

国際協力事業団

フィリピン共和国
国家電化庁

フィリピン共和国
送電施設運営管理移管計画調査

最終報告書

要約

1998年3月

JICA LIBRARY



J 1141618(7)

東電設計株式会社

JICA

フィリピン共和国

送電施設運営管理移管計画調査

最終報告書

要約

1998
3

国際協力

JICA

118

644

MPN

BRARY

鉦調資

J R

98-014

国際協力事業団

フィリピン共和国

国家電化庁

フィリピン共和国

送電施設運営管理移管計画調査

最終報告書

要 約

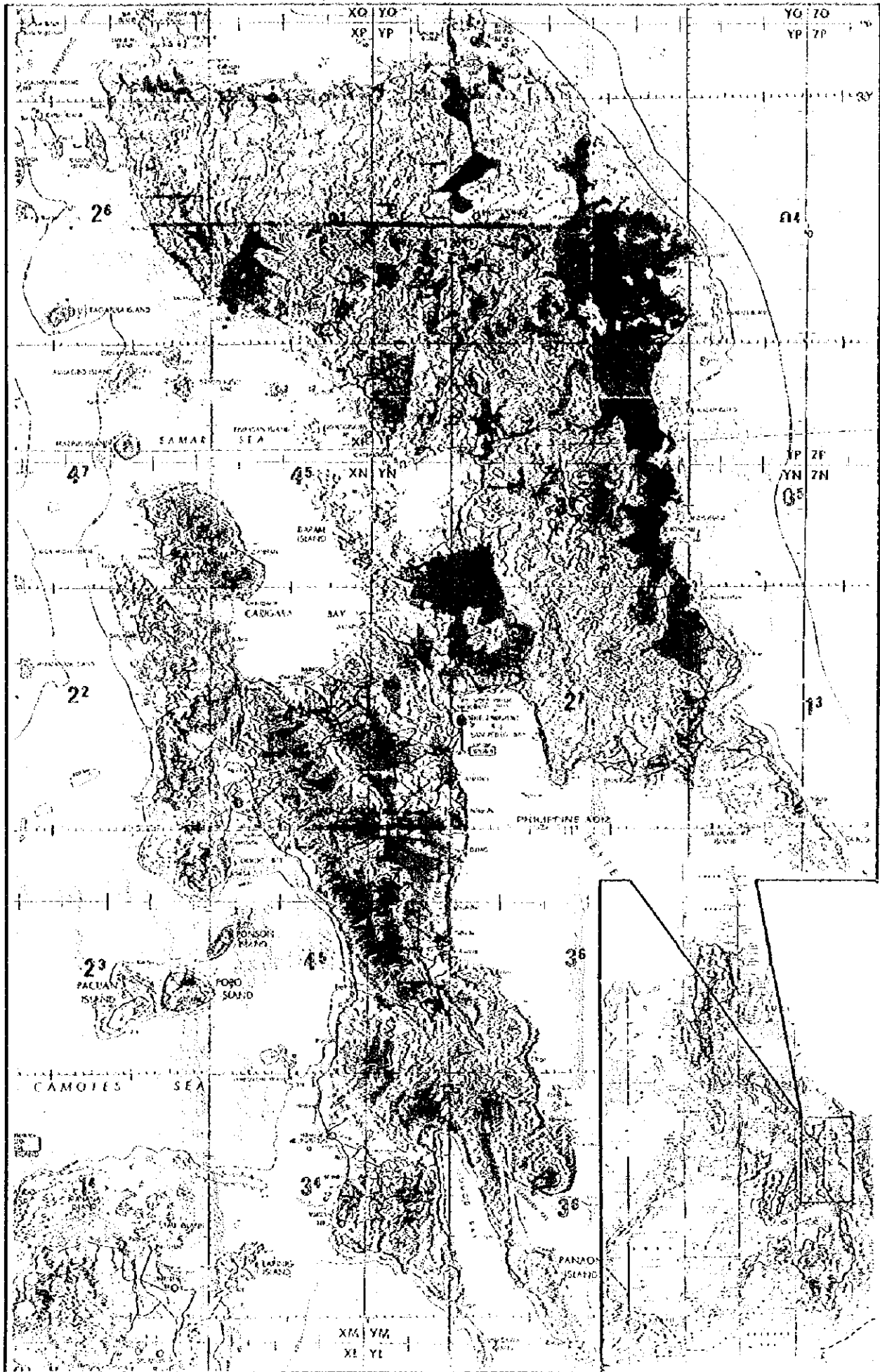
1998年3月

東電設計株式会社

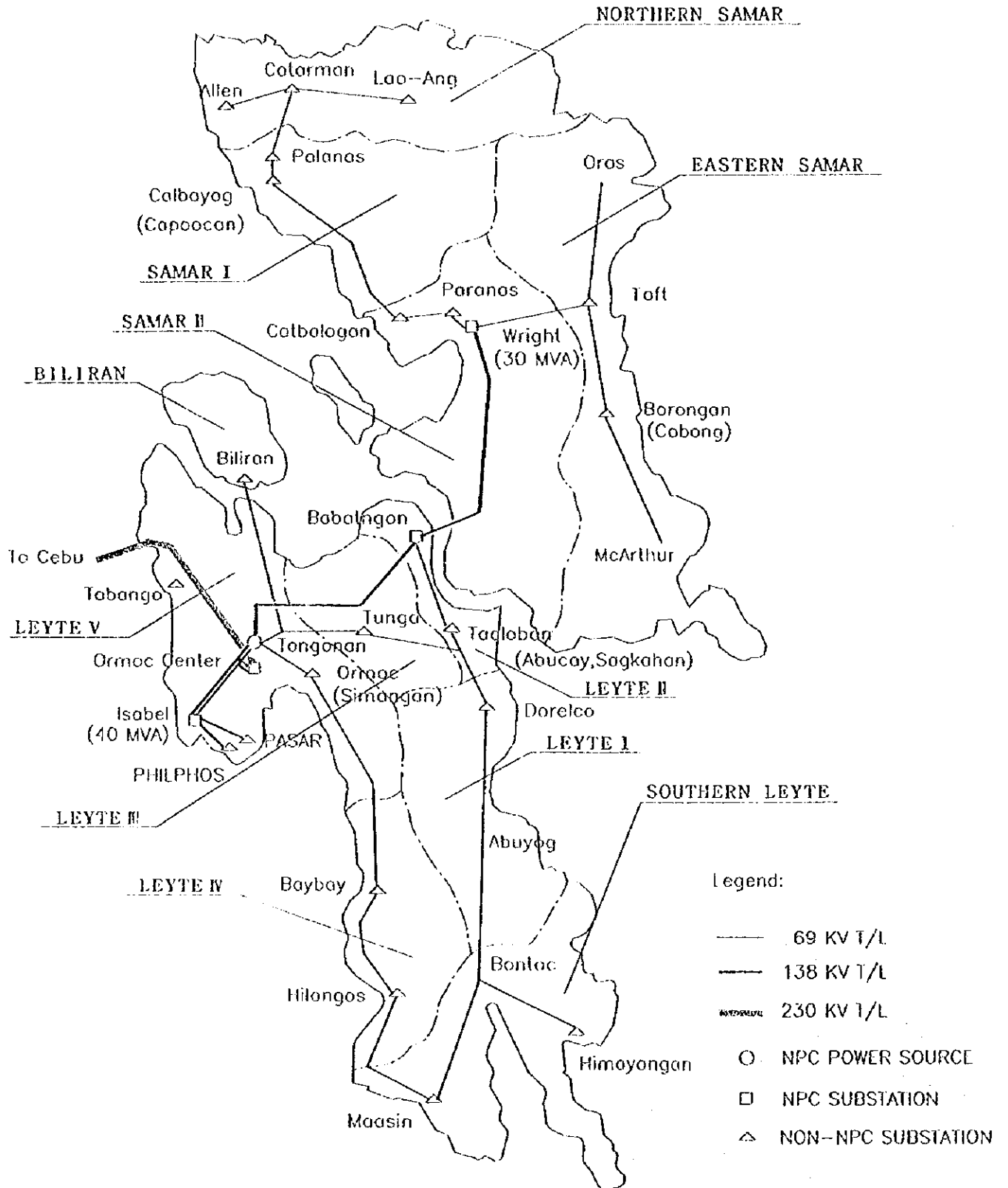


1141618{7}

Location Map in Leyte and Samar Islands



Transmission System in Leyte and Samar Islands



ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ABS	Air Breaker Switch
AC	Alternating Current
ACS	Area Control System
CDA	Cooperative Development Authority
CIDA	Canadian International Development Agency
DC	Direct Current
D/L	Distribution Line
DOE	Department of Energy
EC(s)	Electric Cooperative(s)
ERA	Energy Regulatory Authority
ERB	Energy Regulatory Board
ERC	Energy Regulatory Commission
EVTELCO	Eastern Visayas Telephone Company
GWh	Giga-watt hour
IPP	Independent Power Producer
JICA	Japan International Cooperation Agency
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hour
MVA	Mega Voltage-Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hour
NEA	National Electrification Administration
NEDA	National Economic and Development Authority
NPC/NAPOCOR	National Power Corporation
NRI	Nomura Research Institute, Ltd.
O&M	Operation and Maintenance
OJT	On the Job Training
PL	Profit and Loss
PNOC	Philippine National Oil Company
PVD	Primary Voltage Discount
RCC	Regional Control Center
ROW	Right-Of-Way
S/S	Substation
SOD	System Operation Department
T/L	Transmission Line
TEPCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.
USAID	United States Agency for International Development
VHF	Very High Frequency
VRC	Visayas Regional Center

最終報告書 要約

目次

		ページ
第1章	序論	
1.1	調査の背景と目的	1
1.2	調査の内容	1
1.3	調査団の活動	1
1.4	本調査の関係機関と関係者	2
1.5	機材の供与	3
1.6	ソフトウェアの準備	3
1.7	カウンターパート研修	3
1.8	セミナーの開催	3
第2章	フィリピンおよび調査対象地域の一般情勢	
2.1	地理的状況	4
2.2	政府組織および行政区分	4
2.3	人口および労働力	4
2.4	経済状況	5
2.5	電化の推進状況	5
第3章	ECsの事業運営の現状	
3.1	ECsの概要	6
3.2	事業運営上の重要課題	6
3.3	料金制度と料金水準	6
3.4	電化の現状	7
3.5	電力需要	7
3.6	ECsにおける過去の投資と今後の投資計画	7
3.7	ECsの経営改善	8
3.8	人材の育成	8
3.9	69kV 送電施設・組織の合理的な運営、管理	8
第4章	会計・財務の現状分析	
4.1	収益力、財務面から3グループに区分できる	10
4.2	ECsの赤字の要因	10
4.3	各ECsのAccountingの問題点	11

第5章	既存の送・変・配電設備	
5.1	設備の現状	13
5.2	電力システムのネットワーク協調システム	14
5.3	システムロス	14
5.4	自然条件と停電の頻度	15
5.5	Tongonan地熱発電所の概要	15
5.6	将来系統計画	15
5.7	技術基準	15
5.8	ECsの技術レベル	16
5.9	ECsの技術力の改善点	16
第6章	法制度問題	
6.1	1997年オムニバス電力産業法案	17
6.2	電化組合の地位	18
6.3	送電線移管に関連して発生する問題点と対応のあり方	18
6.4	NEAの権限と今後の役割	19
第7章	検討にあたっての前提条件	
7.1	本調査における移管施設の対象範囲	21
7.2	電力需要想定の見直し	21
7.3	新料金システム(Unbundled Power Tariff)の適用	21
7.4	69kV送電線の資産価格	22
7.5	施設移管後の送電線のリハビリ計画	22
第8章	69kV送電施設の移管計画について	
8.1	69kV送電施設移管選択案の作成	23
8.2	移管選択案の絞り込みと評価	25
8.3	69kV送電線移管実行計画案の作成	27
第9章	送電施設の評価と長期経営計画に与える影響	
9.1	69kV送電施設の資産評価	29
9.2	ECs中期経営計画と69kV送電事業移管による影響の検討	29
9.3	新ECs(VIII地区11社協同組合の合算である)の事業計画 -2年間は赤字が予想される-	30
9.4	株式型企業に転換すると、長期的には収益力が向上する公算が大きい	31
第10章	結論と勧告	
10.1	結論	32
10.2	勧告	33

第1章 序論

1.1 調査の背景と目的

フィリピン国では現在、競争原理の導入と経営の効率化をはかるため、民間活力を活かす民営化プログラムを策定中である。

その一環として、議会において電力産業の自由化と構造改革をねらいとしたオムニバス電力産業法案(Omnibus Electric Power Industry Act of 1997)の成立を目指している。

このような動きのなかで国営電力公社(NPC)はその所有する 69kV 送電施設を電化協同組合(ECs)などに移管することを計画している。

これに基づいて、ECs を統括する NEA は東ビザヤス地域(レイテ・サマル島)を対象とした移管計画作成のための F/S 調査実施を 1995 年 4 月にフィリピン政府を通じて日本政府に要請した。この要請を受け、JICA はプロジェクト選定確認調査を経て、予備調査、事前調査を実施し、1996 年 7 月 29 日に NEA と Scope of Work および Minutes of Meeting の合意に至ったものである。

本調査の目的は、NPC 所管のレイテ・サマル島における 69kV 送電施設の地方民間配電会社への移管とそれに伴う事業化対策のフィージビリティ・スタディを行うものである。

1.2 調査の内容

1.2.1 調査の範囲ならびに調査項目

- (1)調査の対象地域は、レイテ・サマル島のリージョン VIII 管内の 11 地方電化協同組合(ECs)とし、その調査目標年を 2005 年とする。
- (2)調査は、フェイズ 1、フェイズ 2 の 2 段階に分け、フェイズ 1 では、既存のデータ、情報のレビューおよび現状分析を行い、フェイズ 2 では 69kV 送電施設の移管プログラムの作成をおこなった。

1.3 調査団の活動

1996 年 12 月から 1998 年 3 月にかけて、JICA 調査団はフィリピンにおいて次の活動を実施した。

- 4 次にわたる現地調査を実施し、その過程でそれぞれレポートを作成し、カウンターパートである NEA への説明・協議をおこなった。
- 3 回のセミナーを現地にて実施した。
- 調査の方向性を定めるステアリング・コミッティーを現地にて 3 回実施した。

1.4 本調査の関係機関と関係者

本調査に参加した関係機関と主な関係者は次のとおりである。

- NEA (National Electrification Administration)
Mr. Teodorico P. Sanchez, Administrator 他 13 名
- DOE (Department of Energy)
Mr. Cyril C. del Callar, Esq., Under Secretary
- NPC (National Power Corporation)
Mr. Cordell U. Rosario, Vice President, VRC(Visayas Regional Center)他 11 名
- NEDA (National Economic and Development Authority)
Mr. Jose S. Montero, Chief, Power and Electrification Division, Head Quarter 他 2 名
- IIECs (Dorelco/Leyeco I, Leyeco II, Leyeco III, Leyeco IV, Leyeco V, Soleco, Bileco, Samelco I, Samelco II, Norsamelco, Esamelco の General Manager, 技術担当 Manager と経理担当 Manager)
- Moresco I (類似調査経験 EC として訪問)
General Manager
- USAID (United States Agency for International Development)
Ms. Cynthia A. Lowry, Ph.D., Energy Program Manager 他 1 名
- CIDA (Canadian International Development Agency)
David E. Hepburn, P. Eng. Project Manager in DESSAU
- JICA 調査団
 - 村田 孝久 総括／経営管理
 - 折坂 光弘 電力事業経営
 - 村上 達彦 送・変電設備
 - 野田 晃 経済・財務
 - 石黒 正康 法律
- 国際協力事業団
 - 青沼 祐二 担当職員

1.5 機材の供与

本調査団は第2次現地調査時にパーソナルコンピュータをマニラにて購入し、NRI長期経営計画モデルを使用した事業予測の計算および技術移転などに活用した。なお、購入したコンピュータは第4次現地調査の終了をもってJICAからフィリピン側に供与した。

1.6 ソフトウェアの準備

本調査団は、野村総合研究所(NRI)が保有する企業の経営管理に関しパーソナルコンピュータベースで利用できる経営者、管理者のための長期経営計画モデルのソフトを提供した。また、東電設計(株)が所有する配電線ロス計算ソフトも提供した。

1.7 カウンターパート研修

今回の調査期間中、NEAのカウンターパートに対して、日本の電気事業運営および送変配電設備に関する業務を習得することを目的に日本における研修を1997年11月4日から12月3日にかけて30日間実施した。

1.8 セミナーの開催

今回の調査期間中、先方関係機関に技術移転を図る目的から、下記のとおり3回のセミナーをレイテ島タクロバン市にて開催した。

1)第1回セミナー(1997年7月15日にレイテ島タクロバン市にて開催)

第1回セミナーをNEAの関係者および11ECsのGeneral Manager、財務担当責任者および技術担当責任者を対象として、移管選択案の説明と事業面、財務面、技術面、法律面から現状分析結果を発表した。

2)第2回セミナー(1997年10月13日にレイテ島タクロバン市にて開催)

第2回セミナーをNEAの関係者および11ECsのGeneral Manager、財務担当責任者および技術担当責任者を対象として、移管選択案の絞り込み結果の説明と財務面、技術面、法律面からの移管案の評価について発表した。

3)第3回セミナー(1998年1月23日にレイテ島タクロバン市にて開催)

第3回セミナーをNEAの関係者および11ECsのGeneral Manager、財務担当責任者および技術担当責任者を対象として、新送電協同組合の設立と69kV送電線移管実行計画と勧告について発表した。

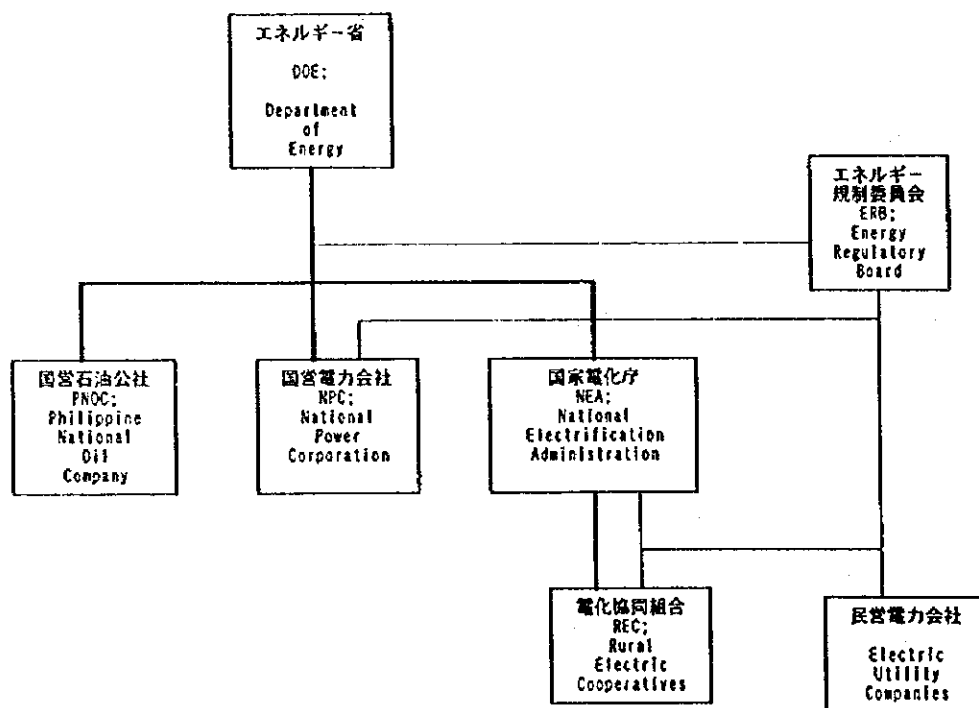
第2章 フィリピンおよび調査対象地域の一般情勢

2.1 地理的状況

フィリピン国は多くの島々からなる国であるが、主な 11 の島が全体の国土の 96%を占めている。調査対象地域の東ビザヤスは 6 の州、3 の都市、140 の自治体および 4,390 のバラングイ(Barangays)¹からなっている。中心都市はタクロバンである。

2.2 政府組織および行政区分

立憲共和制で、立法府の議会は上、下院で構成され、22 の省があり、このうち、電力セクターの組織は次のとおりである。



2.3 人口および労働力

フィリピンの人口は、約 68,620 千人（1995 年の統計）、調査対象地域の人口は 1996 年推計で 3,430 千人である。

また、フィリピン国全体の失業率は 8.6%(1996 年時)である。

¹ バランガイとは、最小の行政単位としての集落。

2.4 経済状況

1996年は輸出と固定資本形成に支えられ好調で、1995年を上回る5.7%の成長を達成した。

1996年の輸出は1995年の29%増よりはペースダウンしたものの、18%前後と高い伸びを示した。輸入も堅調で30%近い伸びを示した。特に、外資系企業の進出に伴って、通信、電気機器などの資本財の輸入が30から40%と急増した結果、貿易赤字は130億米ドル程度に拡大した。

為替動向については、上半期1ドル=26.2ペソ前後で安定的に推移したが、下半期に入ってペソ安傾向が進んだが、通年では、26.2ペソであった。

1996年の消費者物価は8.4%にとどまった。

1997年のフィリピン経済は1996年を下回る5.1%の成長となる見通しである。消費者物価は石油製品の値上げが予想されるため、7%前後を記録する見通しである。

レイテ・サマル地域における地域別国内総生産は、フィリピン国全体のわずか2.6%を占めるにすぎない。

レイテ島には、特別輸出加工区があるが、サマル島はレイテ島に比べ総生産高は約半分と低く、政府の最貧地域に指定されている。

2.5 電化の推進状況

フィリピン政府は、経済発展と電化とは密接に関連すると考え、1969年にNEAを設置し、ついで電化協同組合を設立、現在119組合が全国に存在する。電化協同組合の投資、運営にNEAが融資し、過去20年間にわたり地方電化を推進してきた。

NEAの地方電化計画(1996-2025)によると、2018年までに100%電化を完了する予定になっている。現在、1997年における全国大の電化は4.38百万世帯で、潜在需要家7.36百万世帯に対して60%を占めるにすぎない。

レイテ・サマル地域において電化された世帯数の比率は1997年第2四半期(1997年6月末)時点で46%である。

第3章 ECs（電化協同組合）の事業運営の現状

3.1 ECsの概要

ECsは電化を目的とし、フランチャイズの管轄区域内において配電する地域独占を法的に許可された非株式、非営利の協同組合である。

経営の決定機関はボードによって行われ、日常の業務の執行はGM(General Manager)を最終決定者として実施されている。

ECsの組織は大別すると、インスティテュート部門（総務、労務）、ファイナンス部門（経理、資金）、テクニカル部門（配電施設の保守・運用）によって構成されている。

各ECの労組組合のうちLeyeco II, Leyeco V, Samelco I, Samelco IIでは、管理職組合と一般従業員組合の2つの労働組合が存在している。Dorelcoは3労働組合が存在している。他のECでは1労働組合である。労働組合の活動は活発であり、特にLeyeco II, III, Vは最も激しい。

3.2 事業運営上の重要課題

- 1) 一人あたりの需要家数を全国平均の170と比較してみると、レイテ島のECsが平均を上回り、サマール島のECsが平均を下回っている。平均値の170については、投資効率に反する地域への設備投資も必要であるという理由で、とくに指導強制も行っていない。
- 2) ECsの支出は大きく分けてパワーコストとノンパワーコストに分けられる。このうち、NPCからの電力購入費であるパワーコストの約70%を除くノンパワーコストには人件費が大部分を占めるが、需要家対応費、一般管理費を含めて、このノンパワーコストの低減が重要になっている。
- 3) 11ECsの1996年の平均システムロス率は17.3%である。システムロスには設備に起因するテクニカルロスと盗電などのノンテクニカルロスとに分けられる。システムロスによって、当然、販売し、収入化されねばならない電力を損失してしまっているわけであり、事業経営にとって重要な課題である。
- 4) レイテ・サマール地域では、Leyeco IIの約20%からNorsamelcoの約5%と電気料金の支払いに金融機関を利用することが少ない。このため、集金員の業務は多忙であり、いかにして集金効率を向上させるかが重要になってきている。

3.3 料金制度と料金水準

電気料金の構成要素としては、前述のパワーコスト、ノンパワーコスト、システムロス

および割賦弁済、再投資コストがある。

このうち、NPC からの購入電力コストは現在グリッド毎に料金体系が設定され、レイテ・サマル地域はビザヤスグリッドに含まれている。

NPC から ECs への卸電気料金はデマンドチャージ(kW) とエネルギーチャージ(kWh) からなる基本料金と燃料価格、為替レート等に関する調整条項を加えて決められている。

ECs から一般需要家への販売電気料金は、住宅用、商業用、産業用、公共ビル用ならびに街路灯用と用途別に分けられており、電気料金認可は ERB の承認による。その平均単価は 3.98P/kWh (1996 年値)であった。

3.4 電化の現状

レイテ・サマル地域における 1997 年第 2 四半期時点での電化の進捗率は、145 市町村においては 14 市町村が未電化、集落(Barangays)の電化率は 54%、また、電化された世帯数の比率は 46%である。

3.5 電力需要

東ビザヤ地域(レイテ・サマル島)の電力需要は本文第 3.10 節のとおりであり、1986 年から 1996 年までの 11 年間の電力需要伸び率で約 5%であるが、このうち 1991 年から 1996 年までの 6 年間を見ると年平均約 12.4%の伸びを示している。これは、ラモス大統領が、海外援助資金を導入し、国策である電化を積極的に推し進めた結果であると考えられる。

3.6 ECs における過去の投資と今後の投資計画

1994 年から 1996 年までの 3 年間の既投資の内訳をみると、融資増額の約 90%が電化計画に充当されている。NEA は海外融資のフィリピン政府側窓口となり、ECs へ貸し出している。ECs はこれら資金を電化、台風などの緊急対策費、事務機器、および車両購入などに充当している。

今後、1998 年から 2006 年までの投資計画によると、その内訳は配電線のリハビリ計画、配電線の拡張計画などとなっており、これらの投資計画に対して、今までと同様に海外資金援助を要請してくるものと予想される。

配電線の拡張計画は各 ECs により差はあるが、各 ECs とも電化の進捗による需要の伸びに対応するため、13.2kV 単相配電線および 240V 配電線を中心に拡張計画を進めている。

3.7 ECsの経営改善

- 1) まず、意識改革が重要であり、このため厳しい業績制度や職務権限の下部委譲などにより、ECs 職員の責任意識や向上意欲をかきたてることが大切になってくる。
- 2) 配電用変電所のバンク、配電き線(feeder)の適正負荷運用のため、低負荷の変圧器、配電き線については、負荷の新たな造成などの対策が必要となってくる。
- 3) 電算機利用について、給料計算、会計処理、資材調達分野にまで拡大し、積極的に進める必要がある。
- 4) 業務のスリム化、効率化を図ると共に、各人の業務処理能力の向上をはかり、さらに、必要従業員を見直し、長期的視野にたった人事計画を策定することが重要である。

3.8 人材の育成

69kV送電線のO&MをECsの技術者が実施する上で、配電システムの従来技術の能力向上および見直し、69kV送電線O&Mに関する新たな技術の習得などのため、ECs技術職員を訓練する必要がある。このため、OJTを基本として、NPCやMERALCO等からの講師の派遣、民間配電会社への委託などが考えられる。

新規採用については、NPC現有職員の出向を含め、他の民間配電会社からの応援を得て、要員確保に努める必要がある。

また、送電線の建設、維持・運営をおこなうための建設・メンテナンス技術、送変電計画の立案、技術解析などの技術移転が不可欠になってくる。このため、専門技術者を雇用し、他の技術者の育成をはかるとともに、技術者を外部の機関で出張研修させることが考えられる。

さらに、将来的に電力技術者のレベルアップを図るため、基礎技術研修、専門技術研修の2段階の研修と監理監督者研修を実施する必要がある。

3.9 69kV送電施設・組織の合理的な運営、管理

効率化、合理化の視点で69kV送電施設を運営・管理する新しい組織とECsとの役割分担のあるべき姿を考えた。

- 1) 69kV送電施設を運営管理する組織は、将来、ECsの変電保守・運営部門を吸収して69/13.2kV変電所と69kV送電線の保守・運営にあたる。
- 2) 69/13.2kV変電所以降の配電線施設の保守・運営ならびに料金・顧客サービスを既存ECsが担当する。

3) 支出削減の面から、新組織を収容する施設は、既存 ECs との合同建屋が望ましい。

このような、役割分担をした上で、69kV 送電施設を運営・管理する組織と ECs とは一体的なサービスをおこなうという考え方に基づいて、送電、配電技術者の相互交流、相互応援といった人的資源活用の効率化とともに、顧客相談や苦情の一元的対応などによって顧客サービスの向上が期待できる。

第4章 会計・財務の現状分析

4.1 収益力、財務面から3グループに区分できる

Leyte、Samarの11社のECs(Electric Cooperatives)に対する収益力、財務内容を評価すると、1996年(1月～11月までの期間)で次の3つのグループに区分できる。

先ず事業規模が大きく、財務内容の良い第1グループがある。第1グループは事業規模が他のECsに比べて約3倍程度大きいLeyecoⅡ、LeyecoⅤが、収益、キャッシュフロー、財務的な面で他に比べて優れているといえる。このグループは事業規模が大きいという優位性と共に、規模の産業・商業の顧客に恵まれている。加えて、LeyecoⅤでは経営管理の面での優れた点が好収益の要因である。LeyecoⅤの収益力は、Operating Margin Ratio(Operating Margin / Revenue)で11.1%であり、これだけを見るとSamelcoⅠの15.3%、SamelcoⅡ17.3%を大きく下回っている。しかし、Equities Ratioでは26.5%と、SamelcoⅠの18.1%、SamelcoⅡ6.8%を大きく上回っている。第2グループはLeyecoⅢ、Ⅳ、SamelcoⅠ、SamelcoⅡ等が上げられるグループである。SamelcoⅠ、ⅡはOperating Margin Ratioでは共に第1グループを上回っているが、自己資本比率(Equities Ratio)が低く、Debts Ratioが高い。また第1グループに比較して事業規模が小さい。収益面では、利益をあげている。

これに対して収益力が弱く、財務面で問題となっているグループが第3グループである。このグループはLeyecoⅠ、Soleco、Bileco、Esamelco、Norsamelco等があげられる。特に事業規模が小さく、また事業環境に恵まれていないため、収益力、財務面で不利である。Debts Ratioが89.7%に達しているSoleco、78.5%のLeyecoⅠ共に純資産はマイナス(ネガティブ)である。Esamelco、Norsamelco、前者がOperating Marginで、また後者がNet Profitで赤字である。自己資本比率も前者が4.9%、後者が3.5%と著しく低い。特に資金面で苦しんでいるSoleco、Norsamelcoは、NEAに対する借入金の返済が遅れている。

4.2 ECsの赤字の要因

ECsの収益力が低く、赤字となる原因を上げると次の点である。

- (1) 事業の活動範囲が限定されている。
- (2) 電力の仕入コストが高い。NPC(National Power Corp.)からの電力購入コストが、全体の7割と高く、その改善が難しい。他の電力会社(IPP又は他のフランチャイズ)から購入することができない。
- (3) 大手企業、例えばLeyteの2大口ユーザーのPASAR、PHILPHOSは月間32百万kWhを消費しLeyte地域の64.0%を占めるが、これはNPCが直接電力を供給している。

従って、ECs は小規模のユーザー、家庭用 (Residential) 販売が大半である。そのため収益の向上は難しい。

(4) Loss 率が高い

A. 技術的 Loss は 7~8%

B. Non Technical Loss、人的 Loss が 10~15% と高い。(EC のインタビューによる)

(5) ECs 経営者の経営力の不足

ECs の組織は共同組合ということもあって、収益力の改善に注力する経営者が少ない。多額の資金を NEA から借入れているが、返済に対する責任が薄い経営者がいる。政府資金を借りているという意識である。また経営に十分、力を入れていない経営者もいる。地域の代表者という点で、政治面に関心の強い人が ECs の代表に選出される場合がある。この点に関しては、NEA では事業の経験を持つ人を ECs のトップにするように指導している。

(6) 小さい ECs が赤字になる要因

A. 顧客が少なく、一方、地域が広範囲にわたり、コスト高となっている。

B. 電化率を高めるためのコスト分担が大きい。

C. System Loss が高い。

以上の点が小さい ECs の収益力が低い要因である。

4.3 各 ECs の Accounting の問題点

(1) 外部の公認会計士による会計監査が必要

各 ECs の財務諸表 (貸借対照表 B/S、損益計算書 P/L、資金繰等) は外部の公認会計士による会計監査が実施されているが、不十分である。或る ECs では、①発電施設の固定資産が貸借対照表に計上されていない、②不良債権に対する貸倒引当額が不適正である、等が指摘出来る。この様に、適正な会計処理を行っていないケースがある。

(2) 支払利息の遅延、返済金の遅れが当期利益をゆがめている。

収入に対する借入金額の水準が高くこれが問題である。収入に対する借入残高は、Leyeco II、Leyeco IV、Leyeco V 等の 5~6 割が妥当である。借入総額が収入を超えることは、経営面に深刻な影響を与える。特に借入総額が収入の 2 倍を超えている Soleco 2.6 倍、Esamelco 2.8 倍、Norsamelco 2 倍、Samelco II 1.8 倍等は借入負担が大きい。また、支払利息が収入の 3% を超えると危機ラインといわれているが、11 社のうち 7 社がそれに当たっている。会計の問題点を要約すると以下の通りである。

会計面における問題点

会計監査が不十分	<p>外部の公認会計士による会計監査が不十分である</p> <p>① 監査法人(パートナーシップ)により一定の基準が維持された監査が必要</p> <p>② 個人の公認会計士のため会計監査にバラツキがある。</p>
支払利息、借入、返済の遅れ (arreas)	<p>NEA からの借入返済の遅れに加えて、支払利息が当初の計画より大幅に遅れている企業がある。支払利息の遅延は当期の支払利息が少ないため、それだけ利益を多く計上していることになる。従って他社と比較する時に、支払利息の遅れを修正する必要がある。</p>
貸倒引当金	<p>各社は貸倒引当金を設定しているが、実際には回収できていない、不良債権が一部の ECs で存在する。</p>
Mini-Hydro の取扱について	<p>① Soleco のミニ水力発電設備が 1995 年火災事故に合いストップした。構造的な問題もあり、再稼動が難しいと言われている。特別損失として right-off を検討すべきだ。</p> <p>② Esamelco のミニ水力では、早急に、現在稼動している設備を ECs の固定資産に加えるべきである。</p>
Rehabilitation の基準	<p>収入の 5% は Rehabilitation Cost として P/L の原価に計上できる。一部の ECs は Customer's Contribution in Aid of Construction として Equity に計上している。</p>

第5章 既存の送・変・配電設備

5.1 設備の現状

1) 現状の系統構成と送電設備について

レイテ・サマル島の送電系統は NPC の所有で、レイテ島とセブ島間の 230kV 連系線と基幹送電線の 138kV 送電線および 69kV 送電線で構成されている。また、配電系統は ECs 所有で、13.2kV、7.62kV および 240V で構成されている。

現状のレイテ・サマル島の 138kV 送電線は、1 回線でレイテ島東部の Babatngon 変電所を経由して Tongonan 地熱発電所からサマル島の Wright 変電所へ接続されている。さらに、レイテ島の西部の 2 大口需要家に 138kV 送電線 2 回線で電力供給している。

レイテ島の 69kV 送電線はすべて 1 回線送電線であり、Tongonan 発電所は西部地域へ、Babatngon 変電所は東部地域への供給を分担している。また、サマル島の 69kV 送電線も 1 回線送電線であり、Wright 変電所を電力供給源として、東部地域及び北部地域への電力供給を行っている。

69kV 送電線の構造物は 100%が木柱であり、メンテナンスの不良や ROW(Right of Way) の確保不足や台風による設備被害は甚大なものとなっている。

2) 現状の変電設備について

138/69kV 変電所は、レイテに 4 台 (Tongonan S/S 2 台、Isabel S/S 1 台、Babatngon S/S 1 台) で総容量 100MVA、サマルに 1 台 (Wright S/S 1 台) で総容量 30MVA の変圧器設備を有している。138/69kV 変電所 2 次側(69kV 側)の送電線保護システムは、過電流リレーと地絡過電流リレーが設置されているのみである。

69/13.2kV 変電所には、1 次側にはパワーヒューズと ABS が設置されているのみである。また、2 次側の各 feeder に、パワーヒューズとリクローザーが設置されている構成が一般的である。変圧器についても負荷時タップ切替器が設置されているのも、ごく一部の變電所にかぎられており、電圧レギュレーターを追加設置して、電圧調整をおこなっている。保護リレーについては、全く設置されていない。

また、69/13.2kV 変電所は、69kV 送電線と 1 回線 T 分岐で接続されている。

3) 現状の配電設備について

ECs の 13.2kV 配電線の系統構成としては、三相配電線が設置されているのは 69kV 変電所から電力を供給するためのメインフィーダーおよび比較的需要在集中している地域である。また、分散している住宅へは V 相配電線あるいは単相配電線で供給している。

240V 配電線は、単独木柱の Open Secondary と 13.2kV 配電線と併架している Underbuilt に分類されている。ECs の設備形成の基本は、併架タイプの Underbuilt を志

向している。

5.2 電力システムのネットワーク協調システム

1) 現状の中央制御システムについて

NPCには、電力システムを運用制御する組織として、SOD (System Operation Division)を頂点として、その下部にフィリピンをルソン、ビザヤス、ミンダナオの3つの地域に分け、それぞれを監視するRCC (Regional Control Center)がある。さらに、その下部組織として、ACS (Area Control System)があり、設備の運用を行っている。

実際に、レイテ・サマル島のシステムを運用制御しているのは、セブ島にあるRCCであり、ここで周波数調整、発電機の運転指令、開閉装置の操作指令などがACSに発令されている。

2) 現状の通信システムについて

NPCによるレイテ・サマル島内の通信システムは、Palomponの無人中継所を経由して、セブ島のVRC (Visayas Regional Center) とルソン島へマイクロウエーブ回線でつながっている。この他に、変電所間では電力線搬送やVHFによる通信が行われ、さらに、一般の電話回線でデータの通信を行っているケースもある。

ECs間の通信は、VHFによる無線通信を主に使用しており、一般電話回線(EVTELCO)も使用している。各ECsとも無線基地局を有しており、移動無線により情報の交換を行っている。

NPCとECs間の通信は、無線および一般電話回線を使用している。

3) システム解析

NPCによる2005年の潮流解析結果によると、システムの一部、例えば、Catarmanの電圧が65kVまで低下する予想であるが、送電システムとして、これは特に問題となる電圧低下ではない。

短絡・地絡容量は、レイテ・サマル島の全エリアにおいて69kV遮断器の遮断容量20kA以下であり特に問題とはならない。

5.3 システムロス

1996年第3四半期までの各ECsでのシステムロス値は、Leyeco Iの最大値23.95%が最高で、15%を超えるロスが発生しているECsは8社も存在する。Leyeco IとSamelco IIは、過去の実績に比べてロス低減に成功しているものの、その他のECsについては、過去10年間の推移はほぼ横這い傾向である。

このうち、テクニカルロスの発生要因は、需要分散のため長距離配電となっていること、および、各相電流の不均衡となり、中性線に流れる電流によりロスが発生していること。などが挙げられる。また、ノンテクニカルロスの発生原因は、盗電、料金の未払いなどが挙げられる。

5.4 自然条件と停電の頻度

NPC と ECs の停電時間の 1 社あたりの平均では、NPC、ECs それぞれ 362 時間、469 時間であった。さらに、同停電回数は、NPC、ECs それぞれ 106 回、160 回である。ECs 1 社平均で年間に 34 日近い停電が起きている状況である。

NPC の設備で一端事故が発生すると停電の影響範囲は大きい。この停電実績の数値を見る限りでは、停電を起こす要因は ECs サイドが多いが、停電の及ぼす影響を考えると、NPC の事故回数および時間とも改善の必要がある。

5.5 Tongonan 地熱発電所の概要

Tongonan 地熱発電所の設備構成は、3 ユニットで総容量 112.5MW であり、電源送電線として、138kV 系は Isabel 方面に 2 回線、Wright 方面に 1 回線で、69kV 系は 138/69kV 変圧器で降圧して、Maasin 方面に 1 回線、Tunga 方面に 1 回線で電力を供給している。

5.6 将来系統計画

連系計画としては、この Tongonan 地熱発電所のエネルギーをレイテ・サマル島以外の島々に電力を供給するため、ルソン島からレイテ島を經由してミンダナオ島まで送電する ±350kV 直流送電で、また、レイテ島とボホール島が 138kV 交流送電線で連系される。2000 年には全連系送電線が完成する計画である。このうち、Leyte-Bohol 連系計画は、2000 年の完成までの間、レイテ島内の既設 Ormoc-Maasin 間の 69kV 送電線を連系線として使用するため、本移管計画の成立に影響を与える。

レイテ・サマル島内の系統計画のうち、138kV 系統は Ormoc-Wright 間の新規ルートの送電線が計画されている。また、69kV 系統は、現在、建設計画中のものが 1 件 (McArthur-Guiuan 送電線) あるのみである。

5.7 技術基準

各 ECs は NEA より提供されている基準、NEA ENGINEERING BULLETINS を技術基準として使用している。

このNEA ENGINEERING BULLETINSには、主に配電線および配電変圧器などの機器に関係する適用、設備計画、設計図面、建設、O&M技術を中心に、需要家へのフィーダー線、計器などの仕様、電力損失の考え方、信頼度の考え方、必要な技術解析の内容など多岐にわたって記載されている。また、このBulletinsの中には、69kV送電線の仕様、設計についても記載されており、全般として幅広い範囲を網羅した報告書となっている。

5.8 ECsの技術レベル

- ECsは、系統解析の実施を常時行っていないため、系統の現状、つまり、ロスの発生状況や電力潮流状況、電圧低下の現状などの把握が確実ではない。
- 系統運用はNPCの指示のもとに実施しており、ECs独自の系統運用ノウハウは持ち合わせてない。また、十分な通信系統も所有していない。
- ECsにはNEAにより作成された技術基準BULLETINSを使用しているが、ECsの技術者に充分内容が行き届いているか疑問である。

5.9 ECsの技術力の改善点

リージョン内のECsには、配電線作業での経験を基に木柱を建設して維持管理するノウハウを有していると考えられる。しかしながら、69kV送電線の移管を受けた場合、高度な技術を要し、さらに高電圧の施設を維持管理する能力が必要となってくる。

そこで、現状のECsの技術能力や設備状態や周辺環境を考慮しながら、設備の改善、設備計画の改善、系統運用の改善について述べる。

- 69kV送電線を今後とも、木柱で維持していくためには、木柱にかかる荷重への強化および腐敗の進展防止を建設時点から設計に織り込むことが必要である。また、メンテナンスを定期的実施する体制を整え、工事の安全にも充分配慮した運営を実施することが必要である。
- 電力系統計画を実施するためには、需要想定の見極め、送配電線ルート確保および経済性の追求を踏まえる必要がある。また、信頼度の向上のため、停電時間・回数の低減が必要であり、これを実施するために、電力系統の解析による電力潮流、系統安定度、短地絡容量、電圧低下のチェックを常に実施する必要がある。
- 系統運用は、138kVと69kV送電線の協調した運用が不可欠となってくる。また、近い将来、直流送電がOrmoc変電所に連系されることになり、これによって生じる問題をNPCとの間で解決していくことが必要である。また、電力系統の重要性や系統運営の実績を踏まえて、系統操作指令はNPCが実施し、ECsはこの指令下に入るべきである。

第6章 法制度問題

69kV 送電線の移管計画については、法規制面から様々な問題点の発生が懸念される。特に、現在議会で審議中の 1997 年オムニバス電力産業法案(Omnibus Electric Power Industry Act of 1997)、通称オムニバス法案が成立することにより、電力産業は大きく自由化される。この電力産業の構造改革の中で、国営電力公社(NPC: National Power Corporation)はもとより、国家電化庁(NEA: National Electrification Administration)を含めた関連省庁の改革と権限の見直し、そして電化協同組合(electric cooperative)の統廃合を含めた合理化も開始される。

6.1 1997 年オムニバス電力産業法案

今後の電力部門の構造改革については、現在審議中の 1997 年オムニバス電力産業法案(オムニバス法案)の成立に全てが掛かっている。オムニバス法案は、既に、上院法案と下院法案が纏まっており、この後、上下両院合同協議会において、両者の相違を調整し、法案を一本化する状況にある。この上下両院法案の一本化と最終的な議会の通過については、1998 年 5 月のフィリピン大統領選挙を踏まえ、遅くとも 2 月末までには終了するものと見られる。もし、それに失敗すれば、今会期の終了によりオムニバス法案は廃案となり、電力改革法は、来期の国会で一からの出直しとなる。

現在審議の最終段階に入りつつある上院法案 2016 号(Senator Bill No. 2016)²と下院法案 9991 号(House Bill No. 9991)の間には、幾つかの相違点が見られるが、概ね収束に向かいつつある³。

オムニバス法案の最大の目的は電力産業の効率化と生産性の向上に向けた自由化であり、その柱として NPC が分割民営化される。これにより発電部門と送電部門の分離が行われ、発電部門の競争的な市場、いわゆるプール市場が設立される。また、送電部門は自由に開放される。

本調査との係わりが強い問題、即ち、下位送電線の移管、規制官庁の再編成、NEA の権限見直し、電化協同組合にの経営問題についても、このオムニバス法案の中に盛り込まれている。

² SB2016 は、1998 年 1 月 12 日、上院エネルギー委員会報告書第 868 号に差し替えられた。この委員会報告書が上院法案の最終版(SB2448)となる。

³ エネルギー省の情報によれば、1998 年 1 月中には、上下両院共に本会議において各々の法案を可決するものと見られる。

6.2 電化協同組合の地位

電化協同組合の地位については、過去より、政府機関の間で問題となってきた。原則として全ての組合 (cooperatives) は株式型の組合として組合開発庁 (CDA: Cooperative Development Authority) に登録することが義務づけられている。しかし、既存の電化協同組合については、例外的に非株式型、非利益団体として NEA に登録されたままである。

過去より、NEA と CDA との間で電化協同組合の非利益団体としての地位の扱いについて論争が続いており、未だ結論が出ていない。しかし、今後の決着の方向については、基本的には、CDA の主張に従うものと見られる。その理由は以下のとおりである。

- オムニバス法案のうち、上院案では、経営基盤を健全なものとするために、既存の電化協同組合も非利益型組合から持ち株型組合に形態を変えねばならないと規定している。さらに持ち株型となった電化協同組合は CDA に登録してその地位を確立することを義務づけた。
- 同じく、オムニバス法案審議の中で NEA の役割が明確にされつつあり、両院法案ともに、NEA の規制権限を外す方向にある。

6.3 送電線移管に関連して発生する問題点と対応のあり方

今回の調査で対象とした 69kV 送電線の移管に関して、法規制面からは、幾つかの点で新たな問題の発生する可能性が指摘できる。基本的には、送電線移管は現在審議中のオムニバス法案で決まる産業構造の改革の一環として進められる。これは、単に送電線資産の物理的な移転だけでなく、NPC、NEA、そして電化協同組合の組織のあり方についても大きな変更をもたらすものである。想定される問題点の発生としては、以下のものがある。

(1) 下位送電線の移管

オムニバス法案は、上院下院共に、NPC は下位送電線を放棄し、設備は実施可能な限り配電事業者に移管されるが、受入れ手のない設備は、配電事業者の受入れが決まるまで NPC が保有することをうたっている。ただし、レイテ・サマル島地区の 69kV 送電線がここで言う下位送電線に当るのか、あるいは幹線に当るのか、法律上の定義付けが明確ではないが、これは、最終的に、今後の送電線施設計画を踏まえた NPC の経営判断で決まるものと考えられる⁴。

⁴ 調査団は、1998 年 1 月 26 日に PLN 役員会が下位送電線移管についてルールを決めたとの情報を得た。送電線のうち、レイテおよびサマル島では 6 万 9000V 以下のもの、ルソン島では 23 万 V 以下のもの、ミンダナオ島では 13 万 8000V 以下のものが下位送電線と見なされる。しかし、その他の詳細な条件については、公表されなかった。

(2) 電化協同組合の経営合理化

電力産業の合理化は、今後避けて通れない問題である。両院の法案にも明確にあるように、配電部門の組織を合理化し、経営を安定化することが構造改革の柱の一つとなっている。このため、いずれ、レイテ・サマール地区にある11の電化協同組合も統廃合を通じた合理化と規模の経済性の追求が求められる。これは、政治的な利害関係もあり、決して簡単な話ではないが、避けては通れない。

電化協同組合の合理化の一環として、既に、電化協同組合の組織形態についても議論が進んでいる。オムニバス法案の審議においても、上院法案は電化協同組合の地位変更を強制的に行おうとしており、いずれ現在の非利益団体としての電化協同組合は、持ち株型の電化協同組合に形態を変えざるをえなくなろう。これは、NEAの役割にも関連した問題である。両院のオムニバス法案共にNEAの役割を限定している。これまでの電化協同組合に対する許認可権限は、他の省庁に移管される。

経済原則に従えば、電化協同組合の合理化は必要であるが、その過程において、様々な問題の発生が指摘できる。まず、組合の形態を非利益型から持ち株型に変えるだけでも新たな資金負担が加わる。例えば、組合費はこれまでの5ペソから100ペソに引き上げられる。それ以上に、大きな負担となるのが、株式の割り当てである。この株を会員に割り当てた場合、とりわけ経営の苦しい小さな組合では、組合員にこの株式を買うだけの経済力があるのか疑問が残る。もし、株の発行と払込みが出来なければ、その組合はCDAへの登録が出来ず、組合として認められなくなる。当然、組合としての地位を失えば、これまで与えられてきた特典、特に事業収入に対する免税特典が得られなくなり、事業経営が行き詰まることは明白である。

このような状況を考えれば、経営基盤の弱い小さな組合をより基盤の強い大きな組合に吸収させ、経営の合理化を進めることは時代の流れとなってきた。この点で、今回対象としている11の電化協同組合も統合に向けた準備をしなければならない時期にきている。

6.4 NEAの権限と今後の役割

NEAの役割も明確になりつつある。両院のオムニバス法案にあるように、今後のNEAの責任は次の二つに絞られる。

第一が電化協同組合と小規模配電事業者の経営管理のトレーニングと資金援助を行うことである。第二が、政府融資、さらには二国間、多国籍機関からの無償資金を電力インフラ整備への投資に流し、国の電化を促進することである。

これまで、NEAが持っていたような電気料金の認可や、電化協同組合に対する地位の認定

と言った権限は、エネルギー規制局（ERA: Energy Regulatory Authority）⁵やCDAに移管される。

オムニバス法案の狙いは、今後、地方電化についても、出来る限り経済の原則を適用し、少しでも事業基盤を強くし、最終的に電力供給を商業ベースで行うことにある。このためには、NEAが各電化協同組合の経営組織の合理化、補助金構造を是正した事業収支の明確化、経営責任の明確化について行政として指導力を発揮することが是非とも必要である。

⁵ 上院法案ではERAと呼ぶが、下院法案ではエネルギー規制委員会（ERC: Energy Regulatory Commission）と呼ばれる。

第7章 検討にあたっての前提条件

7.1 本調査における移管施設の対象範囲

69kV送電施設とは、木柱、ポール部材や電線で構成される69kV送電線、遮断器やABSの開閉装置、計測機器、保護制御装置、通信設備、給電設備およびこれらに付随する建物や基礎構造物で構成されると考えられる。

このうち、遮断器、計測機器、保護制御装置については、これらの機器の性格上移管対象としない。また、通信設備、給電設備も同様に移管対象としない。

以上により、移管対象範囲は、NPCの138kV変電所の69kV送電線引き出し口から延びている69kV送電線とし、木柱、ポール部材および電線、送電線上にあるABSや遮断器を含むものとする。

7.2 電力需要想定の見直し

電力需要想定については、過去 11 年間の全国大及びレイテ・サマールの電力消費量・GDP（全国大）や GRDP（対象地域総生産）値・電力弾性値をベースに、将来の GDP（全国大）や GRDP（対象地域総生産）伸び率・電力弾性値から対象地域のレイテ・サマールの電力需要を予測し、NEA の予測値と比較した。これを本文の Table 7.2-1 および Fig. 7.2-1 に示す。

その結果、ECs 及び NEA の予測は調査団の予測の高め予想とほぼ近い予測となっているが、財務分析にあたっては、ECs の経営にとって厳しい条件となる低め予想の数値を使用し分析することとする。

7.3 新料金システム（Unbundled Power Tariff）の適用

NPC は競争原理の導入と経営の効率化をはかる民営化の流れのなかで、発電部門を独立させて切り離すとともに、NPC 所有の送電線に自由にアクセスできるようにするため、新料金システム（Unbundled Power Tariff）への改定を予定している。この新料金システムは ERB がこれを承認すれば実施に移される。

このため、本調査では、この新料金システムをベースにして将来の電気料金を想定した。

現行料金システムとの主な変更点としては、まず、発電費ではピークとオフピーク時とに分ける時間帯別料金を採用し、送電費ではオープンアクセスの考え方により、送電線を使いたい事業者は使用料を支払うことで自由に参入できるようにした。これとともに、現行料金の PVD（一次電圧割引制度）は廃止することとしている。

7.4 69kV 送電線の資産価格

1) NPC による既設 69kV 送電線の資産価格

レイテ・サマル島の 69kV 送電設備の資産価格には、再評価価格(Revalued Price)と Sound Value の 2 種類が存在する。

Sound Value での 69kV 送電線の資産価格は、1996 年末で 396.1 百万ペソ、インフレを考慮した再評価価格では約 2 倍の 848.5 百万ペソに達している。

本調査では、移管対象の送電線のうち一部の送電線について現地踏査を実施し、この踏査結果と NPC の資産価格とを比較した。(本文第 9.1 節参照)

2) NPC による 69kV 送電線のリハビリ実施計画

NPC では、レイテ・サマル島内の 69kV 送電線を対象に 1997 年、1998 年にリハビリ計画を立案している。これは 69kV 送電線を ECs を含めた電気事業者に移管することを見越した先行設備投資であると考えられる。

1997 年と 1998 年の NPC のリハビリ計画は、レイテ・サマル島で総額 53.1 百万ペソに達する。本調査では、移管価格に、このリハビリ価格を加算したもので検討する必要があった。

本調査で使用する 69kV 送電線の資産価格は下記のとおりである。

本調査で使用する 69kV 送電線の資産価格

(単位：千ペソ)

	Revalued Price	Sound Value
A. 1996 年末の既存送電線の価格	848,454	396,109
B. 1997 年、1998 年に実施するリハビリ価格	53,062	53,062
合計 (A+B)	901,516	449,171

Source: 価格 A は本文表 7.4.1 より、価格 B は本文表 7.4.2 より再掲。

7.5 施設移管後の送電線のリハビリ計画

69kV 送電線を配電事業者に移管した後の将来の事業運営を円滑に進めるための費用について下記の考え方に基づいて算出した。

- 1) 台風により受けたダメージによりメンテナンス費用は年毎に増減している。このため、過去の NPC 実績ベースの平均値をもって将来の O&M 費用とする。
- 2) リハビリについては、本調査団が実施した 10km の現地踏査のサンプリング結果を元にして、今後必要となるリハビリコストを推計した。

第8章 69kV送電施設の移管計画について

本調査は、オムニバス法案の成立後に予想される電気事業の競争のもとで、レイテ・サマル島の11ECsがいかにして69kV送電施設を受け入れて事業として成立させるかについての設備移管案を提案するものである。

オムニバス法案成立後のECsをとりまく電気事業の環境は、次のような点で厳しいものとなると予想される。

- 電化協同組合は持ち株型組合に移行する可能性が高く、そうしなければ、いままでの免税特典などを失うことになる。
- NPCは下位送電線を配電事業者に移管することになっている。仮にECs以外の配電事業者に移管された場合、不良な設備状態の69kV送電線を維持するためにはコストが必要となり、結果としてECsが購入する電気料金の値上げとなる可能性がある。
- 競争原理の導入により、財務状況の厳しいECsは今後さらに財務の悪化が懸念される。

このような環境変化に対応するためにも、69kV送電線を受け入れることは、ECsにとって新規事業への進出チャンスであり、事業収支の改善にもつながるものと考えられる。ECsの優位性として次のような事例が考えられる。

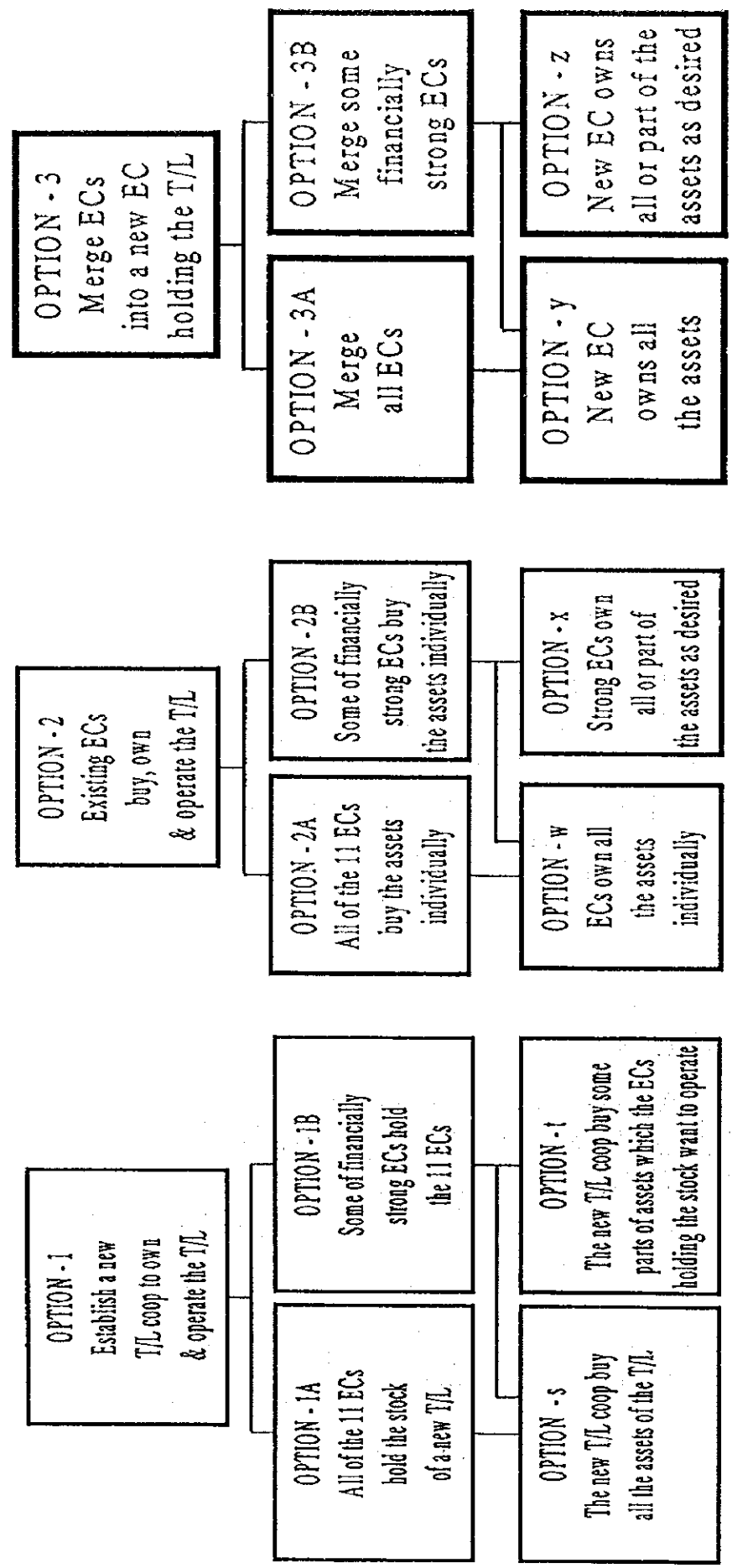
- ECsが送電線をメンテナンスすることで設備状態の改善を図り、送電・配電一貫した事業運営を実施できる。
- 69kV電圧による新規需要開拓の可能性はある。

8.1 69kV送電施設移管選択案の作成

以上に述べたように、ECsは69kV送電線の事業運営に何らかの形で係わる必要がある。そこで、本調査では、大きく分けて三つのオプションを作成した。また、これらのオプションから派生したケースとして、財務面で強いECsのみが事業運営に参加するケース、69kV送電線の一部を移管するケースも合わせて想定した。

- オプション1：新送電協同組合を新たに設立し、移管を受ける案。
- オプション2：既存のECsが直接69kV送電線の移管を受ける案。
- オプション3：ECsが合併し、69kV送電線の移管を受ける案。

Table 8 - 1 Options for the transfer of the 69 kV T/L



8.2 移管選択案の絞り込みと評価

先の移管選択案のうち、69kV送電線の一部のみを移管するケースは本調査の主旨に反すると考えられるため、検討から除外した。

その他のオプションについて、電気事業面、設備・技術面、財務・コスト面、法律面から評価した結果、次の理由によりオプション3Aの11ECsが合併して69kV送電線を受け入れる案が最善であると判断した。

- オプション3Aは、合併の効果により人件費の抑制や事務所設備の効率的な運用が行えること、69kV送電線を一括して受け入れることができること、将来の収支改善が一番早いこと、オムニバス法案の主旨にも合致することなど一番優位性が高い。
- オプション3のうち、財務的に強い数社のECsが69kV設備を受け入れる案のオプション3Bも考えられるが、69kV送電線の資産規模が大きすぎるため、数社のECsで事業経営を進めることは困難である。

しかしながら、他の援助機関においても合併案が提案されたが、受け入れられなかった。このような過去の実績を踏まえると、至近年で11ECsを合併することは現実的には不可能である。この結果、Table 8.2-1にあるように、次善の策として、オプション1Aの11ECsが事業参加する新送電協同組合を移管案として選定する。

Table 8.2 - 1 69kV 送電施設移管計画選択案検討結果一覧表

移管選択案	オプション1		オプション2		オプション3	
	新送電協同組合設立	既存電化協同組合が送電施設を分割して買取り	2A	2B	3A	3B
評価項目	1A 11ECsが出資	1B 財務的に強い2~3社のECsが出資	2A 11ECsが全て各々の持分を買取り	2B 財務的に強い2~3社のECsが買取り	3A 11ECs全てが新ECに合併して買取り	3B 財務的に強い2~3社のECsが合併して買取り
事業面	S	S	W	W	Y	Y
組織面	新送電協同組合が全資産買取り	既存電化協同組合が全資産を分割して買取り	既存電化協同組合が全資産を分割して買取り	既存電化協同組合が全資産を分割して買取り	合併後の新ECが全資産買取り	合併後の新ECが全資産買取り
要員面	T/L保守運営実施する新企業(新送電協同組合)必要 保守運営要員70名必要で、新規募集する	T/L保守運営実施する新企業(新送電協同組合)必要 保守運営要員70名必要で、新規募集する	保守運営要員各EC毎10名計110名必要で、新規募集する	保守運営要員80名必要で、新規募集する	保守運営要員72名必要だが、ECの合併により生じた余剰要員を充当し増員しない	保守運営要員72名必要、ECの合併により生じた余剰要員を充当し増員しない
施設面	1A・1B各々で土地1,000㎡、建屋500㎡必要となり、その費用は両島合計で16百万ペソ	1A・1B各々で土地1,000㎡、建屋500㎡必要となり、その費用は両島合計で16百万ペソ	新規建屋不要だが、施設買取り参加ECsの建屋増設必要で、費用合計9百万ペソ	新規建屋不要だが、施設買取り参加ECsの建屋増設必要で、費用合計9百万ペソ	土地及び建屋共に既存ECs施設を活用し、新規に作らない	土地及び建屋共に施設買取り参加ECs施設を活用し、新規に作らないことが原則であるが、参加ECs数により建屋増設が必要となる
電気料金面	2001年時点で、69kV/L運営コストが0.25P/kWhとなる	2001年時点で、69kV/L運営コストが0.25P/kWhとなる	2001年時点で、69kV/L運営コストが既存ECsにより異なる0.05P/kWhから0.80P/kWh迄の幅が生じる	2001年時点で、69kV/L運営コストが既存ECsにより異なる0.05P/kWhから0.80P/kWh迄の幅が生じる	2001年時点で、69kV/L運営コストが0.22P/kWhとなる	2001年時点で、69kV/L運営コストが0.22P/kWhとなる
合理化面	オプション2Aに比べ要員(40名減)について合理化できるが、土地・建物の施設(百万ペソ増)は合理化できない	オプション2Aに比べ要員(40名減)について合理化できるが、土地・建物の施設(百万ペソ増)は合理化できない	オプション1Aに比べ要員(10名増)について合理化できないが、土地・建物の施設(百万ペソ減)は合理化できる	オプション1Aに比べ要員(10名増)について合理化できないが、土地・建物の施設(百万ペソ減)は合理化できる	合併による余剰人員を送電施設の要員72名に充当でき、かつ新規建屋の建設なしとなるので最も合理的である	合併による余剰人員を送電施設の要員72名に充当でき、かつ新規建屋の建設しないこととするが、建屋増設や要員増の可能性があり、合理化面で打撃3Aに劣る
設備・技術面	69kV送電線分割による問題は生じないが、1電力系統に12社が関与することになり、系統運用の操作指令が複雑になる	69kV送電線分割による問題は生じないが、1電力系統に12社が関与することになり、系統運用の操作指令が複雑になる	69kV送電線を2~3社へ分割するため供給責任が不明確になり、安定供給に支障をきたす可能性があるが、打撃2Aより問題が少ない	69kV送電線を2~3社へ分割するため供給責任が不明確になり、安定供給に支障をきたす可能性があるが、打撃2Aより問題が少ない	69kV送電線分割による問題は生じないが、電力系統に12社が関与することになり、系統運用は簡素化される	69kV送電線分割による問題は生じないが、電力系統に8~9社が関与し、打撃3Aより複雑になる
財務面・コスト面	4点 人員は各EC別経営に比較し37%減となる。2001年の年間運営コストは103百万ペソに達し、11ECsの合算した利益は2年間で赤字が縮く	1点 財務的に強い企業はLeyeco V、IIのみ。2社の収益力で外債から449百万ペソの資金調達は無理、キャッシュフローも不足	3点 Leyeco V、IIの2社の1996年のキャッシュフローは32.8百万ペソに過ぎず、施設購入による金利負担に耐える事ができない	1点 Leyeco V、IIの2社の1996年のキャッシュフローは32.8百万ペソに過ぎず、施設購入による金利負担に耐える事ができない	5点 最も経営の合理化効果が出る。既存の人員で送電施設の運営が可能。2001年の運営コストは83百万ペソ、キャッシュフロー16百万ペソ	1点 Leyeco V、IIの2社が合併した場合でも、2社の収益力では資金面、信用保証面で困難
法律面	3点 現時点で、既存11ECsの統合には直接貢献しないが、69kV送電施設の新企業設立即ち統合を契機に将来の統合のきっかけとなりうる	3点 現時点で、既存11ECsの統合には直接貢献しないが、69kV送電施設の新企業設立即ち統合を契機に将来の統合のきっかけとなりうる	1点 EC統合による財務基盤強化の趣旨にそぐわない	1点 EC統合による財務基盤強化の趣旨にそぐわない	5点 EC統合による財務基盤強化の趣旨に最も適合する	4点 EC統合による財務基盤強化の趣旨に適合する
総合点	13点	9点	6点	4点	20点	12点

8.3 69kV送電線移管実行計画案の作成

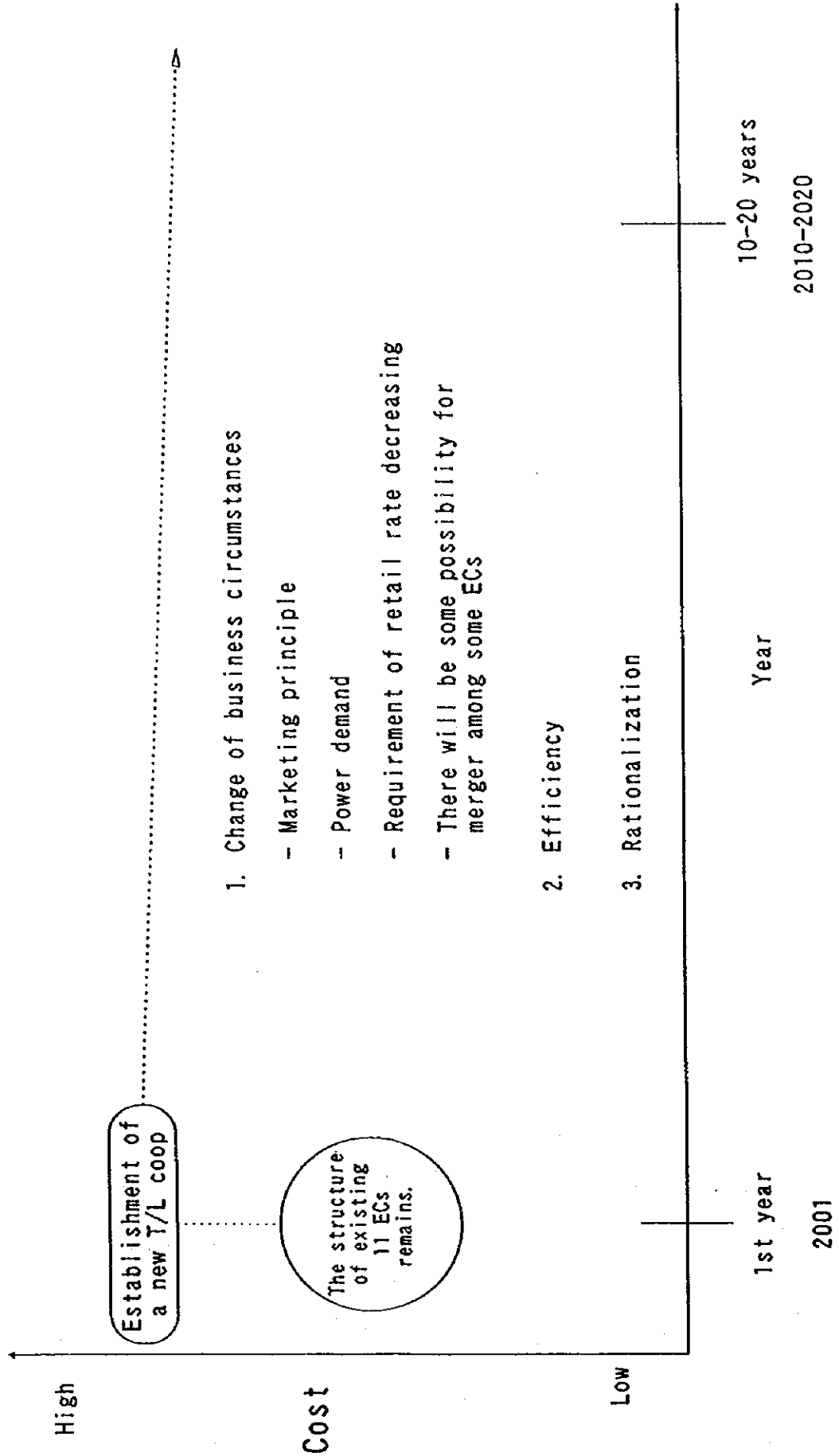
2001年の新送電協同組合の設立に向けての実行計画を設立段階(2000年まで)と実施段階(2001年以降)の二つのステージに分けて立案した。

第一ステージ(2000年まで)は組合の設立準備であるため、事業を行う際に必要となる事項について決定しておく必要がある。具体的な項目は次の通りである。

- 1) 新送電協同組合への参加者の募集
- 2) 協議機関の設置
- 3) 組織体制づくり
- 4) NPCとの移管価格交渉
- 5) 事業方針の作成
- 6) 技術者の研修

第二ステージは(2001年以降)は69kV送電線を用いて事業運営する必要があるため、設備を維持するためのリハビリ計画・メンテナンス計画の立案および実施、保守・運営体制の確立、事業運営計画の立案および実施、技術者の研修プログラムの作成など実務の実行が必要である。

Figure 8.3 Scenario for Implementation



第9章 送電施設の評価と長期経営計画に与える影響

9.1 69kV 送電施設の資産評価

69kV 送電施設の資産評価とそれを基準とした資産の購入価格は、今後の収益に多大な影響をあたえる。先ず、資産評価を調べる際には各種の評価方法を検討すると良い。ここでは電力の送電施設の価格算定、評価に関して見てみる。

- 再評価価格 = 現在の設備価格 + (インフレ率 + 金利 + 外貨交換レートロス率)
- Sound Value = 現在の設備建設コスト - (修復(Rehabilitation) + 改修 + メンテナンスコスト)
- 市場価格 = 多数の売手と買手の交渉により価格が決定

69kV 送電施設の移管価格交渉は、Sound Value が基準となっている。Sound Value とは現在、新設備を建設するコストから現存する設備の減価、劣化を差引いた価格である。Sound Value 価格を明確にするには主に、修繕費のコスト負担を正確に把握しないと答えが出てこない。Sound Value は先ず、送電施設を実際に現地調査し、現在ある設備を評価する。

NPC の評価は Sound Value に関してはほぼ妥当である。要約すると以下の事が指摘できる。

- ① 2 事例に基く実地調査で明確となったが、NPC の評価は Sound Value に関してはほぼ妥当であった。レイテでは我々の評価と NPC との評価との差は 14% 程度であった。Wright-Calbayog 間のケースでは、15%~20% の購入価格の引下げ交渉をすべきである。
- ② NPC の評価の方法は全体に標準の計算方法で簡単に計算されたため、一部で評価の方法に荒さがあった。
- ③ ECs は移管に関して早く独自に研究、調査をしてノウハウを蓄積し価格交渉に当るべきである。

9.2 ECs 中期経営計画と 69kV 送電事業移管による影響の検討

最初に、69kV(T/L)送電事業を ECs に移管された場合の移管価格と、年間の運営管理コスト、及び今後 10 年間 (事業開始は 2001 年) 同コストを算定する。加えて今後 10 年間の設備修繕投資 (リハビリ投資) を算出する。新設 69kV 送電施設運営企業 (新送電協同組合) は資産を購入し借入で運営した場合、設備をリースした場合、割賦で購入する等を検討する。NPC からの移管価格が高ければ、新たに設立された送電サービス事業の運営コストは高くなる。次いで、11ECs を合算して 1 社とした新 ECs 社の事業収支と今後 10 年間の

事業収支を算定する。ECs がどの程度の負担を受けるかを調査する。新たに NPC から引継ぎ、自主運営をする 69kV 送電事業コストをこの新 ECs 社に対し加算し、新 ECs 社の事業収支を最終的に検討する。69kV 送電事業コストが新 ECs 社の送電運営コストとして加算されることになり、新 ECs 事業における送電事業のコスト負担がどの様に収益に影響を与えるか分析をする。

A) 送電施設を購入、資金は NEA、銀行からの借入のケース

69kV 送電事業の移管コストは低い購入価格のサウンド価格を基準とする。先ず 69kV 送電施設のサウンド価格では 2001 年引渡し価格で 449 百万ペソと推定される。全てを借入金で賄い、借入金利率 12%とすると、年間の支払利息は 53.9 百万ペソに達し其の負担が非常に大きい。年間の減価償却費（定額で年 3.3%と仮定）は初年度で 15.0 百万ペソ、2010 年でも同様に 15.0 百万ペソである。

B) リースを利用するケース

送電施設運営企業はリース企業と 20 年間のリース契約を結ぶ。リース契約の場合は期間が短く、またマネージメンフィーが加わるため、長期的には資金借入のケースより割高となる。しかし短期的には借入コストの平準化で最初の 5 年間は運営コストが安くなる。

C) 送電施設を 20 年割賦で譲受けるケース

送電施設を一括で購入するのではなく、20 年の分割で資産譲渡をした場合を検討してみよう。先ず、送電施設運営企業は NPC と売買契約を結ぶが、この場合 20 年間の分割譲渡契約を締結する。送電施設の減価償却は譲渡された分のみを、送電施設運営企業が行なう。したがって、当初の償却負担は少ない。

特に、資金の増加は毎年の設備譲渡分に関する増加分のみの資金調達で済むため、金利負担は最初の 5 年間ではその負担が小さい。毎年どの施設を移管するかなど、事務の手続きが煩雑となる点が欠点である。

9.3 新 ECs (VIII 地区 11 社協同組合の合算である) の事業計画

-2 年間は赤字決算が予想される-

新 ECs (VIII 地区 11 社協同組合の合計) の今後 10 年間 (1997 年~2006 年) における事業予測をした。69kV 送電施設を NPC からサウンドバリュー価格で引継いだ場合、449 百万ペソに達するが、収益、財務に与える影響はどの程度であろうか。2001 年の初年度における年間の負担額は 102.7 百万ペソに達する。その内訳は支払利息、人件費、送電施設運営費、設備維持のための投資である。この資産の引継ぎで原価率は 6.6 ポイント増の 80.1%に達する。そのため、2 年間は赤字決算が予想される。2001 年では 25 百万ペソの欠損、売上利益率でマイナス 1.5%に達する。黒字転換は 2003 年である。

財務状態が良くない協同組合にとり、69kV 送電施設の購入のため、サウンドバリュー価格での購入では新たに 4.4 億ペソの資金借入負担が加わる。即ち年間 53.9 百万ペソ（12% の利率）の利息負担は大きいといえる。69kV 送電施設を NPC から引継ぐと、収益面、財務面に与える影響はかなり大きく、長期間に渡ることが明らかである。本格的な収益の改善は 2004 年以降となろう。

9.4 株式型企業に転換すると、長期的には収益力が向上する公算が大きい

ECs 各社は収入の 5% が再投資ファンドとして利用できる。この援助により経営は安易になりやすい。協同会社から抜出し、株式会社による自助努力をする事が重要である。国営電力 NPC が 2～3 年後に民営化されると、協同組合の ECs も厳しい経営の合理化を迫られる事になる。加えて、協同組合組織では、外部からの資金調達是不可能である。株式型の経営が前提だが、収益を維持し、合理的な経営を実施し、外部の投資家から見て、魅力のある企業でない限り、外部資金の調達、特に株式、外債、長期資金の調達は不可能である。

株式会社による経営の方が、長期的には料金が安くなる可能性が高い。その要因は国営企業の民営化に見られるように、競争原理の導入によってコストが引下げられるからである。会社型の合理的な企業経営の導入が可能な企業は早く転換すべきである。

第10章 結論と勧告

10.1 結論

本調査は、レイテ・サマル島の11ECsが共同して、69kV送電線を運営管理する企業（新送電協同組合）を設立して、NPC所有の69kV送電線をこの新送電協同組合に移管する案を提案する。ただし、この移管案の成立に向けて次のような条件整備が必要である。

- 新送電協同組合は11ECsが参加することが必要。
- 69kV送電線の資産区分を明確にすること。および、この資産価格をSound ValueでNPCと交渉することが必要。
- 事業方針の決定、組織体制づくり、資金調達などの諸問題を11ECsを含めて解決していくことが必要。
- 移管受入後、十分なりハビリおよびメンテナンスを実施すること。また、それを実施するための技術力の向上を図ることが必要。

また、新送電協同組合の送電運営コストのケーススタディーを実施した。

69kV送電線の運営コストは、NEAあるいは銀行からの借入による方法が現実的であるが、この方法では、新送電協同組合の卸電力料金はNPCのUnbundled Tariff料金体系の託送料金に比べて高い期間が2005年まで継続し、ECsは割高な電気の供給を新送電協同組合から受けることになる。これを解決する方法としてリース方式、20年割賦方式が考えられる。

ケース毎の Sub-Transmission 運営コストの将来想定

(単位：ペソ/kWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
基本)NPC の託送価格	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
A)借入	0.25	0.24	0.22	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.15
B)リース	0.22	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16	0.16	0.15	0.14	0.13
C)20年割賦	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
D)借入(2割引)	0.22	0.21	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.14	0.13

10.2 勧告

本調査は、以下の項目について勧告を行う。

- 1)新送電協同組合の設立について、2001年までに協議機関を設け、NPCからの移管価格交渉、事業方針、組織づくりの諸問題を解決しておく。また、2001年以降では、設備維持を計画的に実施し、確実な事業運営を行う。
- 2)69kV送電線の価格は、Sound Valueで行うこと。交渉にあたっては、十分に調査をしてノウハウ蓄積して行う。
- 3)新送電協同組合に資本参加しているECsについても、協同組合から株式型組合に転換し企業体力を強化すること。
- 4)設備維持のためにも技術者の訓練と技術力の向上は、十分な計画を立案し進めていくこと。
- 5)NEAにおいても、訓練をサポートするために、訓練センターの建設などを考えていくことが必要。
- 6)上記3)の一環として、ECsの合理化に向けた実施調査を行うこと。

JICA

