No. 2

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

1998年３月

JICA LIBRARY
J 1141617 [9]

東電設計株式会社

鉱調資
ＪＲ
98－012

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

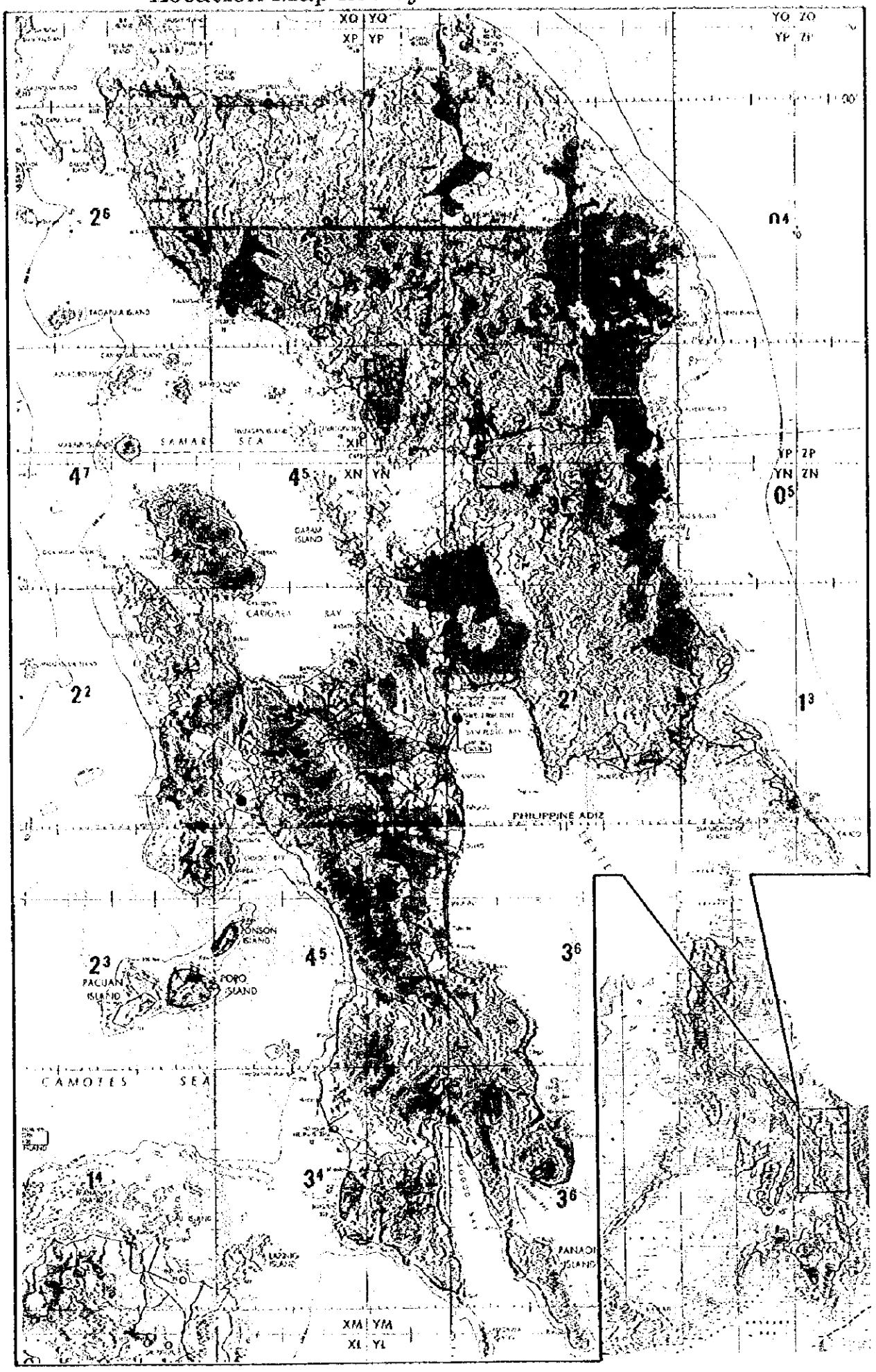
最終報告書

1998年３月

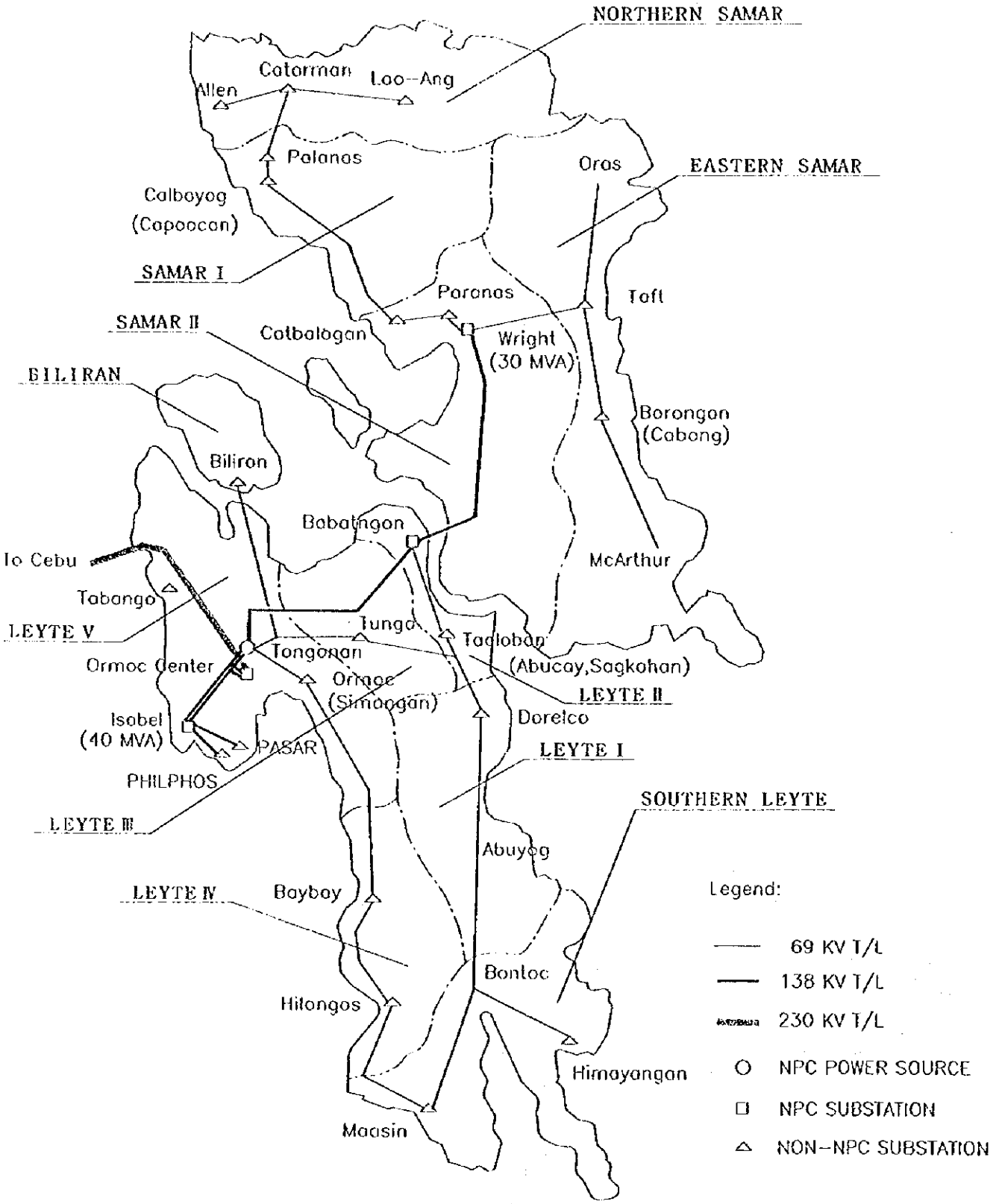
東電設計株式会社

1141617 (9)

Location Map in Leyte and Samar Islands



Transmission System in Leyte and Samar Islands



序　文

日本国政府は、フィリピン共和国の要請に基づき、同国の送電施設運営管理移管計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成8年12月から平成10年3月までの間、4回にわたり東電設計㈱の村田孝久氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

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

この報告書が、本計画の推進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頂いた関係者各位に対し、心から感謝申しあげます。

平成10年3月

国際協力事業団

総裁　藤田公郎

1998年3月

国際協力事業団
総裁 藤田公郎殿

伝達状

フィリピン共和国送電施設運営管理移管計画に関する調査報告書を、ここに提出申し上げます。本報告書は日本政府関係諸官庁および貴事業団による本プロジェクトの実施計画、助言および示唆などから成り立っております。またフィリピンにおける本報告書原案に関する協議において、国家電化庁およびレイテ・サマール島の電化協同組合から表明された意見も反映させております。

本報告書はフィリピン共和国のレイテ・サマール島における国営電力会社所有の69kV送電施設の地方配電企業への移管とそれに伴う事業化計画を提示しております。本計画の実現により電力産業の効率化と生産性の向上に大きく寄与するものと存じます。

電力産業部門における競争原理の導入と経営の効率化の緊要性、フィリピン共和国全体の社会経済発展の必要性に鑑み、私どもは是非ともフィリピン共和国政府が本計画の実現を最優先課題として採り上げられるよう希望するものであります。

この機会をお借りいたしまして、貴事業団、外務省、並びに通商産業省各位のご指導ご支援に心から感謝申し上げます。また、フィリピン共和国・国家電化庁その他の関係諸機関各位から、私共の調査実施に際し戴きましたご協力ご支援に対し感謝申し上げたいと思います。

フィリピン共和国　送電
施設運営管理移管計画調査団
団長　村田孝久

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ABS	Air Breaker Switch
AC	Alternating Current
ACS	Area Control System
ADB	Asian Development Bank
ANESTA	Agency for Non-Convention Energy Systems Technology Application
BOO	Build, Own and Operate
BOT	Build, Operate and Transfer
BU	Big Utilities
CB	Circuit Breaker
CBA	Collection Bargaining agreement
CDA	Cooperative Development Authority
CIDA	Canadian International Development Agency
CNPLS	Cebu-Negros-Panay-Leyte-Samar
DC	Direct Current
D/L	Distribution Line
DENR	Department of Environment and Natural Resources
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
FOREX	Foreign Exchange Rate Adjustment Clauses
FPCA	Fuel and Purchased Power Cost Adjustment Clause
GM	general Manager
GOCC	Government-owned and Controlled Corporation
GPS	Geothermal Power Station
GWh	Giga-watt hour
IPO	Initial Public producer
IPP	Independent Power Producer
JICA	Japan International Cooperation Agency
kV	Kilovolt
kVar	Kilo-volt-ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hour
MERALCO	Manila Electric Company
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.
NTC	National Transmission Company
NU	Non-utilities
O&M	Operation and Maintenance

OECF	Overseas Economic Cooperation Fund
OJT	On the Job Training
OU	Other Utilities
PEZA	Philippine Economic Zone Authority
PD	Presidential Degree
PF	Power Factor
PHILPHOS	Philippine Phosphate Fertilizer, Inc.
PHIVIDEC	Philippine Veterans Investment Development Company
PL	Profit and Loss
PNOC	Philippine National Oil Company
PPA	Power Purchase Agreement
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PTI	Power Technologies, Inc.
PVD	Primary Voltage Discount
RCC	Regional Control Center
ROW	Right-Of-Way
S/S	Substation
SOD	System Operation Department
SPUG	Strategic Power Utilities Group
SU	Small Utilities
T/L	Transmission Line
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.
USAID	United States Agency for International Development
VAT	Value-Added Tax
VECO	Visayan Electric Company
VHF	Very High Frequency
VRC	Visayas Regional Center
WB	World Bank

最終報告書

目　次

		ページ
第1章	序論	
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の内容	1-1
1.3	フィリピン国における調査団の活動および関係者	1-2
1.4	機材の供与	1-6
1.5	ソフトウエアの準備	1-6
1.6	カウンターパート研修	1-7
1.7	セミナーの開催	1-7
第2章	フィリピン及び調査対象地域の一般情勢	
2.1	一般	2-1
2.2	人口及び労働力	2-2
2.3	経済状況	2-2
2.4	電化計画	2-4
第3章	電化協同組合の事業運営の現状	
3.1	ECsの性格	3-1
3.2	ECsの事業運営状況	3-1
3.3	労使協調	3-2
3.4	効率性の追求	3-3
3.5	需要家サービスの現状	3-5
3.6	給与及び諸手当	3-6
3.7	料金制度と料金水準の現状	3-6
3.8	集金制度	3-9
3.9	ECsの経営内容	3-9
3.10	電力需給状況	3-11
3.11	電化協同組合における過去の投資と今後の投資計画	3-14
3.12	配電線の拡張計画	3-15
3.13	ECsの経営改善	3-16
3.14	人材育成について	3-18
3.15	69kV 送電施設を運営管理する企業体の事業面について	3-19
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	4-1
4.2	ECsの赤字の要因	4-2
4.3	Leyeco Vの事例(ケーススタディー)	4-3
4.4	各ECsのAccountingの問題点	4-5
4.5	USAIDはECsのCo－Workを推進した	4-8

第5章	既存の送・変・配電設備	
5.1	設備の現状	5-1
5.2	電力系統のネットワーク協調システム	5-6
5.3	システムロス	5-8
5.4	自然条件と停電の頻度	5-10
5.5	Tongonan地熱発電所の概要	5-10
5.6	将来系統計画	5-11
5.7	技術基準	5-13
5.8	ECsの技術レベル	5-18
5.9	ECsの技術力の改善点	5-20
第6章	法制度問題	
6.1	1997年オムニバス電力産業法案	6-1
6.2	電化組合の地位	6-9
6.3	技術規定	6-10
6.4	環境規制	6-10
6.5	送電線の土地所有権	6-10
6.6	送電線移管に関連して発生する問題点と対応のあり方	6-10
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対象範囲	7-1
7.2	電力需要想定見直し	7-2
7.3	新料金システム(Unbundled Power Tariff)の適用	7-5
7.4	69kV送電線の資産価格	7-11
7.5	施設移管後の69kV送電線のリハビリ計画	7-15
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(複数案)	8-1
8.2	移管選択案の絞り込みと評価	8-6
8.3	69kV送電線移管実行計画案の作成	8-30
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	9-1
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	9-6
9.3	施設移管及び運営コスト	9-8
9.4	NRI長期経営計画モデルによる今後10年間の事業予測	9-14
9.5	新ECs(VIII地区11社協同組合の合算である)の事業計画	9-17
第10章	結論と勧告	
10.1	結論	10-1
10.2	勧告	10-4

付 録

		Page
Appendix 3.7	NPC Wholesale rate formula	AP-1
Appendix 3.9	Evaluation method for categorization	AP-4
Appendix 3.10	Power Demand Forecast in Reasion VIII prepared by NEA	AP-7
Appendix 3.12.1-1	Expansion Plan of Total Distribution Lines (km) of 13.2kV and 240 V in each ECs	AP-30
Appendix 3.12.1-2	Expansion Plan of 13.2kV/240V Distribution Transformer (kVA) in each ECs	AP-31
Appendix 4.4-1	Financial Analysis in Leyeco V	AP-32
Appendix 4.4-2	Trend of Fixed Assets over the Last 6 Years in Leyeco V	AP-34
Appendix 4.4-3	Financial Analysis in Leyeco IV	AP-36
Appendix 4.4-4	Financial Analysis in Soleco	AP-38
Appendix 4.4-5	Financial Analysis in Biteco	AP-40
Appendix 4.4-6	Financial Analysis in Esamelco	AP-43
Figure 5.1.1-1	Transmission System in Leyte and Samar Islands	AP-45
Figure 5.1.1-2	Single Line Diagram in Leyte and Samar Islands	AP-46
Appendix 5.1.1-1	Branch Existing Data for Leyte-Samar Grid	AP-47
Figure 5.1.2-1	Secondary side Single Line Diagram of Isabel 138/69kV Substation	AP-48
Figure 5.1.2-2	Single Line Diagram of Wright 138/69kV Substation	AP-49
Appendix 5.1.2-1	Outline of 69/13.2kV Substation Data	AP-50
Appendix 5.1.2-3	Representative Single Line Diagram of 69/13.2kV Substation	AP-51
Appendix 5.1.3-1	Existing Distribution Line Data in each ECs	AP-52
Figure 5.2.2-1	Telecommunications Networks in Visayas Area	AP-55
Figure 5.2.3-1	Calculation Result of Power Flow in Leyte-Samar Area	AP-56
Appendix 5.3-1	Power System Loss (%) of Distribution System in each ECs	AP-57
Appendix 5.4-1	Power Outage (hours) in each ECs	AP-58
Appendix 5.4-2	Power Outage (frequency) in each ECs	AP-58
Figure 5.6.1-1	Power system Development Map in Visayas Grids	AP-59
Appendix 5.9-1	Bracing and base reinforcing work	AP-60
Appendix 5.9.2	送電線の巡視項目	AP-63
Appendix 5.9.3	69kV 送電線の安全対策	AP-64

Appendix 8.2-1	事業面からの評価	AP-67
Appendix 8.2-2	設備・技術面での評価	AP-74
Appendix 9.1	Basic Data for 69kV T/L Appraisal	AP-79
Appendix 9.3	69kV 送電線施設運営(D)ケース4 － 借入によるケース(2割値引き)	
	サウンド・バリュー価格の2割引きで購入した場合	AP-98
Appendix 9.4-1	経営計画 ECs VIII Prototype	AP-99
Appendix 9.4-2	経営計画 ECs VIII Sound Value － Case Borrowing －	AP-108
Appendix 9.4-3	経営計画 Leyeco V Prototype	AP-117
Appendix 9.4-4	経営計画 Leyeco V Sound Value	AP-126

第1章

序論

第1章　序論

1.1 調査の背景

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。

そのひとつとして、議会において審議中の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。

この法案の成立によって、国営電力公社(NPC)、国家電化庁（NEA）を含めた関係省庁の改革と権限の見直し、および電化協同組合(ECs)の統廃合を含めた組織の再編が開始されることになる。

また、フィリピン政府は年率約 10%で急増する電力需要に対処する電力供給設備の拡張に必要な資金の不足に対応するため、独立発電事業者（IPP）による外貨導入を電源開発政策の重要な柱として位置づけている。

このような一連の動きのなかで、NPC はその所有する 69kV 送電線、変電所および関連設備の運営管理を配電設備の保守・運営を担当している各地方の ECs ならびに民間配電会社等に移管することを計画している。

これに基づいて NEA は電力供給の効率を高めるため、東ビザヤス地域（レイテ・サマール島）を対象とした適正な移管計画作成のためのフィージビリティ・スタディ（F/S）調査の実施を 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。この要請を受けて 1995 年 10 月に国際協力事業団（JICA）は、プロジェクト選定確認調査を実施し、現地調査および関係機関との協議を通じ、調査範囲の確認ならびにフィリピン側の関係機関とのコンセンサスの確認を行った。

この結果、JICA は F/S の調査実施の意義を認め、1996 年 2 月に本件予備調査、1996 年 7 月に事前調査を実施し、1996 年 7 月 29 日に JICA 事前調査団と NEA は「フィリピン国送電施設運営管理移管計画調査」に係わる Scope of Work (S/W)および Minutes of Meeting (M/M)の合意に至ったものである。

これに基づき、日本国政府は、本計画について本格調査の実施を決定し、これを JICA に委託した。

1.2 調査の内容

1.2.1 調査の目的

本調査の目的は、NPC 所管の 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。

1.2.2 調査の範囲

(1)調査の対象地域は、レイテ・サマール島のリージョンVIII管内の11地方電化協同組合(ECs)とする。

(2)調査目標年を2005年とする。

1.2.3 調査項目

本調査は、フェイズ1、フェイズ2の2段階に分けて行う。

(1)フェイズ1：既存データ、情報のレビューおよび現状分析

NPCの69kV送電施設およびECsの変電、配電施設および事業内容に関する諸資料の調査分析を行い、現状の把握を行うとともに「フェイズ2」に対する基礎資料を作成する。

(2)フェイズ2：69kV送電施設の移管プログラムの作成

事業面、技術面、財務面、法律面からの各種実施計画案を作成、評価の後、最適案を作成する。

1.3 フィリピン国における調査団の活動および関係者

1.3.1 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。

- 第1次現地調査：1997年1月15日～2月28日

  インセプションレポートの提出、説明・協議

  一般情報の収集

  ECsの現状調査

  既存の送・変・配電設備の調査

  既存69kV施設の現状調査

  NPCとECsの技術基準の調査

  第1回ステアリング・コミッティーの開催

- 第2次現地調査：1997年7月2日～1997年8月15日

  プログレスレポートの提出・説明・協議

  69kV送電施設移管選択案（複数案）の説明・協議ならびに決定

  第1回セミナーの開催

  第2回ステアリング・コミッティーの開催

- 第3次現地調査：1997年10月1日～同月30日

  インテリムレポートの提出・説明・協議

  第2回セミナーの開催

  第3回ステアリング・コミッティーの開催

- 第4次現地調査：1998年1月19日～同年1月30日

  ドラフト・ファイナルレポートの提出・説明・協議

  第3回セミナーの開催

1.3.2 関係者リスト

本調査に参加したNEA、DOE、NPC、ECsおよび関係機関の関係者、ならびにJICA調査団団員は下記のとおりである。

- NEA (National Electrification Administration)

Teodorico P. Sanchez	Administrator
Leonardo R. Olano	Deputy Administrator for Technical Services
Thelma C. Aguila	Deputy Administrator for Finance
Edgardo Bangit	Director for Foreign Assisted Projects Office
Edgardo R. Piamonte	Director of Engineering
Victoria B. Lopez	Director of Loan Department
Yolanda M. Manund	Director of National Electrification Commission Technical Staff
Nelia Irorita	Director for Planning
Cynthia P. Rivera	Manager of Accounting Division
Alicia F. Mercado	Manager of Cooperatives Operation Department

Salome D. Soriano	Manager of Planing & Project Development Div.
Judith Alferez	Personnel Division Manager
Eduardo C. Abulencia	Principal Engr.
Eduardo P. Gonzales	Principal Engr.
Raul M. Laig	World Bank Project Coordinator
Nonna G. Macatangay	Cooperative Operations Deoartment
Thomas L. Villaflor	Computer Specialist, FAPO
Domingo S. Santiago,Jr	Regional Technical Manager, Region X

- DOE (Department of Energy)

Cyril C. del Callar, Esq.	Under Secretary

- NPC (National Power Corporation)

Manuel F. Delarmente	Manager, Vismin Planning Department
	Corporate Planning Group
Maria Garcia	Vismin Transmission Planing Group
Rosario N. Valderama	Manager, Property Accounting Division
Edgardo M. Orencia	Manager, Tariff Division, Office of the President
Herbert S. Ramos	Section Chief, Tariff Division
Alberto B. Reyes III	Corplan Specialist
	Electricity Tariff Division
Venice C. Abad	Division Manager, Financial Strategic Planing Div.
German C. Saldon	Division Manager
	Electrical Planning & Development Div.
Prime B. Negranza	Senior Engineer, Engineering Department
Cordell U. Rosario	Vice President, VRC(Visayas Regional Center)
Jules S. Alcantara	Manager, PTG, VRC
Lino T. Buenaflor, Jr	Regional Head, Visayas Engineering Services, VRC
Jose M. Bantilan	Division Manager A (Finance), VRC
Aristides A. Tonacao	Area Manager, Eastern Visayas Area
R. E. Vitor	Sub-area Manager, Leyte Sub-area
Rodolfo D. Daganzu	Samar Sub Area
Bong F. Samonte	Technical Staff
	Privatization & Restructuring External Office

- NEDA (National Economic and Development Authority)

Jose S. Montero	Chief, Power and Electrification Division,

	Head Quarter
Christina Santiago	Senior Economic Development Specialist, Head Quarter
Buenaventura C. Go-Soco, JR	Regional Director, Palo, Leyte

- Dorelco/Leyeco I

Roy F. Merro	General Manager
Uldarico C. Quintana	Finance Chief
Evelina R. Openiano	Chief Engr. Department

- Leyeco II

Juliet V. Bretencio	General Manager
Nilo C. Nobneuas	

- Leyeco III

Engr. Edmundo C. Sumayod	General Manager
Eriberio C. Astorga	Finance Manager
Esteban L. Manlapas	Engr. Department Manager

- Leyeco IV

Cruzito P. Payapaya	General Manager
Serafin A. Cavero	Technical Staff Department Manager

- Leyeco V

Jovenal R. Alesna	General Manager
MA. Rosa S. Almanzor	Finance Chief

- Soleco

Ernesto T. Lamoste	General Manager

- Bileco

Paguito Y. Meracap	General Manager

- Samelco I

Oscar L. Pueblos	General Manager
Editha G. Biliran	Acting Finance Manager
Leo D. Nicolasora	Chief Engineer

- Samelco II

Ponciano R. Rosales	General Manager
Levia T. Vao	Finance Manager
Gervacio C. Chavez, JR.	Chief Engineer

- Norsamelco

Ricardo P. Largo	General Manager
Henry C. Banjawan	Engn. Staff Department Manager

- Esamelco

  Engr. Nero T. Aberia, JR　General Manager

  Pancho T. Afable　Technical Staff Department Manager

- Moresco I

  Engr. Melvyn D. Eballe　General Manager

- USAID (United States Agency for International Development)

  John D. Kerr, PE　Energy Program Coordinator
  Energy Division Office of Environment

  Cynthia A. Lowry, Ph.D.　Energy Program Manager

- CIDA (Canadian International Development Agency)

  David E. Hepburn, P. Eng. Project Manager, 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

1.4 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。

1.5 ソフトウエアの準備

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[1]のソフトを提供した。本ソフトウエアの使用にあたっては、調査団団員が使用方法を含めて、企業分析ノウハウ

---

[1] このモデルは、今後５カ年の事業収支、資金繰状況の把握、貸借対照表、経営指標等を把握できる。

等の技術移転を図った。

また、調査団は、ECs の配電線技術ロス低減を図るための一助となるよう東電設計㈱が所有する配電線ロス計算ソフトも提供した。

1.6 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下記のとおり実施した。

氏名：Eduardo C. Abulencia

期間：自　1997 年 11 月 4 日（30 日間）

　　至　1997 年 12 月 3 日

1.7 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、69kV 送電線の移管実行計画について発表した。

第２章

フィリピン及び調査対象地域の一般情勢

第2章　フィリピン及び調査対象地域の一般情勢

2.1　一般

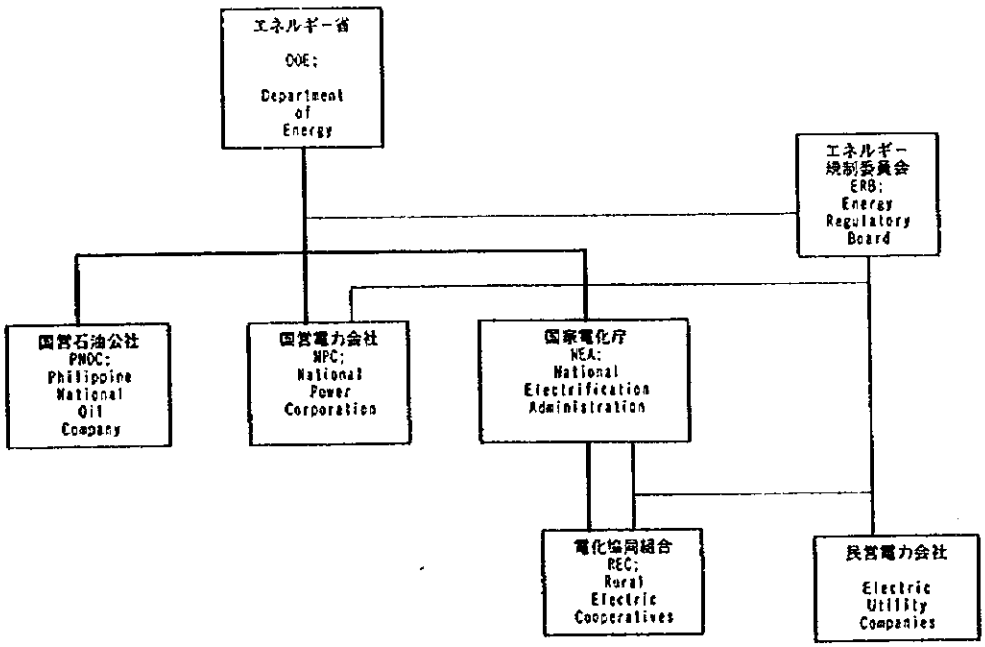
2.1.1 地理的状況及び調査対象地域

フィリピン国は、東経約116度から約126.5度、北緯4.4度から北緯21.4度に位置し、大小7,100以上の島々からなる国である。主な島として、ルソン、ミンダナオ、ネグロス、パナイ、ミンドロ、レイテ、サマール、セブ、ボホールがあるが、これらの11の島々が全国土面積:299,404km²の約96%を占めている。

一方、調査対象地域の東ビサヤ地区のレイテ・サマールは、同国の中程、東経約124度から約126度、北緯約10度から北緯約13度に位置し、6の州、3の都市、140の自治体と4,390のバランガイ[1]からなり、同地域の中心都市は、タクロバンである。また、面積は21,563km²である。

2.1.2 政府組織及び行政区分

立憲共和制をとり、大統領は国民の直接選挙により選出され、任期は6年(再選禁止、副大統領は、任期6年三選禁止)。 立法府たる議会は、上・下院で構成。上院は任期6年で定員24名、下院は任期3年で定員250名。1996年末現在、22の省があり、このうち、電力セクターの組織は、次のようになっている。



[1] バランガイ：最小の行政単位としての集落。

調査対象地域の州は、レイテにはレイテ州、南レイテ州、ビリラン州の 3 州があり、サマールにはサマール州、東サマール州、北サマール州の 3 州がある。従って、東ビサヤ地区は 6 州及び州知事が存在する。

2.1.3 会計年度

フィリピンの会計年度は、1 月 1 日から 12 月 31 日までである。

本調査で使用する会計年度は、特記しない限り、暦年と同じである。

2.2 人口及び労働力(Table 2.2-1 参照)

2.2.1 人口

フィリピンの人口は、1995 年の人口統計によると、約 68,620 千人で、1986 年から 1995 年の 9 年間の年平均伸び率 2.28%である。人種的には、マレイ系が主体、他に中国系、スペイン系及びこれらとの混血や少数民族等がいる。

対象地域の人口は、1990 年で 3,050 千人、1996 年推計で、3,430 千人と推定される。このうち、男性約 1,750 千人、女性約 1,680 千人である。

これらから、人口密度は、フィリピン国全体で 232 人/km^2、対象地域のレイテ・サマールで 159 人/km^2 と推計できる。

2.2.1 労働力

フィリピン国全体での失業率は、1986 年の 11.8%から 1996 年の 8.6%へ減少してきている。

対象地域では、1996 年現在、15 歳以上の人口が 2,303 千人、労働可能者就業率は 71.0%で、1,635 千人である。合計就業平均数は、1,497 千人で、このうち、59.4%が農業、9.5%が工業及び、残りの 31.1%はサービス業に従事している。

2.3 経済状況

2.3.1 一般経済動向

1994 年以降、本格的な成長へ向い始めたフィリピン経済は、1996 年も輸出と固定資本形成に支えられ好調で、1995 年の 4.8%を上回る 5.7%の成長を達成した。なかでも商品輸出は、1995 年の 29%増よりはベースダウンしたものの、18%前後と高い伸びを記録した。

品目別にみると、1995年の干ばつや大型台風の影響でココナツ・オイルが急減、主要輸出品である衣類の増加率も横ばいとなったが、半導体、ICなどの電子部品が急増、輸出増加に寄与した。仕向け国別では、それぞれ輸出総額の20～30%強のシェアを占める米国や日本向けが急増したことに加え、シンガポール、イギリス向けも好調であった。

輸入も、輸出と同様に堅調で30%近い伸びを示し、輸出の伸びを大幅に上回った。特に、外資系企業の進出に伴い、通信・電気機器や機械類などの資本財の輸入が30～40%と急増した結果、貿易赤字は130億米ドル程度に拡大した。

為替動向に目を転じると、上半期は1ドル=26.2ペソ前後で安定的に推移し、下半期にはややペソ安傾向がみられた。1996年の通年では26.2ペソとなった。

1996年の消費者物価は、1995年の8.1%よりも若干高い8.4%にとどまった。また最新の1997年1月の物価上昇率は、国家統計局の発表によると昨年同月に記録した11.2%を大幅に下回り5%という低水準を記録している。

2.3.2 国内総生産(GDP)

1982年から1995年までのフィリピン国全体のGDPと東ビサヤ地区(Region VIII)のGRDPをTable 2.3-1に示す。これによると、フィリピン全体のGDP年平均伸び率は1.9%弱、東ビサヤ地区は1.6%である。

2.3.3 1997年の経済の現況

1997年のフィリピン経済は、1996年と同様に好調な輸出と固定資本形成を軸に、堅調な個人消費も加わり、1996年を0.6ポイント下回る5.1%の成長となる見通しである。

消費者物価は、石油業自由化による石油製品の値上げが予想され、年間では7%前後を記録する見通しである。1997年も前年同様、インフレ抑制が極めて重要な政策課題となっている。

外資導入は、特に、APEC非公式首脳会議が開催されたスービックに対する内外の注目度が高まり、投資が急増すると予想される。また、1996年に政府が「モロ民族解放戦線」と和解したことで、拠点であるミンダナオ島が投資先として注目されると思われる。ラモス大統領はミンダナオへの投資を最優先課題とており、1997年度の予算を同地方に重点的に配分する方針を明らかにしている。

2.3.4 レイテ・サマール両島における経済動向

レイテ・サマール両島の属する東部ビサヤ地域における地域別国内総生産は、1996年の

マニラ首都圏が7,200億ペソと約33%を占めるのに比べて、東部ビサヤ地域は577億ペソと、全体のわずか2.6%を占めるにすぎない。レイテ島イザベラには、特別輸出加工区があり、銅精錬（PASAR）、肥料（PHILPHOS）工場がある。一方、サマール島はレイテ島に比べ総生産高は約 1/2 と低く、政府の最貧地域に指定され、潜在的な観光資源、銅・ウランなどの鉱物資源に恵まれているものの、交通アクセス・インフラの未発達のために投資家の意欲を刺激することがないため、依然として低開発地域に属している。

政府が毎年補助金を与えて、島民の生活を支えているのが実情である。将来動向を見ても、このレイテ・サマール両島の属する東部ビサヤ地区は 1 人当り地域別国内総生産が1991年以降1994年までに3.5%、-1.0%、-3.0%と次第に低下しつつある。（実質価格） しかしながら、成長見込みのある産業が生れてこないことと考え併せ、また、両島の人口が毎年5千名程度ではあるが、伸びていることを考慮にいれると、この両島の1人当り所得の平均2,000～3,000ペソ／月といわれる水準が今後向上するとは思われない。

また、失業率については、政府統計局の数字がある。全国大における数字としては、Table 2.2-1にあるように、1995年9.5%、1996年8.6%である。これはもちろん顕在的失業者の数字であるが、レイテ・サマール両島のような農漁村を主体とする地域においては、失業者の数は潜在化し、その実体を正確に把握するのはむずかしい。なお、インタビュー等による島民の話では約40%の失業者がいると云われている。

2.4 電化計画

各ECは、主としてNPCから電力供給を受け、電化を推進している。従って、ここでは政府が薦めている電化計画とその現状について述べることにしたい。

(1) 電化の基本的考え方〔NEA地方電化計画（1996－2025）〕

ラモス大統領提唱の「フィリピン 2000」を意識し、それに従って経済発展と電化とは密接に関連すると考え、政府による地方電化促進のため1969年にNEAを設置した。ついで電化組合を設立、現在119組合、その投資・運営にNEAが融資し、過去20年間にわたり地方電化推進をしてきた。その結果、産業の地方分散（原料、低賃金労働力のある地方へ）、雇用（地方雇用増）、農業（灌漑用水で多毛作）、健康（照明と医療機器の利用）、教育（教室の照明で2部授業、集会場にも）、治安（犯罪や猛獣被害低減）観光促進、人口増抑制、その他（国の社会・政治に加わる一体感）の成果が得られた。

1996～2025年までの電化計画の概要は次の通りである。

政　　策：2018に100%電化、配電会社の効率向上

目　　標：需要家にとって適正な価格で電力供給の質を確保。
飛び地も電化、これにより地域の発展を図る。
自立成長可能な配電システムの確立。

戦　　略：政府補助、コスト回収可能料金、バランガイ（字、集落）電力組合の組織化、ロス低減。

具体目標：1996－2025

全市町村（Municipalities）　1996年電化達成

集　　落（Barangays）　2010年電化達成

全需要家（Potential customer）　2018年電化達成

(2) 最近の電化状況

NEAの発表によると、1997年の地方電化は4.38（百万）世帯に達している。この数字は政府が薦めている潜在需要家7.36（百万）世帯に対して単に60%を示すにすぎない。予算の制約もあって、1991年から1996年までは年平均で約0.20（百万）世帯の伸びにとどまっている。それでもこの数字は1986年から1990年までの年平均約0.09（百万）世帯に比べてみると著しい向上を示している。

現在、2000年までに政府はECsの供給区域内で5.14（百万）世帯まで電化する計画を持っている。

市町村（Municipalities）単位では、75市町村が政府の電化政策に沿って新たに電化され、市町村の電化は完了した。1997年10月時点では43の集落が新たに電化され、電化された集落は24,557に達した。

Table 2.2 - 1 General Information

Year	Population (mil.)	Growth Rate (%)	Ann. Ave. Family Income (Peso)	Ann. Ave. Family Expenditure (Peso)	Unemployment Rate (%)
1986	56.00	2.44	31,238	27,026	11.8
1987	57.36	2.43	32,175	27,837	11.2
1988	58.72	2.37	40,408	32,521	9.6
1989	60.09	2.33	45,338	36,489	9.2
1990	60.73	1.07	51,776	41,670	8.3
1991	62.87	3.52	65,186	51,991	10.5
1992	64.26	2.21	70,988	56,618	9.8
1993	65.65	2.16	76,383	60,921	9.3
1994	67.04	2.12	83,161	67,661	9.5
1995	68.62	2.36	89,897	73,142	9.5
1996	69.80	1.72	97,448	79,285	8.6

Source: National Statistical Coordination Board, National Statistics, Labor Force Survey, Family Income & Expenditure Survey, National Demographic Survey
Data for 1990 and 1995 are actual data taken from the Census of Population and Housing.
Data for in-between years are projections.

Table 2.3 - 1 GDP (Whole country) and GRDP (Region VIII)

Year	GDP		GRDP	
	at current prices (in mil. Peso)	at constant 1985 prices (in mil. Peso)	at current prices (in mil. Peso)	at constant 1985 prices (in mil. Peso)
1982	317,179	653,469	7,996	16,136
1983	369,078	665,718	9,511	16,624
1984	524,482	616,963	15,250	17,548
1985	571,884	571,884	16,218	16,218
1986	608,888	591,423	16,309	16,057
1987	682,765	616,926	18,139	16,175
1988	799,183	658,583	21,586	17,297
1989	925,444	699,449	24,640	17,373
1990	1,077,237	720,691	28,269	17,322
1991	1,248,011	716,523	32,057	17,396
1992	1,351,559	718,942	34,681	17,088
1993	1,474,457	734,156	38,354	17,851
1994	1,693,278	766,451	43,644	18,387
1995	1,906,431	803,450	50,106	19,374
1996	2,196,595	848,451	57,708	20,081

Source: National Statistical Coordination Board

第３章

電化協同組合の事業運営の現状

第3章 電化協同組合の事業運営の現状

3.1 ECsの性格

電化協同組合（ECs: Electric Cooperatives）は法的に地域独占を許された地域に配電するメンバー制の非株式、非営利の協同組合として組織された。すべての世帯、企業はこのフランチャイズの管轄区域内において、それぞれのECのメンバー需要家になることができる。そして、メンバー需要家はECsへの出資金として法定の5ペソを払って組合員となることができる。

レイテ・サマール両島には、このようなECsが11（レイテ地区7，サマール地区4）あり、それぞれのフランチャイズにおいて需要家への電力の供給事業を行っている。

3.2 ECsの事業運営状況

3.2.1 経営の意志決定機関

各ECにおける経営の最終決定機関は、Boardである。このBoardのメンバーは、各ECによって多少人員の変動があるが、LeyecoⅡの5名からDorelcoの11名までと平均約8名の構成となっている。

As of Dec. 1997

EC	ディレクター数
Dorelco	11
LeyecoⅡ	5
LeyecoⅢ	8
LeyecoⅣ	6
LeyecoⅤ	8
Soleco	8
Bileco	7
SamelcoⅠ	6
SamelcoⅡ	7
Norsamelco	9
Esamelco	8
Total	83

Source: NEA regional Office in Tacloban

これらのBoardのメンバーは、いわば名誉職であって、それぞれの市町村の地区代表として選出されており、市町村の副代表格の人達が多い。また職業は雑多で、医師・技師・法律家など、それぞれの職業のバックグラウンドを持っている。会合は平均月2回開かれ、会長の任期は原則1年となっている。

3.2.2 業務執行機関

実際の日常の業務の執行は、GM（ゼネラルマネージャー）を最高の決定者として実施されている。なお、GMの選出は各EC自身が行い、NEAが承認するシステムによって行われている。

ECの組織は、大別するといずれのECにおいてもインスティテュート部門、ファイナンス部門、テクニカル部門で構成されている。

インスティテュート部門では、主として総務・人事・労務の各業務を分担し、ファイナンス部門では出納・資金・料金業務を、テクニカル部門は配電線、変電所の保守・改良・修繕並びに資材業務を担当している。このほか内部監査人が1名雇用されている。

3.2.3 事業経営

各ECでは毎月、下記の経営指標を分析し、経営状況のチェックと日常の事業運営に役立てている。

(1) 費用別予算管理、差異分析
(2) 販売電力量、収入管理
(3) 資産管理
(4) デマンド管理、kWh単価
(5) システムロス
(6) 資金の流れ（キャッシュフロー）の管理
(7) 諸統計(総配電線長、設置変圧器容量、総需要家数、従業員数、解約需要家数、支払給料総額など)

3.3 労使協調

レイテ・サマールのECにおいてはSamelco Iを除いて労働組合の活動が活発である。とりわけLeyecoⅡ、Ⅲ、Ⅴは最も過激である。 各ECの組合のうちLeyeco Ⅱ、Leyeco Ⅴ、Samelco Ⅰ、 SamelcoⅡでは、いずれも監理者クラスと一般従業員（Rank & File）の2つの労働組合が存在している。Dorelcoは3つの労働組合が存在している。他は1労働組合である。なお、労組労使の争点としては賃上げが主だが、CBA（Collection Bargaining Agreement; 集金業務協定）に関する争議も多い。訪問時のLeyecoⅢの争議もこのCBAに関するストであった。LeyecoⅤでは、1995年に22日に亘る長期間のストライキが続いた記録がある。

なお、労働組合の上部機関としての連合体は現時点では存在していない。

3.4 効率性の追求

3.4.1 従業員の現状と一人あたりの需要家数

1996年現在、1995年及び1996年の東ビサヤ地区の電化協同組合(ECs)における需要家数と従業員数、従業員1人当りの需要家数、従業員1人当りの全国平均の需要家数170との差は、下表のとおりである。

レイテ地区のすべてのECsは、従業員1人あたりの全国平均需要家数170を上回っており、従業員の有効活用の点で優れているが、サマール地区では各ECの管轄区域が広大なため需要家数に対する従業員数が多く、いずれのECsも170を下回っており、人材の有効活用の点で劣っている。

Nos. of consumer per one staff of EC in RegionⅧ

YEAR	1995				1996			
EC	Nos. of consumer	Nos. of staff	Nos. of consumer per one staff	Difference of nation average figure	Nos. of consumer	Nos. of staff	Nos. of consumer per one staff	difference of nation average figure
	a	b	a/b	170*1	A	B	A/B	170*1
Dorelco	29,754	96	310	140	32,401	96	338	168
LeyecoⅡ	28,262	165	171	1	28,893	165	175	5
LeyecoⅢ	13,713	68	202	32	13,776	68	203	33
LeyecoⅣ	22,874	100	229	59	25,660	100	257	87
LeyecoⅤ	41,267	187	221	51	41,334	187	221	51
Soleco	27,998	128	219	49	28,632	128	224	54
Bileco	9,317	51	183	13	8,985	51	176	6
SamelcoⅠ	17,868	115	155	-15	18,928	115	165	-5
SamelcoⅡ	20,496	125	164	-6	21,195	125	170	0
Norsamelco	14,797	110	135	-35	15,053	110	137	-33
Esamelco	13,330	114	117	-53	13,987	114	123	-47
Total	239,676	1,259	190	20	248,844	1,259	198	28

Source : NEA Chronicle 1993-1995
NEA Financial Statement, Dec 1996
NEA Regional Office in Tacloban on July, 1997.
*1 The figure of 170 is the average of the total ECs in nation.

監督官庁のNEAの話では、各地域の事情により投資効率が良い地域もあれば、そうでないところも有り、かつ、電化推進が国の政策であるため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から、フィリピン全国のECsにおける適正従業員数の指導も強制もおこなってはいないとのことである。

3.4.2 ノンパワーコスト（Non power cost）の低減

EC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。このうちパ

ワーコストである NPC からの電力購入による支出が全支出の約 70%強を占めている。ノンパワーコストには人件費が大きな部分を占めているが、このほか、配電線設備の保守運用費、需要家対応費、一般管理費等がある。システムロスを低減し、NPC からの電力購入費を低減するのは勿論であるが、そればかりでなくノンパワーコストの低減も重要となる。それらパワーコストとノンパワーコストの割合を下記に示す。

As of Dec. 1996

	パワーコスト (%)	ノンパワーコスト (%)
Leyeco I	66.9	33.1
Leyeco II	81.2	18.8
Leyeco III	60.0	40.0
Leyeco IV	68.2	31.8
Leyeco V	79.3	20.7
Soleco	69.3	30.7
Bileco	67.2	32.8
Samelco I	66.8	33.2
Samelco II	70.8	29.2
Norsamelco	69.9	30.1
Esamelco	65.0	35.0

Source: NEA regional Office in Tacloban

3.4.3 システムロスの低減

1996 年 12 月現在の各 EC のシステムロスは以下の通りである。システムロスは設備の非効率性に起因するテクニカルロスと盗電（Pilferage）などのノンテクニカルロスとに分けられる。

As of Dec. '96

	システムロス(%)
Leyeco I	22
Leyeco II	18
Leyeco III	17
Leyeco IV	16
Leyeco V	13
Bileco	22
Soleco	19
Samelco I	10
Samelco II	16
Norsamelco	17
Esamelco	20

Source: 11EC からのインタビューより

11ECs の 1996 年の平均ロス率は 17.3%である。

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、事業運営にとって重要な課題である。

仮に、11ECs 全体で 1%のロス低減ができれば、販売電力量×1%×料金単価、すなわち 216,565MWh（1996 年実績）×0.01×3.98（ペソ／kWh）＝8,619,287 ペソの増収となり、経営の改善に寄与することになる。

3.4.4 集金効率の向上

集金には、不良債権の発生、不正取引等の要因により 100%に到達するのにはなかなか難しい。そこで NEA では各 EC ごとに目標値を定めて管理している。すなわち、LeyecoⅣの 100%から Norsamelco の 93%までと各 EC の地域実態に合わせてきめ細かく目標値を設定している。

レイテ・サマール地区では公共料金の振込、振替に金融機関を利用することが少ない。すなわち、タクロバンをエリア内に持つLeyeco IIの約20%からサマール島の僻地をエリアに持つNorsamelco の約5%まで極端に少ない。わが国の約90%という振替、振替率と比較することには事情が異なり無理があるが、1960年代にはわずか 40～50%であったのがキャッシュレス化の波に乗り、次第に伸びていった経緯がある。このために集金業務は著しく軽減化された。

集金効率を上げるには集金員に対する教育や訓練が基本であるが、EC職員全員の意識向上が肝要であり、集金員の処遇改善も重要になってくる。

例えば、集金効率を上げるため、Bilecoでは 1 エンジニアを派遣し、仮営業所を開設している。また、Esamelcoでは早収納金に対するインセンティブを出しているなどの事例がある。

3.5 需要家サービスの現状

電力供給事業は、社会的責務を伴う公共性とともに、お客様サービスが重要であることはもちろんである。このような観点から、レイテ・サマール島の各 EC を調査したところ、

① タクロバン市街の LeyecoⅡは唯一の例外であったが、各 EC の建物がいずれも市街地を遠くはずれ、変電所に隣接して立地されていた。 変電所の管理と土地があることなどから事務所を建設し、料金徴収を行っているのである。 お客様はバスに乗って料金支払、電気相談に来社しなければならない。お客様サービスの点から、いづれは改善され、負荷の集中している町の中心部に事務所を移転することが望ましい。

② EC は安い組合費を支払い、電力供給を受けるために設立された組合であるため、売り上げを増やしたり、支出を抑えたりあるいは設備稼働率を改善して、電気料金を引き下げようとする意識が希薄であると見られた。

3.6 給与及び諸手当

各 EC 職員の月平均給与は次の通りである。

Unit; Peso,As of Dec. 1996

Basic salary / ECs	Technical	Non-technical	Total staff
Dorelco	7,906	6,932	7,297
Leyeco II	7,900	7,400	7,552
Leyeco III	3,971	3,763	3,813
LeyecoIV	5,698	6,274	6,044
Leyeco V	8,613	5,961	6,982
Soleco	5,563	5,633	5,601
Bileco	5,968	6,045	6,018
Samelco I	6,452	6,207	6,311
Samelco II	6,859	7,164	7,008
Esamelco	5,879	5,510	5,667
Norsamelco	4,579	4,692	4,644
平均	6,554	6,109	6,270

Source: NEA Regional Office in Tavloban

このほか、代表的な諸手当の例として次の手当が支給されている。

生活手当（Cost of living allowance・cola）	1,000 ペソ/月
食糧手当（Rice allowance）	1,200 ペソ/月
被服手当（Cloth allowance）	2,500 ペソ/年（約 200 ペソ/月）
医療手当（Medical allowance）	2,500 ペソ/年（約 200 ペソ/月）
育児手当（Child allowance）	30 ペソ/月・1 人（4 人まで）

これらの数値をベースにすると、11ECs 全職員の給与および諸手当の合計平均額は約 8,000 ペソ/月と推定される。

NPC 技術職員のサラリーは概ね 10,000～30,000 ペソ/月である。これと比較すると、上記の EC の職員の給与平均額は NPC 技術職員の 30%～80%である。

3.7 料金制度と料金水準の現状

3.7.1 電気料金の構成要素

現在、各 EC それぞれ個別の電気料金表を持っているが、その構成は下記のようになっている。

i. パワーコスト（Power Cost）

NPC（National Power corporation）その他から購入する電力コスト

ii. ノンパワーコスト（Non power Cost）

配電システムを保守運営し、メンテナンスするためのコスト
（人件費・オフィスに係る諸経費なども含む）

iii.システムロス（System Loss）
技術的要因及び非技術的要因（盗電--Pilferage）によって最終需要家にまで送電される途中に生じるコスト

iv.割賦弁済（Amortization Cost）
NEAによって容認されたローンの元金及び利息の支払コスト

v.再投資コスト（Reinvestment Cost）
配電線設備のリハビリや拡張に係わる労務費・運搬費、建設費、清掃などの一部をまかなうための資金を生み出すために設けられた費用で電力収入額の 5%未満と定められている。

EC別の電力コストの構成及び構成要素毎の単価を3.7.3 ECsの販売電気料金の項で示す。

3.7.2 NPCからの買電価格

NPCが定めている売電価格はルソン、ビサヤ、ミンダナオ等の各グリッド毎にそれぞれ料金体系が設定されている。このうちビサヤグリッドの料金は次の通りである。（1996年7月、ERBによって承認）

i. 基本料金（Basic charges）

需要家区分	デマンド料金（ペソ/kW）	電力料金（ペソ/kWh）
小規模電力事業者（SU）	26.31	1.8739
その他電力事業者（OU）	120.03	1.6676
ビサヤ電力会社（VECO）	280.44	1.3723
産業需要家(NU)	258.13	1.5644
レイテ地区産業需要家	284.44	1.2301

Note: SUはSmall utilities（EC）、OUはOther utilities（EC）、NUはNon-utilitiesである。
レイテ地区産業需要家とはNPCから直接供給されているレイテ地区の産業需要家である。
Source: NPC Head Quareter

なお、小規模電力事業者にはLeyecoⅢ、Soleco、Samelco Ⅰ、Norsamelco、Esamelco、およびBilecoの各ECが該当する。ビサヤ電力会社（VECO）は、NPCの需要家区分のなかでは、50MW以上の最大デマンドを有しているため、Big utilities（BU）[1]の区分に入り、SU ・ OU にくらべてデマンド料金単価は割高だが、電力量料金単価は割安に設定されている。

[1] Big utilitiesとは、NPCの需要家区分のなかで、最大デマンドが50MW以上の電気事業者を意味しており、ビザヤグリッドではビザヤ電力会社(VECO)がこれに該当する。

ii. 調整条項（Cost adjustment clause）

基本料金に加えて、次の調整条項に基づく費用が加算される。

a.燃料購入調整条項（FPCA）

購入電力に含まれる燃料費の変動を補填するための自動調整条項。

b.外国為替調整条項（FOREX）

US ドル、日本円、その他の通貨に対するペソの為替レートの変動によって発生する負債支払(FOREX Ⅰ)と関連する運用費用(FOREX Ⅱ)を内容とする調整事項。

i 及び ii 項より、現状の NPC の卸電気料金計算方法を、付録 Appendix 3.7 に示す。

iii.一次電圧割引; Primary Voltage Discount

送電電圧によって割引率が、以下の様に設定されている。

69kV 以下	0%
69kV	2.5%
115～138kV	3%
230kV 以上	3.5%

3.7.3 ECs の販売電気料金

上記の NPC からの買電価格に加え、3.7.1 項で述べた料金構成によって各 EC は料金を計算し、需要家への料金をそれぞれ設定している。

用途別料金体系は住宅用（Residential）、商業用（Commercial）、産業用（industrial）、公共ビル用（Public Bldg.）、街路灯用（Street light）にそれぞれ分けられている。

1996 年 12 月現在における Region Ⅶにおける各 EC の構成及び構成要素毎の単価は次の通りである。

As of Dec. 1996

EC	Power rate component (Peso/kWh)					
	NPC basic cost	Allow. for system loss	Cash operation expense	Amortization cost	5% re-investment cost	Total
Dorelco	1.9735	0.5566	0.9827	0.5251	0.2103	4.2482
Leyeco Ⅱ	1.9735	0.5566	0.4132	0.3700	0.148	3.4613
Leyeco Ⅲ	1.9735	0.5566	0.9428	0.7310	0.197	4.4009
Leyeco Ⅳ	1.9735	0.5246	0.8975	0.1315	0.1708	3.6979
Leyeco Ⅴ	1.9735	0.3855	0.5999	0.1150	0.137	3.2109
Soleco	1.9735	0.5566	1.2408	0.7200	0.2120	4.7029
Bileco	1.8465	0.4616	1.1213	0.2071	0.1913	3.8278
Samelco Ⅰ	2.2645	0.3103	1.2446	0.3490	0.1970	4.3654
Samelco Ⅱ	1.9735	0.5376	0.7588	0.9330	0.1980	4.4009
Norsamelco	1.9735	0.4699	0.9426	0.8178	0.1971	4.4009
Esamelco	1.9735	0.4042	1.0030	0.2329	0.1060	3.7196

Source: EC's statistical report

3.8 集金制度

集金員と検針員の合計数は各 EC の規模によりそれぞれ異なるが、Soleco の 17 名を最高に、Norsamelco、Esamelco の 8 名が最も少ない。

集金員と検針員の数は各 EC により、それぞれ異なっている。また、6ECs において集金員と検針員が兼務している。

	集金員/検針員	集金員	検針員	合計
Dorelco		8	8	16
Leyeco II	14			14
Leyeco III		7	6	13
Leyeco IV	9			9
Leyeco V	9			9
Soleco	17			17
Samelco I	9			9
Samelco II		8	5	13
Norsamelco	8			8
Esamelco		5	3	8

Source: 各 EC からの入手資料

なお、需要家各戸にはメーターがすべてつけられており、集金員は次回の料金算定のためにメーターの数値を読取ることも業務としておこなっており、これが客と集金員との不正取引になりうる原因である。なお、4～5 年前からメーター設置の際には、デポジットとして 1,000 ペソを徴収されており、このことによりメーターの盗難や破損防止に役だっている。

なお、料金計算は、一部手計算部分は残っているものの、殆ど電算化されている。

3.9 ECs の経営内容

各 EC にはカテゴリゼーションと規模別の仕訳がされている。この仕訳別分類をしてみると、次の通りとなる。

History of categorization
Region VIII

EC	1996		1995		1994		1993	1992	1991	1990	1989	1988
	Total Point	Category	Total Point	Category	Total Point	Category	Category	Category	Category	Category	Category	Category
DORELCO	77	A	75	A	57	C	C	A	D	B	B	C
LEYECO II	86	A	75	A	41	D	D	D	D	B	B	C
LEYECO III	52	D	44	D	41	D	D	D	D	C	C	D
LEYECO IV	88	A	85	A	90	A+	A	A	A	A	A	A
LEYECO V	81	A	79	A	88	A	A	A	B	A	B	B
SOLECO	80	A	81	A	82	A	A	A	D	B	B	B
BILECO	73	B	74	B	55	C	C	B	B	A	A	A
SAMELCO I	81	A	82	A	64	C	A	B	C	B	B	B
SAMELCO II	85	A	80	A	80	A	A	A	D	C	C	C
NORSAMELCO	40	D	31	D	48	D	D	D	D	C	D	D
ESAMELCO	56	C	56	C	41	D	D	D	C	C	D	C

Source; NEA Head Quater office
; The report of JICA Preparatory & Preliminary Mission

この分類の基準は、1994 年 6 月 15 日付の NEA の通達によって定められている。カテゴリゼーションの目安となる尺度は、

① ローンの割賦弁済の支払（Amortization payment）
② システムロス（System Loss）
③ 集金効率（Collection efficiency）
④ NPC への支払（Payment to power supplier）
⑤ ノンパワーコスト（Non-power cost）

などで，これらが点数に換算されて総合的に判定されている。付録 Appendix 3.9 に、点数評価方法を示す。 点数のカテゴリー付けや評価付けは、次のようになっている。

点数	カテゴリー	評 価 結 果
90 点以上	A＋	秀
75 - 89	A	優
65 - 74	B	良
55 - 64	C	可
30 - 54	D	不可
29 点以下	E	如何なる改善も見られず

3.10 電力需給状況

3.10.1 電化の現状

(1) レイテ・サマール両島に於ける電化の現状

調査団が入手したレイテ・サマール両島における電化状況についての最新データは、1997 年第 2 四半期現在(1997 年 6 月末現在）のものである。これによると RegionⅧの各 EC の電化率は次のとおりである。

	Municipalities/Cities			Barangays			House connection		
	Potential	Actual	%	Potential	Actual	%	Potential	Actual	%
1. Dorelco	13	13	100	425	251	59	49,325	32,401	66
2. LeycoⅡ	3	3	100	68	62	91	35,592	28,893	81
3. LeycoⅢ	9	9	100	263	192	73	33,099	13,776	42
4. LeycoⅣ	6	6	100	245	197	83	43,225	25,660	59
5. LeycoⅤ	12	12	100	417	301	72	98,080	41,334	42
6. Soleco	19	19	100	479	333	70	46,000	28,632	62
7. Bileco	8	8	100	131	99	76	22,372	8,985	40
8. SamelcoⅠ	13	9	69	416	160	39	39,281	18,928	48
9. SamelcoⅡ	15	15	100	480	253	53	40,000	21,195	53
10. Norsamelco	24	17	71	570	167	28	72,365	16,804	23
11. Esamelco	23	20	87	425	107	25	60,496	13,987	23
Total	145	131	90	3,919	2,122	54	539,835	250,595	46

Source: NEA regional office in Tacloban.

まず市町村（Municipalities）では Dorelco（LeycoⅠ）、LeycoⅡ、LeycoⅢ、LeycoⅣ、LeycoⅤ、Soleco、Bileco、SamelcoⅡの 8 電化協同組合において 100%電化されている。しかしながら、SamelcoⅠ、Norsamelco、Esamelco の 3 電化協同組合で合計 14 市町村が未電化なっている。

次に集落（Barangays）を見てみると、表の通り LeycoⅡの 91%を筆頭にして、LeycoⅣ（83%）、Bileco（76%）、LeycoⅢ（73%）、LeycoⅤ（72%）、Soleco（70%）、Dorelco（59%）、SamelcoⅡ（53%）、SamelcoⅠ（39%）、Norsamelco（28%）、Esamelco（25%）の順となっている。このうち Norsamelco、Esamelco の 2 電化協同組合はサマール島の山岳地帯で、交通手段が未開発であり、共産ゲリラも存在していたために、集落の電化も極端に遅れている。又、電化された世帯数を見てみると、レイテ島の州都であるタクロバン（Tacloban）を供給区域に持っている LeycoⅡの 81%と最も電化住宅が多く、やはり Norsamelco（23%）、Esamelco（23%）のサマール島北部や東部の地域が最低になっている。

これら未電化の世帯では燃料源としてはマキを使用し、照明源として灯油（kerosene）、キャンドルを使っている。

3.10.2 電力需要

(1) 全国大の電力使用状況

まず、フィリピン全体の電力使用状況を見てみると、エネルギー省（DOE）発表によると各種の産業分布による電力使用量は、昨年（1996年）は36.71×10⁶MWhを記録し、1995年における33.53×10⁶MWhを約10%上回った。これはフィリピン経済の好調さを裏付ける物差しとなっている。このDOEの数字は、産業用需要が11.84×10⁶MWhと最高値を示したのに加え、全消費量の32%の割合を示したことによるところが大きい。

この中でもとくにセメント、繊維、製造業、原料加工業、組立加工業といった大口需要が6%の伸びを示したことによるところが大きい。

居住用電力部門は産業用に次いで9.15×10⁶MWhの消費を記録し、全需要の25%を占めており、1995年の8.37×10⁶MWhに比べて9%の伸びを示している。

商業需要は第三位の消費量を示しており、7.07×10⁶MWhと全体の約19%を占め、1995年に比べ675,830MWhの増加を示している。ショッピングモール、オフィスビル、レストラン、娯楽センターなどがこの消費に含まれる。

街灯、灌漑システムといった公共機関の消費は1.14×10⁶MWhである。また、送電ロスは主としてシステムの非効率性や盗電によるものであるが、これは6.14×10⁶MWhにも達している。

販売電力の面から見てみると、需要家への全販売電力量は9%増加し、29.23×10⁶MWhを記録している。このうち、マニラ電力（メラルコ）は17.8×10⁶MWhと12%増やし、これは年間全国販売電力量の61%に相当している。

電化協同組合（ECs）の総販売電力量は第二位を占めている。すなわち4.48×10⁶MWhで15%のシェアであるが、昨年の販売電力量に比べわずか1%弱の伸びにすぎない。

(2) レイテ・サマール地区における電力需要の見通し

1) NEAで発行している全国電化協同組合の年代史によると、1986年から1996年迄の11年間のRegionⅧ（東ビサヤ地区）の電力需要伸び率は、年平均で約5%の伸びであるが、現大統領のラモス氏が1990年に大統領に就任してから、即ち1991年から1996年までの6年間を見ると、年平均約12.4%の伸び率となっている。これは、海外援助資金を導入し国策の電化政策を積極的に押し進めたためと考えられる。

1996年から2007年までの12年間の電力需要実績及び予測を、Table 3.10 - 1に示す。これによると、RegionⅧ（東ビサヤ地区）の電力需要予測伸び率は、約14.1%とかなり高率である。予測データは、各ECからの予測データをNEAがチェックし、修正したものである。予測方法は、Base Sales Forecast, Add-on Sales Forecast及びExpansion

Sales Forecast の各予測を行い、これらを合計している。それぞれの予測の内容は、① Base Sales Forecast は、既存の電化されたバランガイ（フィリピン国での最小行政単位となっている村）の各需要家の電力需要予測。②Add-on Sales Forecast は、電化されたバランガイにおいて、これから電化されるであろう需要家による電力需要予測。③ Expansion Sales Forecast は、これから電化されるバランガイにおける電力需要予測である。(付録 Appendix 3.10 に各 EC 別需要予測を示す)

各 ECs における 1985 年、1991 年及び 1996 年実績値と 2007 年の予測値を別表に示す。

Unit; MWh

EC	1986	1991	1996	2007	Ave. growth rate 86-96	Ave. Growth rate 91-96	Ave. growth rate 96-2007
Dorelco	50,534	11,125	12,585	64,029	-13.0	2.5	15.9
Leyeco II	27,341	36,089	61,501	256,165	8.4	11.3	13.8
Leyeco III	3,141	3,257	7,212	31,681	8.7	17.2	14.4
Leyeco IV	3,523	6,618	12,826	25,532	13.8	14.1	6.5
Leyeco V	27,271	27,390	51,455	162,623	6.6	13.4	11.0
Soleco	4,185	7,160	13,676	33,892	12.6	13.8	8.6
Bileco	942	2,278	5,227	20,396	18.7	13.9	13.2
Samelco I	3,194	8,053	13,944	134,434	15.9	11.6	22.9
Samelco II	8,757	9,197	16,283	45,659	6.4	12.1	9.8
Norsamelco	1,122	5,127	11,140	88,702	25.8	16.8	20.8
Esamelco	1,408	4,112	10,717	58,956	22.5	21.1	16.8
Total	131,418	120,856	216,565	922,069	5.1	12.4	14.1

Actual ←——— | ———→ Forecast

Note : Data is as of December 1996

Source : 1.Rural Electrification CHRONICLE (Res. Comm. Ind. Pub. Others), 1985-1994

2.Printout data by Planning & Project Development Division, NEA H.Q. 1995-1996

Table 3.10-2 及び 3.10-3 のカテゴリー別需要予測を分析すると、1996 年末時点での、カテゴリー別では、住宅用が全需要の 52%を占め、商業用 15%、工業用 20%、その他(公共建物や街灯等)13%となっているが、2005 年においても、住宅用が全需要の 55%を占め、商業用 10%、工業用 20%、その他 15%となり、住宅用需要が若干(約 3%)増加し、商業用需要が若干減少(約 4%強)する見通しである。従って、若干の変動はあるものの、基本的に 50%強を住宅用が占め、残りを商業用 10-15%、工業用 20%、その他が 15%前後となり、一番電気料金が安価な工業用需要の全体に占める割合が変わらないため、11ECs 全体としての平均電気料金が大幅に安価になることはないと推定される。

2) 伸び率の差の要因（付録 Appendix 3.10 参照）

Samelco I の需要が大きく伸びると予測される要因としては、産業需要が月平均 73,194kWh（1996 年値）から 852,095kWh（2007 年値）にまで約 12 倍弱も増加することが大きい。これは大口産業需要家数が現在の 3 から 2007 年の 9 にまで増加することが大きな要因となっている。

次に平均年率の伸びが 20.8%の Norsamelco、16.8%の Esamelco と比較的高いのは、現在 30%未満と電化率が低く、これから電化を強力に推進することを計画しているからであると考えられる。

また、最低の伸びを示している LeyecoⅣについては住宅、商業および産業需要の伸びが極端に低いことがその原因となっている。

LeyecoⅡ、LeyecoⅤにおいては、新規の大口需要が LeyecoⅡは 1998 年、LeyecoⅤは 1997 年に新たに加わり、需要を大きく伸ばす大きな要因となっている。

3.11 電化協同組合における過去の投資と今後の投資計画

フィリピン政府の電化計画推進により、NEAを経由して各ECへ海外援助資金が融資されているが、これの返済が各ECの財務状況を圧迫している。これについては、第4章、第4.3節において検討されているので、此処では、過去の援助融資額がどのくらで、海外のどんな融資が使われていたか。また、今後の計画はどうか、について記述することとする。

3.11.1 過去の投資

1994年から1996年までの3年間における既投資は、Table 3.11-1 のとおりであるが、これによると、融資総額の約90%が電化計画に充当されており、電化が協同組合の主業務であることが解る。NEAの融資部によると、この電化計画の資金融資先は、日本の経済協力基金（OECF）、世界銀行、アジア開発銀行、の援助資金が充てられている。　ＮＥＡは、融資のフィリピン政府側窓口となり、海外から援助資金に為替調整、国内のインフレや最小の管理費を加え、ECへ貸出している。　これらの資金をECは、管理地域内の電化事業、台風・洪水・地震等の緊急対策費、事業運営上必要なコンピュータ等の事務機器や配電施設保守運用に必要となる車両購入に充てられている。　また、これが第３章、第 3.3 節に述べるように、協同組合の経営を圧迫している。

3.11.2 今後の投資/融資計画

Table 3.11-2 の1998年から2006年までの投資計画によると、① 配電線のリハビリ計画、② 配電線の拡張計画、③ 需要増加に伴う変電所新設もしくは変圧器増設計画、④ 新規

需要家への電力供給計画(電化)、⑤ 太陽光発電計画となっており、これらの投資計画に対し、調達資金計画は確定していないが、今までと同様に海外資金援助をOECF、世界銀行、アジア開発銀行等に要請してくるものと予想される。

3.12 配電線の拡張計画

各 EC の 13.2kV と 240V 配電線の拡張計画を付録 Appendix 3.12.1-1 に示す。

各 EC による配電線の拡張計画は、1997 年から 2005 年までの年間平均で最大 Norsamelco の 67.41km から最小で LeyecoⅡの 6.71km と各 EC によりばらつきがあるが、各 EC 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。

ここで上位系統と配電系統の拡張計画の関連として、次のことが考えられる。

供給変電所である 69kV 変電所の拡張計画は、今後 10 年間に各 EC とも多くても 1 箇所程度（LeyecoⅤは 3 箇所）であるため、需要が伸びて配電線が拡張されるに従って、配電系統はロスが増加し、電圧低下が心配されるなど厳しい状況になると考えられる。本来は、需要の中心地に供給変電所を建設し、電力供給を行うのが望ましい姿ではあるが、レイテ・サマールは電化推進中の地域のため、今後も配電系統の枝が伸びていくことも考慮しておく必要がある。

13.2kV/240V 配電用変圧器の拡張計画を付録 Appendix 3.12.1-2 に示す。また、データが集まった EC について 1997 年から 2005 年までの電力需要の伸びと配電用変圧器の拡張量の伸びを付録 Appendix 3.12.1-1 に示す。

1997 年から 2005 年までの電力需要の伸びに対して配電用変圧器の拡張計画について、LeyecoⅡ、Ⅴのようにエリア内に都市が存在する EC では都市部の需要の伸びが期待できることから、ユニットあたりの利用率が高くなり変圧器の拡張量も需要の伸びに比べて低いものとなっている。

また、Norsamelco については、公共ビルディングへの変圧器設置が増えることから、変圧器の利用率が上がるものと期待できる。つまり、変圧器の年平均拡張量が電力需要の年平均伸び率よりも低く抑えられている要因であると考えられる。

これに対して、LeyecoⅣ、Samelco Ⅰのように需要が分散している EC は、変圧器の拡張量が需要の伸びに比べて高く、必ずしも効率的な変圧器の配置ができない状況である。

表 3.12 - 1　需要の伸びと 13.2kV/240V 配電用変圧器の伸び

Name of EC	1996 年の電力需要	1997 から 2000 年の電力需要の年平均の伸び	1997 から 2000 年の変圧器の年平均拡張量
Leyeco Ⅱ	15.0 MW	4.46 MW	1.84 MW
Leyeco Ⅳ	3.4 MW	0.26 MW	0.59 MW
Leyeco Ⅴ	11.0 MW	1.49 MW	0.48 MW
Soleco	4.4 MW	0.32 MW	0.55 MW
Samelco Ⅰ	3.7 MW	1.39 MW	2.08 MW
Esamelco	3.1 MW	0.91 MW	1.07 MW
Norsamelco	4.4 MW	1.62 MW	1.04 MW

3.13　ECs の経営改善

企業の経営改善は企業にとっての最も重要な課題である。しかしながら競争原理が働かず、市場原理で価格の決まらない電力供給事業であるECsにとって経営改善は、ともするとなおざりにされがちになる。

経営の基本としては“収入を計る”“支出をおさえる”“顧客を大切にする”の三点が最も重要である。

これらの観点からECsの経営をみてみると、まず増収という意識が稀薄である。電化計画を実行するのに精一杯で、販売電力量を増やすという努力が不十分である。次に，支出をおさえるという点ではローン依存型の企業体質を脱して健全な経営体質に改善しようという意欲にやや欠けているとみうけられる。

また、顧客を大切にするという視点があまり感じられない。サービスマインドの育成が今後の大きな課題である。

3.13.1　意識改革

経営の改善を計るためには、その前提としてEC職員の意識改革が重要である。というのは、各ECsにおけるインタビュー等を通じて、ECs職員が現状維持を強く求める傾向が伺われたことである。

このようななかで、いかにしてECsの経営改善していくかが重要な課題になってくる。このためにはまず、各人の責任意識と向上意欲をかきたてるような業績制度（例えば各人に対する3から5段階の評価付け）と、それにもとづく厳しい査定と給与への反映が求められる。

また，安易な依存意識をなくす意味においても職務権限の明確化と権限の下部委譲が不可欠になってくる。

なお，これら事項の実施にあたっては労働組合との協議，協調がその前提となるので，十分に時間をかける必要がある。

3.13.2 業務の改善

1) 機器の稼働率向上

配電用変電所のバンク、配電き線の適正負荷運用は機器の稼働率を上げるために不可欠である。このためには、機器の運用状況を常時把握し、低負荷の変圧器、配電き線については負荷の造成などによって適正負荷に近づけるなどの対策が必要になってくる。

具体的には遊休あるいは低負荷の配電き線の近くに工場、集合住宅などを誘致してくるなどの方法が考えられる。

2) 電算機利用の拡大

電気料金の計算には全てのECにおいて電算機が使用されている。

しかしながら、給料計算、会計処理、資材調達などの分野ではまだ不十分である。経営の効率化、省力化には電算化が不可欠であり人員の削減とも結びつくため、電算化を積極的に進める必要がある。

3.13.3 必要従業員の確保

ECsの経営を改善するための方策のひとつとして、従業員を業務に見合った数だけ雇用することが重要である。この業務に必要な従業員数算定にあたって、まず第一に、業務の見直し、業務のスリム化・効率化を進めることが必要である。第二に、一人一人の業務処理能力の向上を計り、最後に、必要な従業員数を算定することができる。

このように、経営を改善するためには人件費の削減は重要であるが、経営者は従業員一人一人の能力を確認し、各人の業務量を把握して必要従業員を確保していくことが必要である。

現状のECsの慢性的な赤字経営の状況から判断すると、この必要従業員について経営者は早期に見直す必要がある。

具体的には11ECsの職員数は、1993年：1,097名、1994年：1,102名、1995年：1,175名、1996年：1,259名、1997年：1,303名と年平均51.5名増加しており、各EC平均4から5名づつ毎年増えている。

例えば、従業員を抑制する手法を、以下に示す。また、従業員の確保は技術力の継承や人員構成などにも影響するため、長期的な視野にたった人事計画を立案することが必要である。

1) 定年退職者の不補充

60歳の定年退職者は、1994年：5名、1995年：10名、1996年：17名、1997年：6名と11ECs全体でみるとわずかな数にすぎないが、補充については極力しないこととする。

2) 早期退職報奨制度の活用

60歳以前に退職する者には報奨金を与えて、早期の退職を促す。

3) 新規採用の抑制

必要な従業員を確保するには、平均年齢の高齢化が懸念されるとしても、新規採用を抑制することも必要となる。

3.14 人材育成について

(1) O&M のための技術者の人的資源

従業員の必要人員を考える場合、前述のとおり、業務に応じた人員を確保することが重要である。さらに、技術者は特殊な技能を有していることから、長期ビジョンにたって人事計画を考えていくことが必要である。

配電系統も含めて 69kV 送電線の O&M を ECs の技術者が今後実施する上で、重点に置くこととして、1)配電系統の先進技術力の向上および見直し、2)69kV 送電線 O&M に関する新たな技術の習得、3)ノウハウの蓄積および技術継承、4)効果的な技術者の活用などが考えられる。これらを実行するためには、現技術者を教育・研修したり、技術者の新規採用を実施することなどが必要である。

EC職員の技術職員を訓練して、現技術の向上や69kV送電線保守の技術を習得させるためには、OJTを基本として，講師としてはNPCの他、民間配電会社の職員などに委託することも一つの案である。

技術者の新規採用についてはNPC現有職員の移管を含め、他の民間配電会社(MERALCO, CEPALCO等)からの応援を得て技術要員の確保に努める必要がある。

技術ノウハウの蓄積・技術継承は、効率的に実施されることが望ましい。つまり、多人数に技術移転をおこない、技術ノウハウを共有することによって均一の品質でO&Mを実施することができる。

また、効果的に技術者を活用するためにも、適度にまとまった技術者を有することによって、事故時などの緊急時に機動的に活動でき、また、常時のメンテナンス時でも勤務の交代制などを行うことで24時間体制のO&M体制を構築することができる。

(2) 技術移転とトレーニング

現在のECsの技術力では送電線の建設、維持、運営を行うための建設・メンテナンス技術力、送変電計画の立案、技術解析の能力が不十分である。 このままの状態で設備の移管を受けた場合、長時間停電などの問題が生ずるおそれがある。このため69kV送電線の移管にあたって技術の移転が必要不可欠になってくる。

技術移転には大別すると二とおりの方法が考えられる。

1) 69kV送電線の業務に携わる専門技術者を雇用し、他の技術者を育成する。

2) 技術者を外部の機関で出張研修をおこなわせる。あるいは、外部から研修員を一定期間受け入れ、実務研修によりノウハウを蓄積する。

本案件では、数年後に運転中の送電施設の移管を受け入れるため早期の技術習得が必要なことと、専門技術者を雇用する財務的余裕がないことから、上記技術移転案の複合型で研修を行うことが望ましいと考える。

2001年の設備移管を受けるまで、あるいは受けた直後の技術研修スケジュールの案としては、

a. 2001年の設備移管までに、NPCあるいはMERALCO、CEPALCO等の他社に協力を求め、69kV送電線の建設技術、メンテナンス技術について研修施設などで研修をうける。

b. 設備移管後はNPCの技術者の出向により現場でのOJTによる技術習得を図る。

c. あわせて、上級技術者をNPCに派遣し、設備計画の考え方のノウハウの習得や技術解析ノウハウの習得を図る。

将来的には電力技術者のさらなるレベルアップを図ることが必要となるため

人材育成のためのケーススタデイとしてのスケジュールをTable 3.14-1に示す。

人材育成のための研修を２つのステップに分けておこなう。

A. 基礎技術研修

新入社員を含めた若年層（入社後10年までの技術者）の早期育成の観点から、育成すべき到達目標を定める。入社10年間で現場でのOJTを中心として送電関連部門の基礎知識，基礎技術および技能の習得を図る。

B. 専門技術研修

基礎技術研修からステップアップするものとして、上級技術者（入社後11年から20年程度）を対象にして新技術や高度の専門技術、複雑な事故対応力の育成、技術解析能力の育成、設備計画の考え方の修得を目的として、専門教育やＮＰＣ、メーカーへの派遣研修により専門技術を育成する。

その他，管理監督者教育として、現場第一線職場を管理・監督する中級技術者（入社から16年程度の技術者）を対象として、若年層を指導する技術・技能と管理者としての責任意識の醸成，基礎知識の習得を目的として研修を実施する。

これらの研修にあたってはNEAの支持、バックアップが必要不可欠である。

3.15　69kV 送電施設を運営管理する企業体の事業面について

69kV 送電施設の移管にあたり、施設や組織を如何に合理的かつ適切に運営管理していくか、また施設の保守・運営・検査の要員を如何に確保し活用していくかは重要な課題である。

そこで、施設や組織及び要員の各点において、そのあるべき将来像を日本の電力会社・東京電力の例を見ながら、目標を策定する。　もとより、現在のレイテ・サマールの電化

協同組合と東京電力では規模も歴史的変遷も異なるが、時代の要請の中で、効率化・合理化を追求する目的は同じである。

東京電力の組織形態の変遷を、69kV 送電施設を運営管理する施設・組織・要員に当てはめてみると、次のようである。

1. 東京電力は 1951 年の発足から 1970 年代まで、配電施設の保守・運営ならびに料金・顧客サービスについては営業所が業務を受け持ち、送電・変電・給電の保守・運営は支店の一部門である工務現業が担務かつ管理していた。また、工務現業部門の現場組織として送電所・変電所・保修所・給電所があった。これらの営業所や工務現業を支店が統括管理していた。

2. 1970 年代に入ってからは、需要の拡大と顧客サービス要請の高まりから組織や要員が増え、また、営業所・工務現業一体の顧客サービス体制を確立する必要性が生じた。その理由は、それまでは配電業務担当の営業所と工務現業との関係は、保守のための停止工事や地域の顧客対応の面で連絡体制が不十分なため顧客に迷惑をかけることがあった。これらの対応策のため営業所と工務現業が対等の組織になり協調体制をとりやすくするため工務現業が工務所として独立し、営業所と工務所の協調はより円滑に進むようになり、顧客サービスの改善が出来た。

   その営業所・工務所一体の施設・組織・要員の形態の主要点は、

   1) 当初の施設は殆どが、効率化・合理化の追求のために、同一建屋を営業所・工務所が共同使用した。

   2) 合同建屋の場合、組織は別であるが、福利厚生施設や会議室等は共用した。

   3) 配電用変電所や給電所については、工務所が保守・運営にあたる。

   4) 送電施設については、上位・下位系統全て工務所が保守・運営にあたる。

   5) 組織・要員は別々とした。

これら再編の形態について、69kV 送電施設を運営管理する組織にあてはめてみて、効率化・合理化の視点で ECs との役割分担のあるべき将来像として次のように考える。

A. 69kV 送電施設を運営管理する組織の施設をレイテ・サマールに各 1 ヶ所設立する。

B. 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。なお、69/13.2kV 変電所には、無人化が理想であるが、それまでの暫定として、サブステーションテンダー（Substation Tender: 変電所見張り番）を置く。

C. 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の ECs が担当することとする。

D. 69kV 送電施設を運営管理する組織の要員を収容する施設は、既存の ECs との合同建屋が、当面支出削減の観点から望ましい。 例えば、レイテ島では、Leyeco II、サマール島では、Samelco II との合同建屋とする。

このように考えた場合、69/13.2kV 変電所及び 69kV 送電施設を運営管理する組織が、東電における工務所であり、配電施設ならびに料金・顧客サービスを行う ECs が、東電における営業所と相似することになる。

E. この様にすれば、総務・労務・経理部門（インステュテュート部門）については組織や人員を共有化することが出来る。

F. 人的資源活用の効率化という観点から、69kV 送電施設を運営管理する組織と ECs は、営業所・工務所一体サービスを行うという考え方に基づいて、送電技術者と配電技術者の相互交流・相互応援・顧客相談や苦情の一元化処理などの点で、顧客に対するサービス向上ができる。

このように考えれば、69kV 送電施設を運営管理する組織と ECs は、電力流通設備（69kV 送電施設から配電施設まで）、料金や顧客へのサービスの両面から一体となって業務運営をすすめていくことが、電気事業者としての望ましい姿であると思われる。

一方、69kV 送電施設の保守・運営・検査のための人的資源については、初期段階では、保守・運営・検査に十分な経験を有する NPC の現有職員や他の民間配電事業者（MERALCO, CEPALCO, MORESCO I 等）の応援により OJT を通して、人材育成や技術者確保を図ると同時に第 3 章 第 3.14 節に記述した研修計画に沿って技術・技能の向上を行う必要がある。 これについても、営業所・工務所一体となって、送電施設保守・運営部門と配電施設保守・運営部門の人事相互交流や相互応援を行う必要があると思われる。

Table 3.10 - 1 ACTUAL LOAD DATA & DEMAND FORECAST

Region VIII

Unit; MWh As of Dec. '96

EC	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Ave. growth rate 86-96	Ave. growth rate 91-96
DORELCO	50,534	57,276	34,916	10,068	10,903	11,125	9,064	9,147	11,052	10,924	12,585	-11.9	2.5
LEYECO II	27,341	32,706	32,293	28,404	35,114	36,089	38,818	41,612	47,175	49,829	61,501	7.6	11.3
LEYECO III	3,141	2,961	3,376	3,691	4,190	3,257	4,402	4,868	5,530	5,579	7,212	7.8	17.2
LEYECO IV	3,523	3,827	5,286	6,292	7,334	6,618	8,075	8,962	9,899	10,826	12,826	12.5	14.1
LEYECO V	27,271	27,924	23,787	24,188	26,027	27,390	31,342	34,537	37,619	42,672	51,455	5.9	13.4
SOLECO	4,185	5,019	5,559	6,568	7,193	7,160	8,815	9,416	8,696	10,789	13,676	11.4	13.8
BILECO	942	1,050	1,451	1,923	2,315	2,728	3,098	3,524	3,895	4,488	5,227	16.9	13.9
SAMELCO I	3,194	3,181	2,656	4,772	7,231	8,053	7,240	8,299	9,400	10,624	13,944	14.3	11.6
SAMELCO II	8,757	9,074	5,594	6,827	8,644	9,197	9,636	10,774	11,468	13,541	16,283	5.8	12.1
NORSAMELCO	1,122	1,325	1,227	1,533	3,845	5,127	6,240	7,175	8,034	8,508	11,140	23.2	16.8
ESAMELCO	1,408	258	481	2,064	3,211	4,112	4,564	5,634	6,217	7,910	10,717	20.3	21.1
Total	131,418	144,601	116,626	96,330	116,007	120,856	131,294	143,948	158,985	175,690	216,565	4.6	12.4

Actual

REC	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Ave. growth rate 96-2007
DORELCO	12,585	14,835	17,025	19,290	22,249	25,865	30,010	34,849	40,539	47,187	54,965	64,029	15.9
LEYECO II	61,501	63,958	105,333	113,507	122,945	134,211	147,707	163,291	181,394	202,663	228,116	256,165	13.8
LEYECO III	7,212	8,168	9,364	10,773	12,385	14,273	16,492	18,853	21,491	24,458	27,830	31,681	14.4
LEYECO IV	12,826	13,311	14,093	14,952	15,918	17,014	18,193	19,455	20,808	22,262	23,832	25,532	6.5
LEYECO V	51,455	66,111	72,162	77,875	84,591	92,613	101,706	111,538	122,331	134,444	147,701	162,623	11.0
SOLECO	13,676	14,679	15,858	17,364	18,943	20,759	22,627	24,617	26,733	28,939	31,327	33,892	8.6
BILECO	5,227	5,621	6,143	6,774	7,560	8,490	9,742	11,120	12,749	14,766	17,268	20,396	13.2
SAMELCO I	13,944	16,936	21,069	25,529	30,753	37,623	46,515	57,815	70,698	87,060	107,853	134,434	22.9
SAMELCO II	16,283	17,486	18,963	20,843	23,132	25,619	28,362	31,255	34,429	37,899	41,630	45,659	9.8
NORSAMELCO	11,140	12,822	17,226	19,958	23,470	27,913	33,378	40,115	48,630	59,296	72,340	88,702	20.8
ESAMELCO	10,717	11,981	14,244	17,120	21,083	24,700	29,898	35,141	40,308	45,832	51,935	58,956	16.8
Total	216,565	245,908	311,480	343,985	383,029	429,080	484,630	548,049	620,110	704,806	804,797	922,069	14.1

Forecast

Source: 1. Rural Electrification CHRONICLE(Res. Com. Ind. Pub. Others), 1985-1994
: 2. Printout data by Planning & Project Development Division, NEA H.Q. 1995-1996
: 3. Actual load data derive from the financial statement as of December 1996

Table 3.10 - 2 Power Demand Forecast in category wise

Unit: GWh, %

Category \ Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Residetial	113,027	132,588	147,938	167,188	190,305	217,898	251,256	289,818	334,361	386,148	447,024
%	52.2	53.9	47.5	48.6	49.7	50.8	51.8	52.9	53.9	54.8	55.5
Commercial	32,947	32,044	34,849	38,186	41,952	46,355	51,392	57,038	63,342	70,642	78,579
%	15.2	13.0	11.2	11.1	11.0	10.8	10.6	10.4	10.2	10.0	9.8
Industry	42,653	46,721	52,269	58,543	66,086	75,580	87,251	101,885	118,460	138,893	164,295
%	19.7	19.0	16.8	17.0	17.3	17.6	18.0	18.6	19.1	19.7	20.4
Public Bld.	8,827	7,805	8,613	9,537	10,702	12,015	13,604	15,437	17,627	20,091	23,009
%	4.1	3.2	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9
Others	19,111	26,749	67,813	70,530	73,983	77,231	81,126	83,871	86,323	89,029	91,891
%	8.8	10.9	21.8	20.5	19.3	18.0	16.7	15.3	13.9	12.6	11.4
Total	216,565	245,907	311,482	343,984	383,028	429,079	484,629	548,049	620,113	704,803	804,798

Source: ECs' Financial Statement Report, December 1996. and interview at NEA

Table 3.10 - 3 Power Demand Forecast in category wise

Unit: GWh

Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Residetial	113.0	132.6	147.9	167.2	190.3	217.9	251.3	289.8	334.4	386.1	447.0
Commercial	32.9	32.0	34.8	38.2	42.0	46.4	51.4	57.0	63.3	70.6	78.6
Industry	42.7	46.7	52.3	58.5	66.1	75.6	87.3	101.9	118.5	138.9	164.3
Others	27.9	34.6	76.4	80.1	84.7	89.2	94.7	99.3	104.0	109.1	114.9
Total	216.6	245.9	311.5	344.0	383.0	429.1	484.6	548.0	620.1	704.8	804.8
Public Bld.	8.8	7.8	8.6	9.5	10.7	12.0	13.6	15.4	17.6	20.1	23.0
Others	19.1	26.7	67.8	70.5	74.0	77.2	81.1	83.9	86.3	89.0	91.9

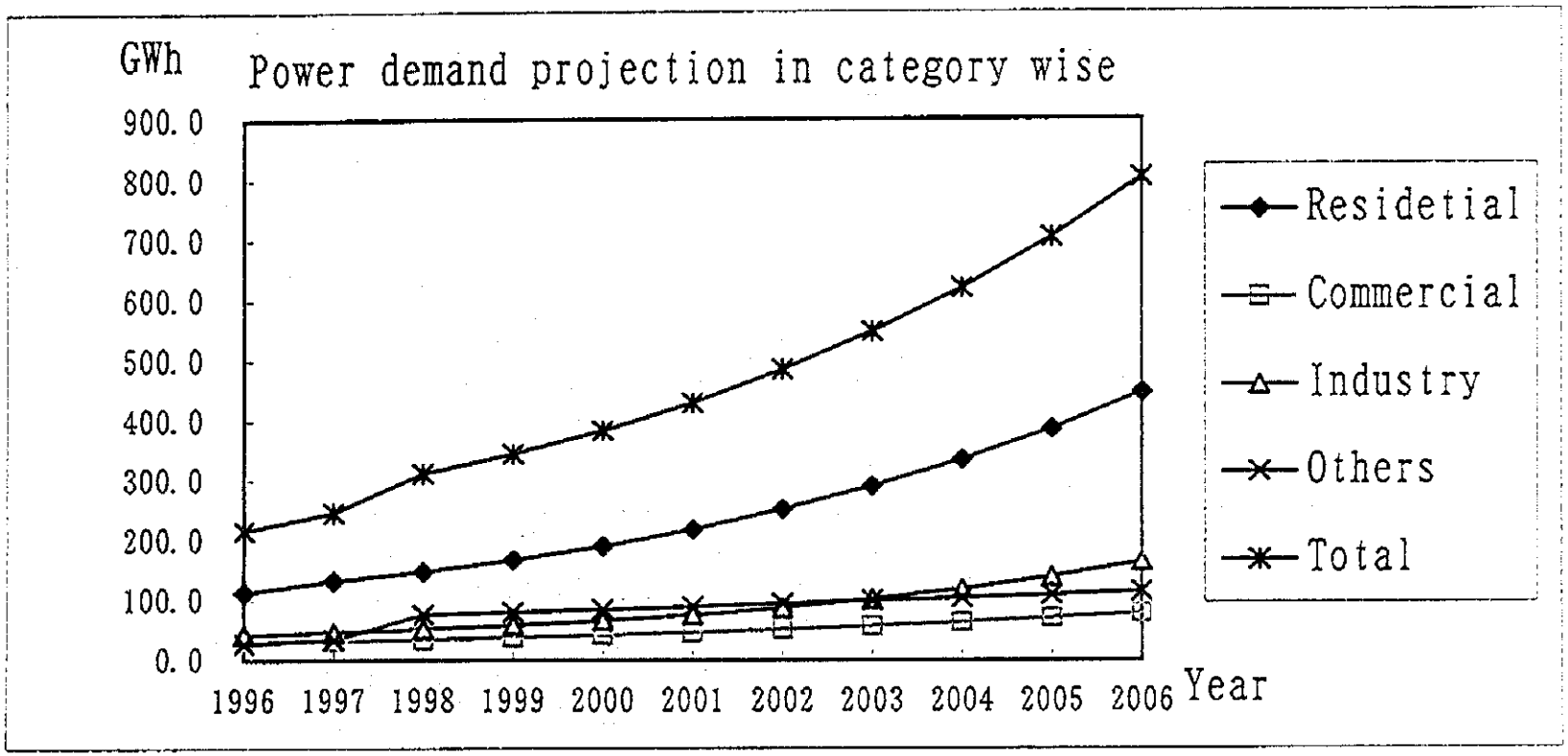


Table 3.11 -1 Historical record of loan released

Region VIII

Unit;1000P

YEAR	1994								1995												1996											
EC	RE	EL-T	ADB	LOG.	VEH	WB-RE	WB-LOG.	Total	RE	EL-T	EL-C	ADB	LOG.	VEH	WB-RE	WB-LOG.	WB-RERP	WB-RERP-LOG.	SEP	Total	RE	EL-T	EL-C	ADB	LOG.	VEH	WB-RE	WB-LOG	WB-RERP	WB-RERP-LOG.	SEP	Total
DORELCO	87,117	409	296	0	0	0	0	87,822	87,515	409	5,473	296	0	0	0	0	0	0	0	93,693	87,608	409	5,473	296	0	0	0	0	0	0	0	93,786
LEYECO II	63,142	0	296	0	356	0	0	63,794	66,359	0	2,200	296	0	356	0	0	0	0	0	69,211	66,468	0	2,200	296	0	356	0	0	0	0	0	69,320
LEYECO III	32,183	945	296	43	250	0	0	33,717	34,402	945	3,477	296	43	250	0	0	0	0	0	39,413	34,689	945	3,477	296	43	250	0	0	0	0	0	39,700
LEYECO IV	38,737	1,219	296	50	0	0	0	40,302	37,514	1,218	0	296	50	0	0	0	0	0	0	39,078	38,359	1,219	0	296	50	0	0	0	0	0	0	39,924
LEYECO V	86,303	5,207	296	0	356	0	0	92,162	81,671	5,207	5,436	296	0	356	0	0	0	0	0	92,966	81,366	5,207	5,436	296	0	356	0	0	0	0	0	92,661
SOLECO	62,584	3,252	296	0	356	0	0	66,488	55,227	3,252	0	296	0	356	0	0	0	0	0	59,131	56,390	3,252	0	296	0	356	0	0	0	0	0	60,294
BILECO	37,177	190	0	141	0	0	0	37,508	36,971	190	0	0	141	250	0	0	0	0	0	37,552	36,121	190	0	0	297	250	0	0	0	0	0	36,858
SAMELCO I	41,139	536	296	45	0	0	0	42,016	49,632	536	0	296	45	0	0	0	0	0	0	50,509	51,005	536	0	296	45	0	0	0	0	0	0	51,882
SAMELCO II	103,459	3,203	296	427	356	18,260	1,872	127,873	105,281	3,203	626	296	427	356	17,950	1,872	0	719	0	130,730	101,819	3,203	626	296	523	356	21,531	1,872	0	723	300	131,249
NORSAMELCO	63,747	0	0	0	356	0	0	64,103	64,425	0	2,326	0	0	356	0	0	0	0	0	67,107	66,450	0	2,326	0	0	356	0	0	0	0	0	69,132
ESAMELCO	68,495	7,187	0	0	0	0	0	75,682	65,662	7,187	2,588	0	0	0	0	0	0	0	0	75,437	68,102	7,187	3,000	0	0	0	0	0	0	0	0	78,289
Total	684,083	22,148	2,368	706	2,030	18,260	1,872	731,467	684,659	22,147	22,126	2,368	706	2,280	17,950	1,872	0	719	0	754,827	688,377	22,148	22,538	2,368	958	2,280	21,531	1,872	0	723	300	763,095

Source: NEA, Foreign Loan Department Data

Remarks: RE; Rural Electrification, EL; Emergency Loans, as for damaged by typhoon, foods, earthquake etc.

ADB; Asian Development Bank loan, LOG. logistics, VHE; Vehcles, WB-RE; World Bank loan for RE, WB-LOG.; WB loan for LOG.

Table 3.11 - 2 Investment program & fundrequirement in Region VIII from 1998 to 2006

Year	Physical Indicators					Funding Requirements (P'000) in Resion VIII			Funding Requirements (P'000) in Pilippines *2		
	Rehab. (ckt-kms)	Expansion (ckt-kms)	S/S 5 MVA	Solar (PV) Nos. of Units	Consumer Connections	NEA*1	ECs*1	TOTAL	NEA	ECs	TOTAL
1998	315	1,022	3	500	23,502	201,264	92,513	293,777	2,715,831	1,248,364	3,964,195
1999	319	890	2	175	26,998	346,457	79,973	426,430	3,327,531	768,102	4,095,633
2000	319	846	3	100	24,810	235,733	57,283	293,016	2,250,085	546,769	2,796,854
2001	324	856	1	0	29,364	271,719	65,117	336,836	2,331,717	558,787	2,890,504
2002	338	827	4	0	30,815	259,211	61,316	320,527	2,363,327	559,044	2,922,371
2003	352	914	1	0	30,998	264,364	61,913	326,277	2,446,438	572,945	3,019,383
2004	366	910	3	0	27,885	253,303	58,912	312,215	2,441,938	567,935	3,009,873
2005	380	914	0	300	28,344	294,426	72,911	367,337	2,521,359	624,388	3,145,747
2006	387	982	3	100	26,664	277,399	68,370	345,769	2,550,572	628,629	3,179,201

Source: NEA, and this program is as of September 1997.

Remarks *1: Funding requirement in Region VIII are allocated in proportion to the ratio between NEA and ECs of the nation wise

*2: The total amount of funding requirement is derived from the figure as of july 1997.

Table 3.14 - 1　将来の69kV送電線運営・管理のための技術者研修スケジュール

基礎技術研修

研修内容：建設技術、メンテナンス技術の習得など
研修方法：現場でのＯＪＴ
研修場所：各職場
研修指導者：当面は、ＮＰＣあるいはＭＥＲＡＬＣＯの技術者により実施、社内で管理監督者が育成できた段階で、この任にあたる

専門技術研修

研修内容：設備計画手法、技術解析手法など
研修方法：派遣研修による講義を中心として訓練機器、パソコンなどによる訓練
研修場所：ＮＰＣやＭＥＲＡＬＣＯなどの社外機関あるいはメーカー
研修指導者：派遣先の技術者

管理監督者教育

研修内容：技術指導方法や管理者としての心得、責任意識の醸成
研修方法：ディスカッション方式による意見交換
研修場所：各職場
研修指導者：マネージャー、上級技術者

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

入社後年数

第４章

会計・財務の現状分析

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。各 ECs 社の借入比率 Debts Ratio は（Long Term & ST Debts / Total Assets）は高いが、LeyecoⅡ、LeyecoⅤ共に 50.1、49.4%と他に比べて低い。但し、借入比率５割という水準は、一般の優良企業という考えからすれば、良いとはいえない。

第２グループは LeyecoⅢ、Leyeco Ⅳ、SamelcoⅠ、SamelcoⅡ等が上げられるグループである。SamelcoⅠ、SamelcoⅡ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。

この Leyte、Samar 地区は台風ベルト地帯のため、停電が 1～2 ヶ月続くことがあり、そのため収益が悪化、また設備更新のコスト負担が大きい。なお，このグループ別の評価は最近の決算を基準に収益力、企業規模、財務内容を考慮に入れて行った。

Three Groups of ECs

Group	Ecs	Revenue	Operating Margin	Net Margin	Depreciation	Cash Flow	Equity Ratio	Amortization(NEA) / Total Assets
							%	%
1	LEYECO II	216.5	15.7	12.3	6.1	18.4	25.1	50.1
	LEYECO V	175.4	19.5	9.8	4.6	14.4	26.5	49.4
2	LEYECO III	33.8	3.7	1.3	1.1	2.4	9.3	58.9
	LEYECO IV	55.5	4.9	(1.4)	4.4	3.0	24.9	48.5
	SAMELCO I	52.1	8	5.5	2.1	7.6	18.1	67.9
	SAMELCO II	13	12.6	3.5	3.8	7.3	6.8	88.1
3	LEYECO I	56.5	6.4	3.6	1.9	5.5	(3.8)	78.5
	SOLECO	57.3	5.8	(0.7)	5.3	4.6	(3.4)	89.7
	BILECO	26.6	5.8	2.9	1.0	3.9	9.5	85.3
	ESAMELCO	47.8	(0.2)	0.2	2.0	2.2	4.9	83.8
	NORSAMELCO	48.2	4.0	(0.2)	2.4	2.6	3.5	80.1

※Each ECs figures is estimated on the annual base by November 1996, except Equity Ratio, and Debt Ratio.

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. Now Technical Loss、人的 Loss が 10～15% と高い。例えば、賃金が低いため、一部で検針員がごまかす。Collector が集金をごまかすといった事がある。

(5) ECs 経営者の経営力の不足

ECs の組織は協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、返済に対する責任感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 LeyecoVの事例（ケース・スタディー）

LeyecoVの電気料金収入は 1991 年の 77.3 億ペソに対し 1996 年 175.4 億ペソ（11 月までの収入を基準に年換算）と過去 5 年間で年率平均 18%の成長を維持してきた。増収の要因は、

1) Residential (45%) が 5 年間で 2.2 倍に伸びた。 2) 料金の引き上げ 3) 産業、商業の増加であった。

しかしながら、Net Operating Margin は 1991 年の 7.7 百万ペソに対し、1996 年 8.5 百万ペソ(推定)に 5 年間でわずか 10.3%の伸びにとどまった。この間の平均インフレ率が 7%程度であることを考えると、実質利益は低下した。

Revenue and Margin　　Unit (One million peso:%)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996(※)
1.Utility Operating Revenue	77.3	95.3	108.1	126.2	147.6	175.4
2.Power Cost(from NPC)	51.4	65.1	72.4	84.0	104.6	123.4
Cost of Power %	66.49	68.31	66.60	66.56	70.86	70.52
3.Non-Power Cost	15.7	20.2	20.4	21.8	32.4	32.1
Non-Power Ratio %	20.31	21.19	18.87	17.27	21.95	18.30
Administrative & Gen.	6.1	7.5	8.0	8.3	12.4	16.2
Consumers Accts. Expenses	5.7	6.7	7.4	7.7	9.1	7.9
4.Total Operating & Maint. Expenses	67.1	85.3	92.9	105.9	137.1	155.8
Total Expense Ratio %	86.80	89.50	85.93	83.91	92.88	88.25
5.Operating Margin	10.2	10.0	15.2	20.3	10.4	19.6
Ratio of Operating Margin %	13.10	10.40	14.00	16.00	7.00	11.10
6.Depreciation	1.5	2.0	2.5	3.2	3.8	5.0
7.Interest Expense	0.8	2.7	3.9	5.2	6.1	6.3
8.Net-Operating Margin	7.7	5.2	8.7	11.8	0.5	8.5
9.NET MARGIN	8.1	6.3	10.1	13.6	2.5	9.8
10.Cash-Flow(6+8)	9.6	8.3	12.6	15.8	6.3	14.8

※ Figures is estimated on the annual base by November 1996.

収益の実質をあらわす Operating Margin は 1991 年 13.1%、1994 年 16.0%、1996 年 11.1%と最近では低下している。収益低減の要因をあげると、以下の通りである。

(1) Power Cost が 1kWh 当り 1.58 ペソから 1996 年では 2.11 ペソ、33.5%上昇した。一方、売電価格は P2.86 から P3.42 と 19.6%の伸びにとどまった。従って、NPC から

の電力購入コストの上昇で、Power Cost は 1991 年の 66.5%から 1995 年 70.9%、1996 年 70.5%と約 4 ポイント上昇した。

(2) Non-power Cost では全体としては、大幅な収入の伸びで低下傾向にある。しかし、Administrative & General Expenses は 1991 年の 6.1%から 16.2%へ大幅に増加している。Consumer Accounts も、顧客の増加による収金回収コストの上昇で、1991 年に比較して、1996 年では 2.2 ポイント増の 7.9%に達した。

(3) 支払利息、減価償却費の収入に対する負担の増加も目立っている。設備の増加に伴い、収入に対する減価償却の負担率は 1991 年の 1.5%に対して 1996 年では 5.0%に達している。支払利息も NEA からの借入れが増加したことによって、1991 年の収入に対する 1.0%から 1996 年では 3.5%と大幅に増えた。

(4) System Loss は、1991 年の 15.5%に対して 1996 年では 13.5%と 2 ポイント改善したが、収益力の向上には小幅にとどまった。

1995 年の収益が著しく落込んでいる要因は、台風による停電で、収入の減少、設備の改修コスト増が原因である。Leyte、Samar の ECs は他の地域に比べて台風の被害が大きく、これがコストアップの要因となっている。財務内容の良い LeyecoV であっても、NEA からの長期借入金は 1992 年の 102.1 百万ペソ、Total Assets に対する比率は 74.0%に達していた。1996 年(11 月末)では、NEA からの借入金は、94.4 百万ペソ、Total Assets に対する比率は 49.4%と 24.6 ポイント改善した。しかし借入依存率が 5 割では健全とはいえない。なお LeyecoV の自己資本比率は向上してきており、1996 年では 26.5%に達している。

Ratio of LT Debt and Equities Ratio (Peso-One million)

	1992	1993	1994	1995	1996(Nov.)
Long-Term Debt (NEA Cost. Loan)	102.1	97.8	95.1	92.2	94.4
Total Liabilities & Equities(Members)	137.8	148.9	157.9	173.5	190.8
Ratio of LT Debt %	74.0	65.6	60.2	53.1	49.4
Equities	15.9	27.8	43.3	42.0	50.6
Equities Ratio %	11.5	18.6	27.4	24.2	26.5
Utility Property	56.6	57.2	67.9	82.8	91.6

最近 4 年間の設備投資 49.5 百万ペソに対して同期間のキャッシュフローは同額の 49.5 百万ペソとほぼ内部資金でまかなうことが出来た。

4.4 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なっていないケースがある。

外部の公認会計士においても、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である。例えば LeyecoⅤが採用している※SGV 等があげられる。個人の CPA (公認会計士)では会計監査、その評価にバラツキが大きいためである。

※ SGV (Sycip, GORRES & VELAYO)

(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、LeyecoⅡ、 LeyecoⅣ、 LeyecoⅤ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、SamelcoⅡ 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 社がそれに当っている。

Accounting 面における問題点

会計監査が不十分	外部の公認会計士による会計監査が不十分である 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 ② 個人の公認会計士のため会計監査にバラツキがある。
支払利息、借入、返済の遅れ (arreas)	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に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。
貸倒引当金	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 である。
Mini-Hydro の取扱について	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。 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。
Rehabilitation の基準	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。

Borrowings and arrears in interest payable and loan repayments

(1996 basis; unit: millions of pesos, percent)

	Borrowings	Borrowings /income	Interest payable	Interest payable /income	Interest rate	Borrowing rate	Interest payment arrears	Loan repayment arrears
	millions of pesos	%	millions of pesos	%	%	%	month	millions of pesos
LEYECO I	51.2	90.6	1.0	1.7	1.95	78.5	9.9	4.5
LEYECO II	97.7	45.1	2.1	0.9	2.14	50.1	(3.1)	(2.1)
LEYECO III	36.3	107.3	1.4	4.1	3.85	58.9	17.1	7.0
LEYECO IV	30.4	58.0	2.4	4.5	7.89	48.5	0	0
LEYECO V	94.4	53.8	6.3	3.6	6.67	49.4	3.0	0
SOLECO	151.6	265.0	2.7	4.7	1.78	89.7	84.0	16.7
BILECO	73.4	275.9	3.0	11.3	4.08	80.0	30.4	1.8
SAMELCO I	83.4	145.2	1.0	1.7	1.19	67.4	(2.5)	1.0
SAMELCO II	136.5	186.9	6.0	8.2	4.39	88.1	(13.0)	28.9
ESAMELCO	135.9	284.9	5.2	10.9	3.82	83.8	37.2	13.0
NORSAMELCO	99.9	208.1	3.2	6.6	3.20	80.1	73.8	10.4

Note 1: Figures are based on annualized estimates. However, figures for borrowing amounts and total capital employed are based on the latest ECs data. Reference was made to financial statements as of the end of October 1996 for ESAMELCO and SAMELCO I, the end of December 1996 for SAMELCO II and BILECO, and the end of November 1996 for the other ECs.

Note 2: In the columns for arrears in interest payable and repayments, figures in parentheses indicate early repayment.

事実、NEA に対する借入金の返済と支払利息の遅れが目立っている。計画通りに実行している ECs は、計画より早目に返済 (含む利息)している LeyecoⅡと計画通りの LeyecoⅣのみである。NEA からの借入の期間は通常 25 年間、金利 12%である。だがリストラを行っている企業は返済期間が 35 年の長期になる。しかし、これは返済金額が増加し根本的な解決にはなっていない。

会計面では、支払利息の遅れている企業が多い。そのため、当期の支払利息が少なめに計上されており、したがって当期の利益が多くなる。この様な支払利息の遅延によって利益操作を行っている ECs があると言える。各社の ECs を単純に比較することはそのために難しい。適正な会計基準では、利息の支払を実行し、その結果赤字決算となり、純資産 (Equity) を減額することが望ましい。資金繰が苦しいため、利息支払の遅延と共に返済期限が来ている借入の返済を延期している ECs が多い。借入金返済の遅れが借入金額の 1 割を超える ECs は、LeyecoⅢ、Soleco はじめ 4 社に達している。

支払利息等の金融コストの一部は売電価格に一部加算されている。しかし 1)売電価格がすでに相当高い、2)売電価格の引上げは ERB によって決まる、といった要因で、売電価格の引上げは難しい。

(3) 貸倒引当金の不足

各 ECs は顧客の債権回収に対しては貸倒引当金を設定している。しかし、例えば Samelco I 及び Soleco では、実際の貸倒損失がある。そのために、実際の貸倒比率は Samelco I で 14.0%、 Soleco では 19.4%に達している。この様に基準が異なっているケースがみられた。

また LeyecoⅣでのインタビューで、明らかとなったことだが、不良債権を抑えるためには、電気料金の不払い顧客に対しては、少なくとも 3 カ月以内に取引を停止すべきである。ところが、不払いのまま、12 カ月、10 カ月も取引が続き、結局、貸倒れの金額が大きくなっているケースがあった。

Actual bad claim loss

1996 (thousands of pesos)

	SAMELCO I	SOLECO
Cons. Acct. Rec.	7,368	NA
Allo. For Uncoll. Accounts	233	NA
Net Cons. Acct.Rec. - Energy	7,135	5,138
Actual bad claim loss (estimated)	1,000	1,000
Actual bad claim loss rate	14.0	19.4

(4) Mini-Hydro の会計処理の改善

先ず Soleco は 32.9 百万ペソの資金を投じて、1983 年に Mini-Hydro を建設した。そして年間 402 千 kWh (収入全体の 4%) の発電を行っていたが、1995 年に火災事故に合い、現在設備はストップしている。この Mini-Hydro の 1 kWh 当りの発電コストは、0.358 ペソと NPC からの購入電力 1.904 ペソに比較して著しく低い。この Mini-Hydro は設備の構造的な問題点もあり、再稼動が難しいと言われている。

現在の設備の Sound Value は 23.3 百万ペソ、また NEA からの借入残高は 14 百万ペソである。この Mini-Hydro は 7 人の従業員、年間人件費 0.34 百万ペソ、NPC からの借入に対する利子支払 2.0 百万ペソ、Mini-Hydro 中止による NPC からの購入電力代金、2.5 百万ペソ等で、4.8 百万ペソのコスト負担増加となっている。問題は、改修が難しいといわれる Mini-Hydro を、Right-off すべきであろう。特に企業会計の面で、問題となっている。

次に Esamelco の Mini-Hydro は 1990 年に 22 百万ペソで建設された。現在、この Mini-Hydro は稼動しており、1.1MWh 収入の 4%に当る規模である。この Mini-Hydro は、地元の建設会社との間に、建設期間において、建設労働者の賃金支払に関して争いがあり、いまだに正式な移転が行われていないようだ、しかし、Mini-Hydro の設備は稼動しており、現在 3 人の人件費 (25,000 ペソ/月間) を原価に計上している。当然、Mini-Hydro の収入も売上高に含まれている。だが、設備が Esamelco の固定資産に計上されていない。40.5

百万ペソのNEAからの借入は行われているが、金利の支払はストップしている。この点、特に設備を早急に固定資産として計上すべきである。当然、固定資産の減価償却も実施すべきである。

(5) 経営面での特色

優れた ECs	問題の ECs
* GM(General Manager)を中心に経営管理者が優れている。 経営効率、借入と収入とのバランス、収支均衡の維持に対して強い関心をもつ * Amortizationに対する返済も早めて実施。金利負担が少ない。 * 事業環境に恵まれている。 ・中小の産業、商業が存在する * 電化率が進んで、追加投資の負担が小さい * 外部の公認会計士に監査をしてもらっている	* 経営に関する人材が少ない * 家庭用の比率が高く、経営効率が悪い * 収入に対する借入比率が非常に高く、またキャッシュフローが少ない * 会計面で費用の繰延べが多い * 正しい会計を実施していないため、経営の問題点を把握するのが遅れる。 * 資金の回収が遅れる * 不良資産、未稼動の資産がある

事業環境によって、ECsの収益力に差がつくのは当然である。しかし、経営管理に注力し、財務面で、特に借入と収入とのバランスの取れたECsは収益力が高い。

4.5 USAIDはECsのCo-Workを推進した

USAIDは1996年にミンダナオ島のECsに対する69kV送電線施設移管と、経営改善に関するプロジェクトを実施した。その中で、USAIDは以下の点に関して提案とコメントを行っている。

(1) BillingとCollectionに関するコンピュータシステム化を開発した

ECs の顧客に対して適正な請求書の発行と、集金(電気料金の集金)が大切である。この業務の効率が低いことが、資金繰の悪化と、不良債権の拡大となる。そしてNon System-Lossの大きな部分である。

USAIDは、このプロジェクトを通して、パーソナルコンピュータを活用したBillingとCollectionのシステム化を行った。最初に多くのECs企業が参加したが、最終的には6社にとどまった。このプロジェクトを通して以下の点が問題となった。

A. ECsの社員でPCを活用するために研修をすることが必要であった。

B. Billing、Collectionを個別企業に当てはめることは不可能であった。

C. 外資系の会計事務所によるシステムの支援とメンテナンスを検討したがコストの面で難しく、実施できなかった。

D. 特にメンテナンスが難しく、今後の課題である。

この様な問題があったが、現在 Billing、Collection のシステムは多くの ECs で利用されている。PC (パソコン)による請求書の発行がスムーズに出来るようになってからは、不良債権 (Bad Account Rec.)の回収が改善されるようになった。電気料金の支払が 3 ヶ月遅れると電気を止めてしまう ECs があった。しかし、顧客の多くは支払う意志があるが、以前は Billing システムが不備なため、電気を止められていた顧客があった。また新しい Collectior 方式の導入によって、資金回収の改善がみられた。

(2) ECs が共同で資材を購入することによるコスト削減

USAID ではプロジェクトの中で、ECs 各社における資材の共同購入を提案した。ECs 各社が共同で倉庫を購入し、特に輸入器材の取扱を行った。一括して大量に資材を購入することによってコストを引下げることに成功した。修繕用の部品購入を共同で仕入し、共同の購入会社を設立した。Co-work として経営管理ノウハウに関しても共同化の話を推進したが、難しかった。

(3) その他の指摘

USAID はこのプロジェクトを通して以下の点も指摘している。

A. Cooperative の真のオーナーは誰かという問題がある。

協同組合であるため、出資者、ユーザーが株主であった。しかし、1 単位の出資者も、100 単位の出資者も議決権は 1 : 1 である。また 1980 年代に多くの古い貸付金を NEA が肩代りした。この貸付金の一部を資本金に転換すれば、オーナーは NEA となるし、又、誰かが出資者となれば、オーナーとなり得る。現在は経営に対する明確な責任者がいない。Cooperative は 1) NEA が経営者を選出している、2) 融資の権限を NEA が持っていることから、現在の実質的なオーナーは NEA と考えられる。

B. 業績の悪い ECs は資産の返済が遅れている。

国が ECs(Cooperatives)の未返済資金を Write-off しない限り海外からの資金調達は不可能である。多くの ECs は自己資本比率が非常に低く、また借入依存度が 70%を超える Coop が多い。中には NEA への資金返済が 2〜3 年遅れている ECs もある。従って海外からの直接の資金調達は不可能である。