が台頭する中での船出となる。フィリピンの電力卸売市場の課題は、アメリカ、イギリスでの経験をいかに反映させるかということであろう。

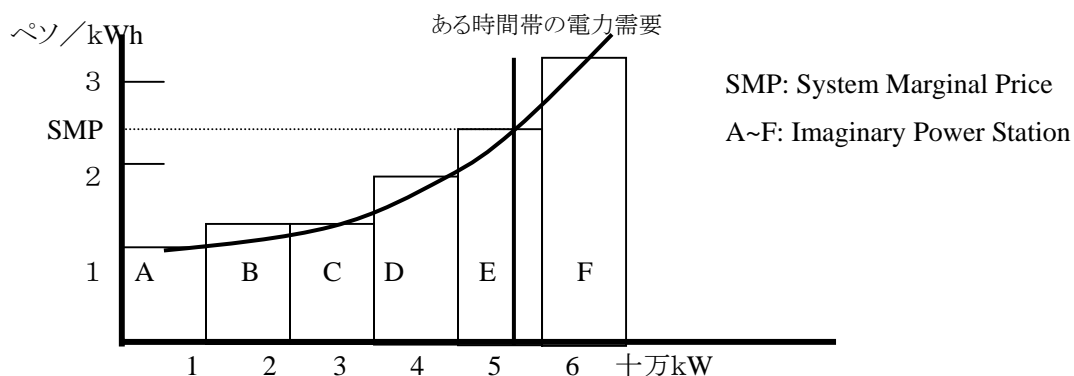


図2. 5: 電力価格決定の概念図

フィリピンの電力卸売市場の価格決定方法を簡略化して示すと図2. 5のようになる。市場の運営方法は大体次のようになる。

- 1) マーケットオペレータは、対象となる時間帯の電気の想定需要を買手(配電会社など)から集める。
- 2) その時間帯にどれだけ電気を売るか、すべての発電プラントが入札する。
- 3) マーケットオペレータは、売手、買手の札を開き、まず売手の札を入札価格が低いものから並べていく。
- 4) 並べた売り手の発電量(kW)の累計が、当該時間帯の電気の需要合計に一致した時点で、当該時間帯の電気の価格と供給量が決まる。売り手には、SMP(System Marginal Price)をベースに計算された価格が支払われる。

フィリピンの WESM で取引される電力量は、配電会社購入量の10%以上と決められている。ルソン島のグリッド容量は、6000MW であることを考えるとその市場規模は、当初は1000MW を下回る可能性もある。この場合、図2. 5では、6 社が入札したように記載しているが、実際には1~2発電所の供給量だけで、市場価格が決まってしまう可能性も十分にある。また、発電所の売却が進まないと、供給事業者数が少ないことから、市場運営開始後、落札価格の傾向が供給者側に分析され、市場価格が高値に張り付いたままになることも考えられる。電力取引量の大部分を占める相対取引も、これまでのPPA契約のように10~20年といった長期契約を発電会社、配電会社間で結ぶとは考えにくく、今後は、1~数年の短期契約になろう。相対契約金額は、当然 WESM の価格動向を見ながら契約更新されるであろうから、WESM の取引価格が高値であると、その金額を反映すると思われる。結果的に、電力小売価格が上昇するということも十分起こりうると思われる。



フィリピンの電力卸売市場は、相対取引を取り入れているものの、電力価格の決済システムは、90年代に主流であったイギリスやカリフォルニアのモデルと類似している。電力卸売市場を設計どおりに運用するためには、1) 十分な数の供給者、2) 送電システムの容量が十分にあること、3) 市場参加者の間に信頼関係があることなどが必要条件として挙げられている。フィリピンの現状をカリフォルニア、イギリスの例と比較してもいずれの条件とも満足している状態とは言えず、期待通りの電力価格の下落が起こるか注意深く監視していく必要がある。

#### 2. 2. 4 供給責任に関する問題

これまでは、国営電力会社 NPC が電源開発を担当して、供給義務を負っていた。また、電源開発に見合った送電システムの拡充も行ってきた。しかし、これからは電源形成が、市場任せとなってしまうため、誰が責任を持って供給力を確保するのか懸念される場所である。

供給力に余剰能力があったアメリカ、ヨーロッパでは、電力需要の伸びが低いこともあいまって、電力自由化に伴う問題点として供給責任がクローズアップされることは少なかった。フィリピンでは、GDP の伸び率は他の東南アジア諸国と比べて低いとはいえ、年4%である。電力需要も毎年6% (300MW) 程度は堅調に伸びている。このような状況の中で、政府が電力の引き取り保障を行わず、どのようにして投資家をタイミングよく呼び込んで電源を形成していくのか、それに見合った送電システムを拡充していくのか課題は山積している。

投資家は、投資回収が不確実であると判断される場合、今投資することが有利であると判断されるまで、投資を繰り延べることが合理的であると考えられる。現状の制度化では、フィリピンの発電、送電セクターに対する投資は、いずれも確実な投資回収期間を導き出すことはできない状況にある。

投資を行う企業に対しては、投資回収や適切な事業報酬が得られるよう、何らかの差額保障など政策的配慮をして供給責任を果たすことが必要になってくるのではないかと考えられる。

### 2. 3 DOEの役割と組織

#### 2. 3. 1 DOE 組織図と現在の配員

DOEは、EPIRA 施行に伴う業務範囲の変更と効率的な業務推進のため、組織改革を進めつつある。現在は、組織改革案を Department of Budget Management (DBM) に提出して、設立に伴う予算審査が行われている。電力産業を統括するとともに電力改革を推進するために Electric Power Industry Management Bureau (通称パワービューロー) が設立された。電力に関連するDOE組織図を図2. 6に示す。

図2. 6: DOE Electric Power Industry Management Bureau 組織図

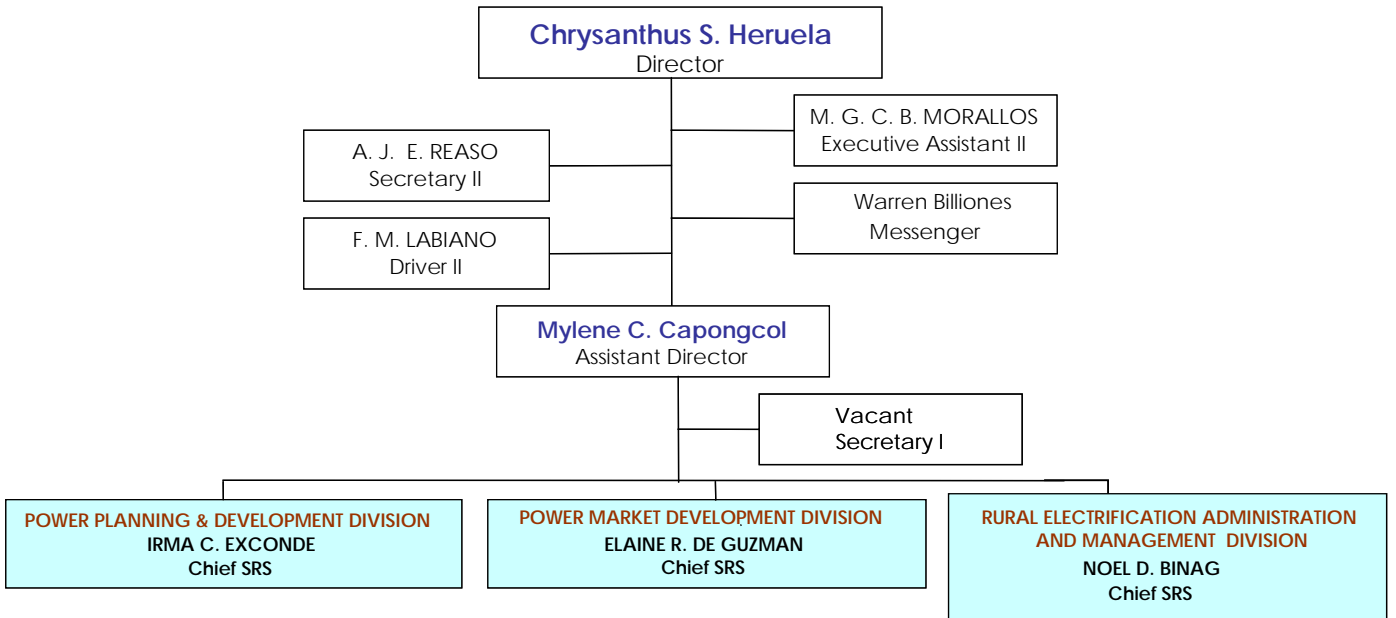


表2. 5にパワービューロー各ディビジョンの役割を示す。PDP, MEDP, DDP等の計画作成、TDPの審査承認は、プランニングディビジョンが担当することになっている。しかし、表2. 6に示すとおり、EPIRA施行後2年以上が経過しても、未だに定員の半分程度のスタッフしか配員されていないことが分かる。

表2. 5: パワービューロー各ディビジョンの役割

Power Planning and Development Division	Power Market Development Division	Rural Electrification Administration and Management Division
<ul style="list-style-type: none"> <li>電力開発計画</li> <li>送電開発計画</li> <li>配電開発計画</li> <li>ミッションナリー電化計画</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力市場開発及び調査</li> <li>電力改革法のモニタリング及び評価</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地方電化推進及び管理(旧 O-IIaw)</li> <li>地方電化プロジェクトマネジメント</li> </ul>

Source: DOE

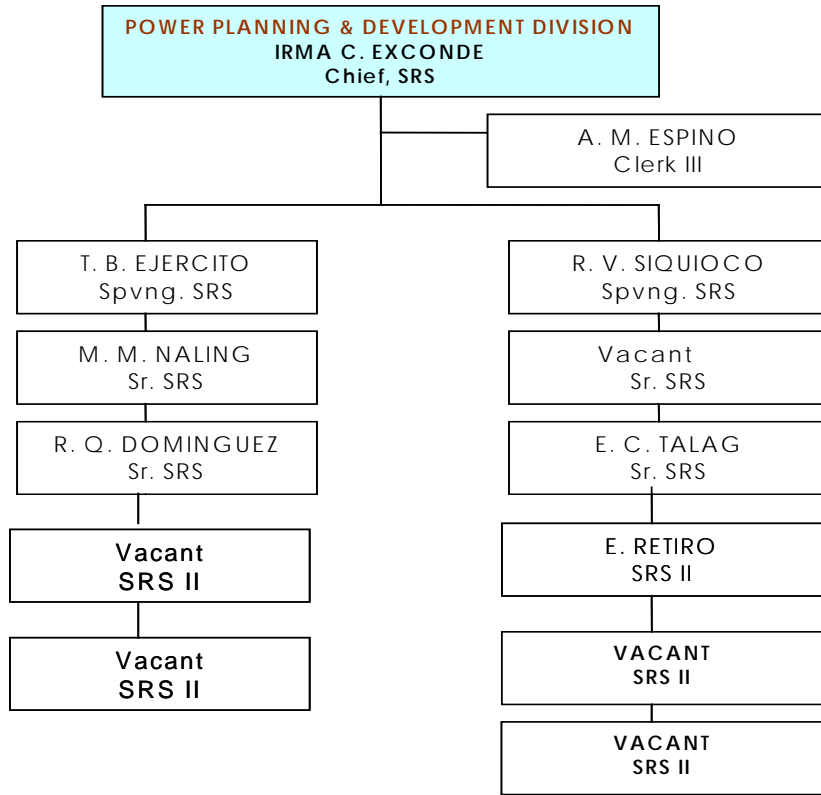
表2. 6: 実際の配員と要員計画の比較

	Planning Division	Market Division	Rural Division	Total
Full Capacity	13	12	28	53
Assigned Number	7	N.A.	N.A.	25名程度

Source: DOE

図2. 7に本調査のカウンターパートのほとんどが所属しているプランニングディビジョンの組織図と配員状況を示す。現状の配員は、上級職員が主体で、実務担当者が不足している状況である。

図2. 7: Power Planning and Development Division の組織と担当の役割



## 2. 3. 2 EPIRA に定められた DOE の役割と課題

R.A. 9136 Chapter III, Section 37 には、DOE の役割 17 項目がはっきりと述べられている。その中で、DOE はエネルギーセクターに対する計画立案・実施を通じて、エネルギーの効率的な利用および低廉な電力の安定供給を達成することが求められている。この目的達成のために、電源形成や地方電化などの分野において民間投資の導入を促進することが、DOE に求められている。

Section37 には、Philippine Energy Plan と Power Development Program を毎年更新することが求められている。このほかに、Section30 には、EPIRA 施行後 1 年以内の WESM の立ち上げが、Section61 には年 2 回(4 月、10 月)の EPIRA 実施状況の報告が DOE に義務付けられている。

IRR Section7 には、DU が提出する配電開発計画を取りまとめて、Distribution Development Plan を作成することが求められている。IRR Section には、NPC-SPUG が行う Universal Charge 申請の基礎となる向こう5年間を対象とした Missionary Electrification Development Plan の作成が義務付けられている。

これらの責務のほとんどすべてを EPIMB が担当することになる。以下に、その役割と担当部署をまとめる。

表2. 7: DOE Power Bureau の役割

Responsibility	Legal Basis	Division	Remarks
Preparation of PEP/PDP	Law Section 37 IRR Section 3	Power Planning and Development Division	Submission due on September 15th
Establishment of WESM	Law Section 30	Power Market Development Division	Within 1 year after EPIRA was enacted
EPIRA Monitoring	Law Section 61	Power Market Development Division	Every April and October
Preparation of DDP	IRR Rule 7	Power Planning and Development Division	Hopefully end of April
Preparation of MEDP	IRR Rule 13	Power Planning and Development Division	Prior to UC petition

## 2. 3. 3 現在の Power Bureau の課題

### (1) 組織体制の確立

DOE パワービューローの新組織はおおむね固まったものの、2003年8月現在で Supervising SRS クラスまでの配員が決定したにすぎない。パワービューローへの配員はディレクター、アシスタントディレクターを除いた定員53名に対して、およそ1/2程度のしかいない。当面の新電力産業改革法でDOEの責務とされた複数の業務を処理していくため、必要人員の確保が望まれる。

また、有能な人材が散逸しないような仕事に対するやりがいの他にインセンティブとなる報奨制度の導入などを検討する必要がある。

## (2) 組織、スタッフの資質向上

DOEパワービューローのスタッフは、電力改革法施行に伴い新たな役割を与えられた。今後DOEパワービューローのスタッフには次のような能力が求められる。

### ・計画立案

投資家は、エネルギー政策が頻繁に変化すると、その市場に対する算入リスクが高いと判断する場合が多い。DOEは、電源開発計画、一次エネルギーの利用方針、環境保護に対するポリシーなどについて、継続性を意識しながら計画を立案する必要がある。

PDPは、投資家にフィリピン電力セクターへの展望を与える Information Memorandum の役割を果たすわけであるから、DOEは、需要予測、電源開発計画などの具体的な算出根拠、仮定条件、燃料費・為替変動、電力卸売市場価格の影響を十分把握した上で計画立案し、投資家が必要とする情報を提供する必要がある。

DOEは、本調査で導入したシミュレーションモデルについても基本的な考え方を理解した上で、次年度以降のデータ更新やシミュレーションモデルの修正を行えるようになる必要がある。

### ・分析力

DOEが行うシミュレーションは、様々な経済指標を利用しているため、これらの値が変化するとシミュレーションの仮定条件がくずれることもあり得る。たとえば、電力需要予測の外部変数として人口、GDPを利用することが妥当ではなくなるかもしれないし、回帰演算の期間は10年間でベストではないかもしれない。また、変数間の相関は、無いものとして計算しているが、今後相関が次第に強くなる可能性もある。現状では、電力消費量の価格弾性値はデータがないが、アジアで日本に次ぐ電力価格のフィリピンでは、電力価格が消費量を制限している可能性もあるため、今後価格弾性値を分析する必要もある。

電源開発シミュレーションでは、世界を取り巻くエネルギー情勢の変化により予想外の動きをすることがある燃料価格や、新技術の導入は簡単に織り込むことができない。

これらの予測には正解はないが、DOEは、様々な社会情勢などを考慮しつつ過去のデータを分析して、合理的な結論を導き出すことが必要である。

電力卸売価格は、投資家にとっては重要な投資判断基準である。投資促進の観点から、DOEはERC、TRANSCOなどと協力して、先進国の事例を基に、フィリピンにおける卸売価格の予測値、変動の可能性など分析してを開示していく必要がある。

### ・マネジメント能力

DOEは、エナジーファミリーと呼ばれる政府機関の中心的な存在であるし、サテライト機関を管理指導していく立場にある。立案した計画を実施に移すため、DOEには、強力なリーダーシップと交渉

力が求められる。

特に、地方電化部門においては、機関横断のプロジェクト管理チームが存在しているが、長期計画がないまま、個別のプロジェクトが行われているため、電化実績の管理や電化実施後のモニタリングができていない。DOEが中心となって、国レベルの地方電化計画を立案して、計画的に個別電化計画を行っていくことが遠回りのようで目標達成の近道である。

ERCは、エネルギー産業の規制機関であるが、エネルギーの専門家が不足しているため、各種申請が十分に審査できず、DOEの政策実施に支障をきたすこともあり得る。

### (3) ERCとDOEの役割明確化

フィリピン電力セクターにおいて、DOEは政策立案およびその実行、ERCは政策実行の監視を行っている。DOEは、送電、地方電化という公的機関が果たす役割が大きい分野においては、TDP、MEDPという長期計画を承認・立案して、計画を実行しようとするが、その個別事業はERCの審査を受けることになっている。

また、発電分野では、DOEは、PDPを作成して民間投資の呼び込みを図るが、新規発電事業者が締結する配電会社などとの相対契約は、ERCの審査を受ける。

つまり、DOEは電力セクターの将来像は描けるが、実施はERCの判断が伴い、DOEの権限が及ぶ範囲は限られたものになる。将来送電線増強の必要性をDOEが訴えても、その計画を実施するのはTRANSCOを引き継いだコンセッションアであるし、その計画はERCが最終的に承認するので、DOEには建設を命ずる権限はない。

ERCという独立した監視機関の存在は、公平な料金設定を維持するためには必要であるが、政策官庁としてのDOEにもそれに対抗するだけの権限が与えられないと、TDP、MEDPの実現は簡単ではないと思われる。

### (4) データベースの整備

PDP作成に必要なデータは、ほとんどがDOE外部から集められるため、まずデータ収集フローを構築することが先決である。本調査で使用したデータ収集フローを今後も確実に使用できるよう、DOEはフォローしていく必要がある。

PDP作成に必要なデータは多岐に渡るため、データ散逸、データ信憑性の面で問題がある。DOEパワービューローとして、体系的に貴重なデータを管理して、有効に活用していく必要がある。

地方電化分野においては、これまでに多数の地方電化プロジェクトがフィリピン政府やドナーなどによって実施されたが、そのデータは紙ベースで保存している。そのために散逸していたり、担当ディビジョンごとにデータが保管されているため、導入実績が把握されていない。このような状態であるため、新たなプロジェクトの計画ができなかったり、プロジェクトを実施しても重複が発生したりしている。DOEは、まずDOE内部に残存している地方電化データを集約して、これまでの地方電化実績を電子化するなどして、適切に管理する必要がある。

## 2. 4 DOEのキャパシティビルディング状況

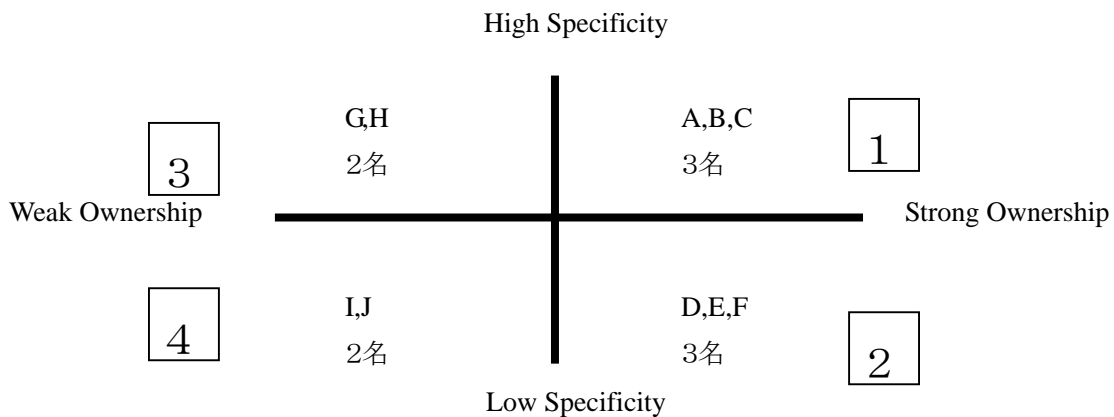
本調査カウンターパートは、学習意欲が旺盛で目に見えて成長したカウンターパートと従前レベルにとどまっているカウンターパートに二分された。この結果は、カウンターパートの当事者意識の高さに支配されたと考えられる。

そこで、カウンターパートの育成状況について、JICA、国際協力総合研修所が提供しているプロセス・マネージメントのためのモニタリング・評価手法に準じて、本調査カウンターパートの課題認識度、当事者意識の高さを座標軸にとって分類してみた。

表2. 8: 座標軸の定義

座標軸	区分	定義
問題認識度の高さ Specificity	High	問題認識度が高く、技術協力の内容が比較的明確
	Low	問題認識度が低く、技術協力の内容が比較的不明確
相手側の当事者意識の高さ Ownership	Strong	専門家の助力を得て自ら問題を分析し、必要な対策を講じ、関係部局との調整を行う用意がある。
	Weak	専門家の助力は得るが、作業の結果に主に興味があり、技能の向上、組織・体制の改善まで行う意志は固まっていない。

カウンターパートの課題に取り組む姿勢(調査開始時)



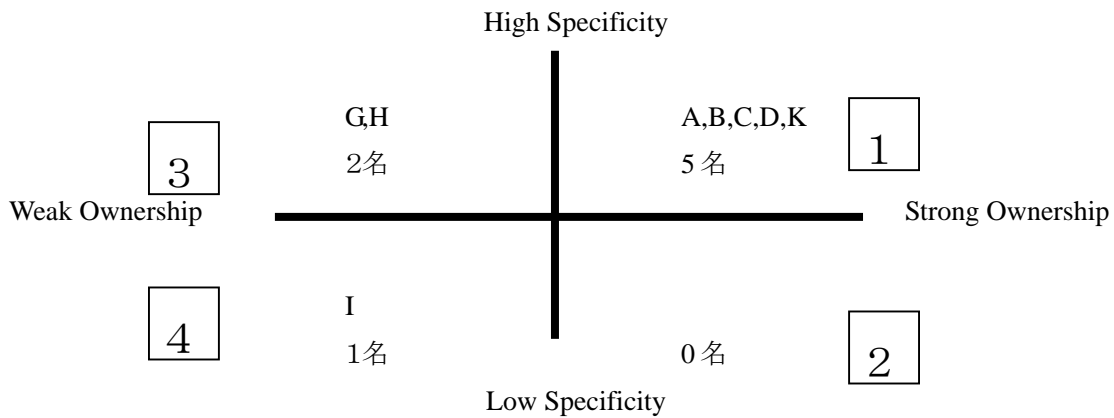
A-Jは、カウンターパート個人を示す。担当分野は以下の通り。

A: 総括、B: 需要・電源、C: 電源、D: 系統、E: 配電、F: 地方電化、G: 総括、H: 専門官、I: 地方電化、J: 地方電化

1

 四角内の数字は、象限の番号を表す。

カウンターパートの課題に取り組む姿勢(調査終了時)



A: 総括、B: 需要・電源、C: 電源、D: 系統、G: 総括、H: 専門官、I: 地方電化、G: 地方電化、K: 投資促進

以下、座標ごとにキャパシティビルディングの状況を説明する。

第1象限: この象限の特徴は、相手側の問題認識が明瞭に整理されていることに加え、当事者意識が高い点にある。技術移転が進む要素が最初から整っている事例である。

調査開始からこの象限に位置付けられたカウンターパートは、調査終了時においてもこの象限にとどまっており、専門家からの技術移転も順調に行われた。カウンターパートの専門知識は、調査当初に比べて格段の進歩を見せ、WASPなどシミュレーションソフトウェアなどを調査団の補助無しで使えるまでになった。

技術移転を成功させた要素は、次の事項であると考えられる。

- ①: コミュニケーションの促進
- ②: 専門家に対する信頼感の醸成
- ③: カウンタパート主導の問題解決
- ④: 技術セミナーの開催(WASP, GT-Max)
- ⑤: インセンティブとしてのカウンターパート研修
- ⑥: カウンタパートが興味を持てるツールの提供

調査半ばから、投資促進のカウンターパートとなったK氏は、調査の目的の飲み込みも早く、目的達成のための努力も自ら行っていたため、第1象限に位置付けた。

調査終了時にこの象限に位置付けられたカウンターパートは、約90名を関連機関から集めた、成果発表のワークショップで調査団と共にプレゼンテーションを行い、質疑応答でも単独で対応できるまでに成長した。



第2象限：この象限の特徴は、相手側の問題認識が整理されおらず不明瞭であるが、当事者に問題解決に取り組む意欲がある点にある。

調査開始からこの象限に位置付けられたカウンターパートは、調査終了時には、1名が第1象限に移行し、2名が転勤により本調査カウンターパートから外れた。

第1象限に移行したカウンターパートは、専門家の指導により問題認識が明確になり、土曜日にも調査団のホテルに来て学習するなど、技術の吸収も順調に進んだ。問題認識の共有は、主に日常のコミュニケーションや専門家のレクチャーによって図られたものと考えられる。ただ、このカウンターパートの場合、担当業務の性質上、関連機関との調整が重要な業務であるが、その調整を専門家に頼っていた部分が大きいため、更に積極的に問題解決に取り組む姿勢が必要である。

技術移転を成功させた要素は、第1象限の場合と同様、次の事項であると考えられる。

- ①： コミュニケーションの促進を通じた問題認識の共有
- ②： 専門家に対する信頼感の醸成
- ③： 技術セミナーの開催(PSS/E)
- ④： カウンタパート主導の問題解決
- ⑤： インセンティブとしてのカウンターパート研修

第3象限：この象限の特徴は、相手側の問題認識が明瞭に整理されており、課題解決のために何を成すべきかは分かっているものの、技術者を育て組織を整備して独自に対応していくという強い意志にかける点にある。

調査開始からこの象限に位置付けられたカウンターパートは、調査終了時においてもこの象限にとどまっており、技術移転という面では、専門家の努力も具体的成果に結びつかなかった。

この象限に位置付けられたカウンターパートには、次のような共通点が見受けられた。

- ①： 本調査関連以外の業務が多忙で不在がちである。
  - ②： 組織を管理する立場にあり、自分では業務を実施しない。
  - ③： 調査結果にだけ興味があり、組織や部下を育てるという意識がない。
- また、地方電化を担当するG氏には、次のような傾向が見受けられた。
- ④： 専門家がレポートなどを提出してコメントを求めても反応がない。
  - ⑤： 電化計画の実施にだけ興味があり、計画作りには興味がない。
  - ⑥： 電化計画作成に必要なデータを専門家に開示しない。

調査団は、調査開始当時から次の項目を意識しながら活動してきたが、この象限に位置付けられたカウンターパートが成長しなかったことは、残念と言うしかない。

- ①： 実務担当者配置の要請

- ②： 行動目標の提示と各自役割の再認識
- ③： カウンタパートに主体性を持たせる
- ④： 組織としての活動、学習効果の伝承の必要性を認識させる

第4象限： この象限の特徴は、相手側の問題認識も不明瞭で、当事者意識も高くない点にある。調査開始からこの象限に位置付けられたカウンターパートは、調査終了時においてもこの象限にとどまっており、技術移転という面では、専門家の努力も具体的成果に結びつかなかった。

この象限に位置付けられたカウンターパートには、次のような共通点が見受けられた。

- ①： G氏の部下で、常に上司の指示を待っている
- ②： 新しいことにチャレンジしない、人前での失敗をおそれている。
- ③： 専門家がレポートなどを提出してコメントを求めても反応がない。
- ④： 当事者意識が薄い。誰かがやってくれるという意識が強い。

## 2. 5 各国ドナーの支援状況

### (1) 各国ODAの状況

表2. 9: フィリピンに対するODAローン貸し付け状況(2002年12月末)

Sector/Sub-sector	No. of Loans	Commitments	
		\$ Million	% Share
<b>Agriculture, Agrarian Reform and Natural Resources</b>	<b>51</b>	<b>2,229</b>	<b>20.7</b>
Agriculture and Agrarian Reform	38	1,652	15.3
Environment and Natural Resources	12	560	5.2
Integrated Area Development	1	17	0.2
<b>Industry and Services</b>	<b>5</b>	<b>476</b>	<b>4.4</b>
<b>Infrastructure</b>	<b>116</b>	<b>7,229</b>	<b>67.0</b>
Communications	4	81	0.7
<b>Energy, Power and Electrification</b>	14	793	7.4
Social Infrastructure	10	253	2.3
Transportation	57	4,923	45.6
Water Resources	31	1,177	10.9
<b>Social Reform and Development</b>	<b>26</b>	<b>857</b>	<b>7.9</b>
Education and Manpower Development	9	374	3.5
Health, Population and Nutrition	7	95	0.9
Social Welfare and Community Development	8	188	1.7
General Social	2	200	1.9
<b>Project Total</b>	<b>198</b>	<b>10,791</b>	<b>91.0</b>
Grain Sector Development	1	100	9.4
Pasig River Environment Management and Rehabilitation	1	100	9.4
Metro Manila Air Quality Improvement (ADB, JBIC)	2	490	46.0
Non-Bank Financial Governance	1	75	7.0
Power Sector Restructuring	1	300	28.2
<b>Program Loans</b>	<b>6</b>	<b>1,065</b>	<b>9.0</b>
<b>Grand Total</b>	<b>204</b>	<b>11,856</b>	<b>100.0</b>

source: NEDA, 1USD =125 JPY

上図に2002年12月現在のフィリピンのセクター別ODAローン貸付状況を示す。エネルギーセクターのローン件数、貸付額は、それぞれ全体の6.8%、7.4%と比較的小さい。

次に、フィリピンにおける2002年12月現在のドナー別無償支援状況を示す。日本は、アメリカに次いで無償支援額が大きく、無償支援額全体の16%を占めている。プロジェクト1件あたりの平均費用を比較してみると、WB,ADB,UNDPなどの国際支援機関の費用の低さが目立つ。

表2. 10: フィリピンに対する各ドナーの無償支援援助状況

Funding Source	No. of Projects	Average Project Cost (in US\$M)	Grant Amount (in US\$M)	Percent Share (%)
ADB	42	0.67	28.29	3.00%
Australia	11	8.33	91.66	9.73%
Belgium	1	18.00	18.00	1.91%
Canada	10	5.45	54.48	5.78%
Czech Republic	1	0.00		0.00%
EU	11	13.66	150.27	15.95%
France	1	0.43	0.43	0.05%
Germany (GTZ)	10	4.24	42.43	4.50%
Germany (KfW)	3	7.51	22.54	2.39%
<b>Japan</b>	<b>30</b>	<b>5.10</b>	<b>153.11</b>	<b>16.25%</b>
Netherlands	3	5.31	15.94	1.69%
Spain	3	2.61	7.83	0.83%
UNDP	17	0.88	14.91	1.58%
UNFPA	3	1.25	3.76	0.40%
UNICEF	1	46.50	46.50	4.93%
United States	31	7.90	245.03	26.00%
WB	33	1.43	47.24	5.01%
<b>Grand Total</b>	<b>211</b>		<b>942.41</b>	<b>100.00%</b>

National Economic and Development Authority (NEDA)によると、2002年12月現在でフィリピンでは17の援助国もしくは援助団体が、技術協力等をフィリピンに対して行っている。無償支援プロジェクトは2002年12月現在で211が実行中であり、そのうち16がDOEが実行機関となっている。エネルギーセクターについていえば、次の7つの援助団体が目立った活動を行っている。

Asian Development Bank (ADB)

World Bank (WB)

Japan Bank for International Cooperation (JBIC)

United Agency for International Development (USAID)

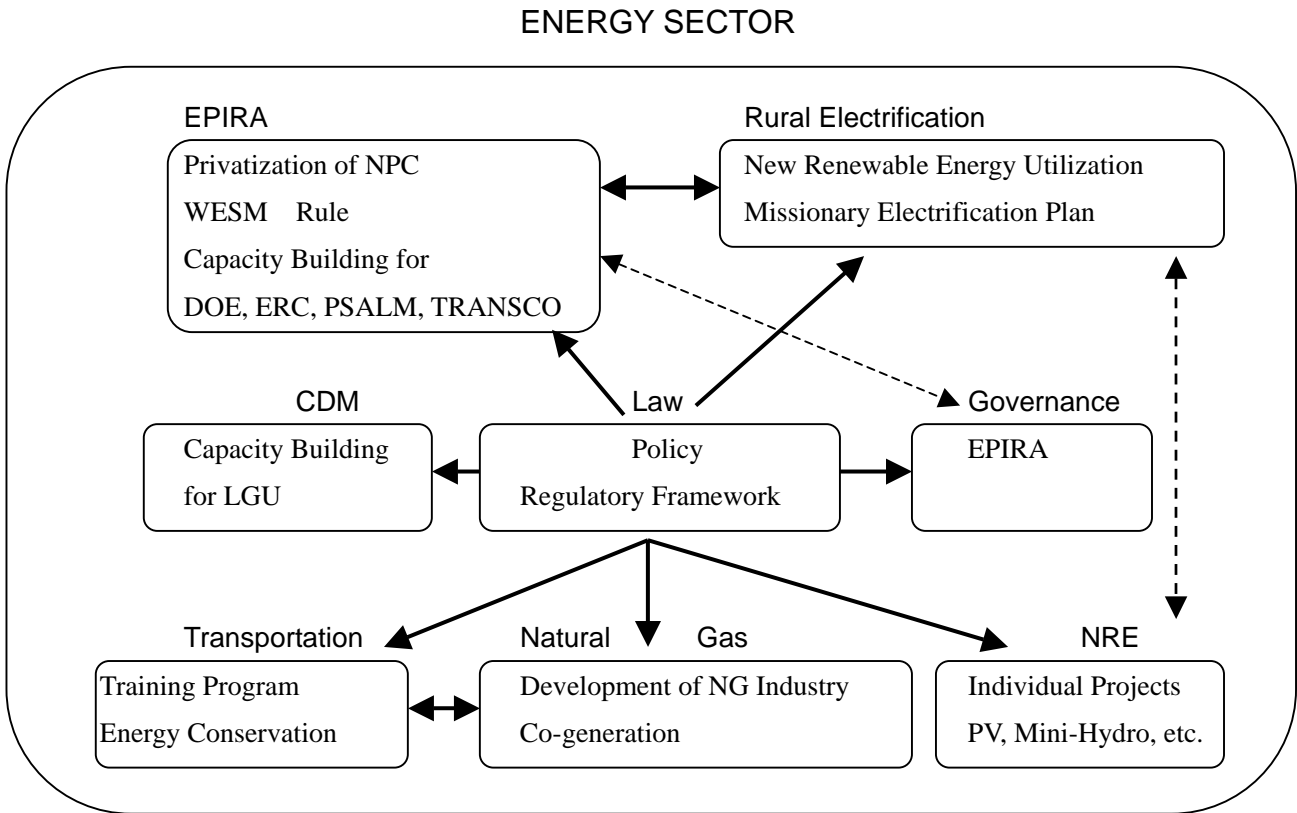
Australian Agency for International Development (AusAID)

United Nations Development Program (UNDP)

Japan International Cooperation Agency (JICA)

エネルギーセクターに対する技術協力の範囲は、多岐に渡っているが、大まかに分類しその概要を図2. 7に示した。

図2. 8: 各ドナーの活動状況



Source: Made by JICA Study team based on the field survey

DOEに対する技術援助は、電力改革法施行以降、その実行を支援するものが複数行われてきたが、法施行後2年が経過してその多くが終了している。現在のDOEに対する無償援助は、地方電化と再生可能エネルギーに関わるものが大半で、本調査のように電力開発計画策定に関わるものは存在しない。

なお、地方電化に関する2002年9月現在の技術援助動向については、第6章にて記載する。

## 2. 6 電力政策に関する提言

### 2. 6. 1 NPC民営化

#### (1) TRANSCOフランチャイズビルの必要性

現在フィリピン上院で審議されているTRANSCOフランチャイズビルには、TRANSCO運営権を競争入札によって取得したコンセッションエリアに議会承認を経ずTRANSCOフランチャイズを引き渡すという条項が入っている。フィリピン上院は、競争入札の勝者であってもフランチャイズ譲渡は議会承認が必要であると主張しているため、同法のフィリピン国会通過のめどは立っていない。

PSALMは、当初同法成立をTRANSCO売却の必要条件としていたため、最終的に同法成立を待たずに入札を開始したものの、TRANSCO売却手続は当初予定から1年以上遅れた。

TRANSCOフランチャイズビルは、コンセッションエリアに排他的営業エリアとTRANSCO設備の運営を認める代わりに、系統運用、送電線インフラ建設・維持や送電利用料金集金の義務をコンセッションエリアに負わせることを定めている。アメリカ通商代表部などは、フィリピン政府に同法の早期成立を求めているが、投資家の関心は低く、第二次入札でも1社のみが入札した。

TRANSCOの売却手続は現状どおり継続して行いつつ、コンセッションエリアに対するフランチャイズ譲渡の国会承認条件の明確化、コンセッションエリアの義務に対する報酬を定義することによって、潜在的なTRANSCO入札者の不安を取り除いた方がよいと思われる。

## (2) 発電資産の売却について

PSALMはNPC資産売却について、TRANSCO民営化、WESM導入、その後、発電資産売却の流れを考えていた。発電資産を購入する投資家としては、WESMの運営状況を観察してから、投資の是非を見定めたいと考えるのは自然な流れであるため、PSALMのNPC民営化計画は妥当なものであったと考えられる。

しかしながら、EPIRAは、同法施行から3年以内にNPC資産の70%を売却することを定めているため、PSALMはTRANSCO民営化が完了する前に、発電資産の売却手続を開始せざるを得なくなった。発電資産の売却は、当初予定していた複数発電資産をグループ化するのではなく個別に売却していく方向である。

なお、EPIRAでは、電力卸売価格の不等操作を防止するため、1事業者の発電設備保有量をグリッドの発電設備容量の30%以下または、国全体の発電設備容量の25%を上限としている。また、発電設備と配電、送電設備のクロスオーナーシップも制限している。

売却される発電所は、政府が引き取り保証するわけではないので、競争力のあるベース電源として運用される発電所以外はオフテーカーリスクが高く、売却の難航が予想される。資産売却を第一の課題とするならば、売却が難しいプラントには、一部引き取り保証や投資回収スキームを付加する必要がある。

売却される発電資産は、建設後20～30年たったものもあるため、投資家はスクラップアンドビルドも視野に入ると考えられる。発電所の再生を行うためには、新たな燃料インフラを整備することも必要になる場合もある。このような場合は、政府が燃料インフラを建設して、その費用を利用料金で長期に渡って回収することで、発電事業者の負担を減らすことも考えられる。

## 2. 6. 2 電力セクターへの民間投資促進

### (1) 投資家等への情報提供

電力セクターへの投資促進に対して、DOE投資促進室が果たす主な役割として、投資家、プロジェクト開発者に対する情報提供である。情報提供手段としてインターネットが有効であるため、DOEホームページ上に投資促進室情報流通システムを構築した。その機能は、以下のとおりである。

- ・DOEが保有する潜在的プロジェクトの開示と出資者の応募
- ・プロジェクト開発者からのプロジェクト提案およびその情報開示
- ・投資家からのプロジェクト開発提案
- ・関連機関ホームページへのリンク

投資促進は、ホームページ構築だけで達成できるものではなく、投資促進室情報流通システムのデータ充実、関係者の求めるデータの逐次アップロードを行っていく必要がある。

### (2) 投資関連手続きの明確化

フィリピンで投資を行うためには、NEDA、DENR、BOI、地方政府などの許認可を得る必要がある。しかし、現状では投資手続の流れを一連のフロー図やチェックリストに表したものはない。各投資関連機関も他機関との協調をあまり意識していないため、予想以上に時間が要して、手続完了に1年以上かかることもある。

投資窓口としてのDOE投資促進室は、投資タイプ別の投資フローを明確にして、投資家の案内役として機能することが求められる。また、DOEは、投資家の要望に耳を傾け、投資を阻害する制度に対しては、許認可権限を持つ機関に改正を提案していくことが必要である。

### (3) 継続性のある政策実施

フィリピンの電力料金は、基本料金とPPA (Power Purchase Adjustment) から構成されており、為替、燃料価格、電力消費量の変化分を調整する仕組みを持っている。基本料金でまかなえない不足分は、PPAとして消費者に添加される仕組みとなっているので、2002年には電気料金の約半分をPPAが占めるまでに至った。

このような状況から、電力改革法60章には、IPPとの契約見直しが盛り込まれ、2002年6月時点で契約済の35IPPの契約見直しが始まり、2003年11月には見直し交渉が終了した。契約見直し内容は公表されていないが、IPPとNPCとの電力卸価格だけでなく、固定費・変動費の支払条件も見直されたものと予想されている。

電力価格抑制のためには、IPPからの電力買い取り単価を引き下げることが必要であるが、投資

家の観点からすると、一旦国営電力会社と締結した契約が、一方的に変更されるわけであり、フィリピンへの電力関連投資が滞るのではないかと懸念される。

DOEなどは、守秘義務に触れない範囲でIPPの契約見直し内容と交渉の過程について公表することによって、ポリティカルリスクが高いというイメージを払拭する必要がある。

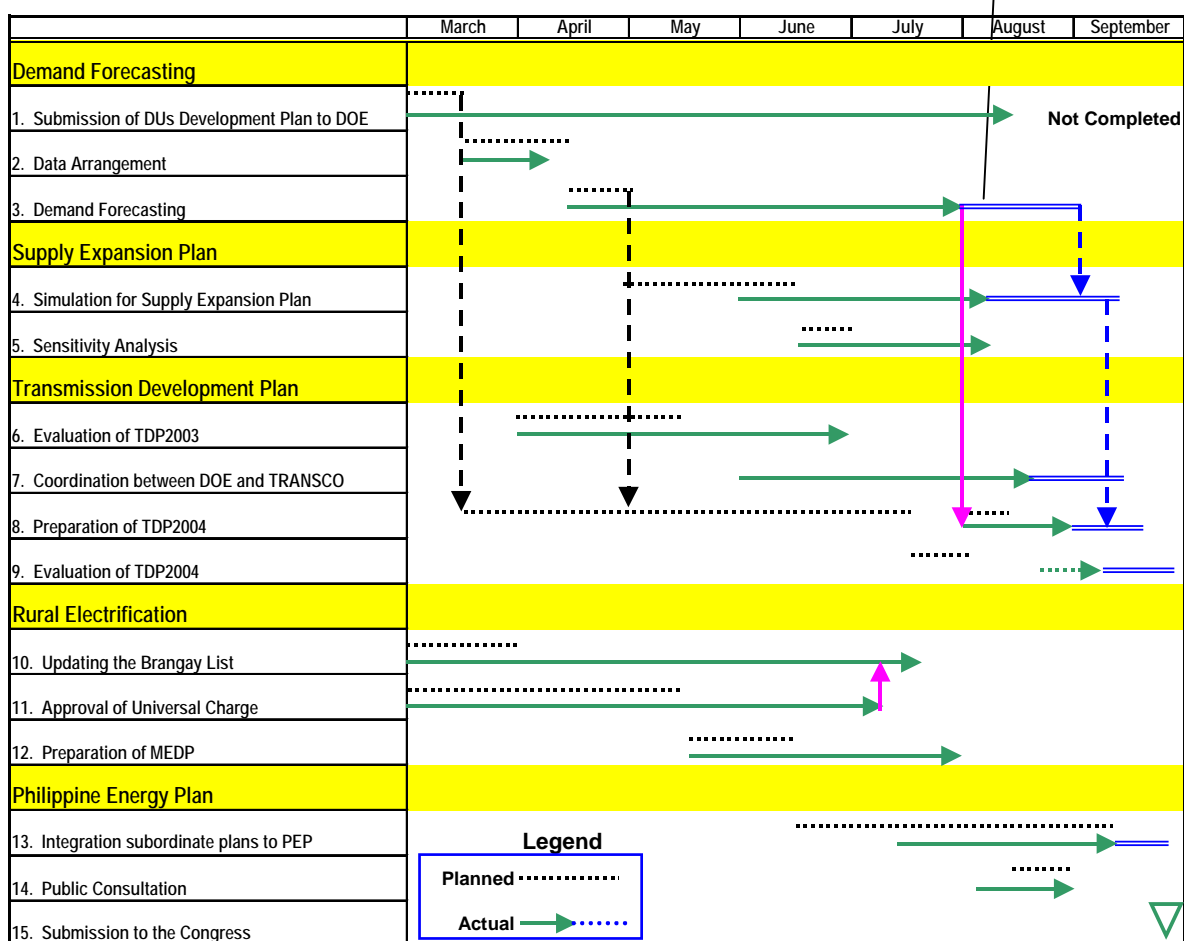


## 2. 6. 3 PDP作成プロセスの妥当性

### (1) 計画の実績の比較

PDP作成のスケジュールと実績を表2. 11に示す。PDP作成の実績からわかるように、9月15日までにPDPを作成して、フィリピン国会に提出することは、かなり難しいと言える。

表2. 11: PDP策定計画と実績



需要予測は、NEDAからGDP成長率の暫定予測値を4月時点で入手して、それに基づいて実施し、需要予測結果は5月の時点でほぼ計算されていた。しかし、実際には、需要予測結果のDOEシニアマネジメントの承認に時間がかかり、それ以降の電源開発、系統計画の策定が2ヶ月以上計画よりも遅れた。

従って、9月15日にPDPの国会提出を遵守するのであるなら、DOE内の承認プロセスを確立して、5月末までに需要予測を確定することが必要である。それが難しい場合、PDP/PEPの提出を9月15日以降に見直すことが望ましい。

(2) 監督機関としての DOE

フィリピン電力セクターでは、電力改革法により DOE が需要予測や電源開発計画の策定を行うこととなった。比較検討のため、電力自由化が進んでいる先進国の状況をまとめてみた。

表2. 12: 各国政府機関が需要予測に果たす役割 2003年9月現在

国	フィリピン	日本	アメリカ	イギリス	ノルウェー	スウェーデン	ドイツ
需要予測機関	政府機関	事業者連合	政府機関	系統運用者	政府機関	政府機関	コンサルタント
名称	DOE	日本電力調査委員会	DOE (EIA)	NGC	Statistics Norway	Energy Administration	Prognos AG
用途	電源開発 流通	流通	政策策定	流通	流通 政策策定	政策策定 CO2 排出量	政策策定
想定頻度	1年毎	1年毎	1年毎	1年毎	1年毎	不定期	3年毎
データ入手先	DU	電力会社	EIA FERC	DU 大口需要家	N.A.	中央統計局	中央統計局
手法	マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ
小売り自由化度	0%	30%	0~100% 州による	100%	100%	100%	100%

出典: 日本電力調査委員会「欧米主要国の電力需要想定事例」、日本エネルギー経済研究所「海外諸国の電力改革の現状」

電力自由化先進国では、需要予測はエネルギー政策決定や公共性が高い流通設備の形成のために行われている。欧米各国の電源形成は、事業者の責任によって行われるため、国レベルの電源開発計画を策定している国はない。また、日本においても、電源形成は、各電力会社独自の需要予測に基づく供給計画によっている。

アメリカは、DOE の情報統計管理を目的とした外部機関である EIA(Energy Information Administration)が需要予測を行っており、政策担当部署が直接需要予測を行っているわけではない。ノルウェー、スウェーデンもアメリカと同様である。ドイツでは、政府が専門のコンサルタントに需要予測を外部委託している。他国の例をみれば、政策担当部署が直接需要分析などを実施するのではなく、専門機関が実施するのが一般的である。

フィリピンのDOEは、政策立案する部署が統計処理、シミュレーションなど分析業務を並行で実施するが、マンパワーが限られるため分析が不十分になる懸念が否めない。この状況を鑑みると、PDP作成業務の多くを新たに創設する専門機関に託して、政策立案や監視業務に特化することが望ましいと思われる。

### 第3章 電力需要予測分野

#### 3.1 フィリピン経済・電力需要の調査・分析結果

##### 3.1.1 フィリピンの過去の国勢

###### (1)人口

フィリピン国は、国土総面積約 30 万 km<sup>2</sup>、大小 7000 の島から構成されている国である。2000 年国勢調査の結果では、人口は 7500 万人強である。1975 年から国勢調査が行われた年の人口をプロットしたのが下記の図である。

近年の人口増加率は2%程度である。フィリピン国内の統計機関 NSO,NSCB や、国連の人口予測では、2015 年から 2020 年の間の期間において、人口が 1 億人に達すると見られている。

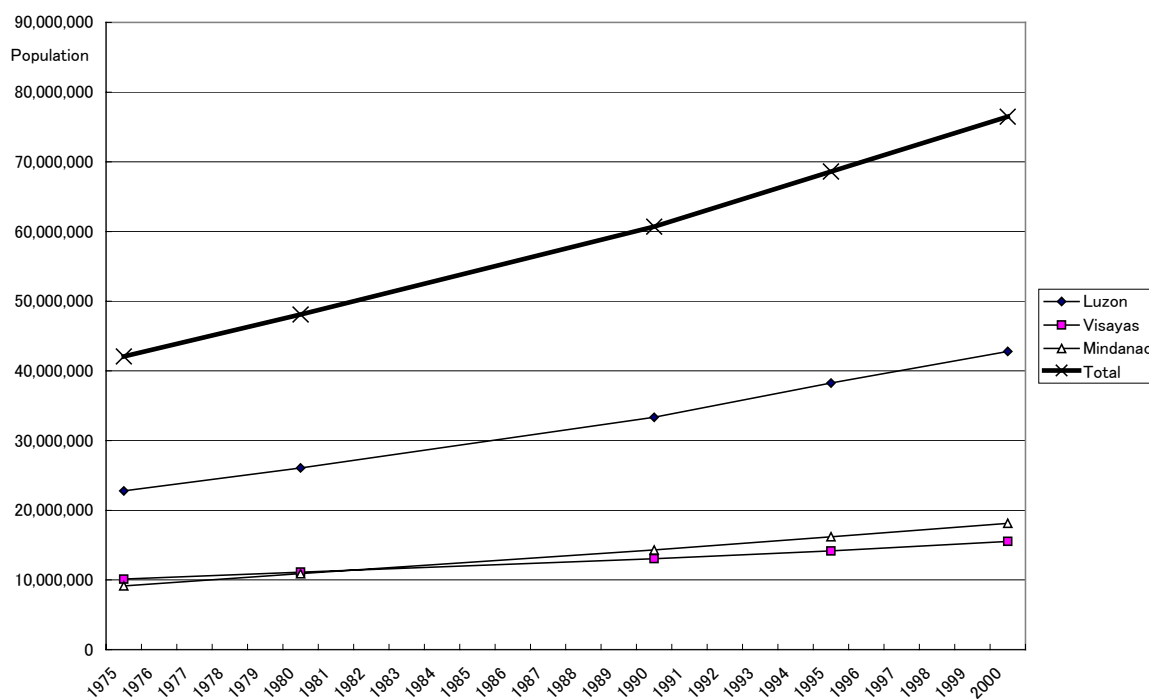


図 3.1: フィリピン国および3地域の人口の推移

###### (2)経済成長

1990 年から 2001 年までの GDP の推移は図 3.2 の通りである。成長率の推移は図 3.3 の通りである。90 年代のはじめに低成長期を経験しているが、90 年代の中盤は5%前後の成長率を維持している。98 年にはアジア通貨危機の影響を受けてマイナス成長を記録したが、99 年以降は3~4%台の成長率を維持している。

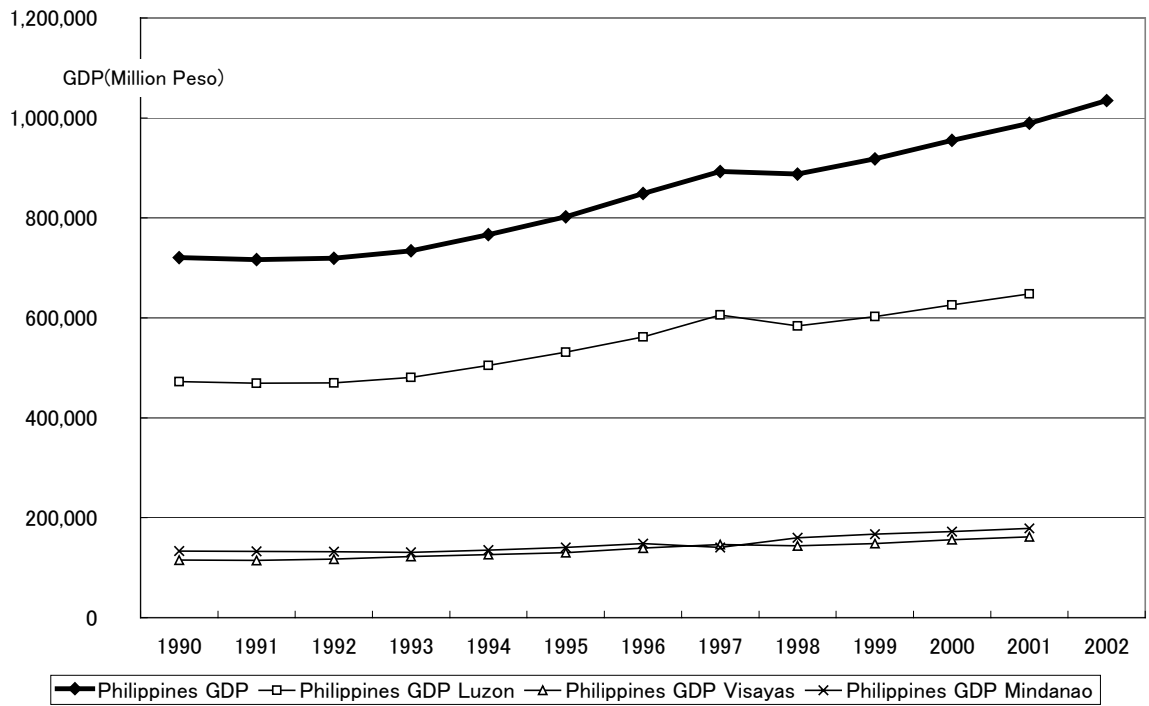


図 3.2 GDPの推移

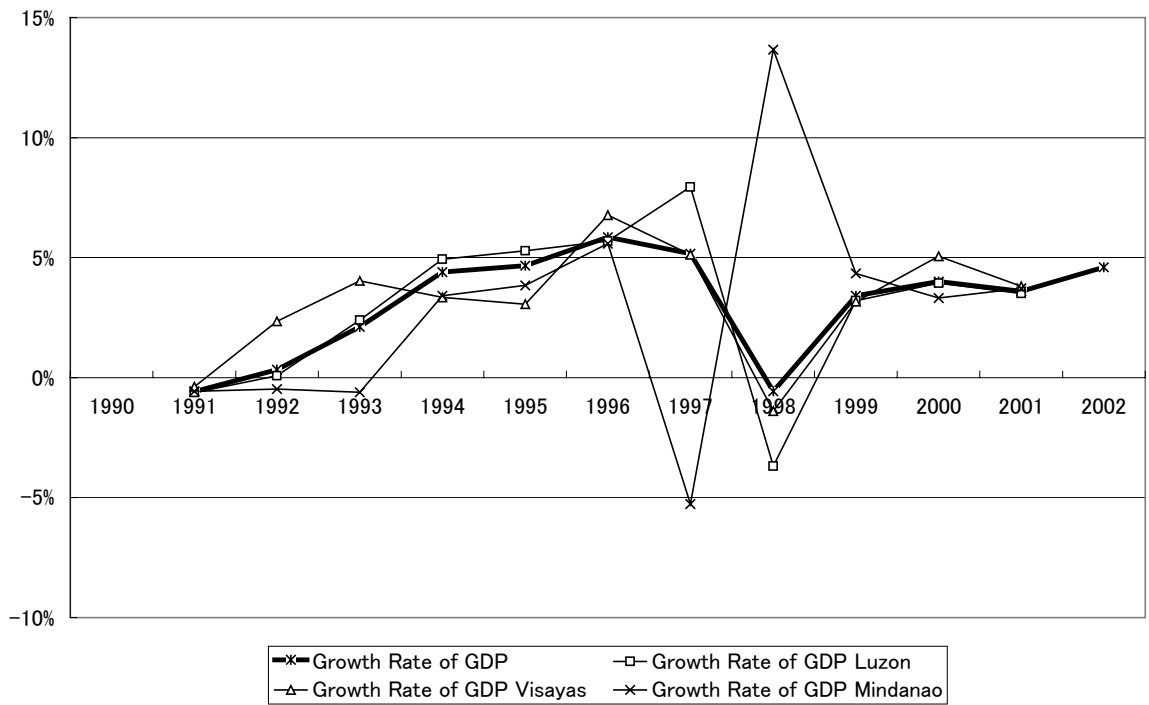


図 3.3 GDP成長率の推移

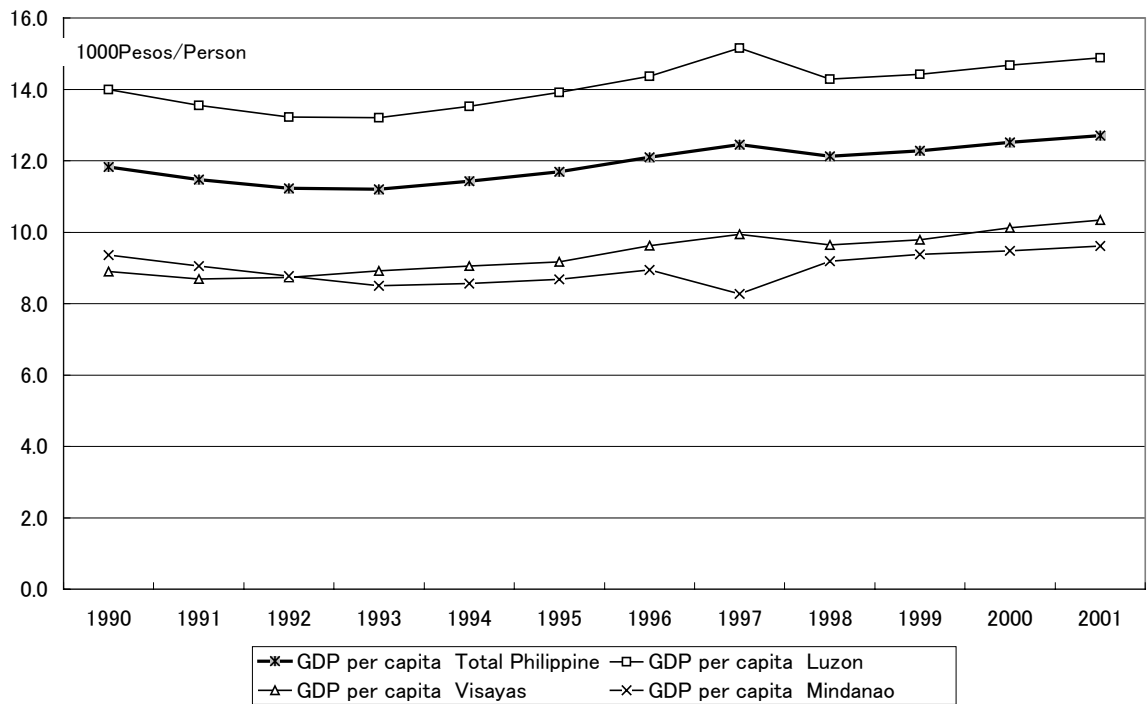


図 3.4 GDP/Capita の推移

なお、人口一人当たりの GDP に相当する GDP/Capita の推移を見ると、90年代を通じてほとんど伸びていない。しかし、2000 年以降は、アジア通貨危機で落ち込んだ GDP/Capita が回復する傾向を見せており、2000 年以降の経済成長を個人消費の好調が下支えしている傾向が見られる。

### 3. 1. 2 過去の電力需要の経緯

電力需要の伸び率は、一般にその国の人口動向や経済状況などの国勢に強く影響を受ける。従って、過去の国勢の紹介に引き続き、フィリピンにおける過去の電力需要の実績とその特徴について述べる。

#### (1) 電力需要の成長率

1990 年代を中心とする Gross Generated Energy で見た 電力需要の成長率の経緯は図 3.5 に示すとおりである。前項で述べたように、1993 年頃までは、景気の低迷期である。またこの時期は電力セクターにおいて供給力不足の時期であったため、電力需要の成長率は低く抑えられている。しかし、1994 年から 1996 年にかけては、供給力不足が解消されたこともあり、10% 台の成長率を記録している。1990 年代の後半は、通貨危機などの影響を受けて電力需要の伸び率が低下している。

この傾向は、電力需要の GDP 弾性値の実績にも影響を与えており、1990 年代の中盤には電力需要の GDP 弾性値が高くなったが、その後、次第に弾性値が小さくなる傾向を示している。

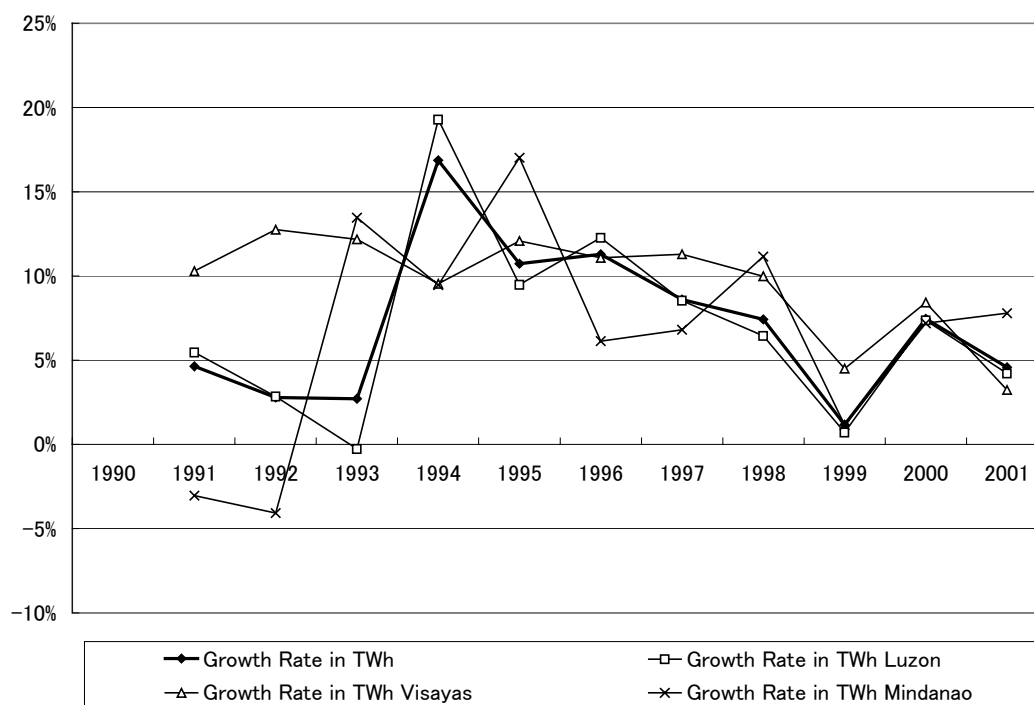


図 3.5 電力需要の成長率の推移

フィリピンの電力需要の特徴は、産業部門での販売量が相対的に少ないことにある。図.3.6 に示すように各国の部門別販売量の比と比較すると、相対的にすくないことがわかる。フィリピンのケースは MERALCO (おおよそフィリピンの電力販売量の6割以上を占める) の例である。多くの先進国、開発途上国では産業需要が 50% 以上を占めている。MERALCO の場合にはその比率は 30%。この特徴はフィリピン全体に当てはまる。従って、フィリピンの電力セクターの販売は、強く、非産業部門に依存していると言える。

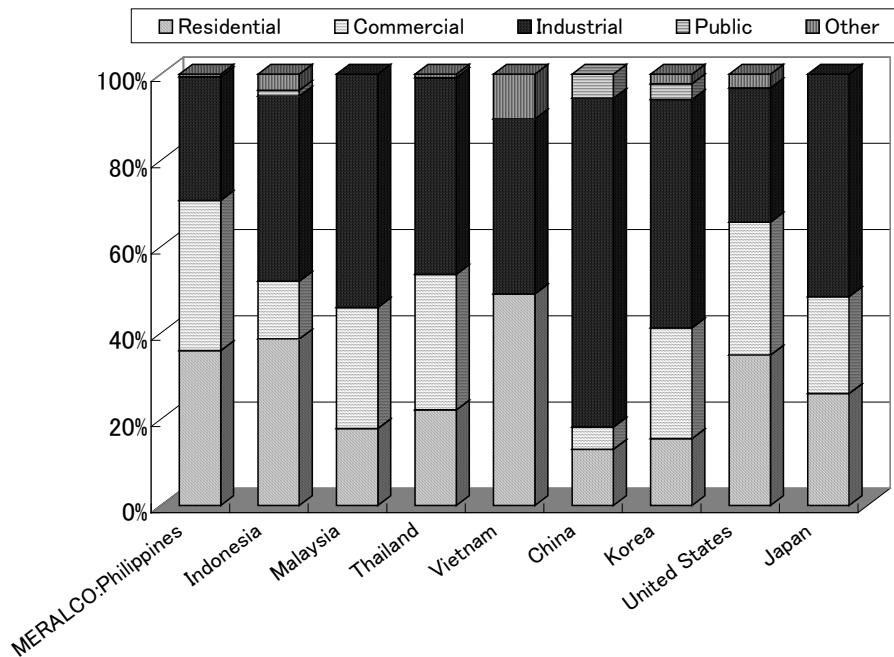


図 3.6 各国のセクター別電力販売量の比

この特徴は、過去の GDP と電力需要の伸びの関係にも影響している。1990 年代の半ばでは、その直前の供給力不足の反動で、需要成長率は相対的に高かった。このため、90 年代は全般に GDP 弾性値が下がる傾向を示すことになる。

また、電力の信頼性や品質も成長率に影響するファクターである。特に、フィリピンでは過去 15 年間、大口の産業需要が伸びていない。たとえば、日系の大手電機メーカーでは、瞬低を年間 1 万回近く経験しており、そのため工場には 50MW の自家発を導入して自給している。このような事実からは、電力品質の改善が、大口産業需要を電力セクターの需要として呼び戻す重要なファクターとも考えることができる。

## (2) 人口当たりの電力需要

GDP/Capita は 90 年代を通じて低迷していたことは前に記述したとおりであるが、電力セクターを通じた電力消費量の人口当たりの原単位は、図 3.7 に示すとおり、1993 年以降、比較的順調に伸びている。このことは、需要想定において GDP/Capita は二次的な説明変数となりうるが、人口や GDP の数値そのものの方がより強い説明力を持つ可能性を示している。

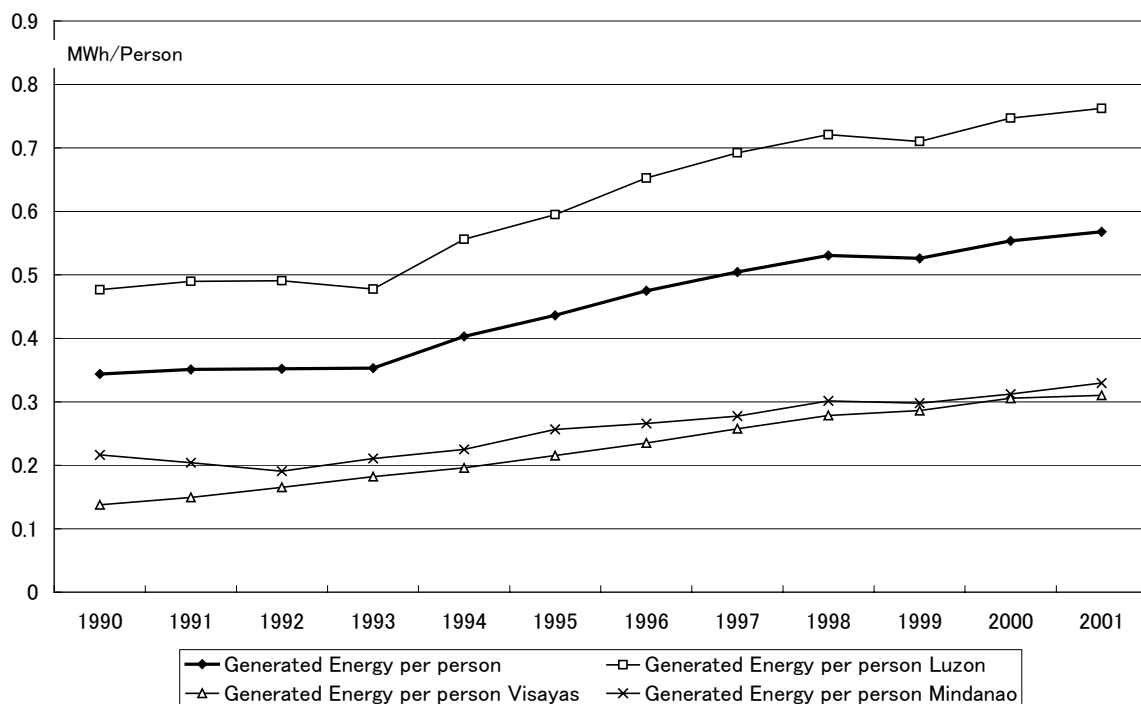


図 3.7 人口当たりの電力需要原単位の推移

### (3) 負荷率

フィリピン全体、各メイングリッドの負荷率(=需要電力量/(ピーク電力×8760 時間))の推移は次の図の通りである。一般には、経済成長に伴って住宅需要の比率が低下し、負荷率が低下すると考えられているが、これまでの実績では負荷率が低下する傾向が見られない。これは、フィリピンの産業は構造が一次産業、三次産業に強く依存するほか、近年新たに投資されてきたエレクトロニクスなどの産業需要は自家発などの導入により電力セクターの需要として入り込まないことが考えられる。また、フィリピンに投資されている新産業は、旧来の二次産業と異なり24時間操業型が多くなってきているため、新しい産業需要が電力セクターの需要となっても、負荷率の低下が起こりにくい環境にある。



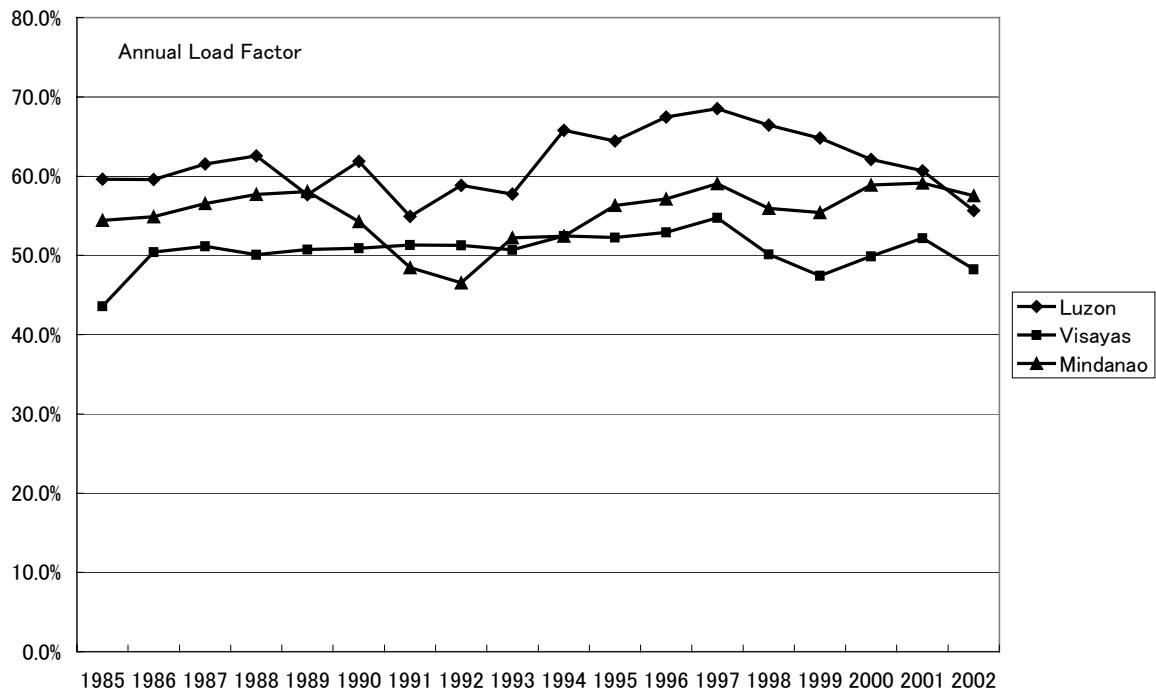


図 3.8 負荷率の推移

(4) 送電系統での直接販売実績

送電系統での直接販売実績は、日本においては特別高圧系統に連系している需要家への販売実績に相当する。一部大口の商業需要家も含まれることがあるが、大部分は大口の産業需要家への電力販売実績を示す。NPC のデータによると、NPC の送電レベルにおける直接販売の実績は量的には 90 年代を通して増加しておらず、需要成長に伴って比率を落とす傾向にある。1998 年以降は、NPC の配電会社への卸売りを含めた送電レベルの販売実績が、IPP にとって代わられる傾向が出てきており、2002 年からは NPC—GENCO の販売実績が配電会社の販売実績を下回るようになったと予想される。

NPC とマニラ電力の関係を見ても、96 年頃から IPP を導入し始めて、2002 年以降、NPC の販売のシェアが大きく落ち込んでいることが分かる。

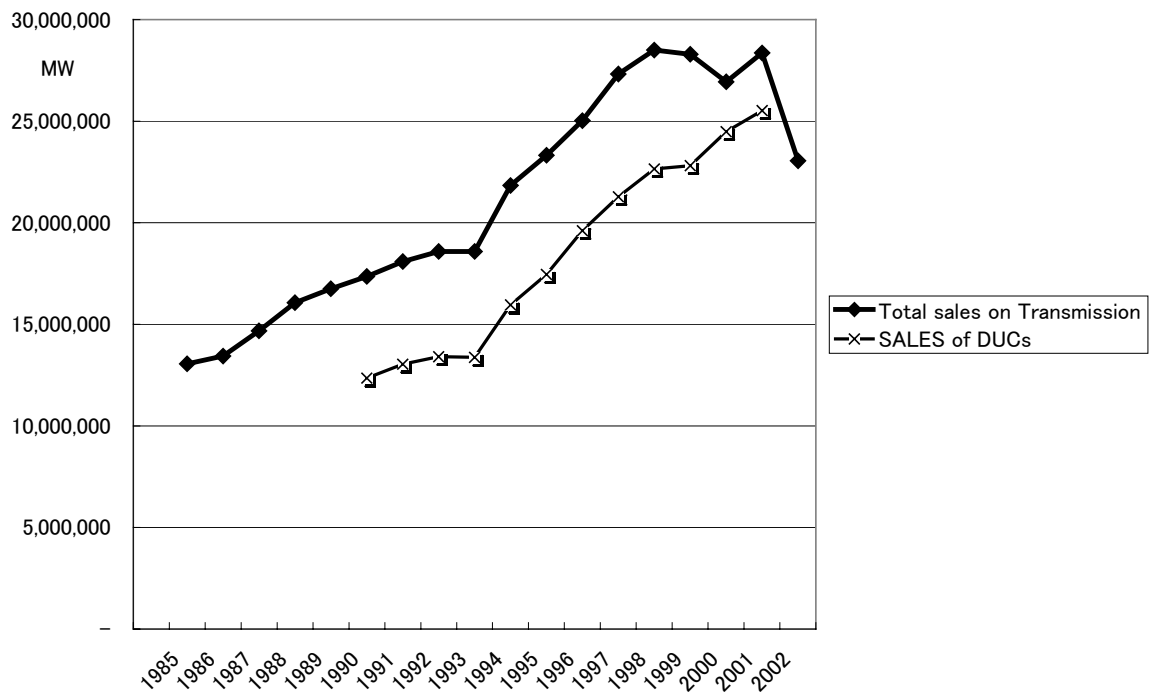


図 3.9 NPC の販売実績と配電会社の総販売実績の関係の推移

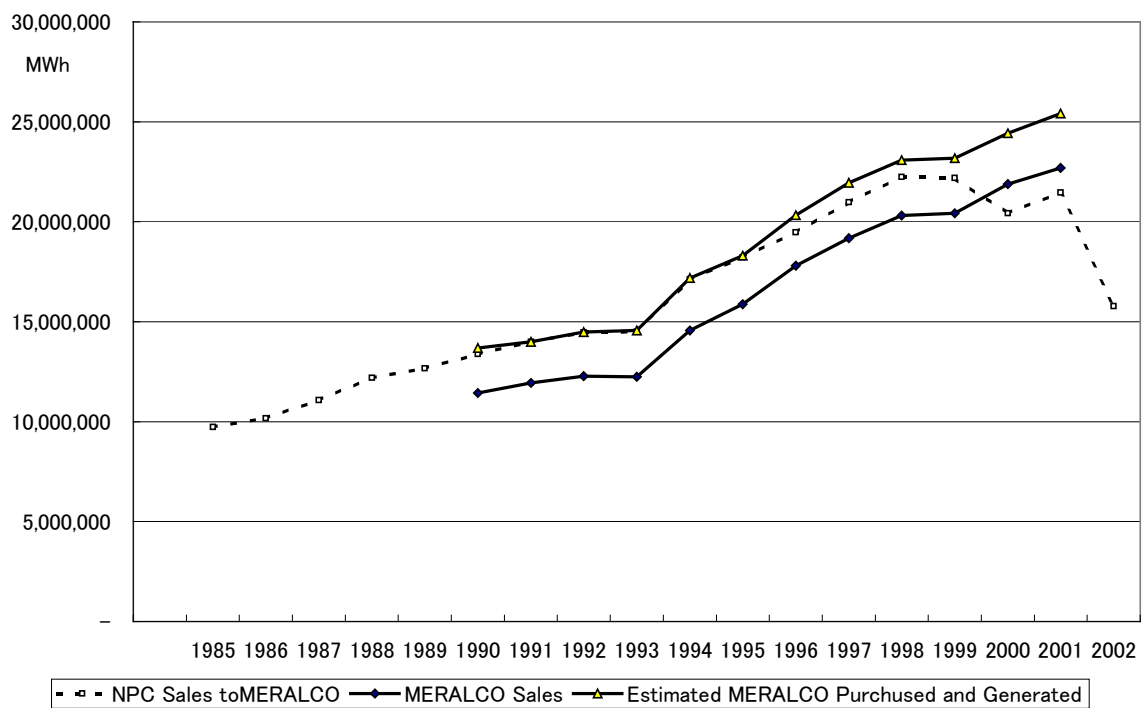


図 3.10 MERALCO の需要と NPC の MERALCO への販売実績

### 3. 1. 3 フィリピンの今後の経済見通し

#### (1) フィリピンの各種短期経済見通し

フィリピン国を対象としたGDP見通しを中心とする短期経済予測は、翌年、あるいは翌々年までを対象に、NEDAのようなフィリピンの公的機関、世界銀行、アジア開発銀行、IMFのような国際機関、民間ベースの銀行、シンクタンクなどが数多く発表している。日本の外務省の資料では、例えば、2001年を対象としたGDP成長率の予測は、アジア開発銀行が2.7%、IMFが2.9%、世界銀行が2.5%と少しずつ乖離がある。2001年の実際の成長率は3.2%であったため翌年の見通しにおいても20%ほど外しているケースがあると解釈できる。

2003年5月に発表されたフィリピン政府(NEDA)の予測は以下の通りである。

NEDA : 2003年 4.2 - 5.2 % 2004年 4.9 - 5.8%

これに対して、フィリピン国外の公的、私的機関の2003年4月期に発表されている経済見通しの例は以下の通りで、各所ともASEAN平均に近い4.0%程度の成長率を確保すると見通している。

IMF	:	2003年	4.0%	2004年	4.0%
アジア開発銀行	:	2003年	4.0%	2004年	4.5%
UFJ銀行(日本)	:	2003年	3.9%	2004年	4.3%
みずほ銀行(日本)	:	2003年	4.3%	2004年	4.5%
野村総合研究所(日本)	:	2003年	3.8%	2004年	4.1%
三菱総合研究所(日本)	:	2003年	4.2%	2004年	3.9%

両者を比較すると、NEDAの発表する想定では、当該年の予測では低位予測が外部機関の予測に近く、高位予測は1%程度高めになっている。また、2004年のような翌年予測は、低位予測でも0.5%ほど外部機関の予測よりも高めで、高位予測は1.5%以上高く予測が成されている傾向が見られる。

#### (2) フィリピンの各種長期経済見通し

長期経済見通しは短期見通しよりも予想が難しいとされ、大きく分けると経済状況を考察して定性的に評価するアプローチと、経済モデルを長期に走らせて定量的に評価するアプローチがある。

過去からPDPに使われた、フィリピン国の政府機関であるNEDAの長期経済見通しは、後者のタイプの予想である。NEDAにより、2003年5月に発表された長期見通しは次表のHigh GDP、Low GDPの2通りである。

表 3.1 NEDA および DOE が想定したGDP予測

In %			
	NEDA High GDP	NEDA Low GDP	Modified Low GDP
2002	4.6	4.6	4.6
2003	5.2	4.2	4.2
2004	5.8	4.9	4.9
2005	6.3	5.3	5.3
2006	6.7	5.8	5.8
2007	6.3	5.3	5.3
2008	6.8	5.8	5.1
2009	7.0	6.0	5.1
2010	7.0	6.0	5.1
2011	7.0	6.0	5.1
2012	7.0	6.0	5.1
2013	7.0	6.0	5.1
AAGR(%)	6.6	5.6	5.1

NEDA からのヒアリングによると、経済モデルを用いてこの長期見通しを立てているとのことであるが、エネルギー省はこの予測を国の経済目標と解釈して、後年度5年間については前半年度5年の平均値をとって電力需要予測に使うケースがある。

また、日本のアジア経済研究所でも90年代半ばに計量経済モデルにより10年間の GDP 予測を実施しているが、その結果ではフィリピンでは90年代後半に6%後半、2000 年以降は7%台の経済成長を記録すると予想されており、NEDA の長期見通し同様高め想定になっているが、実績とは乖離の大きな予測結果となっている。

定性的には、フィリピン経済は、90年代半ばに「アジアの病人」と呼ばれた深刻な状況は脱して、4—5%程度の堅実な経済成長を行うポテンシャルを持ったというのが経済分析の傾向で、かつ、IT産業などの投資が90年代後半からはじまり、それが順調に維持されれば ASEAN 平均レベルの経済成長は確保できるとというのが大方の見方である。三菱総合研究所における日本の長期経済見通しの中でも、その重要な影響要因であるアジアの経済想定では、フィリピンを含む ASEAN 諸国は 4.5%—5.5%程度の成長率を 2010 年までは維持できると見ている。

従って、長期 GDP 予測、特に10年間の予測の後半に関しては、フィリピン政府の予測は、外部機関と 1.5~2%は確実に高めに想定されていると解釈される。

### 3. 2 需要予測モデル

#### 3. 2. 1 PDP2002における需要予測モデルの分析

##### (1) フィリピン電力セクターの過去の構造

フィリピンにおける過去の電力セクターの構造は、図 3.11 での物理的な電力の流れの関係図に示すように、卸売りを NPC が管轄し、配電における小売りを私営配電会社、配電組合が管轄する構造となっている。一部、大口需要家に対しては、直接 NPC から電力が供給されている。1990年代の後半から、NPCが保有する発電設備の他、NPCが契約するIPPや、配電会社が契約するIPPが登場してきた。従って、図中の◎のポイントにおいて、卸売り、小売りの実績を把握することが可能であった。

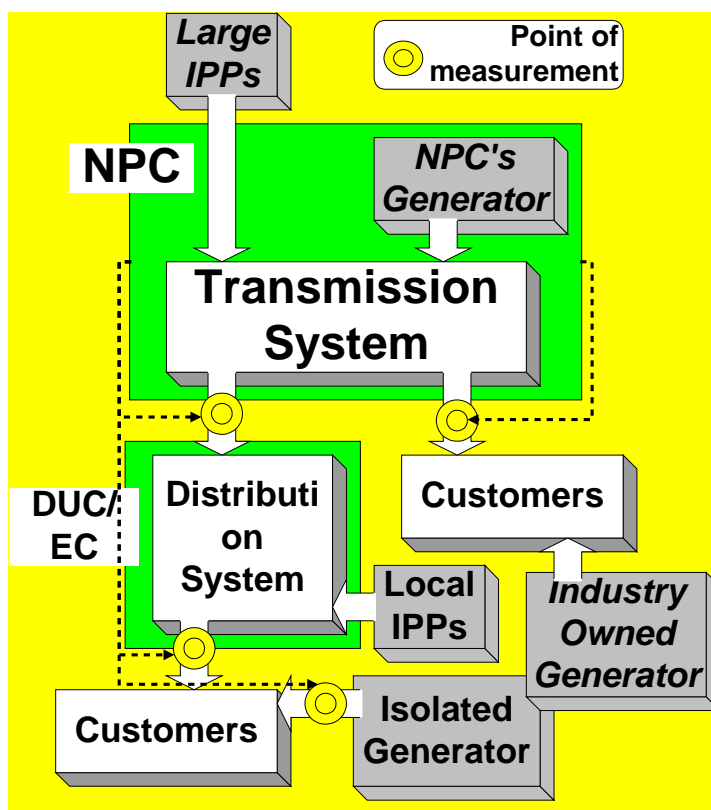


図 3.11 過去におけるフィリピンの電力セクターにおける電力流通の構造

また、図 3.12 に示すように、電力売買取引における構造も、図 3.11 とほぼ同じ形をしており、販売実績を需要予測に利用する上でさほど困難は少ない構造となっていた。

現在は、NPC が TRANSCO、GENCO に分割されて、IPP が需要家に直接販売する形態に移行している途上であり、この電力の物理的流れの構造と、売買取引関係の構造が乖離する方向にある。

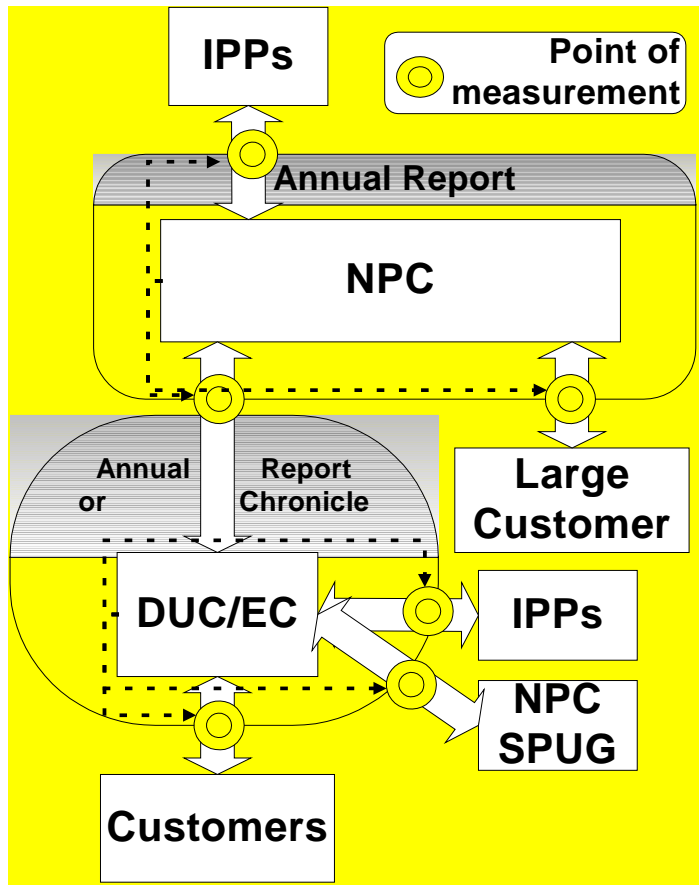


図 3.12 過去におけるフィリピン電力セクターの電力売買取引構造

(2) PDP2002-2011、PDP2003-2012 における需要予測方法

PDP2002-2011、PDP2003-2012 における需要予測は、卸売り実績を把握できる NPC が主導で実施してきており、基本的には次のような予測式を構築して実施してきたと見られる。

- ・メイングリッドの需要予測は、ルソン、ビサヤス、ミンダナオの3地域別を実施している。
- ・ルソンに関しては、マニラ電力とそれ以外に分けて需要予測を実施している。
- ・原則的には、住宅、産業、商業の3つのセクターに分けて回帰式を作っている。
- ・マニラ電力の想定モデルでは、PDP2002-2011 におけるモデル式は以下の構造となっている。

$$\text{住宅需要} = \text{EXP}(a + b * (\text{LN}(\text{GRDP in Luzon})) + c * (\text{LN}(\text{住宅需要家契約数})))$$

$$\text{商業需要} = \text{EXP}(a + b * (\text{LN}(\text{サービス部門 GRDP in Luzon})))$$

$$\text{産業需要} = \text{EXP}(a + b * (\text{LN}(\text{産業部門 GDRP in Luzon}))) + c * (\text{LN}(\text{産業需要家契約数}))$$

・ミンダナオの場合には以下のような GDP ベースの単回帰式を用いている。

住宅需要 =  $\text{EXP}(a + b * \text{LN}(\text{GDP in Mindanao}))$

商業需要 =  $\text{EXP}(a + b * \text{LN}(\text{GDP in Mindanao}))$

産業需要 =  $\text{EXP}(a + b * \text{LN}(\text{産業部門 GDP in Mindanao}))$

・ビサヤスに関しては、セクター分けを実施せずに、トータル需要一本でビサヤス地方の GDP による単回帰式を用いている。

いずれの場合も、説明変数、非説明変数の対数をとって線形の単回帰、重回帰式を求める方法を用いている。なお、需要については、NPC がモデルを作った関係で、送電系統レベルの直接販売分を含めた総販売量を計算している。

### (3) 内外機関による過去のフィリピン電力需要予測に対する意見

電力需要予測に関しては、今後10年間を対象とした PDP のような本格的なフィリピンの需要想定結果の公表はそれほど無い。唯一、日本の三井物産戦略研究所が PDP2002-2011 との比較を行っている。手法としては、平均 GDP 成長率を 3.2%、GDP弾性値 1.7 を用いて再計算を行う方法を採用しており、2011 年の需要を 30%程度下方修正している。

PDP2002-2011 は、GDPの想定を NEDA の低成長ケースの予測において後年度5年間については前半年度5年の平均値に置き換えた修正シナリオを用いているが、弾性値が 1.5~2.0 と高く想定したモデルとなっており、その結果として出てきた予測が高すぎるという批判がある需要予測であった。日本の経済産業省が実施した 2001 年度のタスクフォースでも、投資環境を判断する上でフィリピンの PDPの需要想定が高め想定になっているため、「強気想定を止めて、より実態に近い需要想定を行うべきである」と言う提言を行っている。

PDP2003-2012 については発行部数が少なかったため、まだ外部の認知度が低いですが、PDP2002-2011 の想定に比べて下方修正がされている。例えば、ルソンを対象とした需要予測では、2011 年では、20%弱予測が下方修正されている。また、ビサヤス、ミンダナオは 30%近い下方修正となっている。この結果は、ルソンで需要の成長率が、9.5%から 7.3%に 1.2 ポイントも落としているほか、ビサヤス、ミンダナオについては 10~12%の成長率を7%前後まで落とした形になっている。

以上の結果は、GDP のシナリオの違いよりも、GDP 弾性値を従来よりも低く見積もった形になっていると見られ、PDP2004-2013 のために実施した本年度の需要予測に対しても PDP2003-2012 の結果はかなり接近した形になっている。

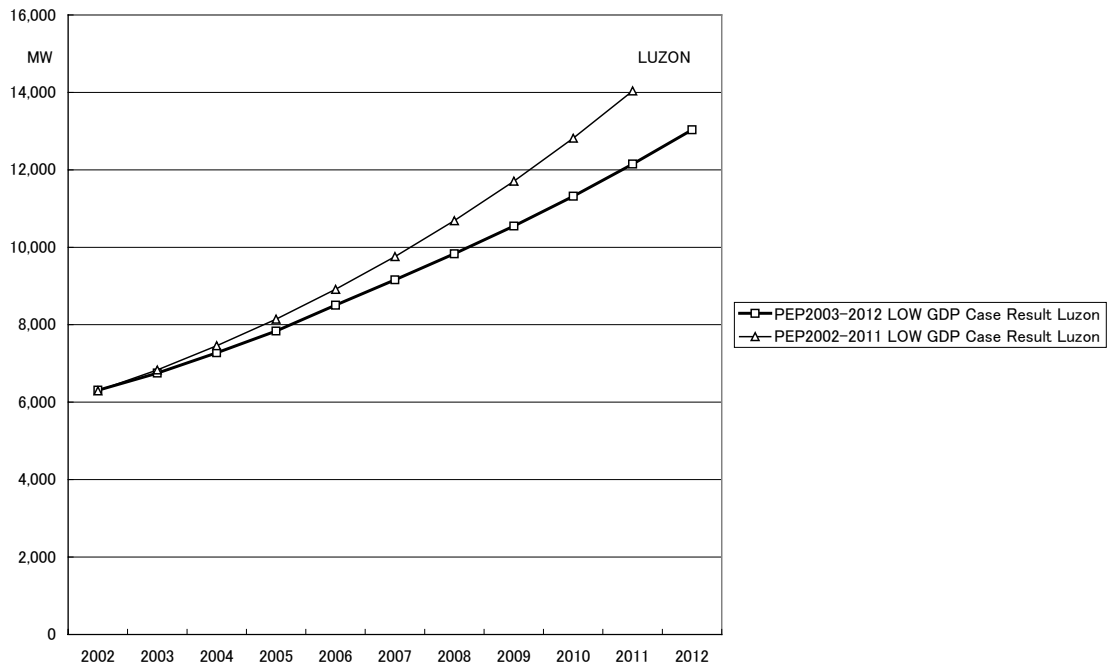


図 3.13 PDP2002-2011とPDP2003-2012の需要予測の違い(ルソン)

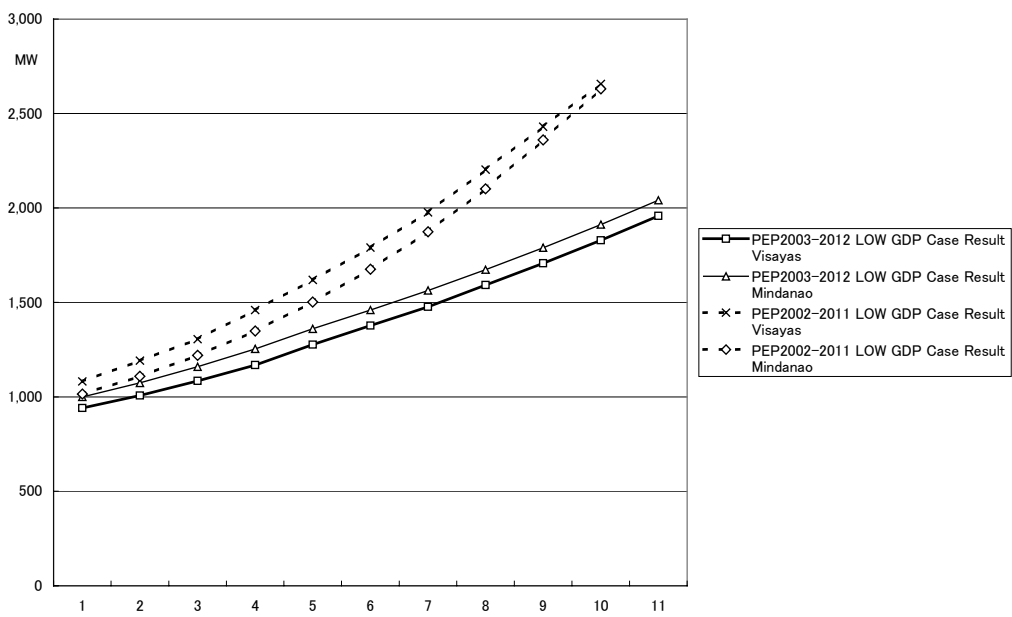


図 3.14 PDP2002-2011とPDP2003-2012の需要予測の違い(ビサヤス、ミンダナオ)



### 3. 2. 2 PDP2004-2013における需要予測モデル

#### (1) PDP2004-2013における予測モデルの概要

本プロジェクトで実施した PDP2004-2013 における需要想定では、従来、NPC が把握していた送電レベルの電力売買実績に基づく需要想定が今後困難となるため、配電レベルの販売実績をベースにした需要想定を実施している。また、配電の販売実績に基づく需要想定は、人口予測、GDPの予測を Region 単位に落とし、Region 単位で需要予測を行うモデルとしている。

過去の配電会社の販売実績を精査すると、大口の販売実績が年により商業、産業、大口販売と定義が移動している例があり、需要予測は住宅セクターと非住宅セクターの2つに分けて実施することとした。

需要予測の大まかな流れは図 3.15 に示すとおりである。需要予測は、配電会社の販売実績および TRANSCO レベルのピーク需要から推定されているシステムピーク値の実績値を内部変数とし、Regional のGDPおよび人口予測を外部変数として実施している。需要予測はルソン、ビサヤス、ミンダナオの3地域のメイングリッド(図の PROCESS I)と、ビサヤスの島毎のサブグリッド(図の PROCESS II)に対して実施している。また、グロスの発電量においてビサヤスメイングリッドとビサヤスのサブグリッド毎の合計値との間で整合が採れるように行っている。

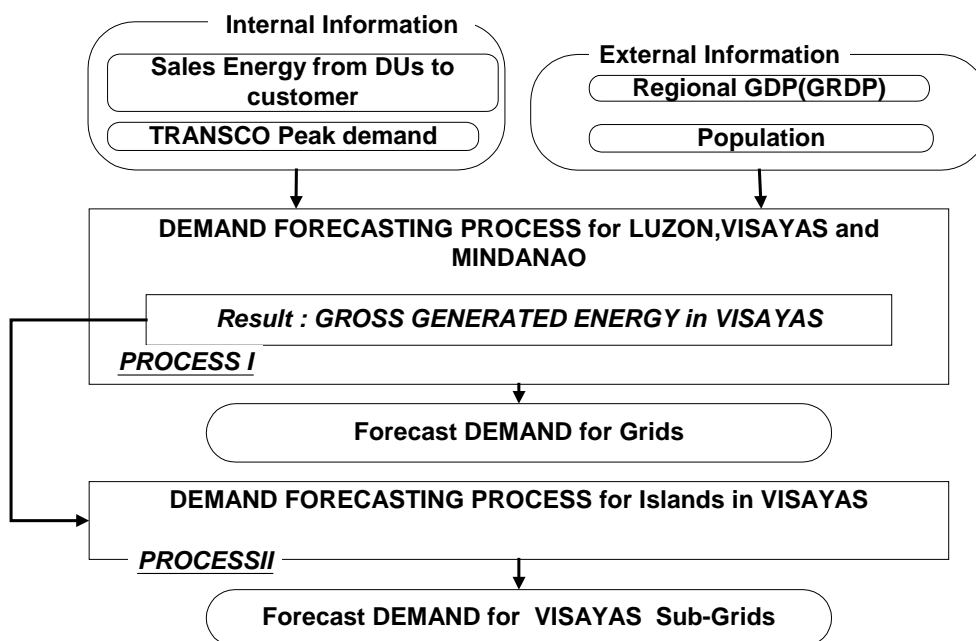


図 3.15 需要予測の概要

このモデルは、PDP2003-2012 や PDP2002-2011 で採用したのと同様な、一種のエコノメトリック(計量経済)モデルである。しかし、モデルそのものには違いがある。このモデルでは、リー

ジョンごとの配電会社の販売予想モデルがベースになっており、その点では過去のモデルとは異なる。

次の表は、過去の PDP との違いを示したもので、あわせて先進国で使われている理想的な需要モデルとの違いを比較したものである。自由化した市場では、たとえば価格弾性モデルを使って価格の影響を分析したりする必要性が出てくる。

表 3.2 需要予測モデルの比較

Model	Past PDP	PDP2004-2013	Idealized and well developed forecasting model
Implementing agencies	Utilities (NPC)	Government (DOE)	Outsourcing to special organization
Forecasting models	Econometric	Econometric	Hybrid (Combination of Econometric and end-use model)
Data collection regarding	GDP related indicator, Sales at whole sales and Number of customer	GDP related indicator, Sales at retail and social data such as population	More detail economic indicators, Sale at end-use level, penetration of end-use equipment, data such as number of household or flower space.
Competition model	Not considered	Not considered	Including penetration model and price elasticity model.

先進国では、エンドユーズモデルを使ったより複雑なモデルを用いることがある。一般的にはエコノメトリックモデルと、エンドユーズモデルの複合モデルになることが多い。たとえば、米国エネルギー省が使っている NEMS は図 3.16 に示すような複雑な構造となっており、各電力需要セクターの最終用途での需要予測を積み上げるモデルとなっている。

Figure 2. National Energy Modeling System

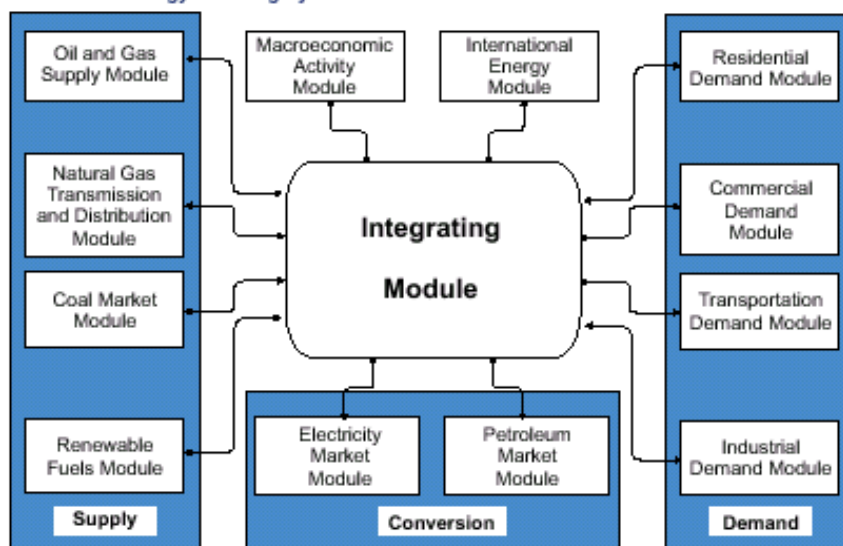


図 3.16 NEMS システムの構造

市場モデルを含むツールの特徴は、一次エネルギーの価格を入力して、省エネルギーや再生

可能エネルギーの導入効果を分析できることにある。このようなモデルは政府の政策決定上、重要な機能である。

米国の場合、NEMS に含まれるエンドユーズモデルは、“Reeps” や“Commend”と呼ばれる EPRI がリリースした電力業界、民間向け需要想定モデルとルーツを共有しており、今でも 電力セクターでは使用されている。

NEMS における典型的な必要なデータは以下の表のとおりである。

表 3.3 住宅セクターにおける NEMS のモデル

RDM Outputs	Inputs from NEMS	Exogenous Inputs
Energy product demand	Energy product prices	Current housing stocks and retirement rates
Changes in housing and appliance stocks	Housing starts	Current appliance stocks and life expectancy
Appliance stock efficiency	Population	New appliance types, efficiencies, and costs
		Housing shell retrofit indices
		Unit energy consumption
		Square footage

表 3.4 商業セクターにおける NEMS のモデル

CDM Outputs	Inputs from NEMS	Exogenous Inputs
Energy product demands	Energy product prices	Existing commercial floor space
Changes in floor space and appliance stocks	Interest rates	Floor space survival rates
	Floor space growth	Appliance stocks and survival rates
		New appliance types, efficiencies and costs
		Energy-use intensities

表 3.5 産業セクターにおける NEMS のモデル

IDM Outputs	Inputs from NEMS	Exogenous Inputs
Energy product demand	Energy product prices	Production stages in energy-intensive industries
Electricity sales to grid	Economic output by industry	Technology possibility curves
Cogeneration output and fuel consumption	Refinery fuel consumption	Unit energy consumption
	Lease and plant fuel consumption	Stock retirement rates
	Cogeneration from refineries and oil and gas production	

表 3.6 NEMS における市場構造モデル

EMM Outputs	Inputs from NEMS	Exogenous Inputs
Electricity prices and price components	Electricity prices	Financial data
Fuel demands	Fuel prices	Tax assumptions
Capacity additions	Cogeneration supply and fuel consumption	Capital costs
Capital requirements	Electricity sales to the grid	Operation and maintenance costs
Emissions	Renewable technology characteristics, allowable capacity, and costs	Operating parameters
Renewable capacity	Renewable capacity factors	Emission rates
Avoided costs	Gross domestic product	New technologies
	Interest rates	Existing facilities
		Transmission constraints
		Hydropower capacity and capacity factors

(2) データの収集について

PDP2004-2013 における需要予測に必要なデータは、以下のような方法で収集を行った。

人口データ:実績、予測とも、NSO,NSCB によるデータを用いている。国勢調査および人口予測とも5年おきの数字となっているため、各年のデータを補間する作業が必要となる。

GDP データ:実績データに関してはセクター別、Region 別とも NSO が毎年発行している統計データを用いることが可能である。予測に関しては、NEDA が公式には5年後まで、需要予測用にエネルギー省に開示するものは10年先まで、全国単位のデータが用意される。このため、予測値に関しては、トレンド分析を行い、Region 別に分解する必要がある。

配電需要実績:私営電力会社に関しては、ERC が承認した実績データに基づいている。過去のデータに欠落があるため、その補完のために ERC に保管されている各社の Annual Report も参照した。また配電組合に関しては、NEA が発行している Chronicles を参照してデータを整備した。

データとしては 1990—2001 年の実績を確保している。

ピーク需要:ピーク需要の実績に関しては、送電系統の実際のピークである TRANSCO ピークおよび、配電レベルの IPP 等による供給を含めたシステムピークとも TRANSCO より情報を入手した。なお、別途、グロス発電量、送電系統の直接販売量をデータとして確保したが、配電レベルの販売実績とグロス発電量の比率は 1999-2001 年の実績を用いた。

(3) 需要予測の手法各論

PDP2004-2013 に向けた需要想定のプロローは、メイングリッドに関しては図 3.19、ビサヤスのサブグリッドに関しては図 3.20 に示すとおりである。その概略は、以下の通りである。

a) 配電レベルの販売需要予測

Region 毎に、配電会社、配電組合の販売実績に基づき、統計ツールを用いて回帰分析を行って回帰式を作成し、将来の販売量を予測する。この際には、販売量は住宅セクター、非住宅セクターに分けて分析をしている。回帰式の構造は次の通りである。

$$\text{住宅セクター販売量} = a \times \text{人口} + b \times \text{GDP/Capita} + c$$

$$\text{非住宅セクター販売量} = a \times \text{Regional GDP} + b$$

ここで、人口と GDP/Capita は相関のない独立な変数として考えている。人口とその地域の GDP の大きさは相関があるものの、人口とその地域の豊かさを表す GDP/Capita は基本的に関係がないと考えられるためである。実際、フィリピン国の各 Region における人口と GDP/Capita の関係は下図のように相関が薄い。

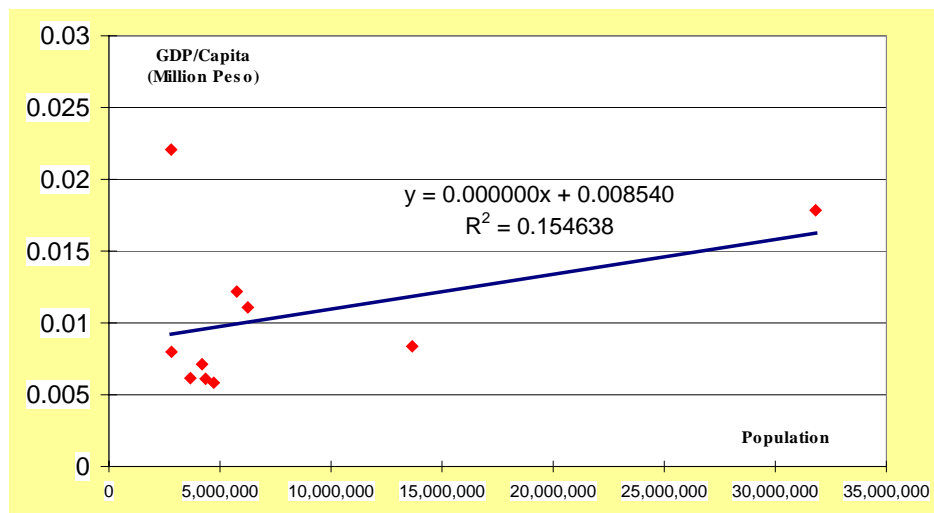


図 3.17 GDP/Capita と人口の関係

b) メイングリッドの販売量への変換

次に、メイングリッドに接続していない島嶼の販売量予測分を除く。

c) Gross 発電量への変換

メイングリッド毎に、配電レベルの販売量予測をメイングリッド毎に合算する。次に過去3年間の Gross 発電量と配電レベルの販売量の乖離を示す Adjustment Factor (AF)を用いて、メイングリッド毎の Gross 発電量を算定する。

$$\text{Gross 発電量} = (1 + \text{AF}) \times \text{配電レベルの販売量}$$

d) MW値への換算

負荷率を用いて、グリッド毎の Gross 発電量予測をピーク需要値に変換する。今回用いた負荷率は、過去の PDP で利用したものと同じで、次表の通りである。

表 3.7 負荷率の想定

Grid	Load Factor (%)
Phils	59.0
Luzon	71.2
Visayas	70.0
Leyte-Samar	66.0
Cebu	64.0
Negros	52.0
Panay	59.0
Mindanao	70.0

e) ピーク需要の足下値の調整

この時点で、GDPのシナリオ別に各年のピーク需要の需要想定結果が一旦できあがる。また、将来のGDP弾性値を調整した想定結果も作られる。この段階では2002年の実績と予測結果が一致していないため、次図のように、各結果の後年度の成長率を維持して、2002年のMW値を実績に一致させ、後年度の予測結果を調整する処理を最終的に行う。

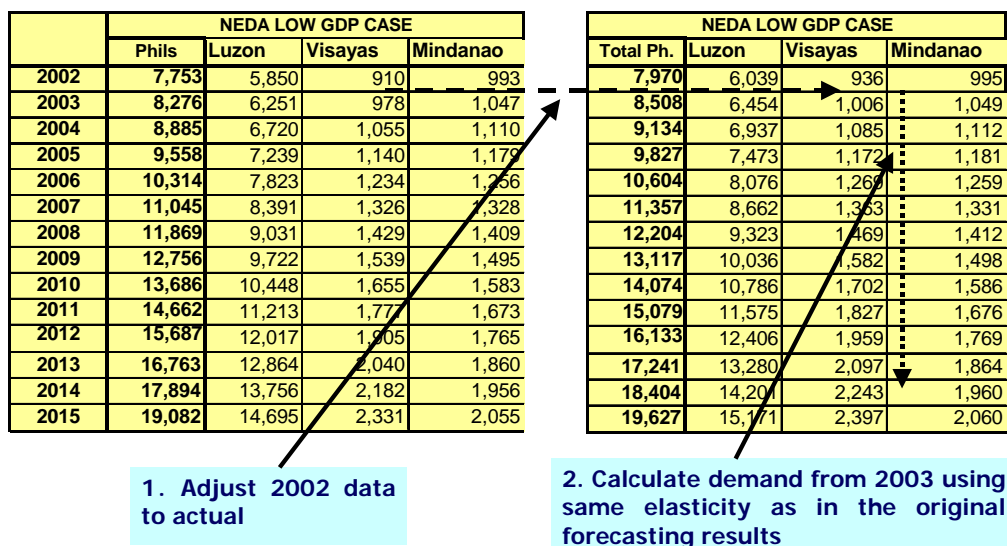


図 3.18 2002年のピーク需要足下値への一致方法

f) サブグリッドの需要想定

ビサヤス地域の島毎のサブグリッドに対する需要予測は、ほぼメイングリッドに対する手順と同じである。ただし、需要予測はビサヤスのメイングリッドでのグロス発電量の予測を島毎に分ける作業から始める。この際には、島毎の配電会社、配電組合における販売実績合計値のシェアの推移を外挿して、将来のシェアを分析してそれに基づき、ビサヤスでのメイングリッドのグロス発電量からの分解を行う。

d) 発電、送電計画に向けた需要量の算定

将来のピーク需要(MW)の予測結果から、グロス発電量を算定する工程が、発電計画、送電計画にむけて必要になる。原則的には、各島の負荷率を用いて発電量に戻す作業を行うが、島毎のグロス発電量の合計がビサヤス全体の予測値と少しずれるため、それを調整する工程が加えられる。

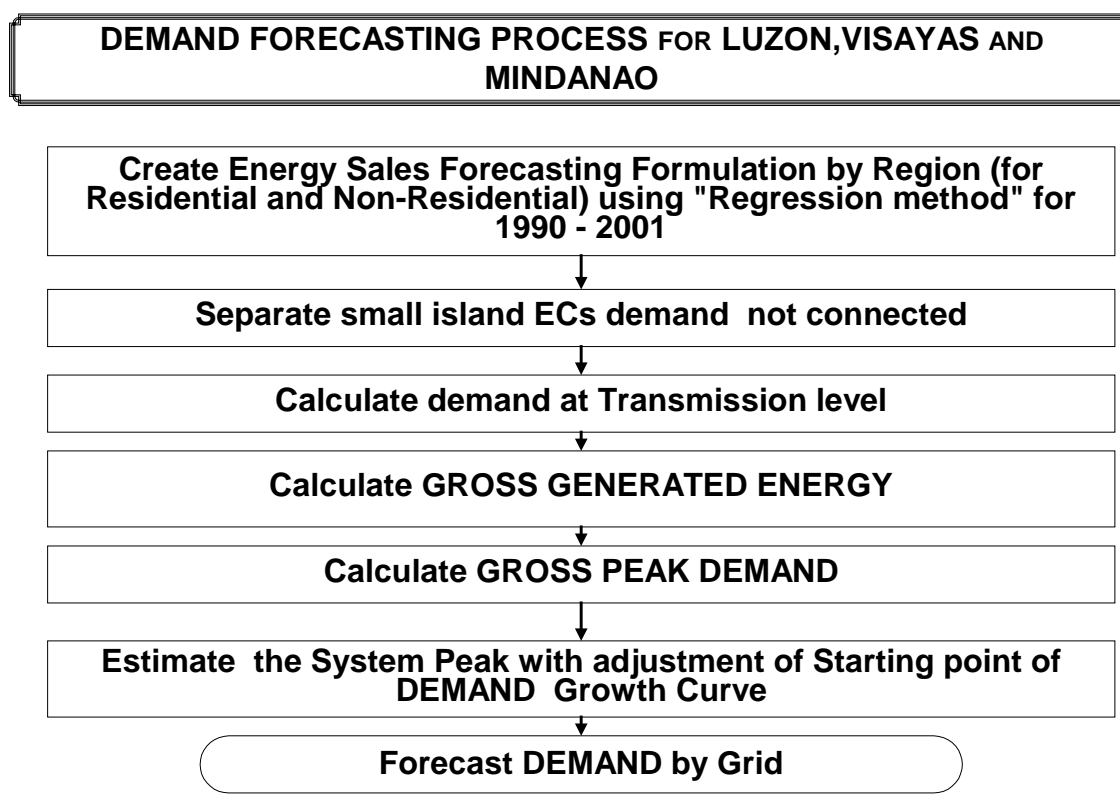


図 3.19 メイングリッドにおける需要予測の流れ



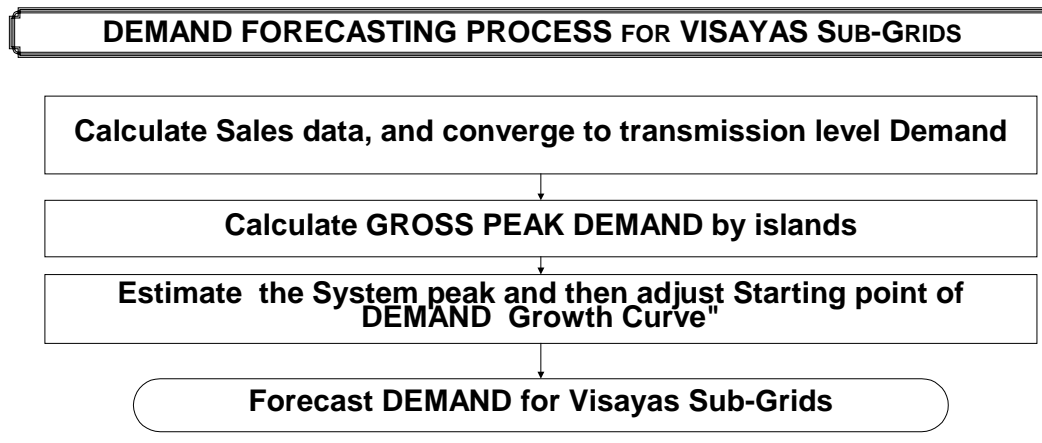


図 3.20 ビサヤス サブグリッドにおける需要予測の流れ

### 3. 3 需要予測結果と考察

#### 3. 3. 1 需要予測結果

需要予測は、以下の3つの GDP シナリオに対して実施した。

- NEDA による GDP 高成長シナリオ
- NEDA による GDP 低成長シナリオ
- NEDA による GDP 低成長シナリオのうち 2008 以降の成長率を 2003 – 2007. の平均としたケース

また、PDP2004-2013 にむけた需要予測モデルでは、結果として GDP 弾性値が下がる傾向を示す。それに対して、上記3つのシナリオにおいて GDP 弾性値が 2003 年以降下降しないとした場合のシナリオも別途検討した。従って、メイングリッド、ビサヤスのサブグリッドレベルで、それぞれ6つの需要予測結果が計算されている。

ここでは、ルソン、ビサヤス、ミンダナオの各メイングリッドに対して行った需要予測結果を紹介する。それぞれの結果は以下の通りである。

ルソン:

弾性値が降下するとしたケースでは、予測結果は3つの GDP シナリオとも、PDP2003-2012 の結果に近く、GDP 高成長ケースのみ PDP2003-2012 の予測結果を上回る(図 3.21)。弾性値が一定とした場合には、PDP2002-2011、PDP2003-2012 の結果の間に、3つの GDP シナリオのケースが位置する(図 3.24)。

ビサヤス:

ビサヤスに関しては、PDP2003-2012 の結果が弾性値降下ケースにおける GDP 低成長ケースとほぼ同じになった(図 3.22)。弾性値を一定と仮定したケースではルソン同様、PDP2002-2011、PDP2003-2012 の結果の間に、3つの GDP シナリオのケースが位置する(図 3.25)。ビサヤスに関しては、PDP2002 の予測は過大であるが、PDP2003-2012 の予測はわずかに高め想定であり、比較的妥当性が高いものと思われる。

ミンダナオ:

ミンダナオの予測結果は、弾性値降下ケースにおいては全ての GDP シナリオにおいて PDP2003-2012 のケースを下回った(図 3.23)。また、弾性値一定ケースにおいても、GDP 低成長ケースが PDP2003-2012 の結果とほぼ同値である(図 3.26)。従って、下方修正されている PDP2003-2012 の予測結果も、まだ過大な推定になっていると思われる。

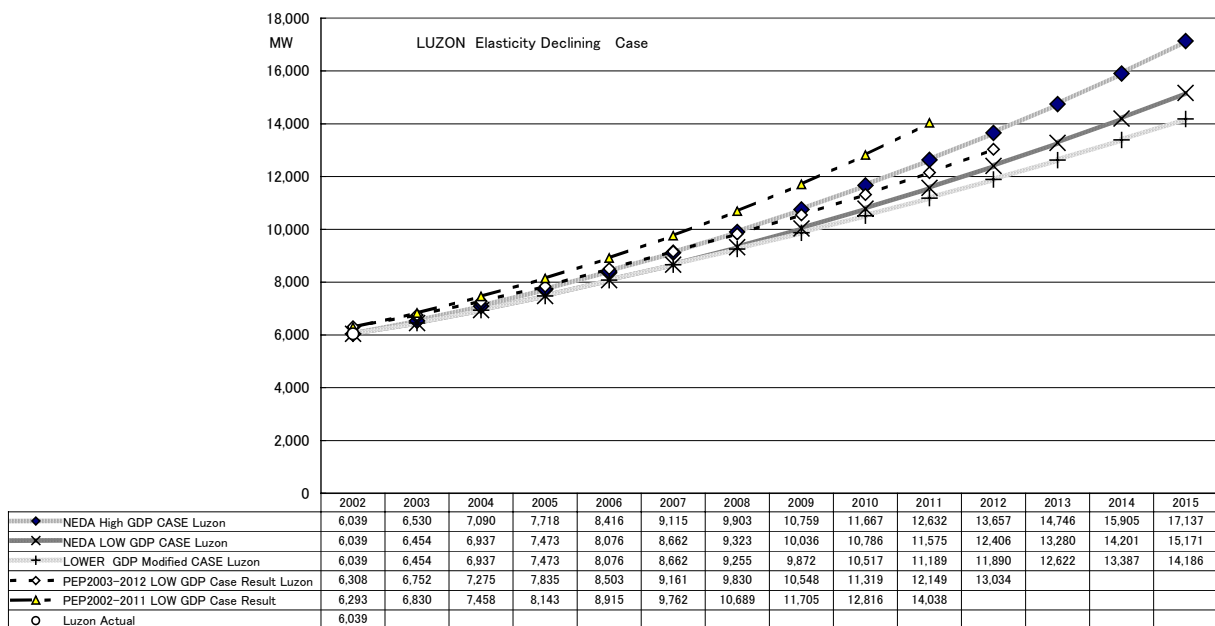


図 3.21 ルソンにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

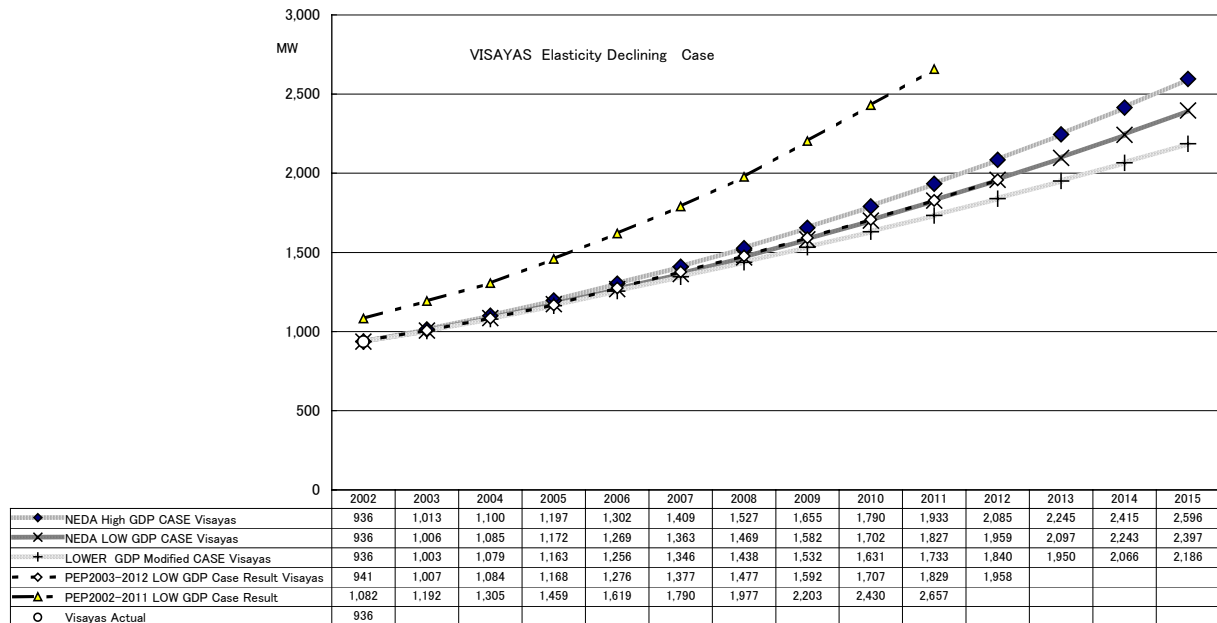


図 3.22 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

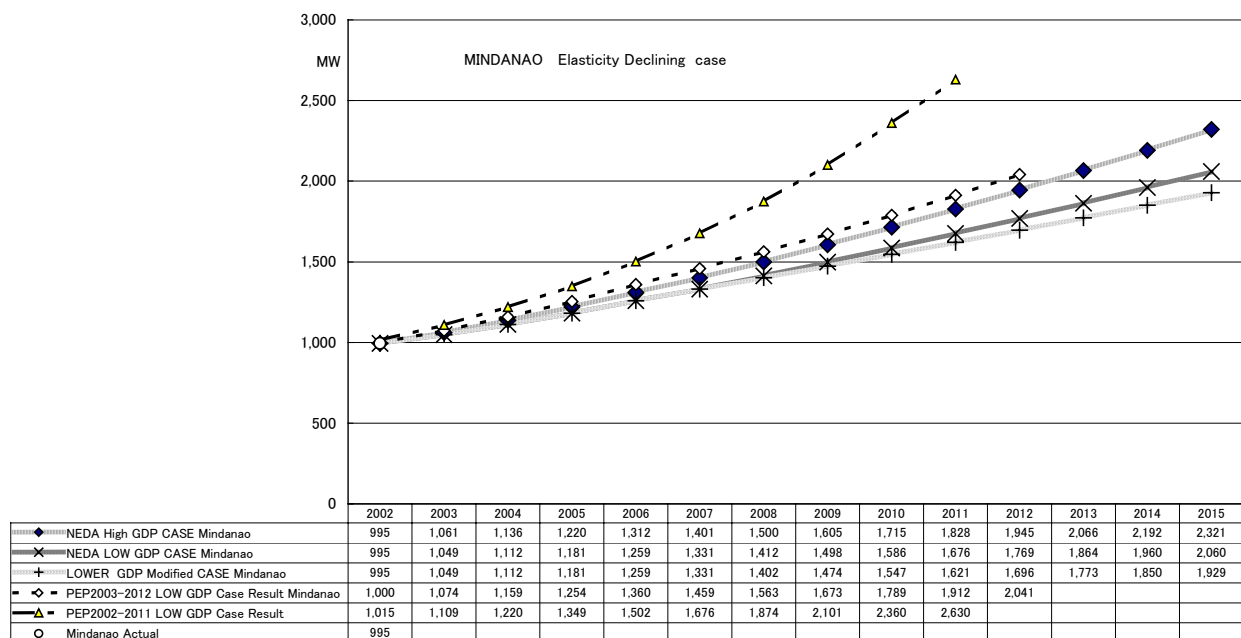


図 3.23 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

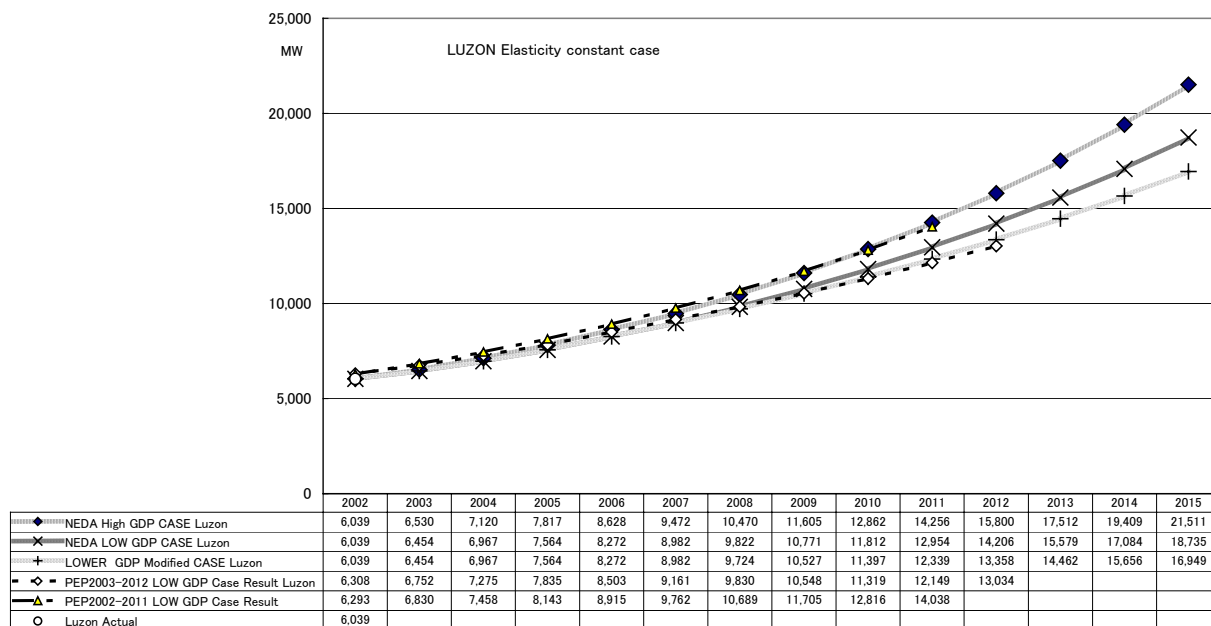


図 3.24 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

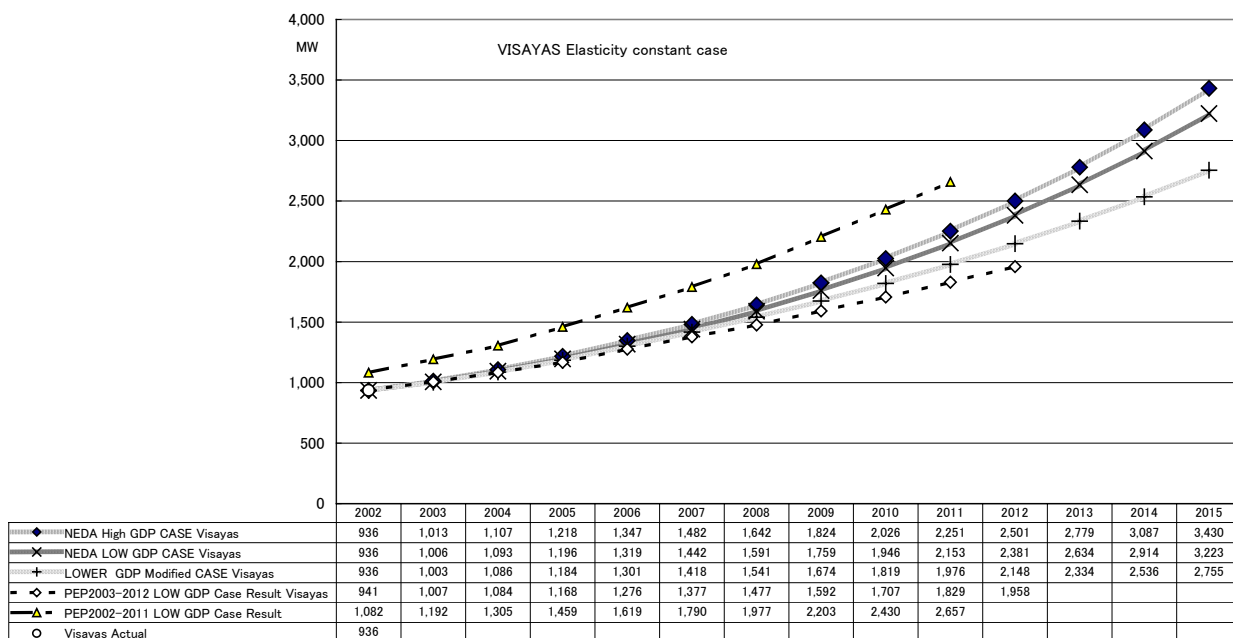


図 3.25 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

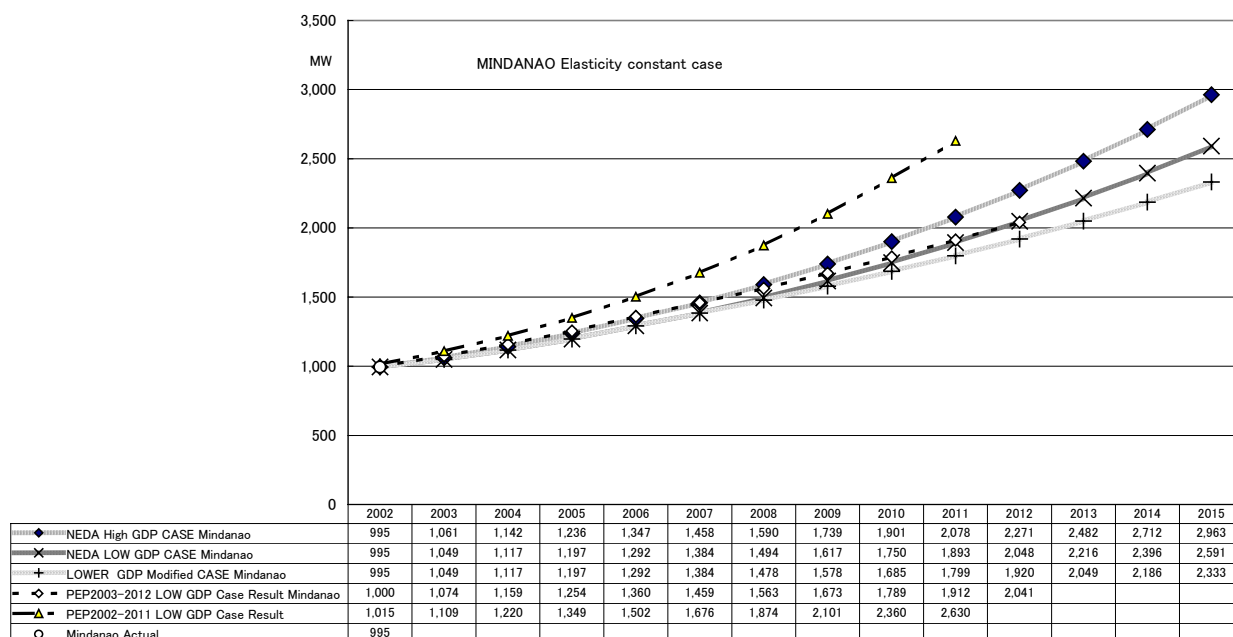


図 3.26 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

### 3. 3. 2 需要予測結果の考察

#### (1) 成長率の観点からの考察

PDP2004-2013 に向けた需要予測結果における今後10年間の電力需要の平均成長率と過去10年間の成長率の比較を以下に示す。下記の表を見ると、過去のフィリピンの経済情勢、社会情勢が続き、電力需要成長のトレンドが現状程度とすると、弾性値が今後も下降する場合の Lower GDP Modified CASE がほぼ現状の成長率を維持する結果であることが分かる。Lower GDP Modified CASE の GDP シナリオは、外部機関の GDP 予測よりも1%程度高めであるが、弾性値の下降がその影響を相殺する結果となっている。従って、この結果が今後の需要成長のとりうる最低ラインと見ることが出来る。

一方、1990年代初頭の供給力不足の反動で90年代半ばに上昇した、電力需要の GDP 弾性値がその後下降傾向を見せてきたが、その傾向が今後止まり、さらに経済成長が外部機関の想定よりも2%ほど高く推移するとすれば、弾性値が現状維持する NEDA Low GDP CASE がそのシナリオに当てはまる。従って、このシナリオが考え得る需要の成長の上限シナリオと考えることを推奨する。このケースは、弾性値が今後も下降する場合の Lower GDP Modified CASE に比べて、2013年時点で需要成長が1.5~2.5年程度早まると見られる。

最終的には、フィリピン・エネルギー省は、弾性値が今後も下降する場合の NEDA Low

GDP CASE、すなわち現状の需要の成長率よりも各地域で 0.2%～1.2%程度高くなる予測を最もあり得る需要成長と判断した。

表 3.8 需要予測結果から得られた今後 10 年間の平均成長率と実績の比較

	Average Growth Rate of Forecasted Result for 2003-2013						Actual Average Growth Rate for 1992-2002
	Declining Elasticity Case			Constant Elasticity Case			
	NEDA High GDP CASE	NEDA LOW GDP CASE	LOWER GDP Modified CASE	NEDA High GDP CASE	NEDA LOW GDP CASE	LOWER GDP Modified CASE	
Luzon	8.5%	7.5%	6.9%	10.4%	9.2%	8.4%	6.3%
Vusayas	8.3%	7.6%	6.9%	10.6%	10.1%	8.8%	7.1%
Mindanao	6.9%	5.9%	5.4%	8.9%	7.8%	6.9%	5.7%

以下に、需要予測結果を各地域の需要成長率の観点から検証する。

ルソン:

需要想定結果の将来の成長率は、過去 10 年の平均的な実績よりも高めに推移する結果となっている。至近の5年間は、8-10%程度の成長率が期待され、GDP弾性値が低下するとすると、10年後は成長率が2ポイントほどダウンすると見られる。(図 3.27)

ビサヤス:

ビサヤスは過去 10%を境に、4-6ポイントくらいの変動を伴いながら高い需要成長率を示してきた。至近年の成長率は、8-10%を維持すると見られるが、GDP弾性値が低下する傾向を維持する場合、10年後の成長率は6-8%程度の値になると見られる。(図 3.28)

ミンダナオ:

過去5年間の成長率が低かったこともあり、需要予測結果からは至近年の成長率は6-7%程度であると予測されている。従来の GDP 弾性値の低下の傾向が続けば、10年後の成長率は5%前後まで下がり、2014 年までのどこかでビサヤスの需要に抜かれる可能性が出てくる。(図 3.29)

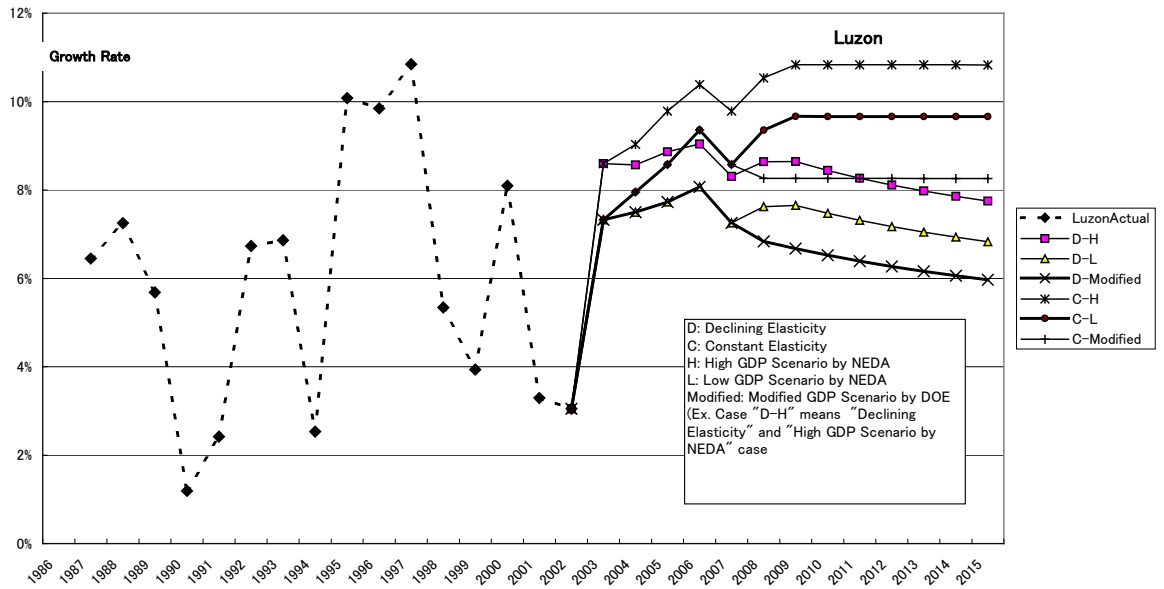


図 3.27 ルソンにおける需要成長率実績と予測結果の比較

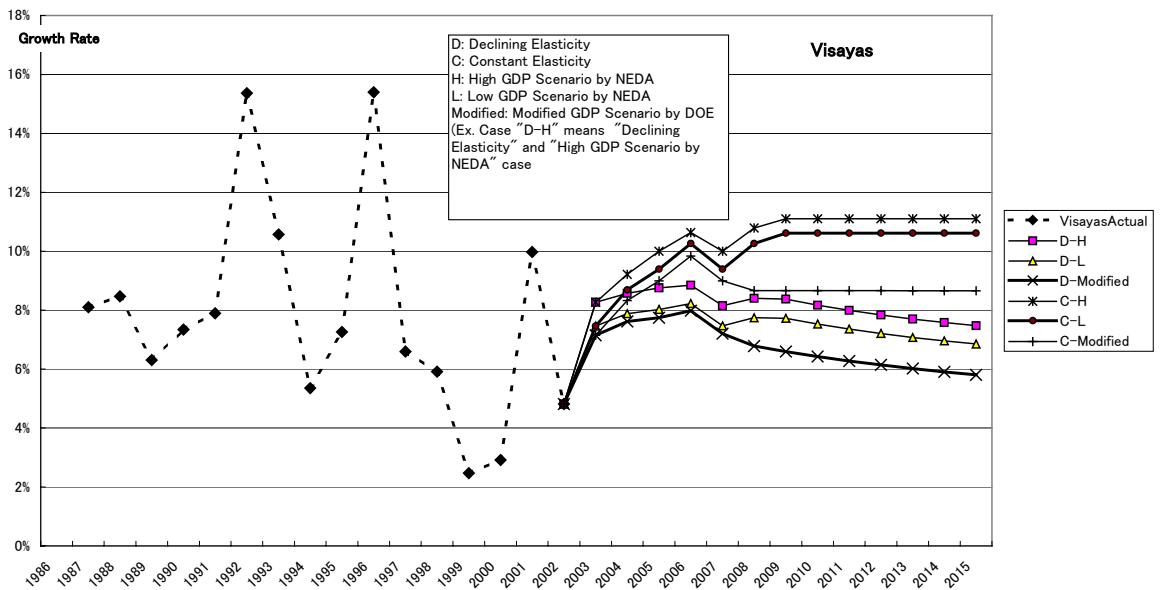


図 3.28 ビサヤスにおける需要成長率実績と予測結果の比較

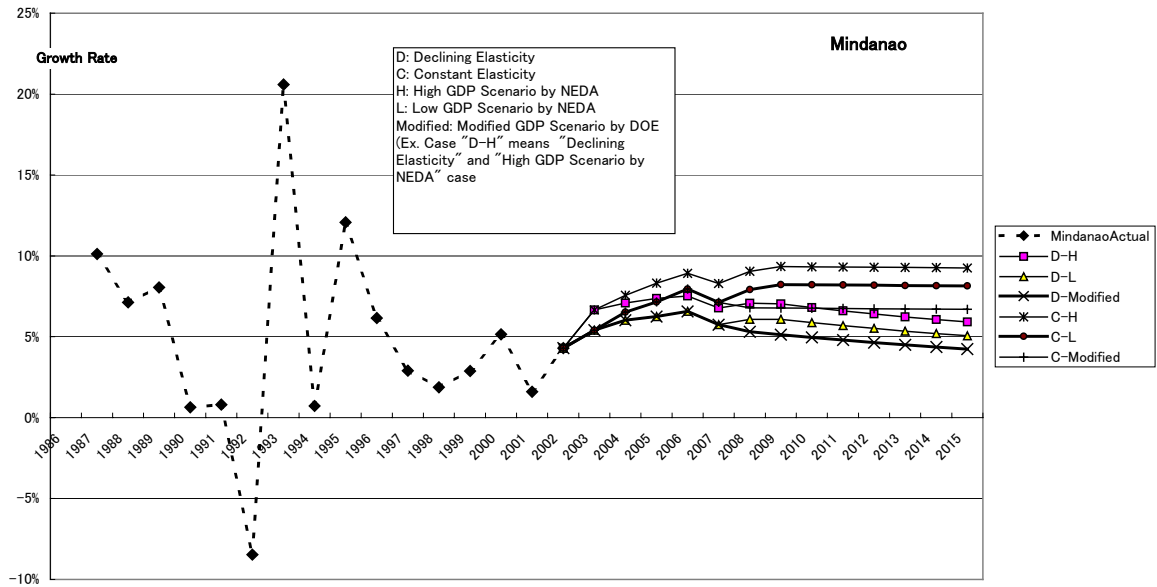


図 3.29 ミンダナオにおける需要成長率実績と予測結果の比較

(2) GDP 弾性値の観点からの考察

GDP 弾性値は、GDP 成長率に対する電力需要の成長率の比を示したもので、次のような特徴を持っている。GDP 弾性値は他の東南アジア諸国に比べて低い傾向にある。(図 3.30)。一般的に、GDP 成長率が高いと弾性値は小さくなる傾向を示す。しかし、フィリピンの弾性値の低さは、むしろ産業需要の比率の少なさが影響していると見られる(前出の図 3.5 参照)。特に、エネルギー消費の大きな産業の比率が少ないことも理由と考えられる。このような弾性値の分析と、電力消費の内訳の分析は、国内産業の状況や電力市場の特性を知る上で重要である。



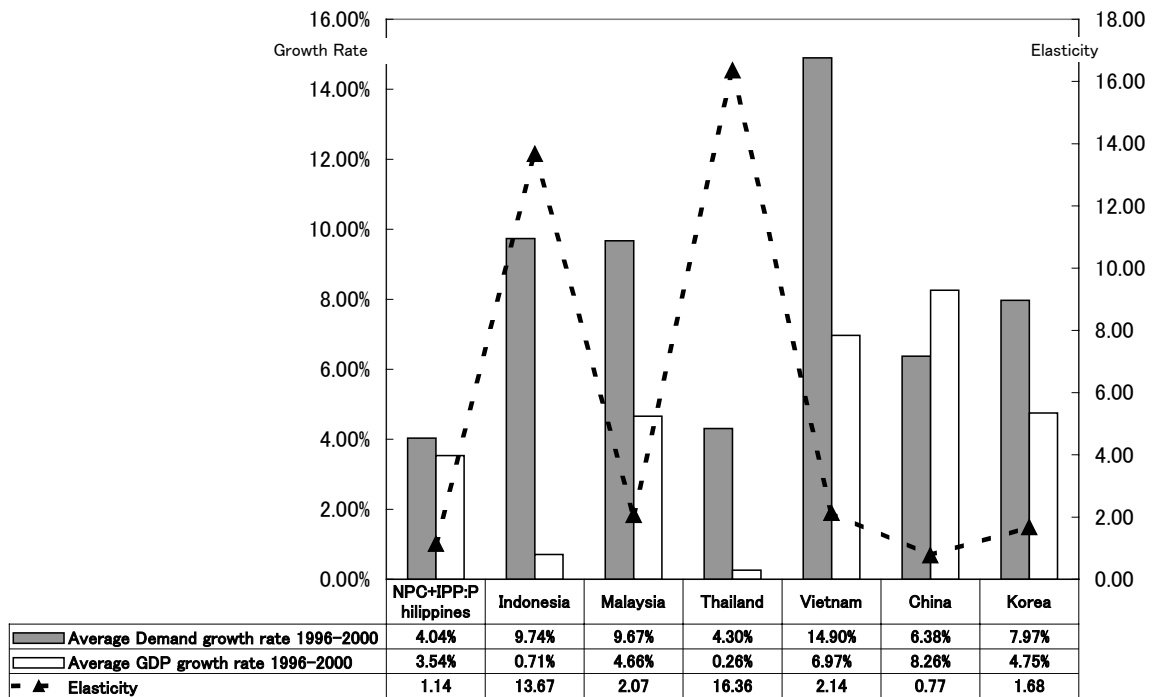


図 3.30 GDP 弾性値の比較

GDP弾性値に関する検討結果を以下に示す。1990年代のはじめの供給力不足直後は高めの弾性値となっているが、その後漸減する傾向を見せている。各図は過去における4年移動平均の GDP 弾性値の推移と、予測結果の推移を示している。移動平均を用いても弾性値の変動はかなり大きい。特に、ミンダナオにおいては、弾性値がマイナスになる年も出ており、経済データの収集精度ないし、収集の時間遅れの問題が介在している可能性がある。以下に、各メイングリッド毎の傾向を示す。

ルソン:

全般的に 90年代後半は1.0 — 1.5の間の弾性値を示している。至近年の平均的 GDP 弾性値は1.5程度であると見られるが、今後低下傾向が続くとすると、10年後には1.0近くまで低下する可能性がある(図 3.31)。

ビサヤス:

1990年代において弾性値の低下傾向がはっきりと現れている。至近年では1.6前後の弾性値を示すと見られるが、今の漸減傾向が続く場合、ルソン同様、10年後には1.0近くまで低下する可能性がある(図 3.32)。

ミンダナオ:

地域的には一部で高い GDP 弾性値を見せているが、電力需要の多いダバオ近辺の傾向がミンダナオ全体の傾向に現れており、至近年の予想弾性値はやはり 1.7 前後の値と推定される。また、弾性値の低下傾向が続くとすると、10 年後には 1.0 近くまで低下する可能性がやはりある(図 3.33)。

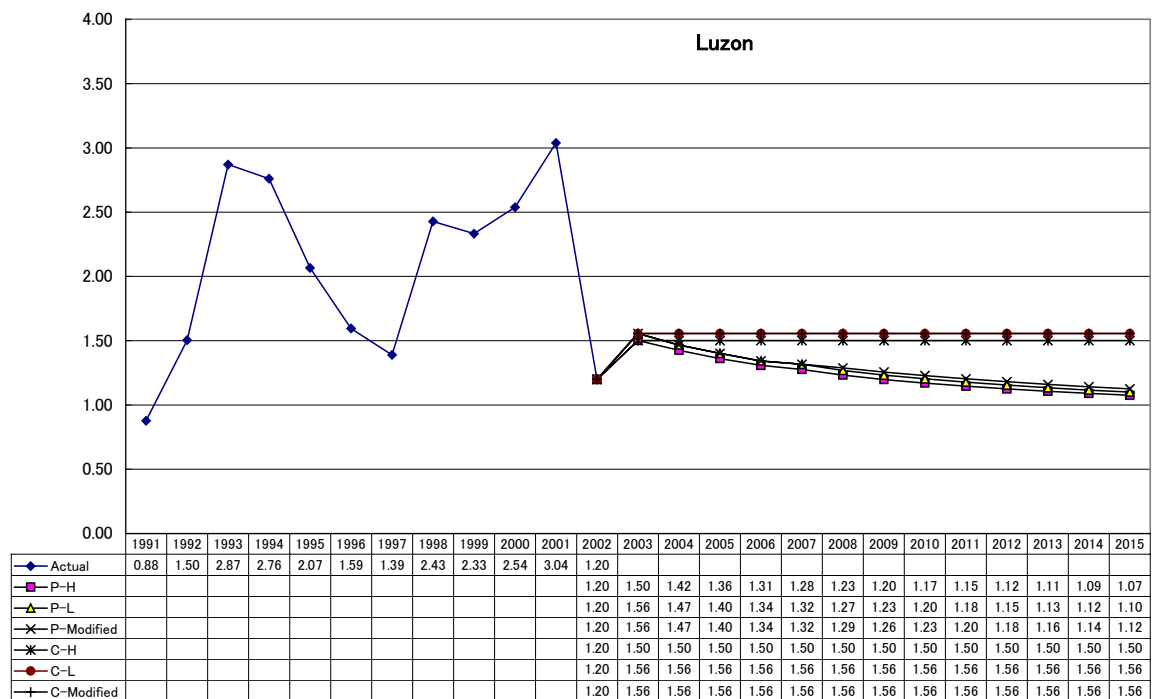


図 3.31 ルソンにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較

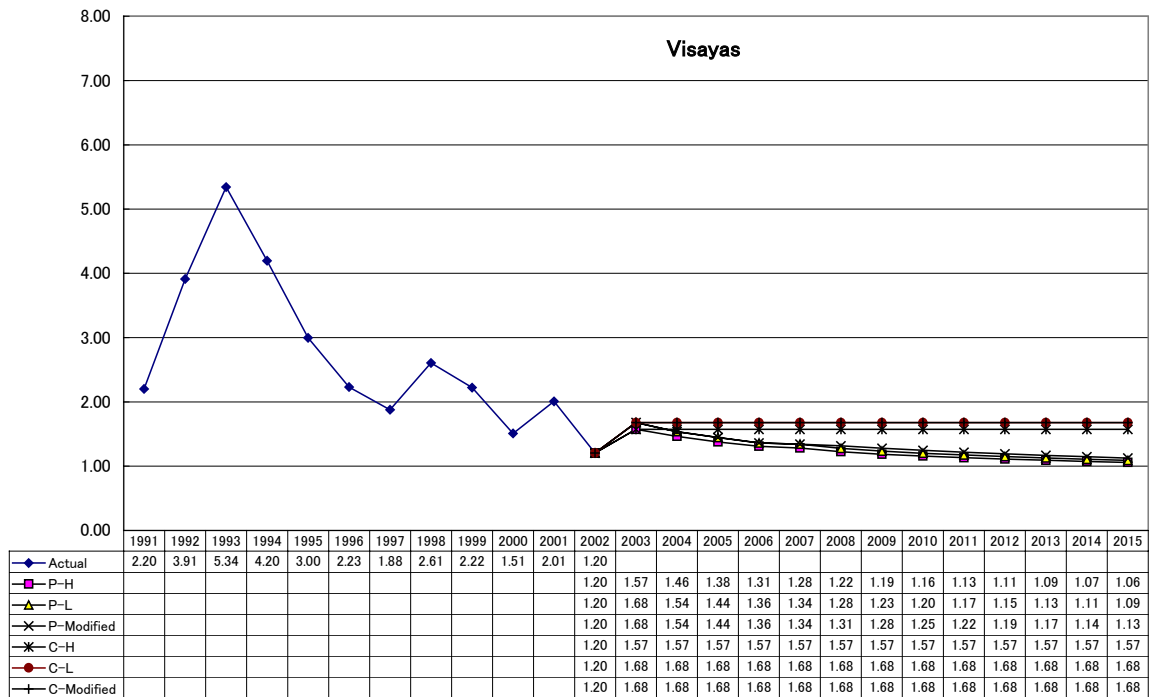


図 3.32 ビサヤスにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較

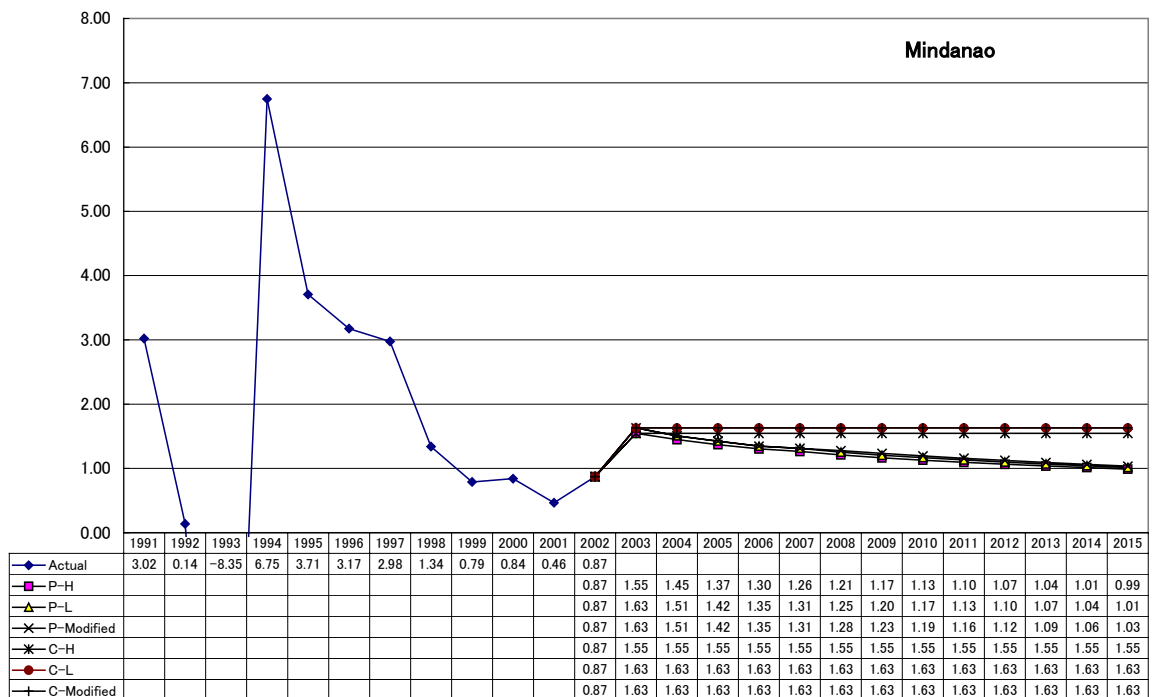


図 3.33 ミンダナオにおけるGDP弾性値実績と予測結果の比較

### 3. 4 今後のデータ収集・需要予測での課題

#### (1) 自由化先進国における規制体制からの考察

自由化に伴い電力需要予測にどのような問題が発生するかを、自由化先進国であるアメリカ合衆国の事例を引き合いに出す。

州により自由化の進展の異なる、アメリカ合衆国、連邦政府レベルでは、以下の図のように Federal Energy Regulatory Commission(FERC)が電力会社から10年間の需要想定を含むデータのファイリングを受け取っている。これに基づき、エネルギー省(DOE)が、その中の組織である Energy Information Agency(EIA)にエネルギー政策を決定する上での電力、エネルギー政策を検討させている。この作業では、エネルギー省配下の研究機関である Lawrence Berkeley 国立研究所が、NEWS と呼ばれるツールで需要想定を実施している。

この構造では、自由化の進展により電力会社のフランチャイズでの新規参入者のシェアが増加することで、電力会社から FERC へのデータの精度が落ちるとされている。しかし、米国では、実働部隊である Lawrence Berkeley 国立研究所が別途、調査を行う能力があるため、その問題を補完できる体制にある。

PDP2004-2013 に向けて、本プロジェクトで実施した需要予測の体制は、FERC がフィリピンの ERC、米国 DOE がフィリピン DOE、EIA がフィリピン DOE の中のカウンターパート部局、Lawrence Berkley National Lab.が JICA チームとすると、全く同じスキームで動いたことになる。ただし、米国でも自由化の進展に伴い FERC のデータ収集が困難になっていった状況を考えると、今回、PDP2004-2013 に向けて実施したデータ収集スキームが今後は次第に難しさを増すことが予想できる。

また、フィリピンでは Lawrence Berkley National Lab.のような専門性を継承できる組織がないため、今後、JICA チームから離れて独自に需要予測を始めた場合に、その技術継承に不安が残る。予算の確保の問題があるものの、米国の例を見ても、できれば、専門家を抱え込める外部組織に需要予測の実践を委託できる体制を採ることが望ましい。

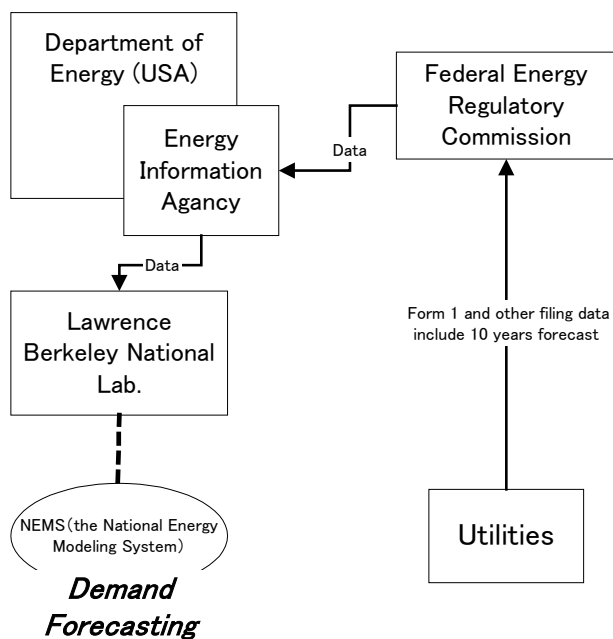


図 3.34 アメリカ合衆国連邦での需要想定体制

代表的な州における自由化前後の需要想定体制を見ると、地域的な格差がある。ニューヨーク州の場合には、自由化に伴い New York Power Pool がそのまま New York ISO に改組された経緯がある。このため、電力会社が、20年計画を提出するスキームは自由化前後で不変である。ただし、供給力の信頼度面からのチェックは、州機関である NYSRC が作られており、FERC へのデータファイリングもこの新機関を通して実施されることとなった。

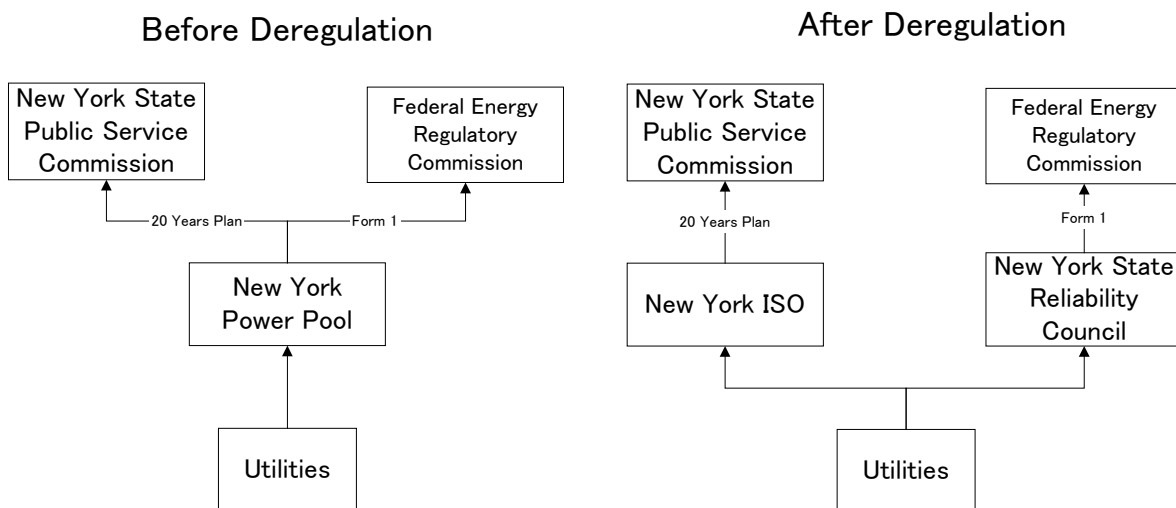


図 3.35 ニューヨーク州における自由化前後の需要想定関連データの流れ

一方、カリフォルニアに関しては、カリフォルニア危機以前の自由化状況では、かつて州政府に提出していた20年計画を電力会社が提出を拒むようになり、カリフォルニア州政府は電力販売実績に基づく独自の需要想定を余儀なくされている。このミッションは、California Energy Commission に課せられている

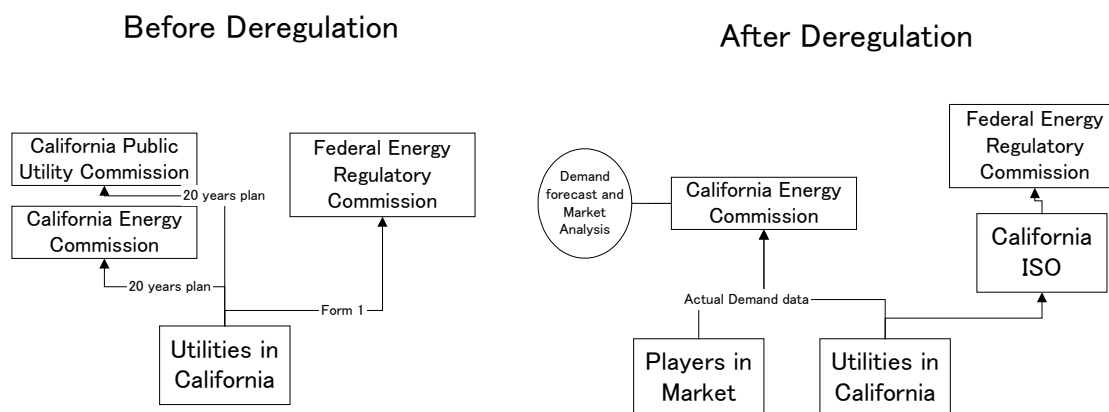


図 3.36 カリフォルニア州における自由化前後の需要想定関連データの流れ

以上の事例を見ると、自由化後において従来電気事業が行ってきた需要想定や電源計画が行政側に移行せざるを得ないことがわかる。また、需給の実績を把握する機関として、NYISO のような系統運用、市場管理者が関与するケースが出てくることが分かる。あるいはカリフォルニアのように全ての市場参加者からもれなく実績を提出させる仕組みを作る必要が出てくる。

2003 年における計画策定では、市場管理者である WESM がまだ機能していないため市場管理者からの情報収集が出来ず、また、市場参加者からの情報収集として私営電力会社、配電組合からのアニュアルレポート・ベースの実績データが収集出来ただけである。Distribution Development Plan (DDP) における、これら配電会社からのフィリピン・エネルギー省による直接データ収集スキームもまだ実践されていない。今後、フィリピンで自由化が進んだ場合に、特に、WESM からの情報収集を今後重視する必要があるのは、米国でも実需に対して卸売りにおける転売などにより、先物、先渡しを含む販売実績が10倍程度に膨らんだ実績があり、スポット市場、相対取引市場で取り引きされた電力における最終的な実需に関する決済を行う同組織が、卸売りの総実需電力量を売り買い先別に把握できる唯一の機関となるためである。

## (2) フィリピン電力セクターの体制変革からの考察

フィリピン電力セクターの自由化以前電力セクターの体制は、卸売り市場を NPC が一手に引き受けた体制となっている。また、NPC が Power Development Plan を作成する関係上、電力を卸売りしていた先の配電会社や配電組合の小売り側の販売実績も把握していた。

しかし、自由化以降は、NPC が GENCO と TRANSCO に分離し、今後、新たな IPP が参入することにより、卸売りの実績を旧 NPC 関連の組織が把握できない状況になる。

図 3.37 は自由化以降の、事業者間の物理的な電力の流れを示している。発電事業と、送電事業が分離するため、時々刻々の電力の流れは TRANSCO が把握しているものの、誰から誰へ電力が取り引きされたかは把握出来ない状況になる。従って、TRANSCO から収集出来るデータはメイングリッド、およびピサヤスにおけるサブグリッドのピーク値が原則である。

また、図 3.38 に示すように、自由化以降の電力の売買取引関係は、WESM によるスポット取引と相対取引が混在し、リアルタイムの取引と、先物、先渡しが混在することになる。従って、需要想定観点からは、今後、電力売買実績を把握する際には、バーチャルな取引を排除し、リアルタイムの電力取引量のみを記録した実績値を集めることが必要である。

米国の実績では、先渡しを含めた電力取引予約の売買高が、リアルタイムの実需に対して 10 倍くらいまで拡大した実績があり、取引予約とリアルタイムの実需を混同しないことが必要となる。この際には、送電レベルのリアルタイムの売買実績については、リアルタイムの取引の決済をおこなう WESM が今後把握することとなる。

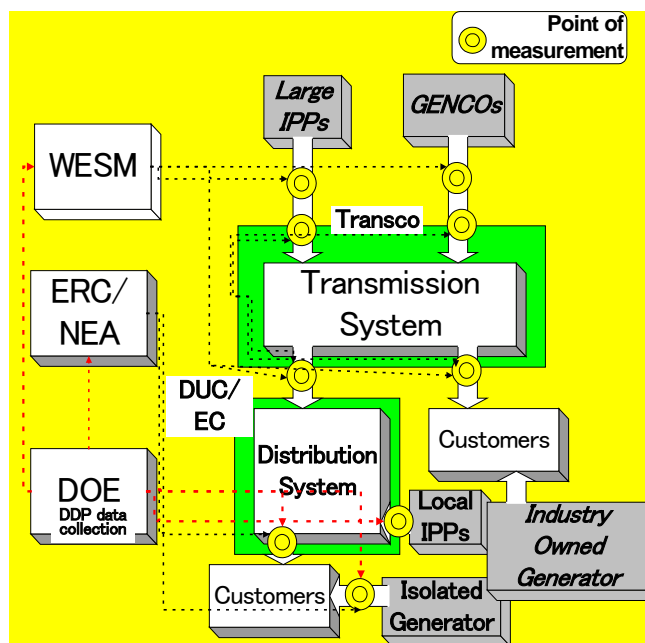


図 3.37 自由化以降の事業者間の物理的な電力の流れと把握ポイント

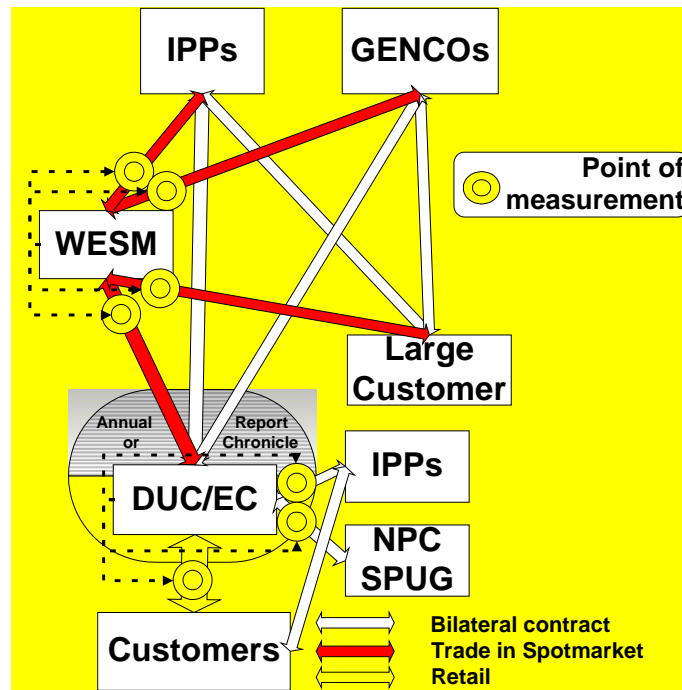


図 3.38 自由化以降の事業者間の電力取引と取引把握ポイント

また、TRANSCO が基幹送電網の計画、運用、管理に特化することで、NPC により一部把握出来ていた配電会社レベルの Embedded な発電設備から供給されていた需要を含むシステムピークを把握する主体がいなくなる。TRANSCO 自体は原則的に、基幹送電線を流通する TRANSCO PEAK と呼ばれる値のみ把握可能となる。また、TRANSCO は物理的な電力の流れは把握可能であるが、その電力が誰から誰に販売されたものかは把握出来なくなる。これに代わって、電力の取引を把握できる組織として、スポット卸売り市場である WESM が登場する。すなわち、WESM は相対取引を含めて翌日の実需に合わせた発電計画をコーディネートし、実際の運用結果をモニターして送電料金の課金と、決済を行う。従って、毎日、毎時の発電、需要実績を実需の売買者を知った上でモニターすることが可能となり、送電レベルでは売り買いを完全に把握出来る立場になる。

### (3) 次回PDP作成のためのデータ収集体制についての提案

PDP2004-2013 の作成に当たっては、配電会社、配電組合の販売実績を、ERC、エネルギー省に保管してある Annual Report のサマリー、および NEA の発行する Chronicle によって収集した。また、システムピークの実績は、TRANSCO に依存した。

次年度以降の需要想定作業では、これらのデータ収集について新しいスキームを実行する必要がある。それらは次の通りである。



- DDP データ収集スキームによる配電販売実績、IPP 直販データ収集

第1四半期中に、配電会社、配電組合の前年の販売実績と、契約している IPP 等の直接購入先電源の供給負荷を収集する必要がある。前者は、配電レベルの需要予測の新しいデータとして加えるものであり、後者は TRANSCO ピークからシステムピークを推定するために用いるデータである。

- WESM からの送電レベルの実電力取引データ収集

送電レベルの電力の実取引量は、今後 WESM の相対取引を含む実取引の実績から収集する必要がある。これは、送電レベルの取引量と配電レベルの販売量を換算する Adjustment Factor (AF)を更新する上で必要となる。

- TRANSCO からのピークデータの収集

これは、システムピークを算定する上でのベースとなる数字で、PDP2004-2013 の策定作業では TRANSCO はシステムピークの実績を用意してくれたが、今後はその保証が無く、原則 TRANSCO から入手できるのは、TRANSCO が物理的に把握できる TRANSCO ピークであることを留意する必要がある。

## 第4章 電力開発計画分野

### 4.1 PDP (Philippine Development Program) 2003 の分析結果

#### 4.1.1 策定方法

電力改革法施行前の PDP は国営電力会社である NPC(National Power Company) が策定してきた。PDP 同様に TDP(Transmission Development Plan)も NPC が策定しており、その内容については十分調整がなされている。しかし、2002 年7月に電力産業改革法が改正された結果、PDP の策定責務は DOE に移行された。これにより、PDP(2003-2012)は PEP (Philippine Energy Plan) の一部として、DOE により策定され国会提出されている。

PDP(2003-2012)は、DOE と NPC の共同作業で策定された。需要予測は NPC との密接な調整を元に DOE が実施した。需要予測モデル自体は、NPC の既存のモデルである。電源開発計画は、DOE と NPC の代表者からなる共同チームで策定された。共同チームは、データ収集ならびに整理およびシミュレーションを実施した。シミュレーションにはプロシムが導入され、使用された。

なお、NPC は PDP2003 の策定にあたり、PDP 策定に関する技術移転を DOE に対して実施したとしているが、シミュレーションソフトウェアの操作方法にとどまり、シミュレーションに必要な基本データの作り込みについては技術移転を実施していない。なお、2002 年時点で、NPC および DOE が使用していたソフトウェアは次の通りである。

#### <NPC>

- EGEAS: 長期電源計画策定用
- Promode: 短・中期計画策定用
- Procym: 短・中期計画策定用・・・将来的に Promode から移行する予定

#### <DOE>

- Procym: NPC のエクステンドライセンス (マニュアル無し)

このうち、EGEAS のみが最少費用法による電源計画の最適化が可能であることから、NPC が EGEAS で策定した電源計画を、DOE が Procym でレビューをしていたというのが、現状に近いと思われる。

#### 4. 1. 2 PDP (2003-2012)開発計画のレビュー

##### (1) 既設設備

表 4.1.1 に PDP(2003-2012)で計上された既設設備の内訳を示す。表 4.1.1 の設備は、NPC 保有設備(自社/IPP)、および配電会社保有設備(自社/IPP)を含んだものであり、2002 年9月末時点の設備である。

定格出力(Installed Capacity)は合計 14,702MW である。一方、可能出力(Dependable Capacity)は、火力発電所における経年劣化や設備の不具合、および水力設備における乾季の出水減を考慮したもので、通常定格出力に満たない。フィリピンの場合の可能出力は、12,909MW であり、定格出力の 87.8%程度であった。DOE は PDP の策定にあたって可能出力を使用しており、比較的設備実体を反映しているといえる。

なお、PDP(2004-2013)の策定にあたり、この既設設備量については JICA スタディーチームにより再評価・修正されている。

表4. 1. 1 PDP(2003-2012)の既設設備 (単位:MW)

Fuel Type	Installed	Dependable
Oil Thermal	758.60	752.90
Diesel	1,837.97	1,524.70
Coal	3,963.00	3,680.00
Gas Turbine	930.00	720.00
Geothermal	1,931.48	1,564.38
Hydro	2,518.07	1,964.07
Natural Gas	2,763.00	2,703.00
Total (Installed=100%)	14,702.12 (100%)	12,909.05 (87.8%)

Source:DOE

##### (2) 新規開発計画

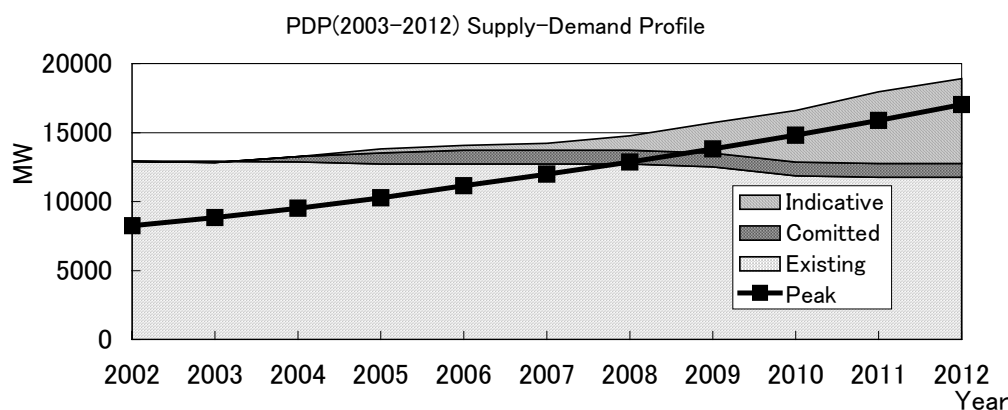
図4. 1. 2に、PDP(2003-2012)に基づく、フィリピン全土の開発計画の概要を示す。なお、PDP(2003-2012)はあくまで PEP(2003-2012)の一部として公表されており、PDP 自体が公表されているわけでは無い。また、PEP(2003-2012)の中で公表されている開発計画は、Low GDP 需要想定に基づく開発計画である。公表されていないが、作成の過程では、High GDP 需要想定による開発計画も策定されている。

PDP(2003-2012)によると、新規に必要な開発量は、開発決定電源(Committed)ならびに開発候補電源(Indicative:具体的な開発計画が無いもの)を合計すると 7,150MW となる。また、既設電源(Existing)のうち、1,145MW の発電設備廃止(Retirement)が計上されているが、これらの多くは経年 20年以上のディーゼル設備である。

設備率<sup>1</sup>(Reserve Margin)に着目すると、2002 年時点では、56%程度でありフィリピン全体では

<sup>1</sup>本文中での設備率は日本で用いられる計画設備率とは定義が異なることに注意。

設備過剰であるといえる。しかし、ビサヤス地域、特にパナイ島、ネグロス島で電力危機が予想されている。この、地域特有の問題に対処するため、PDP(2004-2013)の中ではGTMaxによる詳細検討がなされた。



Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Peak	8,248	8,833	9,519	10,277	11,139	11,997	12,869	13,813	14,814	15,889	17,033
Total	12,910	12,840	13,259	13,824	14,074	14,224	14,774	15,714	16,614	17,965	18,915
Existing	12,910	12,910	12,874	12,724	12,724	12,724	12,724	12,514	11,864	11,765	11,765
Retirement			37	150				210	650	99	
Addition	0	-70	385	1,100	1,350	1,500	2,050	3,200	4,750	6,200	7,150
Comitted		-70	455	415	200	0	0	0	0	0	0
Indicative				300	50	150	550	1,150	1,550	1,450	950
Reservr Margin	56.52%	45.36%	39.28%	34.51%	26.34%	18.56%	14.80%	13.76%	12.15%	13.06%	11.05%

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Peak	8248	8833	9519	10277	11139	11997	12869	13813	14814	15889	17033
Existing	12910	12910	12873.5	12723.5	12723.5	12723.5	12723.5	12513.5	11863.5	11764.7	11764.7
Comitted	0	-70	385	800	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Indicative	0	0	0	300	350	500	1,050	2,200	3,750	5,200	6,150

図4. 1. 1 PDP(2003-2012)による電源開発計画

一方、最終年度の設備率は11%程度であり、日本の標準的な計画設備率(20%程度)と比較すると低い。表4. 1. 2にこの違いをまとめた。

表4. 1. 2 設備率比較

項目	日本	フィリピン	考え方
予備率	8-10	同左	日本と同程度とした。
電源所内率	4	0	発電端ピークのため必要なし
出水変動率	4	2	Dependable Capacity として一部反映
夏季補修率	2	2	Dependable Capacity として一部反映
需要変動リスク	1-2	0	LOLP では考慮されない
設備率	20	10-14	

Source: JICA Study Team

なお、2012年の設備率を、可能出力基準から定格出力基準に補正すると概ね21. 6%程度となり日本と同程度となる。(計算の簡略化のため設備廃止電源の定格出力と可能出力の差は無視した。)

-既設設備増分	=14,702-12,910=1,792MW
-設備率(可能出力基準)	= (18,915-17,033)/17,033
	= 11.05%
-設備率(定格設備に補正)	= (18,915+1,792-17,033)/17,033
	= 21.6%

#### 4. 1. 3 一次エネルギー

##### (1) 潜在埋蔵量とエネルギー政策

表4. 1. 3にフィリピン国の一次エネルギーの潜在埋蔵量を示す。同国は、比較的一次エネルギーに乏しいことから、国産エネルギーの開発ならびに有効利用が、エネルギー政策の根幹となっている。その一方、環境保護運動が比較的盛んであることから、今後は、クリーンエネルギーとしての地熱、ならびに天然ガスの有効利用がいつそう重要であると考えられている。

表4. 1. 3 国産エネルギーの埋蔵量

地域	石油 (MMB)	ガス (BCF)	石炭 (MMT)	地熱 (MW)	水力 (MW)
ルソン	5,378-5,418	2,966-8,346	455	2,326	6,051
ヴィサヤス	1,105	2	747	1,670	493
ミンダナオ	1,599-2,066	6,870-8,964	1,163	542	2,619

Source: DOE

#### 4. 1. 4 国産エネルギー利用の現状と課題

石炭火力の建設については、地域住民の強い反対により、建設が困難な状況にある。さらにNIPAS や環境保護法の対象地域もあり、これらの地域では石炭火力の建設が禁じられている。特に、パナイ島では過去に計画があった石炭火力発電所の建設が環境問題から中止となっている。しかし、石炭は競争力のある国産燃料であり、クリーンコールテクノロジーを利用した建設については、将来的な一つのオプションとして残されている。

天然ガスについては、マランパヤからの供給が始まり、サンタリタ、サンロレンソならびにイリハンといったガス火力(計2,700MW)が運転開始した。同ガス田は、3,000MWのコンバインドサイクルを30年運転できるだけの埋蔵量があるとされており、余剰分(300MW)の有効利用が望まれる。このため、バタンガス～マニラ間のガスパイプライン計画(BatMan 1)計画等が検討されている。しかし、現状のガス価格は、初期投資の影響で比較的高いレベルにあると考えられる。

なお、先に述べたガス火力発電所は、テイクオアペイ契約により、電力引き取り保証がなされているが、現状はバタンガス-マニラ間の送電制約により、引き取り保証利用率まで運転できていない状況が続いている。この状況は、送電線増強工事が完工する2005年まで続く。

リニューアブル電源については、ネグロス島を再生可能エネルギーによる電力の供給基地にするという政策目標があり、同島での化石燃料の発電所建設は望ましくない。しかし、電力システムのバランスの面から、近い将来、パナイ島もしくはネグロス島にベース電源を建設せざるを得ないと考えられる。

## 4. 2 既設設備の現状

### 4. 2. 1 定格出力、可能出力

表4. 2. 1に JICA スタディーチームによる、定格出力(Installed)、可能出力(Dependable)の調査結果を示す。調査資料は、主に TRANSCO の年間供給計画(2003 年)、NPC 系統運用実績(2002, 2001)によったが、ミンダナオ島の設備については、一部運転記録がないこと、および TRANSCO ピーク需要と系統全体のピーク需要が異なることから、TRANSCO 系統を通らず配電系に直接接続されている電源等についてはデータの確認が取れず、これらの電源については推定に頼らざるを得なかった。

表4. 2. 1 定格出力、可能出力

(Unit:MW)

Type of Plant	Total Philippine		Luzon		Visayas		Mindanao	
	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable
Hydro	2,530	2,225	1,535	1,342	7	7	987	876
Pumpud Storage	300	300	300	300	0	0	0	0
Coal	3,927	3,699	3,738	3,517	189	183	0	0
Oil	650	633	650	633	0	0	0	0
Diesel	2,003	1,713	987	935	458	366	558	412
GT	675	584	620	529	55	55	0	0
Combined Cycle	2,790	2,790	2,790	2,790	0	0	0	0
Geothermal	1,880	1,396	856	427	916	860	108	108
Total	14,756	13,340	11,477	10,472	1,626	1,470	1,654	1,397
*WASP-IV	-	13,644	-	10,666	-	1,470	-	1,508

\*WASP-IV = Hydro Install +Thermal Dependable

Source: Transco 資料、配電会社へのアンケート、NPC 資料より JICA Study Team が推定

表4. 2. 1から、地熱およびディーゼル電源の、定格と発電可能出力の差が大きいことが判る。ディーゼル電源については、経年20年以上の設備が多いことおよび、地熱については設備上の理由で長期停止していることが原因である。なお、地熱発電については具体的なリハビリ計画が進められている。

#### 4. 2. 2 発電電力量

表4. 2. 2に発電電力量実績(Actual)(2002年)および発電計画(Plan)(2003年)を示す。同国の発電電力量の1/2程度は安価な石炭火力ならびに地熱発電でまかなわれている。今後は、ガス火力の伸びが予想される。

表4. 2. 2 発電電力量

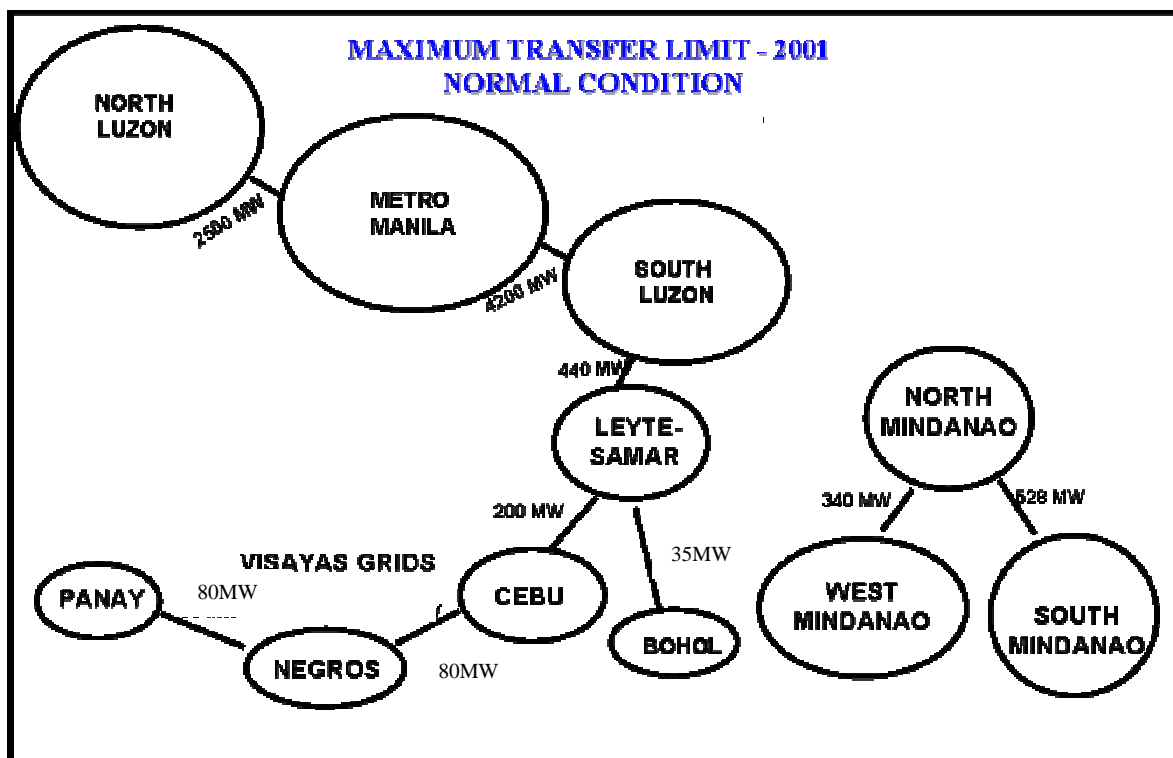
(Unit:GWh,%)

	2002 (Actual)		2003 (Plan)	
Hydro	7,033	14.5%	6,258	12.5%
Coal	16,128	33.3%	18,638	37.1%
Natural Gas	8,771	18.1%	12,264	24.4%
Geothermal	10,242	21.1%	8,457	16.8%
Oil Base	6,293	13.0%	4,598	9.2%
Total	48,467	100.0%	50,215	100.0%

\* Source: Transco 資料

#### 4. 2. 3 系統連携

図4. 2. 1はフィリピンの地域の系統連携状況である。



Source: DOE

図4. 2. 1 連系線系統基本図

2003年時点で、ルソン系統およびビサヤス系統は連系線で連系されているが、ミンダナオ系統は単独系統である。

ビサヤス系統は、レイテ・サマール、セブ、ボホール、ネグロスおよびパナイの5地域で構成されている。表4. 2. 1からわかるように、ビサヤス系統には地熱発電が多いが、その大半がレイテ・サマールに集中しているが、連系線の容量制約により十分活用がされていない。その一方、前述の通り、パナイ、ネグロス地域では、電力危機が予想されていることから、この不均衡を是正するための連系線計画が検討されている。現状の連系線増強計画は次のとおりである。

- |                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| - レイテ-ボホール連係線 増強     | 35MW to 100MW (´2004)  |
| - レイテ-セブ2回線化         | 200MW to 400MW (´2005) |
| - セブ-ネグロス-パナイ連係線2回線化 | 80MW to 160MW(´2005)   |
| - レイテ-ミンダナオ超高压直流送電   | 具体的計画無し                |



#### 4. 3 PDP (2004-2013) 電源開発シミュレーション

##### 4. 3. 1 シミュレーションソフトウェア

PDP(2004-2013)の策定にあたり、DOE に技術移転したソフトウェアは、WASP-IV およびGT Maxである。それぞれのソフトウェアのメリット-デメリットと使用目的ならびにキャパシティビルディングの状況は次の通りである。

###### (1) WASP-IV

最少費用法による電源開発計画策定に使用。その内部は、デューレーション法による運転コスト解析と、運転コスト+建設コストを勘案した動的計画による最少費用計画策定で構成されている。供給信頼度については、発電設備率および LOLP を信頼度限界として設定できる。

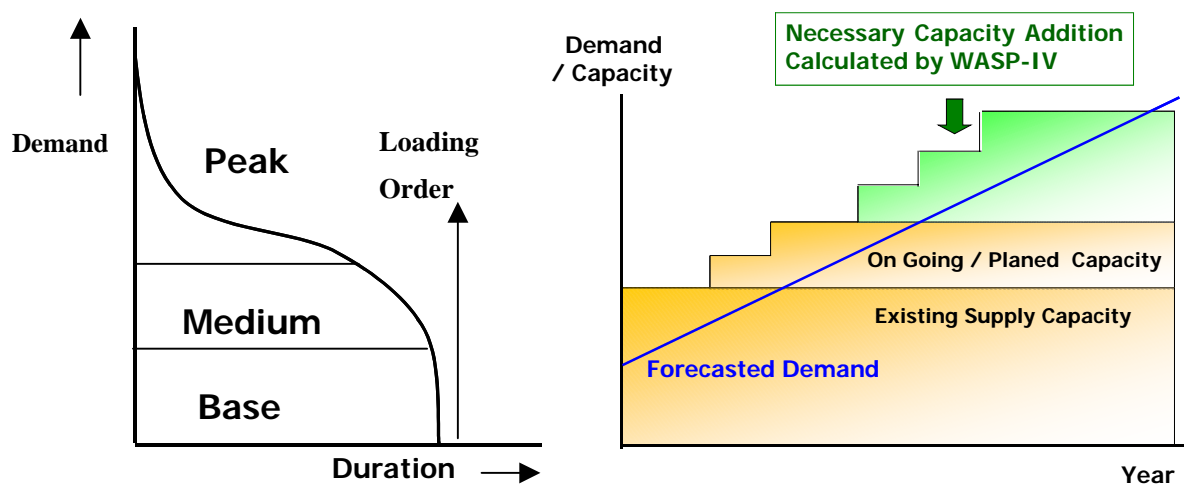


図4. 3. 1 デューレーション法 と WASP-IV アウトプット

###### <メリット-デメリット>

- IAEA が定期的にメンテナンスをしており、継続的なバージョンアップが見込まれる。
- 世界銀行でも使用されるなど、計算結果に信用力がある。
- 使用に際し、IAEA への登録が必要となるが、取得・使用コストは不要。
- マニュアルが完備されている。
- インプットデータはテキストファイルであり、E-mail ベースで送信が可能。
- 計算速度が比較的速い
- 電力系統を扱うことができないため系統連系の評価には向いていない。



<キャパシティービルディングの状況>

策定されたモデルを使用し、送電線の容量を変更した場合の影響評価は検討できることから、最適配置ならびに系統連系の解析は可能である。しかし、電源および負荷側のデータ入力ならびに修正については、補足が必要である。

#### 4. 3. 2 計画策定のフロー

図4. 3. 1に、本調査で技術移転したシミュレーションのワークフローを示す。この詳細については4. 3. 4 シミュレーション結果で解説する。

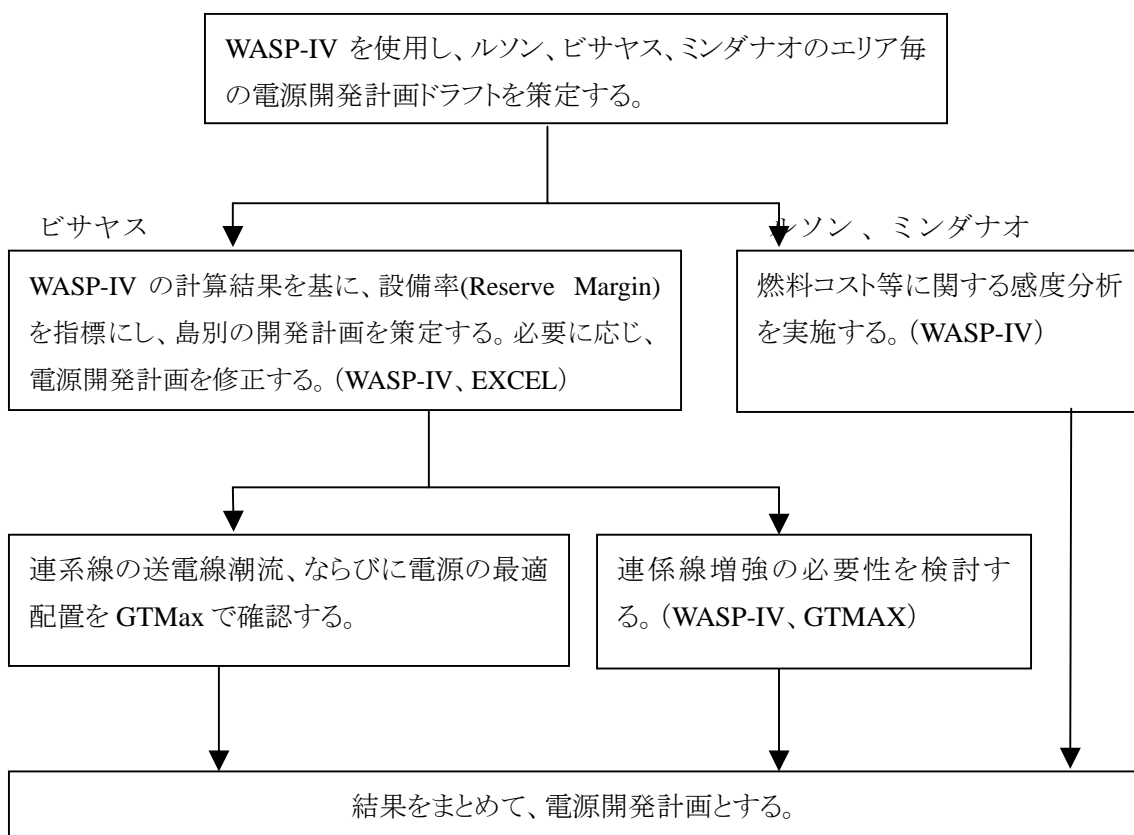


図4. 3. 3 シミュレーションのワークフロー

#### 4. 3. 3 前提条件

##### (1) 基本緒元、既設設備データ

表4. 3. 1にシミュレーションに関わる基本緒元ならびに既設設備データ緒元を示す。

表4. 3. 1 シミュレーションの前提条件(基本諸元、既設設備)

Items	Previous Simulation	PDP(2004-2013)	Remarks
1 General Index			
LOLP	1 day / year (Eageas)	1 day / year	
Discount Rate	12%	12%	NEDA released base
2 Plant Data			
a Supply Capacity			
@ For plants of which data is available			
Thermal Plant	Installed Capacity	Dependable Capacity	Replace to the average of actual(2001-2002)
Hydropower Plant	Nominal Year (1996)	Probabilistic Data	Replace to the weighted average of actual(1996,2001&2002)
@ For plants of which data is NOT available			
Thermal Plant	N/A	Dependable Capacity	Assumption based on the above plants
Hydropower Plant	N/A	Probabilistic Data	Assumption based on the above plants
b Heat Rate of the Thermal Plant			
@ For plants of which data is available			
Thermal Plant	Design Curve	Revised Design Curve	Revised curve based on the actual(2001-2002)
@ For plants of which data is NOT available			
Thermal Plant	N/A	Dependable Capacity	Assumption based on the above plants
c Forced Outage Rate			
Coal	3%	5.5%	Replace to the average of actual(2000-2002)
Oil	3%	3%	Apply the previous data
C/C	3%	3%	Apply the previous data
GT	3%	3%	Apply the previous data
Diesel	3%	4.5%	Replace to the average of actual(2000-2002)
Geothermal	0-1%	10%	Replace to the average of actual(2000-2002) : For Luzon
	0-1%	1%	Replace to the average of actual(2000-2002) : For Vis-MiN
d Maintenance Rate			
Coal	6-7%	6-7%	Apply the previous data
Oil	5%	5%	Apply the previous data
C/C	6%	6%	Apply the previous data
GT	6%	6%	Apply the previous data
Diesel	5-6%	6%	To be scrutinized (Planned outage seems to be too long)
Geothermal	8.20%	8.20%	Apply the previous data
e Spinning reserve			
Thermal			
Coal	NA	5%	Governor free rate
Oil	NA	5%	Governor free rate
C/C	NA	2%	Governor free rate
GT	NA	NA	
Diesel	NA	NA	
Geothermal	NA	5%	Governor free rate
Hydro			
Pumped Storage Type	NA	50%	Assumption of JICA based on the experience of CEPCO
Others	NA	NA	
3 Fuel Cost in initial ear			
Coal	25-30US\$/MT	54-30US\$/MT	Replace to the contract cost of NPC(2002)
Oil	25US\$/bbl	9.2-13.0 Php/L	Replace to the contract cost of NPC(2003)
Natural Gas	Contract Base	<=	Previous Data (Contract Base)
Geothermal	Contract Base	<=	JICA estimated (Contract Base)

\*Apply the previous data: Validity of the data has been confirmed by JICA.

なお、緒元は次の考え方により策定され、DOE の承認を受けている。

a. 設備関係データ

- 基本的に 2001 年,2002 年の運転実績による。
- 信頼できる運転実績がないものは、同程度の設備の平均運転実績相当と仮定した。
- PDP(2003-2012) 緒元を流用する場合は、妥当性を JICA スタディーチームが評価した。

b. 基本諸元

- LOLP=1day/年を供給信頼度限界とした。
- ディスカウントレートは12%とした。
- 減価償却は、Straight Depreciation Method とした。

(2) 開発決定プロジェクトおよび電源廃止計画

表4. 3. 2に、電源計画に使用したコミットドプロジェクトの一覧を示す。これらのプロジェクトの調整は、現在でも基本的に DOE が実施しており、JICA スタディーチームはスケジュールについてコメントを述べるにとどまった。

表4. 3. 2 開発決定プロジェクト一覧

Plants	Inst. Capacity (MW)	Com. Year	Location
<b>Luzon</b>			
CBK (Kalayaan 3&4)	350	2004	Laguna
PNOC-EDC Wind Power	40	2006	Ilocos Norte
Northwind Power	25	2006	Ilocos Norte
	<b>415</b>		
<b>Visayas</b>			
Pinamucan transfer from Luzon	110	2004	Panay
Mirant Diesel	40	2004	Panay
Northern Negros Geo	40	2005	Negros
PNOC- Palinpinon Geo	20	2005	Negros
Victorias Bioenergy	50	2005	Negros
	<b>260</b>		
<b>Mindanao</b>			
Transfer of PB103 & 104	64	2004	
Mindanao Coal (2 x 100)	200	2006	Misamis Or.
<b>Total</b>	<b>939</b>		

Source: DOE

表4. 3. 3に、電源計画に織り込んだ、主な設備廃止計画の一覧を示す。ベースとなる考え方は、JICA スタディーチームのコメントを踏まえつつ、基本的にDOEが決定した。

表4. 3. 3 設備廃止計画一覧

PLANT	MW	DE-COMMISSIONING YEAR	REMARKS
<b>Luzon</b>			
Malaya 1	300	2010	Contract expires 2003. Plant economic life is good for another 6 years.
Malaya 2	350	2010	
Hopewell GT	210	2009	
	<b>860</b>		
<b>Visayas</b>			
Panay DPP1	36.5	2004	To be postponed until new plant comes
Bohol DPP	22	2004	Retirement contingent upon completion of Ormoc-Maasin Double-Circuit line, which is also contingent to the completion of Leyte-Bohol uprating (stage 2)
Power Barges (101-104)	128	2005	To be postponed until new plant comes
Cebu Land-Based GT	55	2011	
Cebu DPP 1	43.8	2011	
	<b>285.3</b>		
<b>Total</b>	<b>1,145.3</b>		

(3) 開発候補電源モデル

表4. 3. 4に、開発候補電源として使用した電源モデルの緒元を示す。

表4. 3. 4 電源モデルの前提条件

Unit Type	Steam Turbine Unit		Combined Cycle Unit	Gas Turbine Unit		Diesel Unit
	Coal	Gas		Diesel Oil	Bunker C	
Fuel	Coal	Gas	Diesel Oil	Bunker C		
Life Time (Years)	30	20	15	15		
Construction Period (Years)	4	3	2	2		
Abbreviation	CL30	CL05	CC30	GT15	GT05	DSL
Capacity (MW)	300	50	300	150	50	50
Construction Cost (\$ / kW)	1520	2370	820	260	390	1140
Fuel cost (US\$ / Gcal)	4.8	5.4	Existing Contract	27.1		17.7
Heat Rate (kcal / kWh)	2,630	3340	1,650	3,400		2,340

Source: JICA Study Team

なお、ルソンエリアと、ビサヤス-ミンダナオエリアは、系統容量が大きく異なるため、シミュレーションに用いた電源モデルが異なる。具体的な取り扱いは表4. 3. 5の通り。

表4. 3. 5 地域別開発候補電源モデル

地域	Base	Medium	Peak
ルソン	CL30	CC30	GT15
ビサヤス - ミンダナオ	CL05	DSL	GT05

Source: JICA Study Team

それぞれの電源モデルの稼働率に応じたコストを評価し、モデルのタイプ(ピーク・ミドル・ベース)を確認するためスクリーニングカーブを作成した。図4. 3. 4および図4. 3. 5に各エリアにおける開発候補電源のスクリーニングカーブを示す。

図4. 3. 4 開発候補電源モデルのスクリーニングカーブ(ルソン)

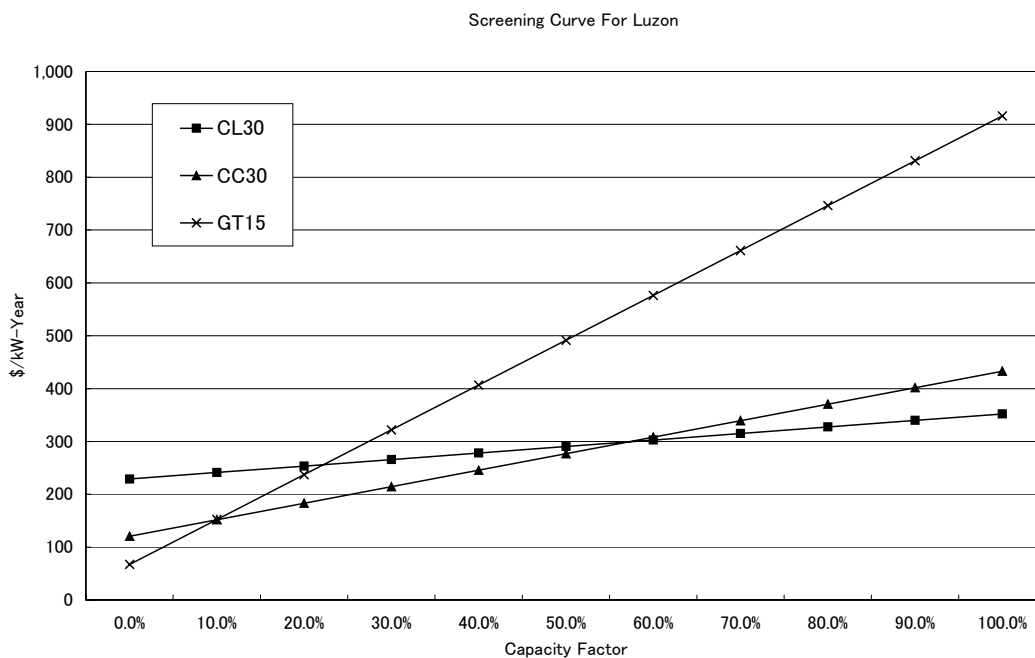
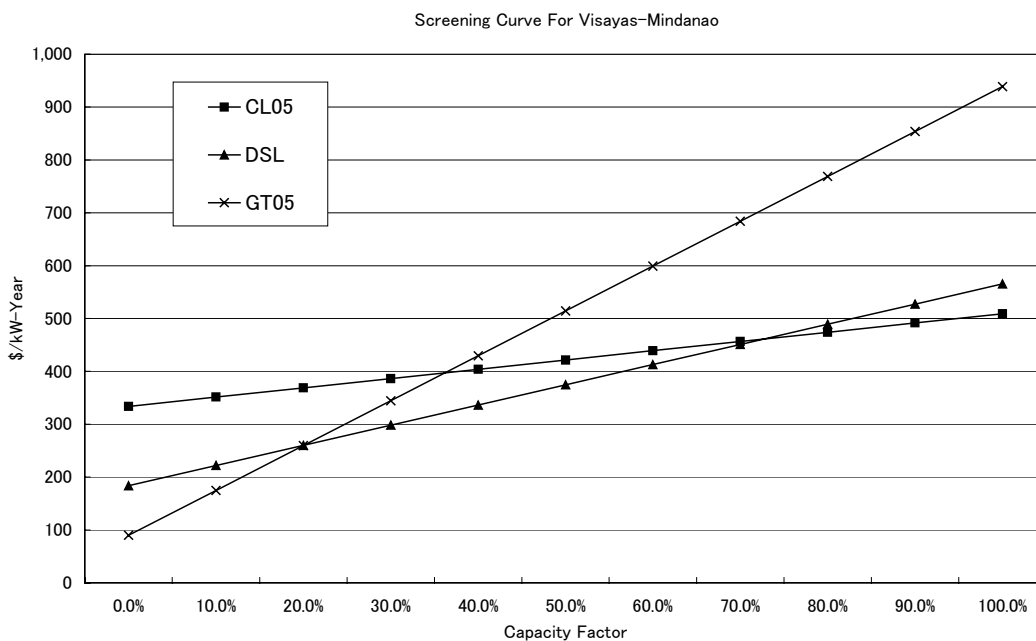


図4. 3. 5 開発候補電源モデルのスクリーニングカーブ(ビサヤス - ミンダナオ)





#### 4. 3. 4 シミュレーション結果

##### (1) 前提需要

シミュレーションは基本的に High\_GDP、Low\_GDP の2種類の需要で実施した。しかしながら、PDP の根幹となるのは、後者であることから、本レポートでは、Low\_GDP ケースのみの説明にとどめる。表4. 3. 6にシミュレーションで使用した需要を示す。

表4. 3. 6 シミュレーション需要(Low\_GDP, Declined\_Elasticity)

	Luzon	Visayas	Visayas Islands (Coincident Peak)					Mindanao
			Cebu	Panai	Negros	Bohol	Leyte-Samar	
2002	6,039	936	379	170	184	37	166	995
2003	6,454	1,006	406	182	194	41	182	1,049
2004	6,937	1,085	438	196	205	46	200	1,112
2005	7,473	1,172	472	212	218	51	220	1,181
2006	8,076	1,269	510	229	232	56	242	1,259
2007	8,662	1,363	547	246	244	62	264	1,331
2008	9,323	1,469	588	264	258	69	289	1,412
2009	10,036	1,582	633	284	273	76	317	1,498
2010	10,786	1,702	679	305	288	83	346	1,586
2011	11,575	1,827	728	327	303	92	378	1,676
2012	12,406	1,959	779	350	318	100	411	1,769
2013	13,280	2,097	833	374	333	110	447	1,864
2014	14,201	2,243	889	400	349	120	486	1,960
2015	15,171	2,397	948	426	365	131	527	2,060
2016	16,285	2,576	1,016	457	384	144	575	2,178
2017	17,480	2,770	1,089	490	404	159	627	2,304
2018	18,764	2,977	1,168	525	426	174	685	2,436
	7.3%	7.5%	7.3%	7.3%	5.4%	10.1%	9.3%	5.8%

ルソン、ビサヤス、ミンダナオの各エリアの数値については、前述の Low\_GDP ケースと同じである。しかし、ビサヤス島別需要については、ピーク発生時刻が島ごとに異なるため各島の需要合計とビサヤスエリア需要が一致しない。このためシミュレーションでは、島ごとのピーク (non-coincident peak) を、需要比率で圧縮してビサヤスエリア需要と一致させた島ごとの需要 (coincident peak) を使用した。また、電源開発計画は DOE 内部の調整では計 15 年間 (2004-2018) 計算しており、そのうちの 10 年間 (2004-2013) を公表し計算結果としている。これは、WASP-IV 等動的計画の終端効果の影響を防ぐとともに、将来必要なインフラ設備の見通しを立てるために非常に有効である。

(2) ルソンエリア電源開発計画

電源開発計画は、ルソン、ビサヤスおよびミンダナオの3地域に分けて実施した。表4. 3. 7に、ルソン地域における開発計画を示す。

表4. 3. 7 電源開発計画(ルソン)

Luzon								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			GT15	CC30	CL30	Acc		
2003	6,454	10667				0	10667	65.3%
2004	6,937	11017				0	11017	58.8%
2005	7,473	11017				0	11017	47.4%
2006	8,076	11020				0	11020	36.4%
2007	8,662	11020				0	11020	27.2%
2008	9,323	11020	150			150	11170	19.8%
2009	10,036	11020	150		600	900	11920	18.8%
2010	10,786	10387	150		1200	2250	12637	17.2%
2011	11,575	10387			900	3150	13537	16.9%
2012	12,406	10387	150		600	3900	14287	15.2%
2013	13,280	10387	150		900	4950	15337	15.5%

Here GT15: Gas Turbine(150MW)  
 CC30: Combined Cycle(300MW/Gas)  
 CL30: Coal(300MW)

なお、次にあげる開発決定プロジェクトは既設設備(Existing Capacity)に含まれているが、このうち PNOC Wind、Northern Windpower については、風力発電であることから、その5%相当を供給力として計上している。

- Kalayaan 3&4            350MW (2004年)
- PINOC Wind            40MW (2006年)
- Northwind Power    25MW (2006年)

なお、開発候補電源の必要量は4,950MWである。電源種別としては、ベース電源(石炭火力:CL30)ならびにピーク電源(ガスタービン:GT15)が全てであり、ミドル電源(CC30)は計画されない。これは、ガス価格が比較的高いことによる。これについては、感度分析のセクションで後述する。

なお、供給信頼度のしきい値はLOLP=1day/yearであり、これを満足する発電設備率は可能出力で15.5%もしくは、定格設備で21.3%以上必要である。

必要設備率(定格出力基準)

$$[15,337 + (11,477 - 10,666)] - 13,280 \div 13,280 = 21.3\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

### (3) ビサヤスエリア電源開発計画

表4. 3. 8にビサヤスエリアの電源開発計画を示す。ルソン島同様に、次にあげる開発決定プロジェクトは既設設備(Existing Capacity)に含まれているが、このうち Victorias Bioenergy はバイオマス発電であり、17MW相当を供給力として計上している。

- Pinamucan Transfer from Luzon	110MW (2004年)
- Milant Diesel	40MW (2004年)
- Northern Negros Geothermal	40MW (2005年)
- PINOC Palinpinon Geothermal	20MW (2005年)
- Victorias Bioenergy	50MW (2006年)

2003年の供給力を確認すると、ビサヤス全体では設備率が50%を超えているが、連系線運用制約により、地域的にはパナイおよびネグロスの設備バランスが供給力不足である。WASP-IVで島別の必要供給力を確認したところ、2003年度で既に、パナイ-ネグロス両島でそれぞれ50MW相当の発電設備が必要であるとの計算結果になり、同地域で予想されている電力危機については、喫緊の問題として解決していかなければならない。

また、開発候補電源は、主にピーク(GT05)およびミドル(DSL)であり、ベース電源は2013年頃必要となる。これは、現状ベース電源である地熱設備が十分であることを意味する。

なお、ビサヤス地域の系統線連系線開発計画は次のように取り扱った。

- レイテ-ボホール(増強)	35→100MW	(2005年)
- レイテ-セブ(2回線化)	200→400MW	(2005年)
- セブ-ネグロス-パナイ(2回線化)	80MW→160MW	(2005年)

各々の連系線計画の必要性については、系統関係の項で詳述する。

なお、ビサヤス地域の供給信頼度のしきい値も他と同じ LOLP=1day/year である。一方、系統運用者が必要とする設備率は13.2%であり、これを下回ることはできない。ビサヤス地域の発電設備率は、13.7%であり、ルソン島の15.0%より小さい。これは、ビサヤスには水力設備がほとんど無いことから、季節による出水変動を考慮しなくても良いからである。

なお、供給信頼度のしきい値を満足する発電設備率は、可能出力で13.7%、もしくは定格設備基準で21.1%以上必要である。

必要設備率(定格出力基準)

$$[2,385 + (1,625 - 1,470)] - 2,097 \div 2,097 = 21.1\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

表4. 3. 8 電源開発計画(ビサヤス)

	Leyte-Samar Grid								Bohol								Cebu Grid												
	Demand	Ex.Cpa	Install	Acc	I.C. Out	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C. in	I.C. out	Total	G.R.M	TL
											DS	GT05	CL05	acc							DS	GT05	CL05	acc					
2003	182	695		0	-155	540	196.7%	440	41	49				0	2	52	25.0%	35	406	427.5				0	153	-72	508	25.0%	200
2004	200	695		0	-134	561	180.8%	440	46	49				0	8	57	25.0%	35	438	427.5				0	126	-6	547	25.0%	200
2005	220	695		0	-184	510	132.5%	440	51	6				0	57	64	25.0%	100	472	427.5				0	127	36	590	25.0%	400
2006	242	695		0	-227	468	93.5%	440	56	6				0	64	71	25.0%	100	510	427.5				0	163	47	637	25.0%	400
2007	264	695		0	-343	352	33.1%	440	62	6				0	72	78	25.0%	100	547	427.5				0	271	-15	684	25.0%	400
2008	289	695		0	-355	340	17.4%	440	69	6				0	75	81	17.5%	100	588	427.5				0	280	-17	691	17.5%	400
2009	317	695		0	-329	365	15.3%	440	76	6				0	81	87	15.4%	100	633	427.5		100		100	248	-46	730	15.4%	400
2010	346	695		0	-293	402	16.0%	440	83	6		50		50	41	97	16.1%	100	679	427.5		50		150	252	-41	789	16.1%	400
2011	378	695		0	-264	431	14.1%	440	92	6				50	48	105	14.1%	100	728	336.7		150		300	215	-21	831	14.1%	400
2012	411	695		0	-225	469	14.1%	440	100	6				50	58	115	14.1%	100	779	336.7	50			350	167	35	889	14.1%	400
2013	447	695		0	-186	508	13.7%	440	110	6				50	69	125	13.7%	100	833	336.7		50		400	117	93	947	13.7%	400

	Negros									Panay									Total														
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.		Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M			
			DS	GT05	CL05	Acc	in	out						DS	GT05	CL05	Acc							DS	GT05	CL05	acc						
2003	194	166			50		50	72	-45	242	25.0%	80	182	132.6			50		50	45	228	25.0%	80	1,006	1,470			100		100	0	1,570	56.1%
2004	205	166					50	6	35	257	25.0%	80	196	230.5					50	-35	246	25.0%	80	1,085	1,567					100	0	1,667	53.6%
2005	218	243					50	-36	16	273	25.0%	80	212	230.5					50	-16	265	25.0%	80	1,172	1,602					100	0	1,702	45.2%
2006	232	243					50	-47	44	290	25.0%	160	229	230.5	50				100	-44	286	25.0%	160	1,269	1,602	50				150	0	1,752	38.1%
2007	244	243					50	15	-2	306	25.0%	160	246	204.8					100	2	307	25.0%	160	1,363	1,576					150	0	1,726	26.6%
2008	258	243					50	17	-6	304	17.5%	160	264	204.8					100	6	311	17.5%	160	1,469	1,576					150	0	1,726	17.5%
2009	273	243					50	46	-23	315	15.4%	160	284	204.8					100	23	328	15.4%	160	1,582	1,576		100			250	0	1,826	15.4%
2010	288	243					50	41	0	334	16.1%	160	305	204.8					50		354	16.1%	160	1,702	1,576		150			400	0	1,976	16.1%
2011	303	243					50	21	32	346	14.1%	160	327	204.8	50				200	-32	373	14.1%	160	1,827	1,485	50	150			600	0	2,085	14.1%
2012	318	243	50				100	-35	55	363	14.1%	160	350	204.8	50				250	-55	399	14.1%	160	1,959	1,485	150				750	0	2,235	14.1%
2013	333	243	50				150	-93	79	379	13.7%	160	374	204.8					50	300	-79	426	13.7%	160	2,097	1,485	50	50	50	900	0	2,385	13.7%

Here DS: Diesel (50MW)  
 GT05: Gas Turbine (50MW/Oil)  
 CL05: Coal (50MW)

図4. 3. 6 ヴィサヤス各島(セブーネグロスーパナイーボホール)の需給状況(2006)

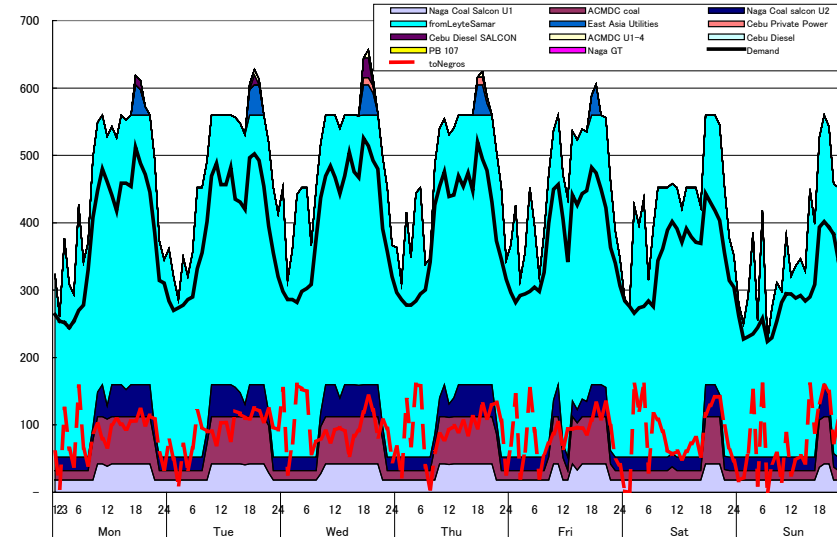
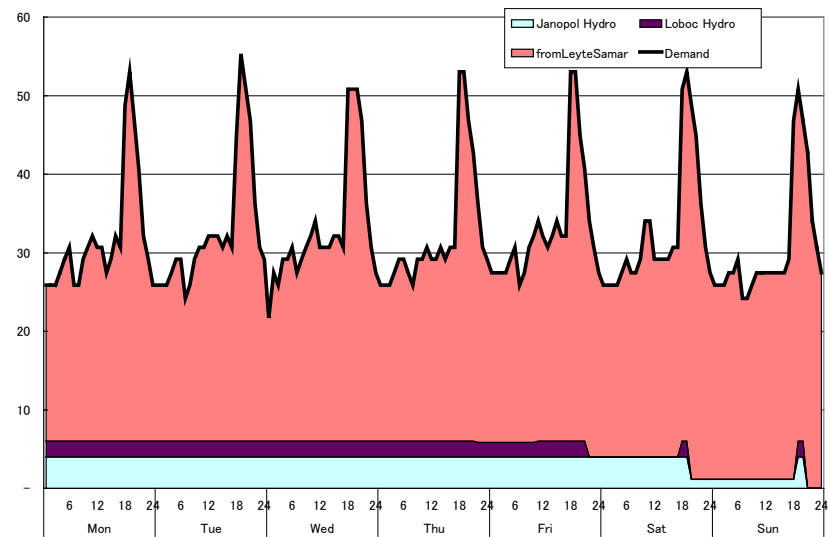
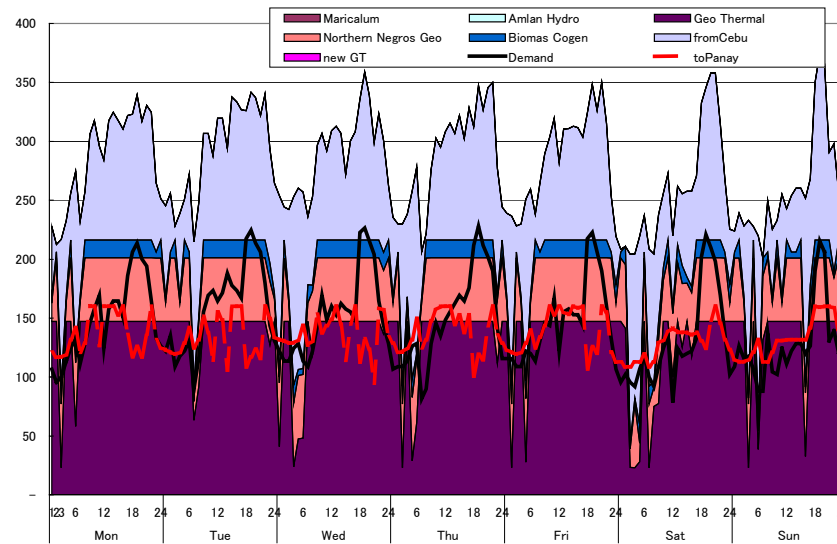
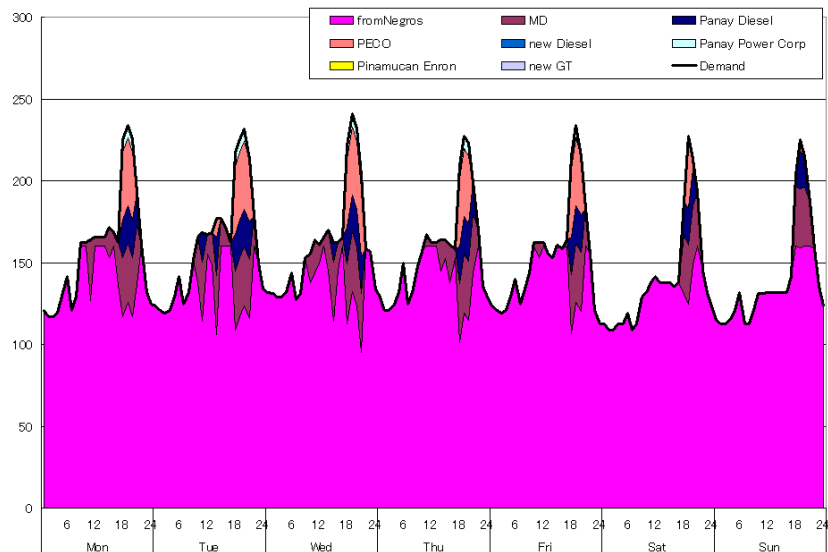


図4. 3. 6 に、2006年におけるビサヤスエリアの代表島(セブ、ボホール、パナイおよびネグロス島)の需給状況を示す。PDP(2004-2013)が実現できれば、2006 年におけるパナイならびにネグロスの需給は確保でき電力危機は発生しない。また、島別では、ボホール島、セブ島においては、レイテ・サマルからの安価な地熱の電力により需給がなされているということが判る。図4. 3. 7はレイテ・サマルの需給状況であり、安価な地熱の余剰電力がセブ、ボホールならびにルソンに供給されていることが判る。

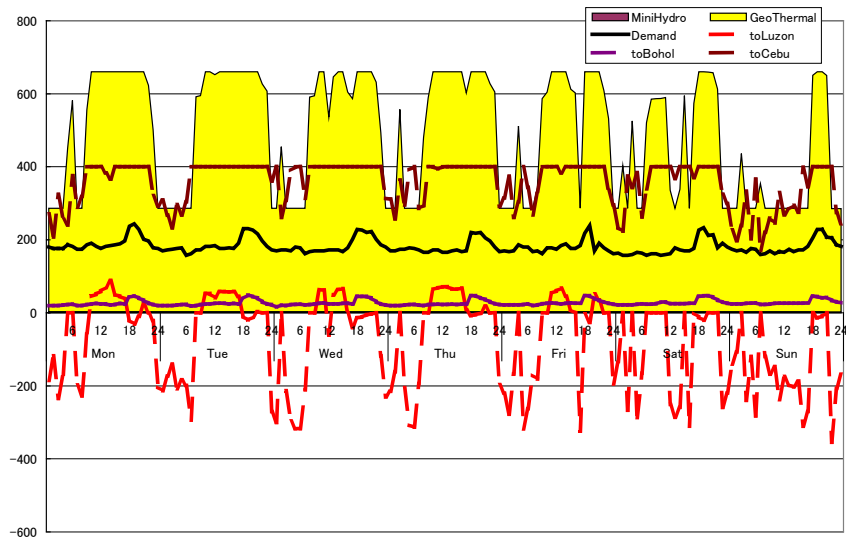


図4. 3. 7 レイテ・サマルの需給状況(2006年)

また、図4. 3. 8は連系線の潮流状況である。レイテーセブについては、連系線の増強にもかかわらず、潮流は上限リミット相当を流れていることが判る。

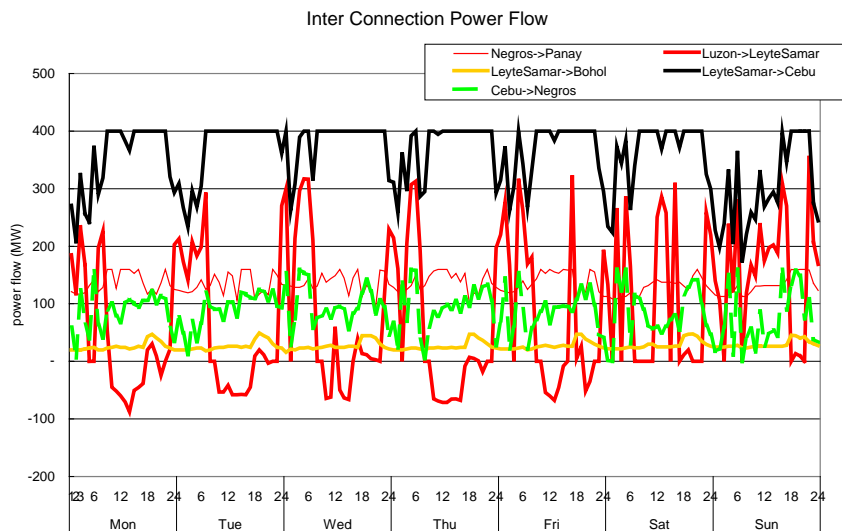


図4. 3. 8 連系線のパワーフロー(2006年)

(4) ミンダナオエリア電源開発計画

表4. 3. 9に、ミンダナオ地域における開発計画を示す。

表4. 3. 9 電源開発計画(ミンダナオ)

Mindanao								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	Acc		
2003	1,049	1509				0	1509	43.9%
2004	1,112	1561				0	1561	40.4%
2005	1,181	1561		50		50	1611	36.4%
2006	1,259	1761				50	1811	43.9%
2007	1,331	1761				50	1811	36.0%
2008	1,412	1761				50	1811	28.2%
2009	1,498	1709		100	50	200	1909	27.4%
2010	1,586	1709			100	300	2009	26.7%
2011	1,676	1709			50	350	2059	22.8%
2012	1,769	1709			100	450	2159	22.1%
2013	1,864	1709		50	50	550	2259	21.2%

Here DS: Diesel (50MW)  
 GT05: Gas Turbine (50MW/Oil)  
 CL05: Coal (50MW)

なお、次にあげるコミットプロジェクトは Existing Capacity に含まれている。

- PB103,104 Transfer 52MW(Dependable) / 64MW(Install) (2004年)
- Mindanao Coal 200MW (2006年)

電源種別としては、ベース電源(石炭火力:CL05)ならびにピーク電源(ガスタービン:GT05)が全てであり、ミドル電源(DSL)は計画されない。ミンダナオでは、既設ディーゼルの占める割合が比較的大きいことから、ベース電源およびピーク電源を優先的に導入する方が最少コストに資するのであろう。

なお、ミンダナオ地域の供給信頼度のしきい値も他と同じ LOLP=1day/year である。一方、同地域の発電設備率はルソンやビサヤスより比較的高い。これは、ミンダナオには水力設備が多く、季節による出水変動の影響が大きいためである。

なお、供給信頼度のしきい値を満足する必要発電設備率は、可能出力で21.2%もしくは、定格設備基準で29%以上必要である。

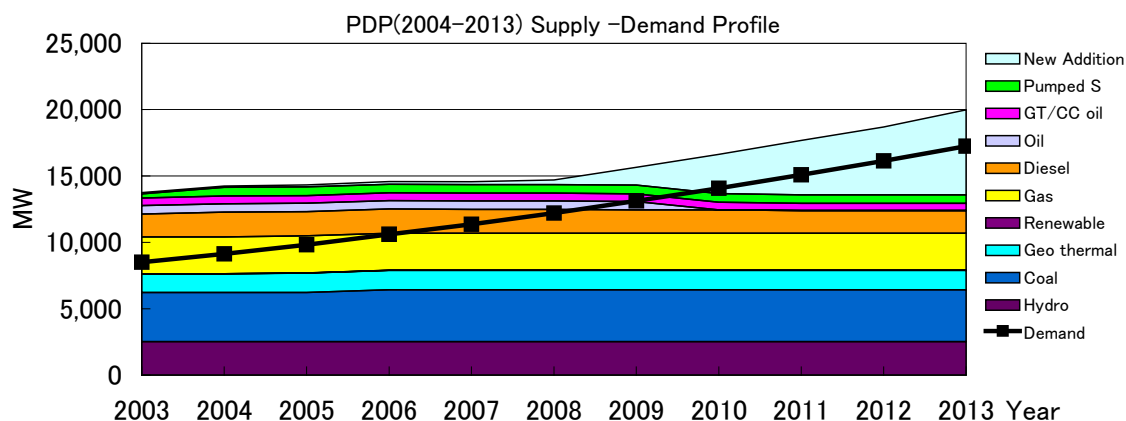
必要設備率(定格出力基準)

$$[2,259 + (1,654 - 1,509)] - 1,864 \div 1,864 = 29.0\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

(3) 需給バランス

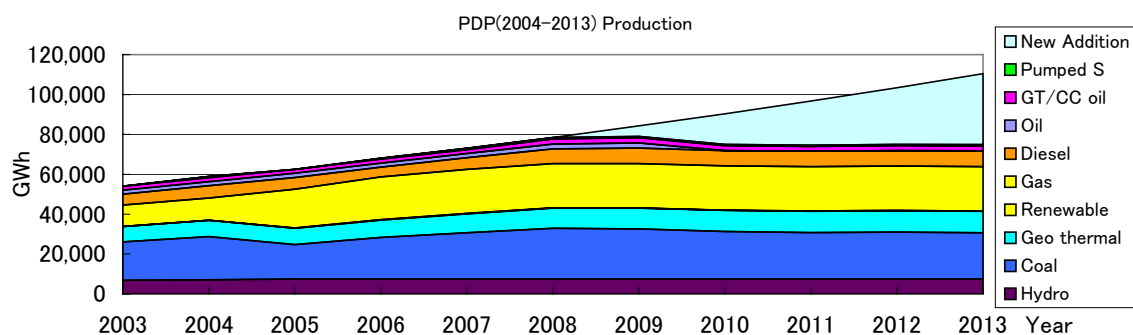
図4. 3. 9に PDP(2004-2013)のフィリピン計の kW バランスを示す。2013 年までに必要な開発は、約 6,400MW となる。



Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Demand	8,508	9,134	9,827	10,604	11,357	12,204	13,117	14,074	15,079	16,133	17,241
Total Supply	13,746	14,246	14,330	14,583	14,557	14,707	15,655	16,622	17,681	18,681	19,981
New Addition	100	100	150	200	200	350	1,350	2,950	4,100	5,100	6,400
Hydro	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529
Pumped S	300	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Coal	3,700	3,700	3,700	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
Oil	633	633	633	633	633	633	633	0	0	0	0
Diesel	1,714	1,864	1,821	1,821	1,795	1,795	1,743	1,743	1,707	1,707	1,707
GT/CC oil	584	584	584	584	584	584	584	584	529	529	529
Gas	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790
Geo thermal	1,396	1,396	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456
Renewable	0	0	17	20	20	20	20	20	20	20	20
Reserve Margine	61.6%	56.0%	45.8%	37.5%	28.2%	20.5%	19.4%	18.1%	17.3%	15.8%	15.9%

図4. 3. 9 PDP(2004-2013)の kW バランス(フィリピン計)

図4. 3. 10に同kWh バランスを示す。



Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total Supply	54,074	58,911	62,450	68,118	73,045	78,438	84,243	90,337	96,726	103,445	110,497
New Addition	0	0	10	1	13	52	5,253	15,353	22,157	28,447	35,637
Hydro	6,751	7,102	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454
Pumped S	0	647	0	540	647	647	647	647	647	647	647
Coal	19,382	21,613	17,245	20,890	23,197	25,385	25,082	23,797	23,272	23,471	23,159
Oil	2,101	2,100	2,086	2,100	2,101	2,417	2,585	0	0	0	0
Diesel	5,389	6,136	5,838	4,820	5,835	7,311	7,722	7,577	7,744	7,760	7,947
GT/CC oil	2,021	1,981	1,980	1,982	1,981	2,600	2,644	2,484	2,333	2,463	2,457
Gas	10,768	11,132	19,482	21,466	22,119	22,238	22,259	22,270	22,273	22,275	22,275
Geo thermal	7,662	8,200	8,217	8,712	9,542	10,177	10,440	10,599	10,690	10,772	10,765
Renewable	0	0	138	153	156	157	157	156	156	156	156

図4. 3. 10 PDP(2004-2013)の kWh バランス(フィリピン計)



#### 4. 3. 5 天然ガス価格のインパクト

##### (1) 背景

同国の一次エネルギー資源は前述の通り比較的乏しい。重要な国産エネルギーである石炭については、環境問題から建設地元住民の反対が厳しく、石炭火力発電所は非常に難しい状況にある。また、風力、バイオマス等の再生可能エネルギーは開発が進められているものの、エネルギー資源量としては限定的である。一方、天然ガスは、比較的クリーンな化石エネルギーであり、埋蔵量も比較的多いことから、同国にとって貴重な国産エネルギーであり、その有効利用は重要なエネルギー政策となっている。

一方、電力セクターへの投資を考えた場合、天然ガスの活用は次の点から、投資家にとって石炭火力よりも魅力的である。

- a. ガスタービン発電所およびコンバインドサイクル発電所は、石炭火力発電所に比べ、建設単価が安く、出力規模も小さくできることから、結果的に初期投資を小さくできる。このことは、投資リスクの軽減につながる。
- b. 建設期間が約2年と短いため、至近の需要動向に合わせて建設が可能である。
- c. 石炭火力に比べ環境負荷が著しく低く、地元からの反対も少ない。

現状では、フィリピンの天然ガス価格は、LNGの市場価格と比較しても高いとされている。実際にベースケースでは、ミドルベース電源としてのガス・コンバインドサイクル火力は開発されない方が経済的であるとの結果を得ている。そこで、天然ガス利用の拡大のため、天然ガス価格の電源計画への影響を試算した。具体的にはそこで ガス価格のみを現状の90%および80%に設定した場合のルソンエリアの電源開発計画について試算した。

##### (2) シナリオ

表4. 3. 10に検討に使用した燃料価格について示す。

表4. 3. 10 検討シナリオ (Unit: US\$/Gcal)

Fuel Type	Base Case	Gas Price 90% Case	Gas Price 80% Case
Coal	4.8	<- Ditto	<-Ditto
Gas	Existing Contract	90% of Existing Contract	80% of Existing Contract
Diesel oil	27.1	<- Ditto	<-Ditto

##### (3) 試算結果

###### 1) 天然ガス価格を現状の90%程度に引き下げた場合

表4. 3. 11に、天然ガス価格のみを現状価格の90%に設定した場合の電源開発計画を示す。天然ガス価格が現状ベースの場合、コンバインドサイクルは一機も開発されなかったが、天然ガス価格を90%程度に設定すると、トータルで1500MW程度の開発が最も経済的となる。

表4. 3. 11 電源開発計画(天然ガス価格を現状価格の90%に設定)

90% of Present Gas Price

Luzon								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			GT15	CC30	CL30	Acc		
2003	6,454	10667				0	10667	65.3%
2004	6,937	11017				0	11017	58.8%
2005	7,473	11017				0	11017	47.4%
2006	8,076	11020				0	11020	36.4%
2007	8,662	11020				0	11020	27.2%
2008	9,323	11020	150			150	11170	19.8%
2009	10,036	11020	150		600	900	11920	18.8%
2010	10,786	10387	150	300	900	2250	12637	17.2%
2011	11,575	10387		600	300	3150	13537	16.9%
2012	12,406	10387	150		600	3900	14287	15.2%
2013	13,280	10387	150	600	300	4950	15337	15.5%

Here GT15: Gas Turbine (150MW)  
 CC30: Combined Cycle (300MW/Gas)  
 CL30: Coal (300MW)

2) 天然ガス価格を現状の80%程度に引き下げた場合

表4. 3. 12に、天然ガス価格のみを現状価格の80%に設定した場合の電源開発計画を示す。この場合、全ての石炭に代わり、コンバインドサイクルを開発した方が経済的となる。

80% of Present Gas Price

Luzon								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			GT15	CC30	CL30	Acc		
2003	6,454	10667				0	10667	65.3%
2004	6,937	11017				0	11017	58.8%
2005	7,473	11017				0	11017	47.4%
2006	8,076	11020				0	11020	36.4%
2007	8,662	11020				0	11020	27.2%
2008	9,323	11020	150			150	11170	19.8%
2009	10,036	11020	150	600		900	11920	18.8%
2010	10,786	10387	150	1200		2250	12637	17.2%
2011	11,575	10387		900		3150	13537	16.9%
2012	12,406	10387		900		4050	14437	16.4%
2013	13,280	10387		900		4950	15337	15.5%

Here GT15: Gas Turbine (150MW)  
 CC30: Combined Cycle (300MW/Gas)  
 CL30: Coal (300MW)

表4. 3. 12 電源開発計画(天然ガス価格を現状価格の80%に設定)

(4) 考察

図4. 3. 11に、ガス価格の変化による、電源開発量の変化をまとめた。なお、トータルの開発量は全てのケースで4,950MWであり等しい。

ガス価格が現状レベルでは、コンバインドサイクルの開発は経済的ではない。一方、ガス価格が現状の90%程度まで引き下げることができれば、コンバインドサイクルの開発は経済的となってくる。また、ガス価格を80%まで下げることができれば、石炭火力はガス・コンバインドサイクルに置き換わる方が経済的になる。

フィリピンの天然ガス活用は、まだ初期投資回収段階にあるのが現状である。したがって、価格そのものが高めであることは、ある程度許容されなければならない。しかし、前述のように、天然ガスの活用は投資家にとって魅力的であることから、ガスインフラの整備については政府主導で実施するなど、ガス価格の引き下げの努力は今後継続的になされるべきである。

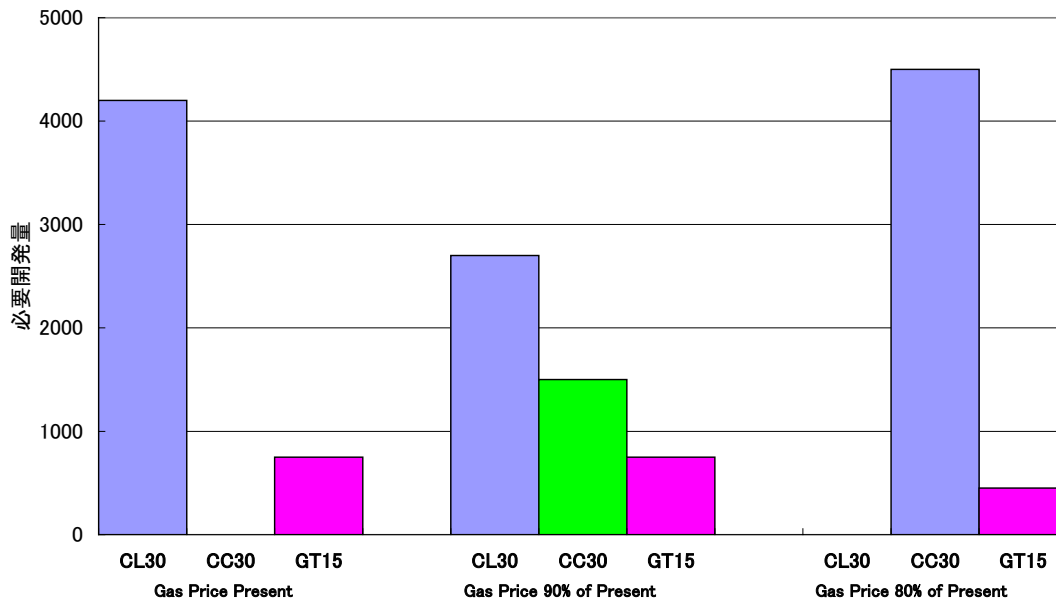


図4. 3. 11 ガスプライスと電源開発量の変化

#### 4. 3. 6 既存の系統連携計画の再評価

##### (1) ビサヤスエリア連系

###### <検討の必要性>

前述のように、フィリピン国は多島国家であることから、系統連系は電源同様、重要な課題である。ビサヤスエリアでは、次の理由から系統連系強化が検討されている。このうち、レイテ-セブ、レイテ-ボホール連系については、開発決定プロジェクトとされている。しかし、セブ-ネグロス-パナイ連系については、必要性が不透明であったため、経済性の観点から詳細検討を実施した。

- パナイ島-ネグロス島の電力危機対応（セブ-ネグロス-パナイ連系）
- レイテ島の余剰地熱電力の有効活用（レイテ-セブ、レイテ-ボホール連系）

###### <検討方法>

図4. 3. 12と図4. 3. 13に、検討方法の概念図を示す。ソフトウェアには GTMax を使用する。

シミュレーション1: エリア A とエリア B の供給コストを、連系線容量 X を考慮し計算する。これをコスト1とする

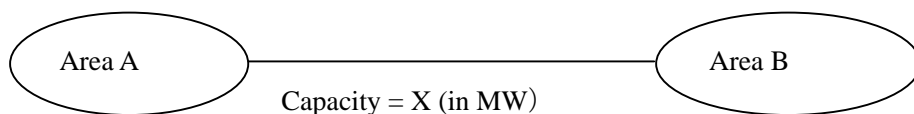


図4. 3. 12 系統連携検討の概念図(シミュレーション1)

シミュレーション2: 系統線容量を X から Y に増強したときの供給コストを計算する。これをコスト2とする。

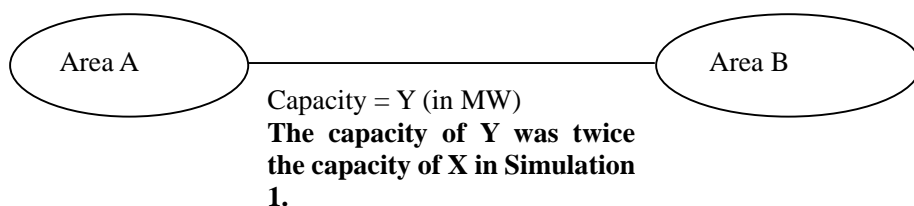


図4. 3. 13 系統連携検討の概念図(シミュレーション1)

連系線拡充のメリットは、下式で計算できる。

Merit of Transmission line = Cost 1 – Cost 2

なお、表4. 3. 13に経済計算の前提条件を示す。

表4. 3. 13 系統連携経済計算の前提条件

Discount Rate	12%
Life of Interconnection	30 years
Duration for Economic analysis	15 years

< 検討結果 >

表4. 3. 14にセブ-ネグロス-パナイ系統拡充について、増強年次ごとに経済性検討した結果を示す。表4. 3. 14に示すとおり、この系統拡充による現在価値は、マイナスであり経済的ではない。

表4. 3. 14 セブ-ネグロス-パナイ系統拡充の経済計算結果（単位: Million US\$）

Commissioning Year of Upgrading	Net Present Value
2005	-31.5
2006	-31.1
2007	-30.7

しかし、これらの経済計算結果は、実際の電源開発計画に強く影響される。したがって、これらのプロジェクトについては、経済性のみならず、電力危機の可能性、信頼度、系統充電電流等を勘案し、政策的に判断する必要がある。

(2) レイテ-ミンダナオ系統

< 検討方法 >

図4. 3. 14に示すように WASP-IV で粗検討後、セブ-ネグロス-パナイ系統同様、GTMaxで経済性の計算を実施した。

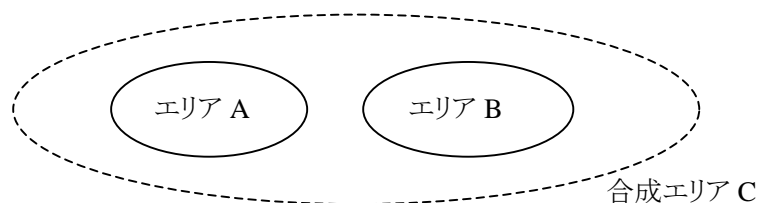


図4. 3. 14: WASP-IV による検討方法の概念図

WASP-IV による検討フローは次の通り。

- ① エリア A とエリア B の最適電源開発コストを、別々の系統として計算する。(コスト1)
- ② エリア A とエリア B の合成エリア C の最適電源開発コストを計算する。(コスト2)
- ③ コスト1－(コスト2+系統線建設費)により、連系線強化の経済メリットを計算する。
- ④ 電源開発計画を、GTMax を使用し詳細検討する。

#### < 検討結果 >

表4. 3. 15にレイテ-ミンダナオ系統連系について運転開始年次ごとに経済性検討した結果を示す。  
表4. 3. 15に示すとおり、この系統連系による現在価値はマイナスであり経済的ではない。

表4. 3. 15 レイテ-ミンダナオ連系の経済計算結果 (単位: Million US\$)

Commissioning Year of Upgrading	Net Present Value
2007	-85.3
2008	-67.7
2009	-52.1
2010	-49.1
2011	-44.9
2012	-37.9

なお、この経済計算結果は、セブ-ネグロス-パナイ系統連系同様実際の電源開発計画に強く影響されることから、経済性のみならず、電力危機の可能性、信頼度等を勘案し、政策的に判断する必要がある。

#### (3) 考察

系統連系は電源開発計画に強く影響される。即ち、必要な電源が理想的な配置で開発されていた場合、系統線の強化の必要性は無いといえよう。しかし現実には、立地上の問題もあり、必ずしも理想的な時期に理想的な配置で電源開発がなされるわけではない。

こういった、電源開発リスクを系統計画に織り込むことは、技術的に非常に難しく、経験も必要である。最終的には政策的な判断を伴い決定されるべきであるが、ここで述べた検討方法は、将来DOEが、これらのプロジェクトを独自で評価する場合の検討指針として、非常に有効であると考えられる。

## 4. 4 電力開発計画策定に関わる課題

### 4. 4. 1 データ収集・蓄積システム

電力産業改革法に定められていとおろ、発電会社は PDP 策定のために必要な情報を DOE に提出しなければならない。

#### <EPIRA Regulation >

A Generation Company shall submit to DOE any information as may be required by the DOE for the preparation of the PDP, subject to appropriate measures to preserve the confidentiality of proprietary or commercially sensitive information.

一方、DOE には、ルソン、ピサヤス、ミンダナオの日別給電レポートが、週に1回、TRANSCSCOから提出されている。また、DOEはTRANSCSCOおよびNPCのアンニュアルレポートも収集している。これらに記載されている運用データの一部は、PDP の策定に非常に有効である。しかし、次のような問題があり、DOE は PDP 策定作業のための新たなデータ収集・蓄積システムを確立する必要がある。

- 提出されるデータは膨大であるが、紙ベースであり、結果として整理・集計および有効活用できない。
- PDP に必要なデータの一部でしかない。

JICA スタディーチームは、DOE と共同で PDP(2004-2013)に必要な策定に必要なデータ収集をアンケート形式で試みた。その基本方針は次の通り。

- 統一フォーマットを利用し、集計の効率化を図ること。
- 電子フォーマットを利用し、将来的な登録(posting)システムの集計の効率化を図ること。

なお、アンケートは次の理由から、NPCおよびフランチャイズエリアを持つ配電会社を対象に行った。

- NPC および NPC 契約 IPP 以外に、配電会社が独自に契約している IPP のデータを収集することができれば、PDP 策定に必要な発電設備は網羅できること。
- 配電会社は、毎月 ERC に対し販売電力等の報告を行っており、データ収集・蓄積に必要なシステムの下地ができていると考えられたこと。
- 収集の効率化を図るため、PDP 策定に必要なデータの一部を、将来的に配電会社が提出する DDP の一部として収集するため。

アンケートの収集結果は次の通りである。

提出方法については次の通り

- 19 社中 15 社からアンケートに対し回答を得た。
- 15 社中4社から電子データで回答があったが、11 社は紙面提出であった
- 1社は独自フォーマットでの提出であった。

提出内容については次の通りであった

- 1社が、自社保有設備についてコストデータを開示した。
- 契約 IPP については、予想していたとおり、コストおよび性能データは提出されなかった。
- 契約 IPP については、発電端電力量等のデータは収集できなかった。

これらを考慮し、PDP(20050-2014)の策定にあたって、再度データ収集・蓄積システムを構築・確認しなければならない。その概要は図 4.4.1 の通りである。

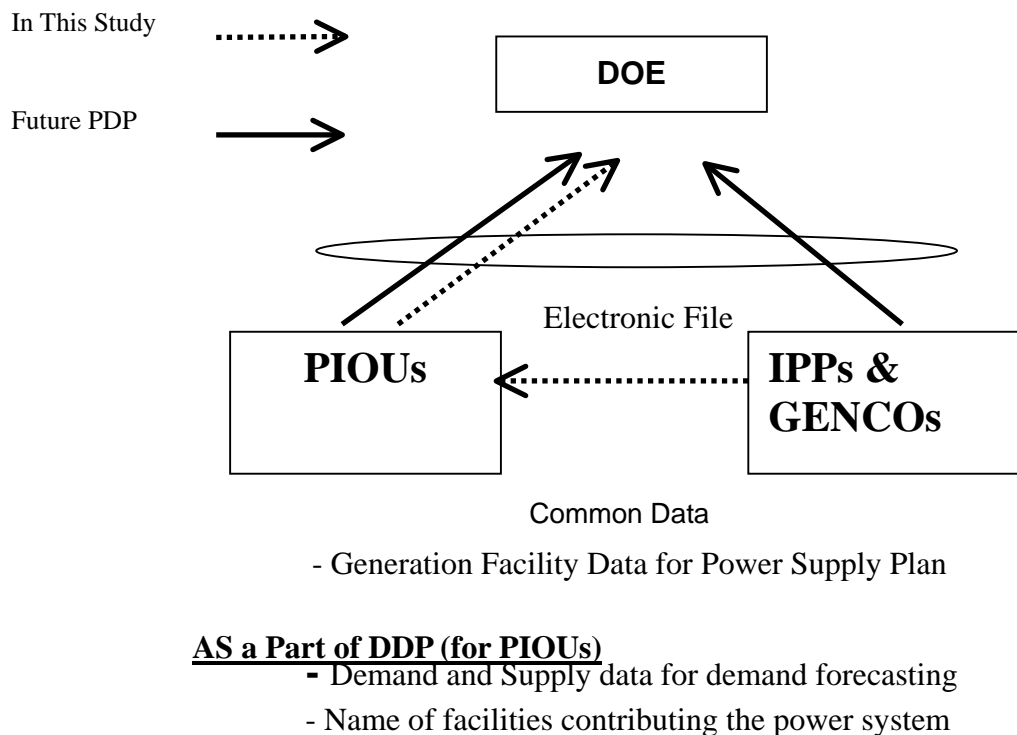


図4. 4. 1 データギャザリングシステム



#### 4. 4. 2 PDP 策定のスケジュール（事前スタディー）

第1章でも述べたが、NEDA から GDP 予想値がリリースされるのタイミングが非常に遅く、結果的に電力需要想定確定も遅くなった。全ての電源開発計画は需要を起点としていることから、需要の早期確定が PDP 策定のスケジュールで最も重要なマイルストーンである。

需要確定の遅れに加えて、今回の PDP(2004-2012)では確定需要の変更が2回程度あった。これは、電力需要-電源開発計画の承認システムが明確になっていないことに起因すると思われるが、PDP(2005-2014)では電力需要-電源開発計画の事前スタディーを徹底し、予め電源開発量のレベルを決定しておく作業が必要である。

#### 4. 4. 3 DOE 内部の教育システム

電源開発計画について言えば、担当者のレベルは非常に高く、経験不足を除けばある程度の計画立案が可能である。しかしながら、作業の多くが担当者の力量にかかっていることから、マンパワーが不足している等の問題が生じている。人員補充を行うことで、マンパワー不足の解消ならびに技術伝承はある程度解決していくと思われる。

確かに、需要想定-電源開発計画の技術の取得には、OJT による経験と教育が有効であるが、スポットマーケットを除けば、むしろクラシカルな技術であり一般書籍も多く見受けられる。OJT と合わせ、これらの書籍をを利用し、DOE 内部で教育するシステムを構築することが、担当者の育成に効果的であると考えられる。

## 4. 5 PDP 下位計画との統合

### 4. 5. 1 関連下位計画と統合の基本的考え方

PDPは関連下位計画と統合することとなっている。ここでいう下位計画とは、次の計画を示す。

- a. 系統開発計画(TDP)
- b. 配電開発計画(DDP)
- c. 地方電化開発計画(MEDP)

今回の調査では、内容およびスケジュール等の勘案結果、次の基本的考え方により関連下位計画との統合をはかることとした。

#### - TDP:プロジェクト統合

新規に計画される、全ての電源開発および系統拡充プロジェクト(系統連系含む)の整合をはかる。

#### - DDP:データ統合

PDP策定に必要な、フランチャイズエリアの需要、電源設備データを収集するためのツールとして使用し、基本データをPDPに反映する。

#### - MEDP:報告書統合

ナショナルグリッドを対象にするPDPと、未電化地域を対象にするMEDPとは性格が全く異なるため、データ等の統合の必要性は少ない。

理想的には、MEDPはPDPシミュレーションに統合されるのが望ましいが、そのフローと方法論はまだ確率されていない。

したがって、現状は別々に計画し、報告書として統合するのみとする。将来的には、効率的な系統拡充による地方電化等について統合していく可能性は残る。

#### 4. 5. 2 TDP の統合

前述したとおり、TDP との統合については、新規に開発する全ての電源開発データ、系統拡充データ等との統合を図る必要がある。表4. 5. 1に具体的な調整事項を記す。

表4. 5. 1 TDP 統合のために必要な調整事項

調整項目	統合データ	データフロー
<b>a. 需要</b> - 最大電力等、需要実績 - 電力需要見通し	-実績受領 -需要予測結果	- TRANSCO -> DOE - DOE -> TRANSCO
<b>b. 電源開発計画</b> - 工事進行中プロジェクト - 開発決定プロジェクト - 電源廃止計画 - 開発候補プロジェクト	- プロジェクト一覧 - プロジェクト一覧 - プロジェクト一覧 - 必要となる電源開発量、 電源種別および開発エリア	- DOE -> TRANSCO
<b>c. 系統拡充計画</b> - 計画ドラフト - 計画評価結果	- 計画ドラフト - 考慮すべきプロジェクト	- TRANSCO -> DOE - DOE -> TRANSCO

#### 4. 5. 3 DDP の統合

電力産業改革法では、配電会社ならびに EC は、DOE に3/15までに、配電開発計画の提出を義務づけている。DDP の内容は、大まかに(1)配電線の拡充計画、ならびに(2)フランチャイズエリアの電力需給計画に分けられるが、前者は、PDPとは直接的に関係しない。

一方後者には、電力需要想定ならびに供給力の確認が含まれることから、DDP を有効利用することで、PDPに必要なデータを効率的に収集することが可能である。具体的には表4. 5. 2のようなデータが該当する。即ち、DDPはPDP策定のためのデータ収集ツールとして、使用することが可能である。

将来的には、PDPが基幹系統に連系しない小規模単独系統等をカバーしていくことも十分考えられるが、この場合はDDPの統合は非常に重要な調整事項となる。

表4. 5. 2 DDPにより収集可能なデータ

項目	PDPへの統合
<b>a. 電力需要</b> - 電力需要実績 - 電力需要想定	- 電力需要想定基礎データ
<b>b. 供給力</b> - NPCからの供給力 - 自社発電設備の供給力 - 契約IPPからの供給力 - エンベッデドジェネレータ	- 電源開発シミュレーション基礎データ

#### 4. 5. 4 MEDPの統合

一方、MEDPそのものは、政策的にも非常に重要であることから、PDP(PEP)の一部とせざるを得ない。これらのことを考慮すると、現状ではPDPの独立した一部として、報告書統合をすることが妥当であるといえよう。

将来的には、基幹系統からの送電線・配電線延長は、国家全体の電力供給のみならず、OPEXの軽減の意味からも重要である。したがって、現状は電化の状況を、電化の状況を監視しつつ、未電化地域を基幹系統に繰り込んでいくデータベース設備を整備している状況といえよう。