

フィリッピン共和国

ヴィサヤス地域電力長期計画
調査報告書

第1部

昭和48年8月

海外技術協力事業団

フィリピン共和国

ヴィサヤス地域電力長期計画
調査報告書

第1部

JICA LIBRARY



1045933171

昭和48年3月

海外技術協力事業団

國際協力事業団

受入 月日 '84. 4. 23	118
	64.3
登録No. 03871	K E

は し が き

日本政府は、フィリピン共和国政府の要請により、同国のヴィサヤス地域の長期電力計画策定のための調査を行うことにし、その実施を海外技術協力事業団に委託した。

事業団は、同国における4ヶ年開発計画にしめるヴィサヤス地域の地域的重要性及び電力事業の経済的、社会的的重要性に鑑み昭和47年10月10日より48年1月5日に至る88日間にわたって、団長・木田橋勉氏（電源開発株式会社 海外技術協力部）をはじめとする6名の調査団を現地に派遣した。幸いフィリピン政府をはじめ関係各機関の協力により、調査は順調にすすめられ、調査団は所期の目的を達成するに必要な資料、情報を集めえた。本報告書はそれらを解析し関係者の討議を経たのち、ここに提出のはこびとなったものである。

本調査団の任務は、ヴィサヤス地域全体の電力計画を策定することと同時に、同地域での最重要地方とみられるセブ島に関して、フィリピン電力公社の作成した報告書を再検討することであり、前者は第一分冊、後者は第二分冊としてまとめられている。調査団の勧告するところは、フィリピンにおける社会・経済・電力等の現情を踏まえた1987年を目標とする長期計画であり、同国における今後の経済成長・社会開発及び電化計画等に照らして妥当性の高いものと認めうるものであり、本計画が着実に実現されることを願うものである。

本報告書がフィリピンにおいて有効に活用され、社会開発に資すると共に日本との経済交流及び友好親善の一助となりうれば、まことに喜ばしいことである。

終りに今回の調査にあられた調査団各位に謝意を表すると共に、調査にあたって協力を惜しまれなかった通産省、外務省、在フィリピン日本大使館、電源開発株式会社及びフィリピン政府関係機関に対し厚く御礼申し上げる次第である。

昭和48年3月

海外技術協力事業団
理事長 田付 景一

海外技術協力事業団

理事長 田 付 景 一 殿

伝 達 状

こゝに提出するものはフィリッピン共和国のヴィサヤス地域長期電力計画に関する報告書であります。報告書は2部より成り第1部においてはヴィサヤス地域全体を取扱い第2部においてセブ島における電力系統を詳細に検討したものであります。

海外技術協力事業団は本計画策定のために電源開発株式会社及び事業団からの6名の専門家からなる調査団を1972年10月から1973年1月までの間フィリッピン共和国に派遣致しました。調査団はフィリッピン国において現地調査を実施すると共にフィリッピン政府及びアジア開発銀行、国際復興開発銀行、国連、エカフェ等の国際機関から入手した資料等に基づき中間報告書を作成し1973年1月帰国に先立ちフィリッピン政府に提出致しました。

帰国後調査団は電源開発(株)の技師を動員し電子計算機を駆使した系統計画を追加するなど現地で行なった調査を詳細に吟味再検討してこゝに最終報告書として提出するものであります。

ヴィサヤス地域はルソン、ミンダナオの中間に位置し交通貿易の要衝として早くから開けた所であります。セブ島は特にこの地域の中心として経済活動の要としてまたパナイ島はヴィサヤスの穀倉として又ネグロスが砂糖の主要供給地として夫々同国の経済において主要な地位を占めております。

1970年のペソのフローティング・レート移行により経済界に与えられたショックの影響も消え経済活動はまた従前の活況を取りもどしつつあるやに見受けられます。

この経済発展を強力に支援するための電力事業の拡充強化一特に大規模発電による全島規模のグリッドを形成し低コストの信頼度の高い電力の供給は必要かくべからざるものと考えられます。

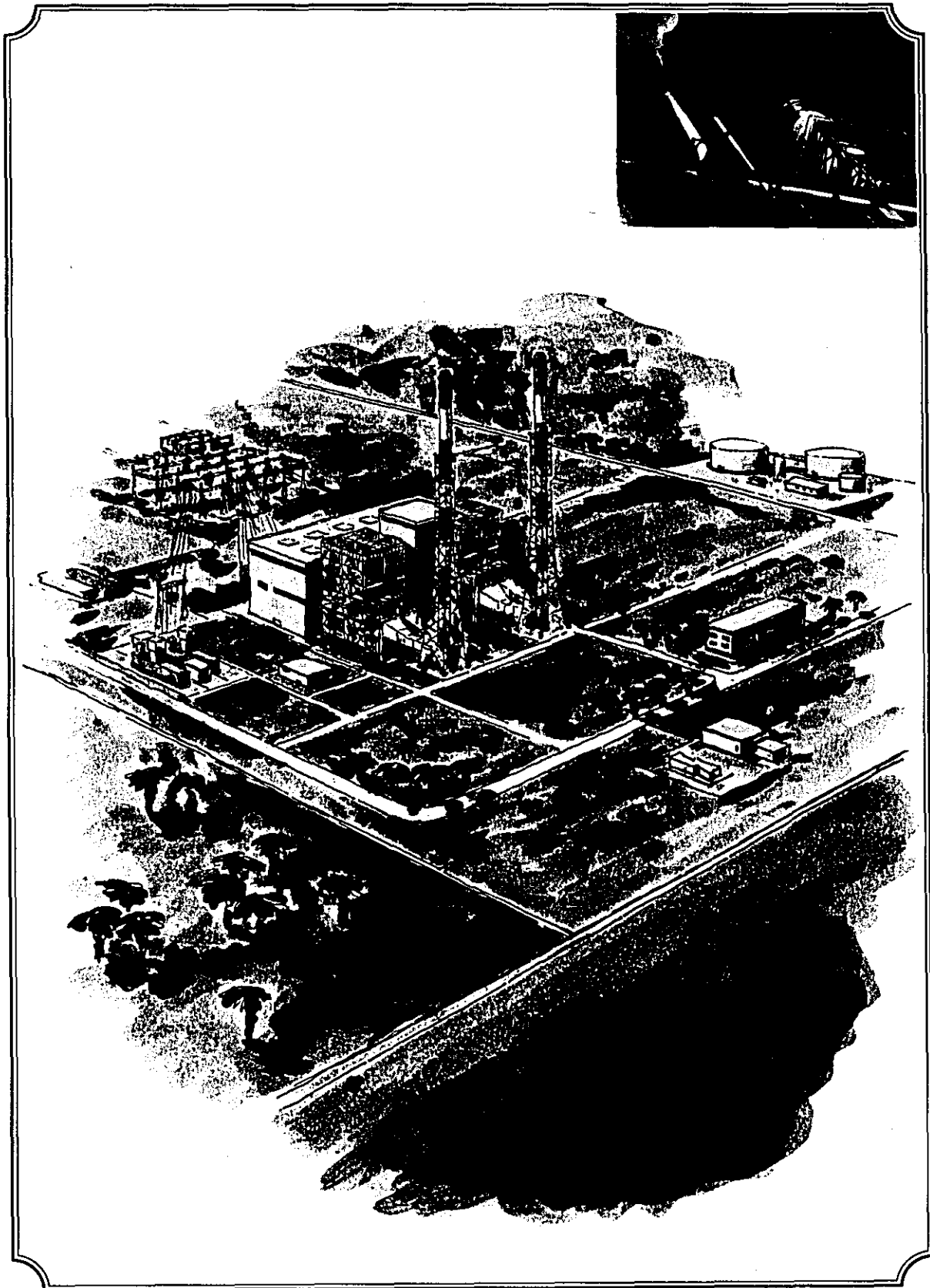
1976年から1987年までの電力需要を満すためにこの地域に必要な投資額は1億7,500万ドルと見積られますが、この投資額はフィリッピン全体の電力部門への投資額からみても妥当であり又これによりヴィサヤス地域の電化が急速に促進され同地域の発展に大きく貢献するものと思料されます。

終りに本調査実施に当り御協力を載いたNPC, NEC, PES, 駐比日本大使館, 日本政府, アジア開発銀行並びに海外技術協力事業団の関係諸氏に対して心から感謝の意を表すものであります。

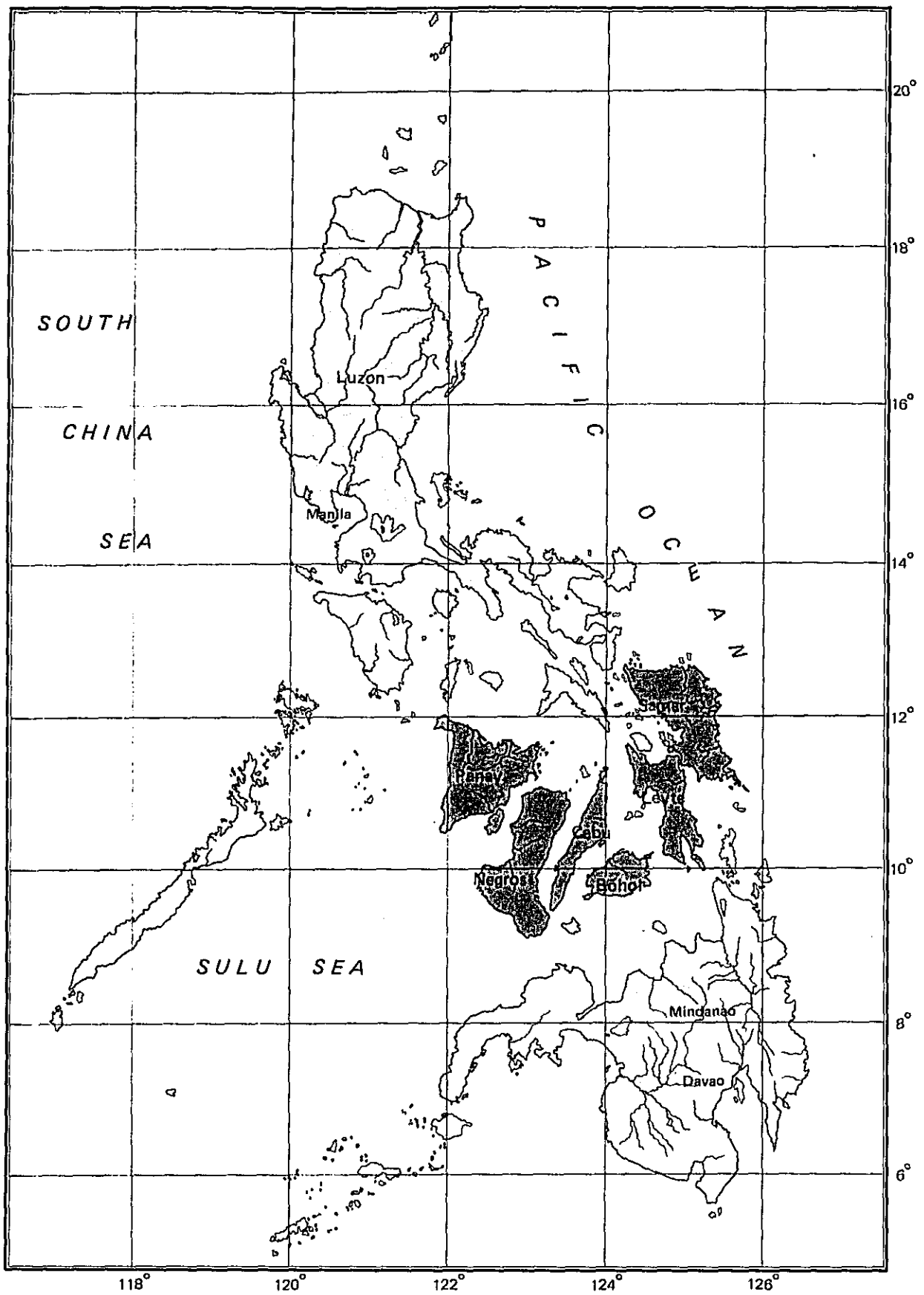
1973年3月

ヴィサヤス地域長期電力計画調査団

団 長 木田橋 勉



Artist's imaginary view of NPC's power plant



目 次

第1章 緒 言	1
1-1 調査の目的	1
1-2 経 緯	1
1-3 調査の具体的内容	1
1-4 調査団の構成	2
1-5 現地調査日程	2
1-6 報告書作成の基本方針	2
1-7 NPC作成のレポート	2
第2章 要約と勧告	3
2-1 電力供給の現状	3
2-2 開発の基本方針	3
2-3 各島の開発構想	4
2-4 各島間の連系送電線	5
2-5 資金計画	5
2-6 結 論	7
第3章 自然及び経済環境	9
3-1 自然条件	9
3-2 経済状況	17
第4章 電力事業の現状	33
4-1 フィリピン電力事業の特色	33
4-2 電力公社（NPC）	38
4-3 ヴィサヤス地域の電力事情	41
第5章 開発の基本構想	57
5-1 電力開発の基本戦略	57
5-2 開発のための具体的な手法	58
5-3 各電気事業者の発電コスト	58
5-4 発電設備投入時期の決定	61
第6章 各島の開発計画	67
6-1 セブ島（第2巻参照）	67

6-2	パナイ島	72
6-3	ネグロス島	81
6-4	ボホール島	94
6-5	レイテ島	99
6-6	サマル島	105
6-7	工事工程	110
6-8	各島間の連系送電線	114
6-9	プロジェクト遂行に必要な政策についての勧告	120
第7章 資金計画		123
7-1	工事費の算定	123
7-2	電力原価	129
7-3	報酬率	131
第8章 電力のもたらす社会・経済効果の考察		133
8-1	経済成長と電力	133
8-2	電力開発のもたらす社会・経済効果	134
付録-1	141
付録-2	143
付録-3	149

第1章 緒言

1-1 調査の目的

この調査はフィリピン共和国政府の要請にもとづき、同国の中央部に位置し、同国の経済活動に重要な位置をしめるヴィサヤス地域について、長期の電力計画（発電、送電、変電を含む）を策定するため技術調査団を派遣し、需要想定、電源開発計画、送変電計画、系統解析、経済評価等の現地調査を実施しこれらの成果をもとに長期電力計画報告書を作成するものである。

1-2 経緯

(1) フィリピン共和国政府は社会経済発展の基盤整備の一環として国土の総合電化を目指しており、このため全国をルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの3地域に分け、夫々の地域の電化計画を進めている。既にルソン、ミンダナオについては、世銀、アジア開発銀行の協力を得て調査及び開発を実施している。

(2) ヴィサヤス地域については、地域自体が小さな島により分断されているため、小規模な電気事業者及び自家発電による電力供給が行なわれているにすぎない。従って、フィリピン政府では同地域において規模の大きな発電設備の建設を中核とする電力系統の樹立により安価で良質の電力を供給する計画の立案に着手し、日本政府に対して技術協力を要請した。

(3) 日本側ではこの要請に基づきフィリピン側関係当局とこの技術協力の具体的進め方について打合せを行って来たが、下記の内容とすることにつき合意に達したので、日本政府は昭和47年10月中旬より昭和48年1月上旬に至る88日間の日程で、6名の専門家よりなる調査団を派遣して現地調査を実施せしめた。この現地調査及び作業の結果は中間報告書として1973年1月帰国に先立ち調査団より、フィリピン政府に提出された。

(4) この中間報告書は調査団帰国後、日本において更に検討を加えた上、今回最終報告書として日本政府よりフィリピン政府に提出されるものである。

1-3 調査の具体的内容

(1) 調査の対象地域はヴィサヤス地域の主要な島であるパナイ、ネグロス、セブ、ボホール、レイテ、サマルルの6島とする。

(2) 各島における10年間以上の長期電力需要の想定およびそれに基づく段階的発電送電変電計画の策定。必要な場合には各島間の相互連系計画の検討を行う。

(3) セブ島についてはフィリピン電力公社（NPC）が電力網開発計画についてのフィージビリティ報告書（1・7参照）を作成しているが、これの見直しを行い、当面必要とされる具体的発送変電計画につきその建設計画、資金計画及びフィージビリティの検討を行う。

以上の外に日本政府は上記の計画が当該地域に及ぼす経済社会的意義についての考察をも含める様調査団に指示した。

1-4 調査団の構成

調査団は電源開発（株）及び海外技術協力事業団からの次の6人のメンバーで構成され、その担当職務は次の通りである。

団長	木田橋 勉	電源開発（株）海外技術協力部	総括
団員	池田 正彦	電源開発（株）海外技術協力部	開発計画
団員	加賀美 浩	電源開発（株）海外技術協力部	需要想定
団員	布施 和夫	電源開発（株）水力建設部	設備計画
団員	黒田 次郎	海外技術協力事業団	経済一般
団員	井上 義一	電源開発（株）工務部技術室	系統計画

1-5 現地調査日程

昭和47年10月10日から昭和48年1月5日までの88日間

1-6 報告書作成の基本方針

(1) 需要想定と経済の関連

ヴィサヤス地域及びセブにおける電力需要及び電力事業はフィリピンの経済及びヴィサヤス地域の経済と密接な関連を有している。その地域経済について充分なる認識なしには適確な需要想定も行なえないことを考え、多方面からの解析を行い、フィリピン経済及びヴィサヤス地域の経済発展に留意しつつ需要想定を行った。

同時にフィリピンもエカフェ地域の1構成員であり、エカフェ地域の経済発展の大きな流れの中におかれていることを考え、常にエカフェ地域の他国との関連においての判断を行う様にした。

(2) 計画策定と投資

開発計画は技術的見地から検討されると共に経済性の追求に重点をおいて策定された。発電計画の供給予備力の考え方については当分の間経済性の見地から、最大需要の10%とする考え方を採用した。

建設コストは計画策定に当って最も重要な要素である。本報告書では、工事費算定に当りフィリピンにおける実績を基に国際競争入札ベースでの妥当なコストを見積った。

(3) 報告書

報告書は第1部及び第2部よりなり、第1部においてはヴィサヤス地域全体の電力開発計画を取扱っている。第2部においてはその中で特に当面開発が急がれるセブの電力系統について詳述したものである。第2部はセブの電力系統のフィージビリティを論じたものであるので第2部だけで独立した報告書である様第1部との重複をいとわずに作成した。

1-7 NPC作成のレポートについて

セブ島の電力系統に関しては1972年5月NPCはフィージビリティ報告書を作成した。その骨子は1976年に75MW×2台の火力発電所を建設すると共に115kVを幹線とする送電網を形成せんとするもので総所要資金36百万ドルと見積られている。

セブ島以外の島については未だ、この様な調査は実施されていない。

第2章 要約と勧告

この報告書はヴィサヤス地域の主要6島すなわちセブ、パナイ、ネグロス、ボホール、レイテ、サマールにおけるフィリピン電力公社による電源の開発及び電力網の拡充につき1987年までの長期にわたり計画したものである。このうちセブ島については第2巻において更に詳細に記述した。以下に本報告書の調査の要約を示す。

2-1 電力供給の現状

1970年現在ヴィサヤスには900万人の人口があり全国の4%であるが発電設備は114MWで全体の7%しか所有していない。人口1人当りの発電電力量は地域平均では38kWhであり開発のもっとも進んでいるセブ島でも107kWhと全国平均の半分にとどまっている。電化率はセブ島で20%であり地域の平均は10%を下まわる。この様な電力面での立遅れはこの地域が小さな島に分断されている地理的条件による所が大きい。

各島の首府に存在する電気事業者を除いては電気事業者は零細であり設備の新設拡張の能力に欠けて居り老朽した設備により限られた地域にのみ電力供給が行なわれている。

2-2 開発の基本方針

この様な状況の下にNPCがこの地域で電力の開発を行なう場合には次の基本方針によるものとした。

- (1) 開発計画は当分の間島単位で行ない島間の連系は別途考慮する。
- (2) NPCは集中発電設備を建設、運転しその発生電力を配電コーポラティブ及び民営電力会社に卸売りする。
- (3) NPCは複数のコーポラティブ及び民営電力が存在する地域に進出しこれらを核として電力網を形成して行くものとする。
- (4) 電源設備は極力集中して建設しメリットを得るものとしヴィサヤスの現状からみてNPCの最低の電源設備容量はボホール、サマールについては3MW×2ユニットその他の島については5MW×2ユニットとした。

電力系統は需要の伸びに応じて拡大し島全体に及ぼすものとした。

- (5) NPCの発送電設備の開発時期はコーポラティブ及び民営電力の電力需要がNPCの設備投資に見合うだけの大きさに達する時とする。

なお開発計画は現在計画又は着手されているコーポラティブが計画通り1974年中には完成することを前提としている。

2-3 各島の開発構想

セブ

セブ島の需要想定はV E C Oを中心とするセブ首都圏と農村地域に分けて行なわれ1980年までは15%、それ以降は14%の伸びが予測された。農村地域は現在5%の電化率を1990年までに現在のセブ首都圏の水準に引上げることが目標とした。1976年から1987年を対象としたスチームタービン、ガスタービン、ディーゼルの組合せによる代案検討の結果1976年にガスタービン25MW×2台、1978年にスチームタービン50MW×1台を開発しその後50MWスチーム1台75MWスチーム3台合計375MWを開発する案が最もすぐれていることが判明した。火力発電所はガスタービンを含めてセブ市郊外におき115kV送電線でセブ首都圏に、又農村地域には69kV送電線により供給する。1978年の50MWスチームタービンの運開までにセブ島をカバーする送電網が完成される計画である。

パナイ

パナイではイロイロ市のパナイ電力とイロイロコーポラティブに電力を供給することより始めこれより西のアンティケコーポ及び北のロハス市及びアクラン、カピス両コーポラティブへ送電線を延長することにより南北を結び全島グリッドに発展させることを基本構想とした。

計画では1977年に5MW×2ユニットの電源設備によりP E C O及びイロイロコーポラティブに電力供給を開始し1978年に5MW1台を追加する。

1980年35MWスチームタービンを設置し同時に115kV送電線を北のロハス市及びカピスココーポへ、69kV送電線をカピスよりアクランコーポ及びイロイロより西のアンティケコーポまで延長する。この際ポトタンに降圧変電所を作りこの付近の米作地帯に電力を供給する。

35MWスチームユニットはその後1982、1985年にも1台ずつ追加され、1987年には発電設備出力は120MWとなる。発電所はパナイ島の需要中心であるイロイロ市付近に設置する計画である。

ネグロス

ネグロスではネグロス オキシデンタルとネグロス オリエンタルとにおいて電力系統を単独に構成し需要の増大に応じてこれを連系し電力系統を作りあげることとした。即ちネグロス オキシデンタルでは1977年よりディアス電力、V R E S C O及び新設コーポに対しディーゼルユニットにより電気を供給し1980年には35MWスチームタービンを新設する。1981年には115kV送電線を南へ延長しネグロスオリエンタルと連系する。ネグロスオリエンタルは1977年より5MW×2ユニットの発電所が運転を始めネグロスオリエンタルコーポ及びバイス ドマゲッティ地区に対して送電するものとした。その後1980年にネグロスオキシデンタルよりディーゼルの移設を受けてこの地域の需要増に対処する。

この計画で新設される電源はディーゼル40MW、スチームタービン155MWの合計195MWであり115kV、69kV送電線は夫々亘長175kM、70kM、変電所容量は100MVAとなる。

ボホール

ボホールではNPCのロボック水力(1,200kW)から受電しているタグピララン及びその北方に計画されているコーポラティブを結んで系統を構成することとした。需要の規模が小さいためにNPCの設備は他の島より遅れて3MWディーゼル2台が1979年にタグピララン近くに設置され69kV送電線44kMが同時に建設される。

1984年までに5MW×3台の追加が行なわれれば1987年までの需要が満たされる。

レイテ

レイテにはタクロバン、オルモックの両電力とレイテ、南レイテの2つのコーポラティブの計画があるが最初はタクロバン電力及びレイテコーポラティブとを送電線によって結び単一の系統を作り需要が大きくなるに従いオルモック電力及び南端の南レイテコーポとも連系する計画とした。

レイテコーポ付近はかなり人口稠密であること又INCO鉱山会社がNPCより受電することが予想されるため需要は比較的大きく最初のNPC発電設備5MW×3台は1977年に操業する計画となった。その後10MWユニットを2台追加したのち1982年には35MWスチームの投入を計画した。

サマール

サマールはヴィサヤス6島中最も開発が遅れ従って電力需要も小さい。

1970年代にはNPCの設備計画を正当化するだけの規模に達しないと予想された。1983年に北サマール県の県庁所在地であるカルバヨグに電源を設置し北部のサマールコーポと69kV線で結合することとし将来南のカタバローガンにも送電線を延長することとした。

2-4 各島間の連系送電線

各島の間を結ぶ送電線はレイテ～サマール間、セブ南端～ネグロスオリエンタル(ドマゲッティ)及びイロイロ～バコロド間が考えられるが前2者がいずれも需要の規模が小さいため当分経済性がなくイロイロ～バコロド間のみを検討した。試算の結果では両系統ともNPCの系統拡張計画により需要増加の割合が大きく1980年代前半に海底ケーブルにより連系を行なってもメリットを生ずることが予想された。これは両系統を連系することによって単一の系統とみなし、35MWスチームタービンの代りに75MWユニットを採用できることより生じたスケールメリットである。従って詳細調査を行なうに充分値するものと考えられる。海底ケーブルの工事費は海底の状況、舟航に対する防護措置などにより大きく変わるので予想ルートにつき調査を実施することを勧告する。

連系が可能となればパナイとネグロスの開発計画は大きく変更されようが上の調査の結果、海底ケーブルの実現の目途がつくまでは現状通り島ごとに取扱うものとする。

2-5 資金計画

(1) 各島の電力開発を実施した場合1986年までに支出される総工事費は1億7,500万ドル

でうち外貨分1億3,800万ドル(79%)内貨分3,700万ドル(21%)である。資金は1974~1986年の13年間にわたり年平均1,340万ドル支出される。各島別に示すと次の通りである。

(in million US dollars)

	Foreign currency	Domestic currency	Total	% share
Cebu	55.5	15.9	71.4	41
Panay	23.2	6.9	30.1	17
Negros	37.8	9.6	47.4	27
Bohol	4.5	1.0	5.5	3
Leyte	13.4	3.4	16.8	10
Samar	3.2	0.9	4.1	2
Total	137.6	37.7	175.3	100

各島の所要資金はその島のおかれている経済状態をほぼ反映して居りセブ島は全体の41%をしめパナイ17%、ネグロス27%と続きこの3島で全所要資金の85%を支出する。

(2) この資金計画の額はフィリピンの4カ年計画で策定されている電力部門への投資額からみても妥当と判断される。

この報告書で計画されているヴィサヤス地域全体の投資に対するレートベースの報酬率は卸売り単価を民間電力会社の予想原価よりも安いkWh.当り15.5ミル(10.2セントポ)とした場合1980年以降8%を確保でき1983年には10%を超えることが予想されており、この時点で電気料金値下げの可能性が生ずる。

(3) 各島の開発計画のうち最初に電力供給を開始するために必要な工事を第1期工事(但し、セブ島は50MWスチームタービンまでを含む)とするとこれに必要な工事費は下記の通りであり地域全体で42.7百万ドル、セブ島を除いた全体では22.6百万ドルとなる。

(in million US dollars)

	Foreign currency	Domestic currency	Total	% share
Cebu	14.7	5.4	20.1	47
Panay	2.1	0.5	2.6	6
Negros	8.6	2.3	10.9	26

(in million US dollars)

	Foreign currency	Domestic currency	Total	% share
Bohol	1.6	0.6	2.2	5
Leyte	3.3	0.7	4.0	9
Samar	2.3	0.7	3.0	7
Total	32.6	10.0	42.7	100

2-6 結論

以上の調査によりヴィサヤス主要6島に関する電力開発の基本構想は樹立されたものと考えられる。今回の調査はセブ島を除いては予備的なものであるが技術的にも経済的にも充分詳細な調査に値することを示している。

フィリピン全土の電化達成はフィリピン政府の電力政策の基本であり、電力開発の面で遅れているヴィサヤス地域の電化計画はこの政策にもっとも合致するものである。この計画の早期実現のため更に進んだ調査を実施するようフィリピン政府並びにNPCに勧告するものである。

第3章 自然及び経済環境

3-1 自然条件

3-1-1 フィリッピン

約7,000の島々からなるフィリッピン共和国はアジア大陸の東南岸よりおよそ800キロメートルの処にある。その西側および北側はよく荒れる支那海があり、東側には台風の発生場所である大平洋がある。南側はセレベス海および、ボルネオの沿岸である。3,000平方キロ以上の島々はルソン、ミンダナオ、サマル、ネグロス、パラワン、パナイ、ミンドロ、レイテ、セブ、ボホールおよびマスマテの11であり、この11の島の総面積が、フィリッピンの総面積3千万平方キロの96%を占めている。

不規則な海岸線、火山脈、独立火山、その他山岳地帯、並びに狭小な沿岸平野等に形どられた島々では火成岩、珊瑚棚を始めとし、全ゆる主な岩が見受けられる。一番高い山はルソンではマヨン山(2,423メートル)、ネグロスではカンラオン山(2,466メートル)、ミンダナオではアポ山(2,955メートル)である。

山間の平野、即ちルソンの中央平野、東南のピコル平野、北のカガヤン平野、並びにパナイの中央平野、ミンダナオのアグサン及びコタバト渓谷に人口の集中が見られる。

例外としてはセブでの海岸線への人口集中がある。

気 候

フィリッピン列島の気候は、気温は各地とも月平均気温23℃～30℃と殆んど変化なく、雨量により4つの地域に分けられる。第1は西部に多い12月から5月までの乾季と残りの雨季に區別される地方。第2は大平洋岸の地方で乾季がなくその替り10月～12月に多量の雨が降る地方である。

第3は多量の雨が集中して降ることがない代り短かい乾季のある地方でありこれは、中央ルソン及び中央に位置する島がそれである。第4は、乾季も、又多量の雨の降る季節もない地方であり、パタネス、東北ルソン、カマリネス、アルバイ、北部セブ、北部ネグロス及び中部・東部・南部のミンダナオの大部分がそれである。

台風は東もしくは南東より上陸し北に方向を変える。時には陸地を横切るが、時には東岸を掠め去る場合もある。雨風による被害のうち、洪水の被害が一番大きい。

人 口

今日、フィリッピンの人口は、約3千8百万と推定される。1903年に行なわれた第1回人口調査によれば764万人であった。その後1940年代まで年間2%余りで増加を続けたが、1970年の人口調査により、1960—1970の10年間では年間平均3.1%の増加があった事が判明した。医学に関する知識と応用が死亡率を引き下げ、1905年の平均寿命37.2才が1965年には52.5才となっている。

Table 3-1 Population of the Philippines: 1903 to 1970

Census year	Population	Increase		Averaged annual rate increased(%)
		Number	Percent	
1903	7,635,426
1918	10,314,310	2,678,884	35.1	1.90
1939	16,000,303	5,685,993	55.1	2.22
1948	19,234,182	3,233,879	20.2	1.91
1960	27,087,685	7,853,503	40.8	3.06
1970	36,684,486	9,596,801	35.4	3.01

フィリピン政府はこの急激な人口増加に対処するため、4ヶ年計画の一環に家族計画をとりあげ、10年後には人口の伸び率を1%引下げるよう努力している。

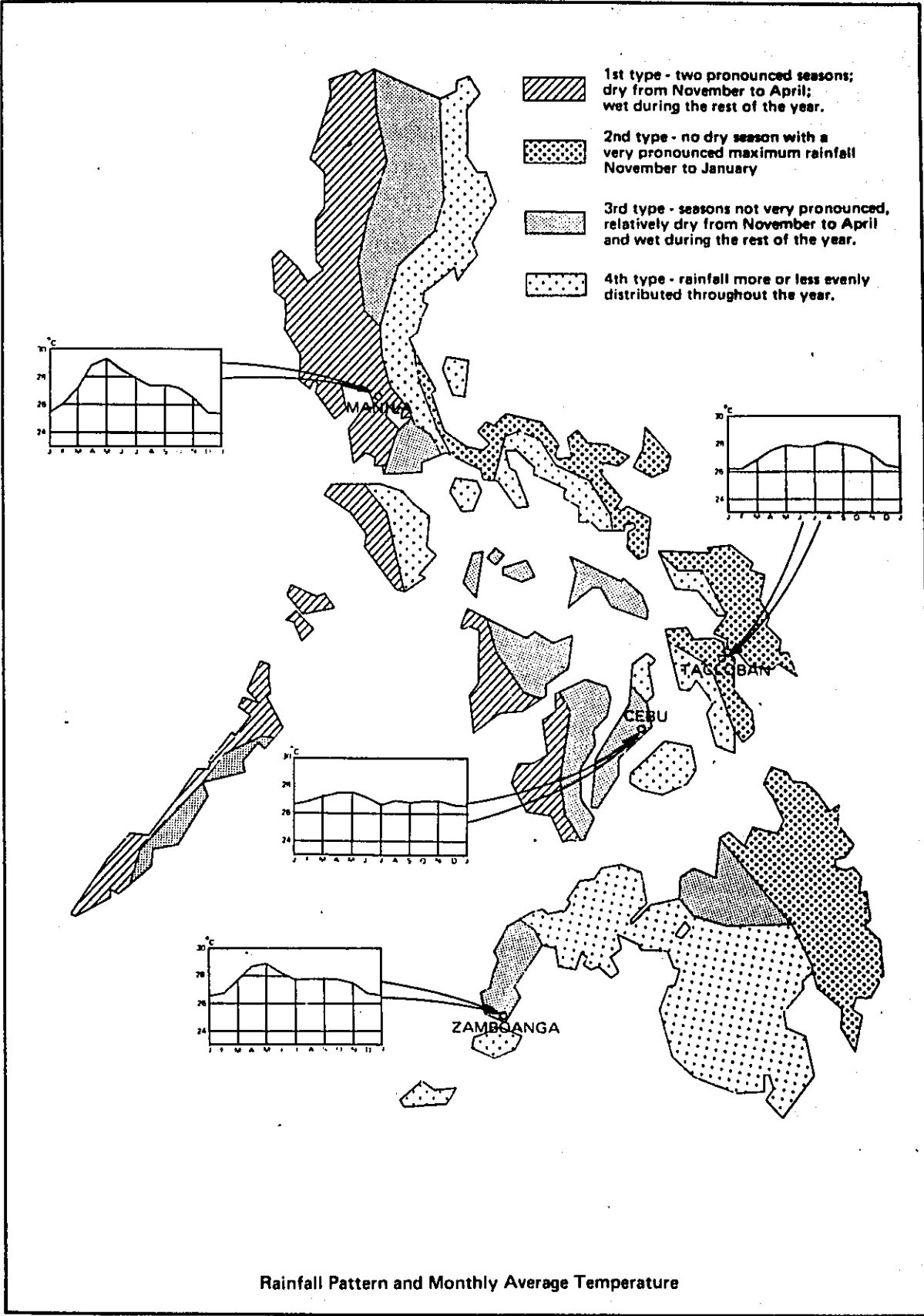
言語は各種の方言に大別され、さらに一つの方言は2ないし3種の方言に細別することが出来る。主な方言はヴィサヤン、タガログ、イロイロ、ピコール、パンパンガン、パンガシナン等があり、一つの方言を以ってしては、他の方言と意を通じない場合が多い。言語別地域をみると、近年に始まった島の中の移民が行なわれる以前の経済圏を知る事が出来る。国語であるタガログ語を使用している国営ラジオ・テレビの普及により言葉が統一されていく事が期待される。

労働力

1969年度の労働人口は1,717万人であったという報告がなされている。産業別人口構成は逐年変化しており、林業、狩猟、漁業を含めた農業の労働人口構成比は1959年から1969年の間に63.0%から55.0%に減少している。この減少は明らかに工業及び第3次産業の発展に起因している。同じ10年間に工業の生業指数は80.7から144.8に伸びており、農業のそれは82から116にしか伸びていない。

失業問題

失業はフィリピンにおいては大きな問題である。顕在失業は1969年に7.3%（労働人口に対する完全失業者数の比）あり、都市9.1%、地方6.5%であった。都市生活が人々を惹きつけているが、就職の機会が少ない。都市化が各地に進んではいるが、工業の発展は人口増加のペースに追いつけないのが現状である。しかし、週40時間以下の労働に従事し、さらに他の労働にも従事することを希望している労働者の数をみると、上記の都市・地方について就労状態は逆さまになる。このような追加労働を希望している労働者を顕在失業者と呼ばれており、地方に多くみられ、その原因は、農業労働の季節性に大部分あるものと思われる。



Rainfall Pattern and Monthly Average Temperature

移民

各県の人口増加率には大きな開きがある。工業化の中心地選ばれた所、或いは自然条件が農業に適している地方へは多くの移入民がある。ブキドゥノン（1960年～1970年人口増加が213.4%）、リサール（195.3%）、西ミンドロ（170.8%）、南アグサン（186.5%）及び東ダヴァオ（187.0%）等は多くの移入民を迎え入れた筆頭である。同じ期間におけるヴィサヤスの人口増加率は18.3%と最も低く、この事はヴィサヤスより上記の地域に人口の流出があった事を物語るものである。

天然資源

(1) 木材

現在木材の輸出は総輸出額の25%以上を占めトップにある。しかし、ヴィサヤスの森林地面積は12%に過ぎず、全フィリピンの比率28%に比べてはるかに少ない。

(2) 鉱物資源

フィリピンは鉱物資源に恵まれている。金銀の貴金属産高は1970年度において220万オンス、1億3,440万ペソであった。銅鉱脈はヴィサヤスを横切って北西、東南に走るフィリピン断層に沿って発見されており、その産高は1970年度において15万1千トンであった。その他、鉱産物としては、鉄鉱石、クロム鉱、黄鉄鉱、マンガン、亜鉛、モリブデン、鉛、ニッケル等がある。石灰岩層を利用して各地でセメント工場が運転されている。探鉱が進めば、フィリピンの鉱業は化石燃料も含めさらに有望なものとなるであろう。ヴィサヤスもこの有望な鉱業の発展予測の例外ではない。

3-1-2 ヴィサヤス

ヴィサヤスを一つの地方として考えた場合、他の地方即ち、ルソン、マニラ首都圏及びミンダナオに較べある意味では立遅れている。ヴィサヤス諸島は山が多い関係上人々は海岸に住んでおり、また内陸交通は未発達である。またイロイロの水田地帯及び西ネグロスの砂糖キビ畠を除き耕地も限られており、最も大きなセクターである農業人口は恵まれない環境で耕作を行っているものと云える。更に地質も一部を除き決して恵まれていない。

現在、ルソン及びミンダナオでは、農業は急激な伸びを示している。過去10年の農産物の伸びはヴィサヤスの20%余りに較べ75%から90%近い伸びを示している。この急速な伸びは耕地の拡張に起因しており、今日なお尙島には処女地が多く残されている。一方ヴィサヤスにおいては、可耕地はほとんど耕作されつくしており、住民過密人口の重荷のもとに、狭い土地の中で奮闘している。

ルソンに比べミンダナオの農業は輸出向商品産物を主に生産し植民地的パターンを有しており、フィリピンの他の地方との結びつきがルソン程強くない。砂糖の生産について考えるとヴィサヤスもミンダナオに類似した性格を有している。しかし、工業の生産性についてみると、ヴィサ

ヤスのそれは Table 3-3 にみるように他の地方に較べ急速に伸びているがこの際マニラ首都圏は工業の分散を検討している段階であるので除外して考えるべきである。

ヴィサヤスは農産地から離れてはいるが、中小工業の設立を考えるべきである。この意味において現在セブで行なわれている中小企業並びにショッピングセンターの設立を目論んだ埋立地整地などは適当な例であると云える。完全に資本集中型でないとしても、半資本集約産業の設立が、電力・水道等の公共事業の拡充と共に要求されている。ミンダナオ及びビルソンの工業はミンダナオにおいて特に顕著であるが、輸出及び国内需要向農産物加工業に向けられている。ヴィサヤスの工業は今後、それだけには限らないが、輸入代替産業にその発展の道を見出すであろう。

ヴィサヤスのサービス業に関する資料は入手出来なかったが、高い人口密度と盛んな商業を考えればかなり大規模なサービス業があるものと見受けられた。漁業はヴィサヤスの今一つの有望な産業である。現在魚の消費地は水揚げ地に隣接した地域に限られているが、販売網が完備されれば大規模な漁業が有利となるであろう。

Table 3-2 Share between Regions
(in percent)

	Year	Total Philippines	Visayas	Luzon	Metro Manila	Mindanao
Land		100.0	19.3	46.7	-	34.0
Land cultivated	1969	100.0	28.0	41.4	-	30.6
Population	1969	100.0	25.4	45.4	6.9	22.4
Labor employed	1967	100.0	28.5	42.5	8.4	20.5
Capital stock	1961	100.0	10.3	37.8	45.9	6.0
	1969*	100.0*	14.4*	20.6*	53.7	11.3*
Value added						
Manufacture	1961*	100.0*	16.3*	16.5*	45.2*	12.0*
Crop production	1961	100.0	29.7	48.3	-	22.0
Mining	1965	100.0	31.7	61.8	-	6.5
Timber production	1961	100.0	2.0	20.0	-	78.0
Average income	1965	100.0	70.0	94.0	206.0	84.0
Comparison in retail price		-	83.3	91.9	100.0	87.1

* estimate

Table 3-3 Productivity by Region

	Total Philippines	Visayas	Luzon	Metro Manila	Mindanao
Agriculture					
1960					
Contribution to GDP (%)	27.0	6.6	10.8	-	9.6
Cultivated land	1.000	0.293	0.428	-	0.297
Land productivity	1.000	0.836	0.935	-	1.272
1970					
Contribution to GDP (%)	30.0	5.4	12.6	-	12.0
Cultivated land	1.000	0.280	0.414	-	0.306
Land productivity	1.000	0.639	1.014	-	1.310
Industry					
1960					
Contribution to GDP (%)	18.0	3.1	5.1	7.7	2.1
Labor employed	1.000	0.310	0.420	0.069	0.201
Labor productivity	1.000	0.555	0.674	6.188	0.587
1970					
Contribution to GDP (%)	19.0	3.3	4.5	8.9	2.3
Labor employed	1.000	0.285	0.435	0.084	0.205
Labor productivity	1.000	0.611	0.558	5.583	0.585

3-1-3 電力資源

通常電力資源として考えられるものとしては次のものがある。

水力発電

石炭

石油（天然ガスを含む）

地熱発電

原子力発電のためのウラニウム

このうちウラニウムについては燃料としての必要量が量的にはわずかなため必ずしもこの地域に存在する必要はないが他の資源がこの地域に存在すれば経済的な発電の可能性がある。

水力資源

水力資源を経済的に可能ならしめるには充分な落差及び継続的な流量が必要である。ヴィサヤスは比較的小さな島より構成されている関係で上記の条件に欠ける所が多い。現在までにこの地域で開発された水力は2箇所合計出力2 MWであることがこの事実を裏書きされている。

NPCによって用意された水力資源リストにより5 MW以上のものをリストアップすると、Table 3-4に示している通りである。

リストより明らかのように一般的に云って落差が低く50 mを超えるものはJalaurプロジェクトしかない。又Jalaurをのぞいて全ての水力資源はまだ踏査が行なわれただけである。流量資料は3年程度しかないものが多い。

パナイ島のJalaur川プロジェクトのみが予備調査の段階である。このプロジェクトはかんがいと発電の多目的プロジェクトであり1960年にRA 2651により工事の実施がオーソライズされているにも拘らず1972年現在何の工事も行われていない状態である。この原因ははっきりしていない。

Ulot川については1972年に調査の見直がスタートしている。

この様な現状のためこれらの水力プロジェクトについて電力長期計画策定の素材として論ずることは出来ない。調査スタディの進行により経済性のすぐれていることが判明した場合には長期計画に組入れることが出来よう。

石炭

石炭資源はセブ及びネグロスの両島に存在する。NPCから提供された資料によるとネグロス・オキシデンタルにはいくつかの鉱床がありそのうち最大のものはカルトラバの埋蔵量約3百万トンであるが現在操業は停止していると報ぜられている。

セブ島には数箇所の鉱床がありその合計埋蔵量は約35百万トンと推定され発熱量はkg当り4,900~6,800キロカロリーである。このうち4箇所で月産4,000トンほどの採掘が行なわれ付近の需要に供している。

石炭が火力発電所の燃料として採用されるには石油価格と競争できることの外に特に長期的にわたる安定供給が保証されなければならない。

固形燃料から液体燃料への転換はすでに世界の各国で経験されフィリッピンでもエカフエの統計資料によると石炭産業は急速に衰退している。

セブ島で産出する石炭の現在の価格は安い但是这はきわめて小規模な経営であるために火力発電用として大量に長期間安定して供給する面に不安があり又その際の石炭価格についても調査されていない。従ってこの様な面についての調査が実施され石炭焼き火力の優位性が確認されるまでは電力長期計画は重油焼き火力で計画するのが妥当と判断された。

石油

石油及び天然ガスについては経済的に成り立つ油脈は未だフィリッピンにおいて発見されて居らず国内使用の石油は全て輸入に依存している状態である。調査によるとヴィサヤス地域のパナイ、セブ、レイテには油脈の可能性があると云われ調査が続けられているが未だ朗報はもたらされていない。

Table 3-4 Hydro Potentials in the Visayas

River/Fall	Location		Head (m)	Capacity (MW)	Energy production (million kWh)	Purpose	Stage of Study
	Island	Province					
Jalaur River	Panay	Iloilo	85	8	38.5	Multipurpose	Preliminary (1965)
Tapaz River	Panay	Iloilo	-	7	-	-	Reconnaissance
Amanhoray Falls	Negros	Negros Oriental	-	5	-	-	ditto
Ilog River	Negros	Negros Occidental	-	45	-	Multipurpose	ditto
Kayakyan	Negros	Negros Oriental	-	10	-	-	ditto
Wahig River	Bohol	Bohol	48	10	51.3	Multipurpose	ditto (1965)
Daguitan River	Leyte	Leyte	33.5	8	46.5	-	ditto (1967)
Subao River	Samar	-	40	17	74.5	-	ditto
Ullo River	Samar	Eastern Samar	40	24	123	-	ditto (1969)

地熱発電

レイテ島の北部のオルモックとブラウエンの中間山岳地帯に地熱の地域がありこの地熱の発電及びその他の目的に対する利用の可能な調査がニュージーランド政府の技術援助により開始された。現在までには地表調査が行なわれたのみである。1972年10月ニュージーランド政府からフィリピン政府に提出された踏査報告書は調査の結果を次の様に結論している。

「発電のポテンシャルがあるかどうかを決めるため、より広範囲な調査が必要と認められる。又試験井を掘削すると及びブラウエン地区の科学的調査の継続を勧告する」

日本における我々の経験では発電規模に対応する十分な量の蒸気を長期的にわたり確保できる見通しをたてるためには多くのドリリングが試みられなければならないかなりの時間と費用を要する。

ニュージーランド政府の報告書では15MW未満の規模の発電が示唆されているが同報告書の勧告する調査が実施されたあとの結果により開発計画で考慮するものとした。

レイテ島以外には地熱発電の可能性は報じられていない。

以上の様な現状であるためグイサヤス地域の各島においては当面電力資源としてみるべきものは特になく電力はこゝ当分石油に全面的に依存せざるを得ないものと判断される。水力地点のうち踏査段階で経済性のありそうなものは更に調査を進めるべきであろう。

3-2 経済状況

3-2-1 フィリピン経済

(1) フィリピン経済の現況

フィリピン経済はここ数年、実質6%以上とみられる成長を続けており、経済開発4ヶ年計画の目標を上廻っている。1971年の経済成長も経済計画省の発表によると6.5%であった。フィリピン政府及び経済計画省は、ローリングプランという名前で前年の実績をみて計画値を修正する方式を採っているが、このため目標値をここ数年高めている。この高成長は、活発な民間資本形成によるところが大きく、農業及び鉱業の振わない分をおぎなって余りある状態で、いわゆる「民間部門主導型」の成長ということが出来る。一方、一人当たり所得の年成長率は、3%を越すといわれる人口増加のため、約3%にとどまっている。

Table 3-5 Gross National Product

Year	1963	65	66	67	68	69	70
GNP (billion pesos)	19.0	23.0	25.7	28.1	29.6	31.8	39.3
Estimate (million US dollars)	7,191	8,931	8,562	8,852	10,308	11,837	12,590
Per capita GNP (US dollars)	238	245	251	255	297	331	342

この高成長に伴ない、資本財、機械設備の輸入が増大したため、フィリピンの国際収支が悪化し、外貨準備高は著しく減少した。

Table 3-6 External Trade and International Reserve by Central Bank

(in million US dollars)

Year	Imports	Exports	Balance	International reserve
1965	807.6	768.5	- 39.1	188.50
1966	852.8	828.2	- 24.6	166.09
1967	1,062.2	821.5	-240.7	179.77
1968	1,150.2	857.3	-292.5	161.40
1969	1,131.5	854.6	-276.9	120.66
1970	1,090.1	1,061.7	- 28.4	250.96
1971	1,186.0	1,121.8	- 64.2	375.46

発展途上国によくみられる様に、フィリピンにおいても経済の輸入依存度は高く、従って国際収支の悪化による圧力は非常に強い。Table 3-5 にみられる様に、1968年69年には、この国際収支の圧迫が特に著しくなり、70年2月には、ペソの実質的な切下げに追い込まれ、変動相場制に踏みきらざるをえなくなった。この結果、新ペソ、ドルレートは、従来の3.9 : 1から6.25 : 1となった（約60%の平貨切下げ）が国際収支は安定の方向に向かい、中央銀行の外貨準備も回復、外貨の圧迫は一応しのぐことに成功した。一方政府は財政、金融政策を通じ、経済を刺激する方策を講じたが、70年において約2億6千万ペソを公共投資として支出した結果、70~71年には名目成長20%の数字であらわされる様に、インフレーションの傾向も大きくなった。この20%の名目成長は、生産の伸び5%、物価上昇分15%とする向きもあり、国民の経済活動をかなり圧迫しているものと考えられる。

Table 3-7 Consumer Price Index

Year	Manila (1955=100)		Outside Manila (1957=100)	
	Index	% increase	Index	% increase
1965	140.4		138.8	
1966	149.1	6.5	145.2	4.6
1967	157.6	5.7	153.8	5.9
1968	158.1	0.3	155.2	0.9
1969	160.4	1.4	157.9	1.7
1970	188.2	17.3	181.0	14.6
1971	224.0	19.0	225.4	24.5

フィリピン経済は元来、農業依存型であることもよく知られているが、事実1960年代を通じGNPの30%以上は農業による生産であったが、1971年には農業は台風、病虫害、農業助成金の削減等の悪条件が重なり、その生産は目標額に達せず、米を輸入するという事態が引きおこされた。先に述べた物価の上昇を、この農業の不振に結びつける意見もあり、確かにフィリピン経済の中に占める農業（特に米）の役割はかなり大きなものであって、影響するところは大きいと考えられる。地域的には、特にルソン島の生産が目標を下廻ったとみられている。

Table 3-8 Gross Domestic Product by Kind of Economic Activity

Year	GDP (million pesos)	% Distribution					
		Agriculture	Industry	Construction	Wholesale & retail	Transport	Others
1960	13,390	27	18	3	11	3	24
1963	19,048	26	18	3	9	3	23
1968	29,616	30	18	3	9	3	24
1969	31,782	32	18	3	9	3	24
1970	39,346	30	19	2	8	3	22

農業部門の中では、従来から重要な外貨獲得部門であったココナツ、砂糖の生産が順調に伸び、この両者共輸出向産業であることから平貨切下げによるメリットも大きかったと考えられる。

Table 3-9 Production of Selected Commodities of Agriculture

Year	(in thousand metric tons)						
	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Rice	3,993	4,073	4,094	4,561	4,445	5,223	5,343
Coconut product							
Copra	1,471	1,485	1,577	1,542	1,516	1,656	1,574
Desiccated coconut	63	72	83	51	44	70	106
Coconut oil	627	657	576	656	566	766	810
Copra meal or cake	200	263	204	207	195	255	317
Sugar product							
Sugar, centrifugal	1,557	1,402	1,560	1,595	1,596	1,927	2,051
Muscovado	63	58	62	63	64	61	51

製造業は1971年にはペソの切下げのショックから回復のきざしをみせている。ただ70年の切下げによる影響は相当深刻であり一挙に回復することは難しい。その中において、政府により特

別の配慮を払われた産業は、他より早いペースで回復しており、化学工業及繊維産業はその例である。前者は1969年よりその輸出量の飛躍的拡大をみたものであり、1971年にも順調に成長している。

この両者とも輸入依存度、輸出依存度とも非常に高いが政府の輸出・輸入の多様化（ダイバーシフィケーション）政策に支えられ成長したものとされている。一方石油産業はペソ切下げと、石油の原油値上がりの両方の影響をもちにうけ、この為その製品の値上げを申請しているが、物価統制委員会の判断を待たねばならない現状である。原油の値上がりは又、石油をエネルギー源を投入物として利用している産業に深刻な影響を与え、特に電力産業では、その運営費の約55%が燃料費とみられることから、又これらの企業は多額の対外債務（施設の拡充等）を抱えていることから、原油の値上げと平価の切下げ両方の影響は深刻である。この為、料金の値上げのみが、残された解決策ともいわれるが、公共事業委員会は、他の物価へのはねかえりを考慮し、料金値上げを容易に認める風潮ではない。従って根本的な対策を必要とされている。

Table 3-10 Index of Physical Volume of Selected Production in Manufacturing (1955=100)

Year	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Food manufacturing	201.1	209.7 (4.2)	224.3 (6.9)	227.1 (1.2)	236.5 (4.1)	229.3 (-3.1)	257.2 (12.1)
Textile	328.0	328.6 (0.1)	344.0 (4.8)	332.4 (-3.4)	332.6 (0)	327.1 (-1.7)	392.9 (20.1)
Chemicals	187.9	196.1 (4.3)	199.4 (1.6)	197.0 (-1.3)	207.9 (5.5)	225.7 (8.5)	254.9 (12.9)
Non-metal mineral products	269.2	287.9 (6.9)	297.3 (3.2)	326.4 (9.7)	329.9 (1.0)	314.7 (-4.6)	316.4 (0.5)
Metal products	330.2	347.2 (5.1)	347.2 (0)	335.9 (-3.3)	371.5 (10.6)	322.3 (-13.3)	328.2 (1.8)
Elect machinery	323.6	340.4 (5.2)	412.5 (21.2)	437.5 (6.0)	501.1 (14.5)	574.5 (14.6)	563.5 (-2.0)
Miscellaneous products of petroleum	161.0	208.4 (29.4)	231.5 (11.1)	282.7 (22.1)	328.4 (16.1)	342.1 (4.2)	361.0 (5.5)
Pulp & paper	270.0	253.2 (-6.3)	272.1 (7.5)	247.8 (-9.0)	244.2 (-1.4)	223.6 (-9.4)	284.3 (27.2)

Note: Indices in parentheses show the percentage increase or decrease to the previous year.

(2) フィリピン経済の構造的特徴

1971年に発表された政府統計局及びフィリピン大学による、1965年フィリピン経済の産業連関研究、を基にして、以下の観察を行なったが、この表は97部門より成るもので、その総論的解説のみが一般に公けにされているものである。フィリピン経済の要約を行なうと、その特徴は

農業と非農業の差

輸入依存度の高さ及び輸出構造の硬直性

政府部門の相対的弱さ

が挙げられる。これを以下に多少の説明を加えつつ検討する。

(1) 農業と非農業——二重構造

1965年における付加価値総計は125,660百万ペソであったが、純国民所得の内訳は下記の表の通りである。

Table 3-11 Net Value Added

	(in million pesos)			
	Compensation for employee	Operational surplus	Rent	Net Value added
Primary ind.	2,738	2,348	415	5,501
Secondary ind.	2,912	3,611	0	6,522
Tertiary ind.	3,142	5,498	1,082	9,722
Final demand	1,613	0	0	1,613
Total	10,405	11,457	1,496	23,359

この表の雇用者利得の列をみると業種別の付加価値比率が示されるが第1次産業が賃金付加価値の総計の26.30%、第2次産業が28.0%、第3次産業が45.7%を占めているのがわかる。

この表とあわせて、各産業別就業人口をみるとフィリピンにおける就業人口1人当りの付加価値が算出される。国連の統計よりフィリピンの業種別人口を求め、これを算出すると下表のような結果が得られる。

Table 3-12 Value-Added (VA) per Employee

	Number of employee (thousands)	% Share to the total (%)	VA/employee (pesos)
Primary ind.	5,914	57.43	463
Secondary ind.	1,161	11.27	2,507
Tertiary ind.	3,223	31.30	975

これより農業、漁業、鉱業等第1次産業部門の所得水準の低いことが明らかである。第1次産業において労働者の熟練度、生活水準等が極度に低いことが推察されよう。

又各列の総計を比較するとき、賃金の付加価値がわずか44%しか占めていないのに対して、使用者所得ともいべきサープラス及レントが56%を占めるのは、明らかにこの国の貧富の隔差を示すものであろう。

フィリピンにおいて、この度賃金労働者の地位向上を目指すべく、1970年6月17日に、最低

賃金法が制定され、隔差解消への第1歩を踏み出している。最低賃金法のもたらした影響については、(1)単位あたり生産費用が、1965年と同じであること(2)産業間の相互依存関係が1965年と同一であること(3)産業の供給弾力性がコンスタントであること及び(4)価格変動に対してタイム・ラグがないことを仮定して、産業連関表を用いた分析が行なわれていて、最終需要部門の支出総額を4648%引上げたと計測されている。特に賃金コンテンツの高いと考えられる産業の生産には、直接大きくひびき、ある産業では単位コスト当り60%以上のコスト・アップを余儀なくされている。

農業部門はこのケースの一つと考えられており、71年度の農業生産の不振をこの最低賃金制のためとする意見もみられる。

一方使用者余剰の内訳をみてゆくと、第2、第3次産業が余剰が大きく65年時点での企業家の付加価値の高さ及び第1次産業に比して、投下資本の豊富な状況を知ることが出来る。便宜的にこれを各産業別のコストとの比較でみると特に第3次産業の付加価値率の高さが明らかになる。各産業のコストの費目別内訳をみると、第1次産業、第2次産業、第3次産業の順で賃金コストは逓減し、減価償却は第2次、第3次産業において圧倒的に大きく第1次産業は小さい。産業の社会的限界生産力或いは、投下資本に対する収益率が第2次、第3次産業において顕著に高いといえる。

Table 3-13 Value and Percent of Surplus in Relation to the Total Industry Cost

	A: Operational surplus (Million pesos)	B: Industry cost (Million pesos)	A/B (%)
Agriculture	1,374	6,320	21.7
Forestry & fishing	808	2,043	39.5
Food manufactures	1,234	6,339	19.5
Textile products	289	989	29.3
Chemicals	247	820	30.1
Petroleum products	339	776	43.7
Iron & steel products	42	214	19.7
Electrical machinery	135	436	30.9
Transport equipment	137	546	25.0
Services, total	5,498	15,300	35.0
Trade, wholesale, retail	3,204	4,949	64.7

従って農業と工業、サービス業の間にも収益率において大きな隔差があることになる。伝統的、封建的産業としての農業と近代的資本主義的な性格をもつ第2次、第3次産業が、お互いに資本

の流動化を行なうことなく、或いはお互いに干渉しあうことなく併存している証左ではなかろうか。しかし、忘れてはならないのは、フィリピンにおける農業人口が多いという事実である。

そして、国民の約57%が従事している農業は、限界生産力が低く又、天候等の外部条件に左右されやすい。種々の指標によると、マニラ首都圏と、それ以外の地域では顕著な差がみられるし、この意味では、農村地帯に産業を育成、助成する必要があるだろう。この意味で、投資委員会は産業分散の誘因を与えるべく、利子政策を購じたり、種々の努力をしているが残念ながら現在までのところ、あまり成功していない。今後の政府の諸施策に待たねばならない。また、フィリピンの農業に関して、現在あらしめている諸要因の中でも、土地改革が最も大きなものであろう。

土地改革は、大統領布令第2条及び第27条によって宣言されている。特に第27条は「改革は、土地の耕作者をその重圧から解放することから始まるべきである。……1972年10月21日付で、小作人を解放することを命ず。この令は、収穫分与システム或いは、賃貸し小作制度のもとで、米作、とうもろこしの生産に従事している私的農地の小作人に適用されるべきものである。……あらゆる場合に、土地地主は7ヘクタール以上の土地を所有してはならないし、地主が自分で耕作している場合か、今まさに耕作しようとしている場合にも7ヘクタールしか土地所有を認めない……」というものである。土地改革はフィリピン政府にとって懸案の事項であり、もし成功するなら、フィリピン経済を急激に変化させる要因となろう。小作人が解放され、経済生活を営むようになれば、彼らは更に働くことへの誘因を与えられるだろうし、その生産性は上昇、彼らの購売力は増し農民によって直接消費される生産物及び、サービス産業を刺激することになるだろうし、これはひいては後背地の成長として、産業振興の基盤となりうる。

又、本報告書に定量的に扱われていないが、後にふれるように、農村電化にも多大の影響が生ずるだろう。

(ii) 輸入依存度の高さ及びその価格硬直性

1965年において総輸入額は4,273百万ペソとされ(1US=3.9ペソ)その内訳は下記の通りである。

Table 3-14 Industrial Imports Absorption

	Value of imports	
	Million pesos	% share
Manufacturing	1,276	29.9
Households	1,137	26.6
Services	750	17.5
Gross fixed capital formation	705	16.5
Agriculture, forestry & fishery	233	5.5
Net inventory change	146	3.4
Exports	19	0.5

	Value of imports	
	Million pesos	% share
Government	8	0.2
Total	4,274	100
Final demand	2,015	47.1
Intermedlate	2,259	52.9

この表より輸入のうち直接に、生産にまわらなかったものは家計によって吸収された約27%のみであり、残りの73%は直接、間接、経済循環に流れ込んでおり、資本材、生産材或いは中間生産物の形で国民所得の増大に寄与しているということが出来る。

ここで問題になるのは、輸入されたものは、どの程度輸出に転換されえたか、別の表現を用いれば、輸入に要したドルをどこまで輸出によるドル獲得分で、まかないえたかである。勿論政府による、財政、金融政策による諸施策が輸出産業を奨励し拡大させるものでなければならぬのは言うまでもない。というのは、フィリピン経済の拡大は、どこまで国際収支の天井を引き上げることが出来るかにかかっていると云うからである。

輸出がはかばかしくなく、国際収支の悪化したとき常に出て来る議論は、「輸入依存度が高すぎる」「輸入規制を行なうべきである」「現存の輸入産業のうち、国民所得への寄与率の低いものは即時輸入を停止すべきである」等々である。これらの諸意見が正当なものであるか否かはさておいて産業の輸入額に対して、その産業の生産額を対比させてみると上位8産業は次の様になる。

Table 3-15· Import Dependency

	A: Value of imports (1,000 pesos)	B: Total industry sales (1,000 pesos)	% share A/B
Other services	211,498	401,263	52.71
Petroleum refinery products	296,723	773,226	38.37
General hardware	89,221	265,502	33.60
Iron & steel basic shapes	71,828	214,396	33.50
Private communication	37,463	131,251	28.54
Motor vehicles & parts	110,145	425,524	25.88
Other manufactured products	22,701	105,925	21.43
Private construction	304,423	1,528,900	19.91

勿論上記のものは、輸入額と産出額の比であって実際に問題となるのは、絶対額で輸入額の大きな産業の場合である。1965年において1億ペソ以上を輸入に必要とした産業は、石油精製品、繊維製品産業等で2億ペソ以上を輸入した産業は、一般機械、鉄鋼製品、製紙業、印刷業、通信、医療器具、電気、タイヤ産業等であった。これら産業に共通することは、いずれも国内での供給が不可能な投入物を必要としていることであるし、しかもこれら産業は近代生活に不可欠とも思える産業群である。明らかに輸入依存度は高いと言わなければなるまい。

そこで各産業の輸入額とその付加価値との比較をみてみよう。つまり数字的には産業の生産する付加価値が、その産業の投入する輸入を上廻るときにはその産業は輸入品を充分利用し、国民所得に貢献していると言いうるからである。

Table 3-16 Value-Added/Imports Ratio

	A: Industry Net value-added	B: Import Million pesos	A/B
Other service	164.5	211.5	0.78
Made-up textile products	176.1	156.3	1.13
Iron & steel basic shapes & forms	78.2	71.3	1.10
Private construction	361.0	304.4	1.19
Petroleum refinery products	370.1	296.7	1.25
Private communication	40.9	37.5	1.09
General hardware	122.1	89.2	1.37
Paper & other paper products	150.0	57.5	2.61
Electrical appliances	63.1	17.6	3.59
Knitting & textile mill products	417.2	128.6	3.25
Structural & architectural metal products	61.3	17.0	3.61
Air transportation	72.7	15.8	4.59
Electricity	109.1	29.7	3.67
Metallic mining	172.0	27.3	6.29
Industrial chemical	108.7	13.3	8.15

この結果だと、他のサービスを除いては各産業共輸入額以上の付加価値を生産しており、国民所得に貢献しているといえる。しかし、これで問題が片付いたわけではない。もし、輸入に際して1ドル=3.9ペソでないとしたら、つまり平価切下げがあったとしたら各産業の輸入額は、すべて上昇し、その結果としての付加価値との比率はダウンするはずである。真の評価を行なうには外貨のシャドープライス、計算価格を求めることにある。その計算価格に基づいて1ドルの輸入がどの程度のペソ浮揚力があるかを新たに計算してみないことには、産業の輸入の是非を論ずることは難しいものと思われる。

一方、1965年時点の輸出についてみてみよう。総輸出は3,100百万ペソで、その大部分は原材料である。

Table 3-17 Export

	Value (million pesos)	% share to total
Coconut (copra)	627.8	20.3
Forestry	520.4	16.8
Metallic mining	295.4	9.5
Abaca & fiber	87.2	2.8
Sugar	504.7	16.3
Made-up textile	98.0	3.2
Plywood	99.0	3.2
Desiccated coconut	365.6	11.8

この表より明らかなように、ココナツ、砂糖、木材及金属鉱石が主な輸出品であり、この四者で、総輸出の74.6%を占めている。これはフィリピンの輸出が供給の弾力性を欠き、外部条件に大きく左右されうる植民地型のものであることを如実に示している。砂糖のように割当てがあり価格も決められているものは別にしても、71年の銅の例のように、生産は70%増したが、国際市場の銅価格の下落により、外貨の獲得は前年と差がなかったという状況がそのまま国際収支にはねかえってくる構造になっている。

各輸出産業を更に詳細にみるためには、(1)直接輸出成分及び(2)直接、間接輸出成分の二つの係数を導出し、この二つを比較してみると

②-①の大きなもの程、輸出産業として重要であるばかりでなく、他の産業に対する投入産業としても大きな役割を果たしていることがわかる。つまり、原材料をそのまま輸出するタイプの産業より国内の他産業にも関わりをもつ産業がこの数値が高くなっている。植民地型輸出構造からの脱却のためにもこの様な産業の育成が望まれる。

Table 3-18 Comparison of Direct Export Content
and Direct and Indirect Export Content

	Direct and indirect export content	Direct export content	Difference
Desiccated & other coconut products	0.01481	0.64240	0.37241
Pressure bonded boards (plywood and veneer)	0.79881	0.58103	0.21778
Coconut and copra	0.55681	0.33305	0.22376
Lumber	0.26181	0.07625	0.18556
Other vegetable oils and fats	0.24519	0.00032	0.24487
Washing and cleansing compounds	0.23444	0.01568	0.21876
Metallic mining	0.86381	0.84268	0.02113
Forestry	0.58617	0.57097	0.01520
Abaca and other fibers	0.56736	0.56738	0.00898
Sugar and sugar confec- tionery products	0.48714	0.46041	0.02673
Processed fruits and vegetables	0.32510	0.27888	0.04622

(iii) 政府部門の相対的弱さ

Table 3-19 GNP & Composition

Year	in million pesos			
	1961	1965	Actual 1970	Estimate 1971
GNP	16,846 (100%)	25,660 (100%)	31,320 (100%)	33,042 (100%)
1. Personal consumption	12,047 (71.51%)	20,175 (78.62%)	24,007 (76.65%)	25,180 (76.21%)
2. Government consumption	1,529 (9.08%)	2,127 (8.29%)	3,038 (9.69%)	2,835 (8.57%)
3. Gross domestic capital formation	1,830 (10.87%)	2,757 (10.75%)	7,041 (22.48%)	6,678 (20.21%)
a. private		2,413	6,359	6,223
b. government		344	682	455
4. Net inventory change	1,762 (10.46%)	1,773 (6.91%)		
5. Exports	1,332 (7.91%)	3,100 (12.08%)	4,482 (14.31%)	5,921 (17.92%)
6. Less: Imports	1,656 (9.83%)	4,274 (16.67%)	5,669 (18.10%)	6,272 (18.99%)

上記の表より、政府支出（政府消費と政府資本形成の和）の国民総生産に対する割合は、各年別に下の様になる。

年	1961	1965	1970	1971
比率	9.08%	9.62%	11.87%	9.96%

フィリピン経済における政府部門は、従来小さいと言われてきたが、この数字はそれを裏づけている。他の発展途上国に比しても小さいものである。

1965年について言えば、政府最終支出のうち59.2%は人件費であり、公共支出ともいべき道路、橋、港、等外部経済効果をもたらしうるサービスに対して支払われたのは12.5%にすぎない。

資本形成支出のうち政府によるものをみても、道路、橋、建物、港等の建設費は小さく、いわゆる社会的間接資本 Social Overhead Capital の遅れが目立っている。

一方、政府は金融政策で、成長を支えようとしているようで1969年以降中央銀行の通貨供給量はかなり増加している。

通貨供給(百万ペソ)

年	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
通貨供給	3,066.9	3,371.3	3,782.5	3,981.9	4,753.8	5,047.4	5,567.4
増減%		9.9%	12.2%	5.3%	19.4%	6.2%	10.3%

ただ一般的に言って、65年の例からわかるように、フィリピンの建設産業の輸入依存度は高く、政府による建設も大巾にすすむと、それがまた国際収支を圧迫することも考えられるので注意深い政策が必要であろう。

3-2-2 ヴィサヤス経済

次に示す表3-20から、ヴィサヤスの全フィリッピンに対する経済的状況が概観される。ヴィサヤスでは、農業生産物、砂糖及びココナツ及び鉱物資源が主な生産物であり、砂糖及びココナツはフィリピンの重要な外貨獲得源である。ヴィサヤスの工業は全体的にほぼフィリッピン全体の工業成長ペースと同じ速度で成長していると思われる。勿論マニラ首都圏は最も工業化が進んでおり、圧倒的に他の地域に対して優位を占めているが、ヴィサヤスにおいても特に西ヴィサヤスとよばれる地域では、除々に工業化の方向に向かっている。ヴィサヤス地域は、他の地域と異なり、多島から成っているため、輸送問題等も難しい条件を抱えてはいるが、一方で同地域において、かなり資本蓄積が進んでおりこれを有効に活かすべくインフラストラクチャーが整備されれば、ヴィサヤスにおいても産業開発は望みうるところと思われる。

(1) 砂糖

砂糖は主としてネグロス島のバコロド市を中心とするアシェンダと呼ばれる大農園で栽培、生産されている。この砂糖の生産は大規模なもので、シュガーセントラルにて粗糖にされ輸出されている。世界市場には出廻っていないが、米国との特恵的条約により割当て及び価格を決められ、フィリッピン全体の獲得外貨の約20%を毎年占めている。この中でもネグロスの占める割合は極めて大きく約75%はネグロス産でありネグロスにおける生産量の多少がそのままフィリッピン全体の生産量の多少にはねかえるといっても過言ではない。シュガーセントラルの数も漸増方向にあり、ヴィサヤス特にネグロス産は砂糖生産にますます傾斜してゆく傾向もみられる。

フィリッピンの輸出全品目の中でもこの砂糖が占めている地位及び前述の米国との特恵条件等の現状を考えればこの傾斜生産もある程度理解しうるところである。1971年には砂糖生産は過去における最高水準に達し、又その獲得外貨も最高のもとなった。パナイ島のイロイロ港はその取扱い荷役の3分の2が砂糖といわれているが71年において荷役量が前年比1.4倍に増えたと報告され、この砂糖の増産を裏付けている。従って、西ヴィサヤス地方は71年は好況の一年であったと考えられる。

しかし、この背景についてすこし詳しく見てみると数々の問題が顕在化する。フィリッピンの砂糖は現状では完全に米国向けのものであるし、前述のように世界市場には出廻っていない。1971年には、ペソの切下げと相俟って大巾なウインド・フオール・プロフィットが生じたこと

Table 3-20 Economic Activities by Region

	Year	Visayas	Luzon	Mindanao	Manila	Philippines
Employment (1,000 persons)	1960	2,681.7	3,530.8	1,784.0	861.5	8,808.0
	70	3,279.2	5,159.0	2,622.2	1,036.6	12,097.0
Growth in 10 years	-	22.3%	46.1%	51.2%	20.3%	37.3%
Fixed assets (10 pesos) at 1961 price	1960	411.3	1,509.4	239.6	1,832.8	3,993.1
	69	938.9	1,857.5	1,002.4	5,462.1	9,260.9
Growth in 9 years	-	228.3%	23.1%	418.4%	298.0%	231.9%
Agriculture (10 pesos) at 1955 price	1960	807.5	1,318.4	1,170.1	-	3,296.0
	70	979.2	2,297.4	2,193.4	-	5,470.0
Growth in 10 years	-	21.3%	74.2%	87.4%	-	66%
Industry (10 ⁶ pesos) at 1955 price	1960	391.1	643.5	268.3	971.0	2,274.0
	70	711.6	969.3	490.8	1,918.3	4,090.0
Growth in 10 years	-	81.9%	50.6%	82.9%	97.6%	79.8%
Production index	1961	100	100	100	100	100
	69	117.8	145.0	169.0	174.0	149.1
Productivity index (Philippines=100)	1961	77.0	91.0	84.0	261.0	100
	65	70.0	94.0	84.0	259.0	100
Total production index	1961	100	100	100	100	100
	63	108.5	104.7	111.7	109.2	107.3
	65	115.9	111.2	123.8	123.0	117.1
	67	122.5	119.4	135.7	133.1	125.7
	69	130.3	128.4	158.2	152.1	138.0
Capital stock index	1961	100	100	100	100	100
	1969	322.1	125.6	438.9	270.1	231.9

Table 3-21 Centrifugal Sugar Production

Year	(in thousand metric tons)				
	Total Philippines		Visayas Region		
	No. of central	Production	No. of central	Production	% share
1956	25	1,105.5	16	792.3	71.7
57	25	1,036.9	16	723.4	69.8
58	25	1,249.9	16	899.9	72.0
59	25	1,371.8	16	1,039.7	75.8
60	24	1,386.9	16	1,013.9	73.1
61	24	1,316.7	16	1,002.3	76.1
62	26	1,468.2	17	1,110.7	75.4
63	25	1,554.8	16	1,127.0	72.5
64	25	1,683.6	16	1,273.5	75.6
65	27	1,557.4	18	1,144.2	73.5
66	26	1,401.9	18	1,048.3	74.8
67	26	1,560.0	18	1,185.3	76.0
68	27	1,594.9	19	1,233.8	77.4
69	28	1,596.1	19	1,227.1	76.9
70	33	1,926.6	24	1,523.6	79.1
71	35	2,050.8	26	1,606.3	78.3

Table 3-22 Exports of Sugar

Year	(FOB value in thousand US dollars)		
	Total exports	Sugar	% Share
1965	768,448	146,784	19.1
66	828,195	140,657	17.0
67	821,456	150,987	18.4
68	857,715	150,598	17.6
69	854,601	155,861	18.2
70	1,061,702	196,496	18.5
71	1,121,821	226,284	20.2

は事実である。米国の割当て及び価格をセットしているのは、ラウレル・ラングレー協定と呼ばれるもので、これは又1973年には期限が切れることになっている。(その後、どの様な形で延長されるかは現在のところ不明) 一方でフィリピン産砂糖の、国際競争がうんぬんされているし(一説によると米国の与える価格は世界市場のその2倍といわれる)、砂糖生産のプロセス(技術的及び制度的問題の両方を含めて)を合理化する必要があると指摘する意見もみられるので、将来に解決しなければならない問題も数多く残されていると言えよう。

(2) ココナツ

ココナツはフィリピン全土にわたって栽培されており、砂糖のネグロスのように特定した地域、島は見当らない。しかし、ヴィサヤス特にレィテ島、サマール島にとってはココナツのもつ意味は大きく、又ココナツの栽培面積は、米、とうもろこしに次いで第三位であり、その国内におけるプロセス及び用途の多様性という意味では、フィリピンにとっては或る意味で砂糖

以上に重要な産物であるかも知れない。

コブラ、乾燥ココナツ、ココナツオイル、ココナツミールは従来も大量に輸出されており最近その増加率が多少減少したとほいうものの砂糖以上の外貨を獲得している。砂糖の場合と異なりココナツは国内での中間取引の対象となる機会が多いことから、輸出産業の多様化及び産業の多様化との観点からすればココナツは重要な生産物である。レイテとサマルの両島では米及びこのココナツの生産に依存しているからこゝでいうココナツ生産が更に合理的に行なわれれば発展の可能性が生まれるだろう。

Table 3-23 Export of Copra, Desiccated Coconut, Coconut Oil and Coconut Meat

(in thousand US dollars)

Year	Copra	Desiccated coconut	Coconut oil	Coconut meat	Total	% share to total export
1965	170,004	20,447	68,095	11,803	270,349	35.2
66	157,163	17,713	74,509	17,231	266,616	32.2
67	129,435	17,046	59,274	10,920	216,675	26.4
68	123,029	24,605	77,311	11,033	235,978	27.5
69	87,295	16,146	50,565	9,401	163,407	19.1
70	80,077	19,449	95,585	13,923	209,034	19.6
71	114,040	20,741	103,451	16,243	254,475	22.7

(3) マーケット

セブ市は、全ヴィサヤスの中心であり、その経済にとって中継地として果す役割は大きい。しかし、現状ではヴィサヤス地域の地域経済圏を形成するには域内の物資の流通が不足していると考えられる。というのはヴィサヤスの各島々はそれぞれ各個にルソン島（マニラ）セブ島、ミンダナオ島と結びついており各島間の連携は極めて少ないからである。ヴィサヤスと一言で呼ばれてはいるが各島はそれぞれの特化した領域を持つのみで経済圏として機能しているわけではない。これには歴史的な或いは言語上の理由があると考えられるがインフラストラクチャーの不備、運輸施設の貧困も大きな理由であろうと考えられ、それが各島のつながりを弱いものに行っていると言いうるだろう。各島をつなぐ運輸網の整備が期待される場所である。

第4章 電力事業の現状

4-1 フィリピン電力事業の特色

フィリピンの電気事業の特色は他の東南アジアの諸国と異って電気事業が民間主体に運営されていることであろう。又フランチャイズ制という独特のシステムを有しているが、これが現在の電気事業の発展特に電化の促進という点で最大のネックとなっているが改善が計られつつある。

フィリピンの電力供給業者は民営電力とNPC及び町村営公営に分けられる。民営電力会社は1970年において335あり、その最大のものがマニラ電力会社(MERALCO)である。1969年の発電設備、発電電力量を事業形態別に示すと次の通りである。

Table 4 1 Electric Utilities in the Philippines

	No. of utilities	Installed capacity (MW)	(%)	Energy production (million kWh)	(%)
Private utilities					
MERALCO	1	990	58	4,320	66
Other utilities	334	172	10	410*	7
Publicly owned utilities					
NPC	1	534	31	1,645	25
Municipal utilities	121	7	1	60*	1
Total	456**	1,703	100	6,522	100

* estimated

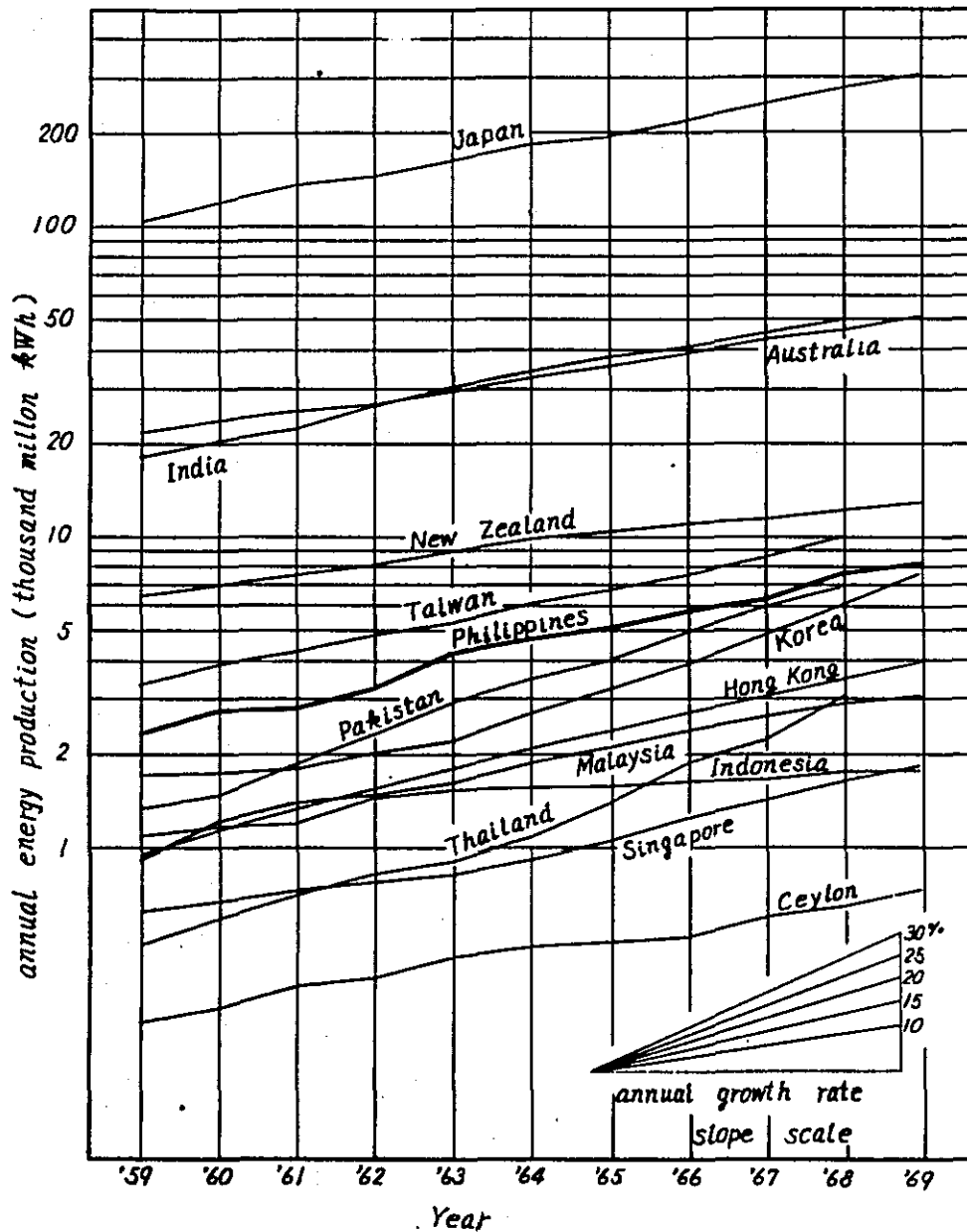
** as of 1970

上表によると、456の電気事業者のうちMERALCO及びNPCの2者により90%以上の発電が行なわれ、残りの8%あまりを454の電気事業者が発電していることになりその規模の小さなこと——平均設備出力は400kWにすぎない——を明瞭に物語るものである。

全発電々力のうち水力、火力、ディーゼルによる割合は26:69:5となっており、火力発電の割合が高い。現在進行中の開発計画においても火力発電計画が多いので火力発電の比重が更に高まることが予想される。

フィリピン全体の発電々力量の伸びでは1959～1969年の10年間に平均13.7%を記録して居り、国民1人当りの発電々力量は1969年において220kWhであった。これはエカフェ地域のはほぼ中位に位置するものである。フィリピンの電力事情のエカフェ地域の他の国との比較をFig 4-1及びFig 4-2に示した。

Fig. 4-1 Trend of Energy Production in ECAFE Countries



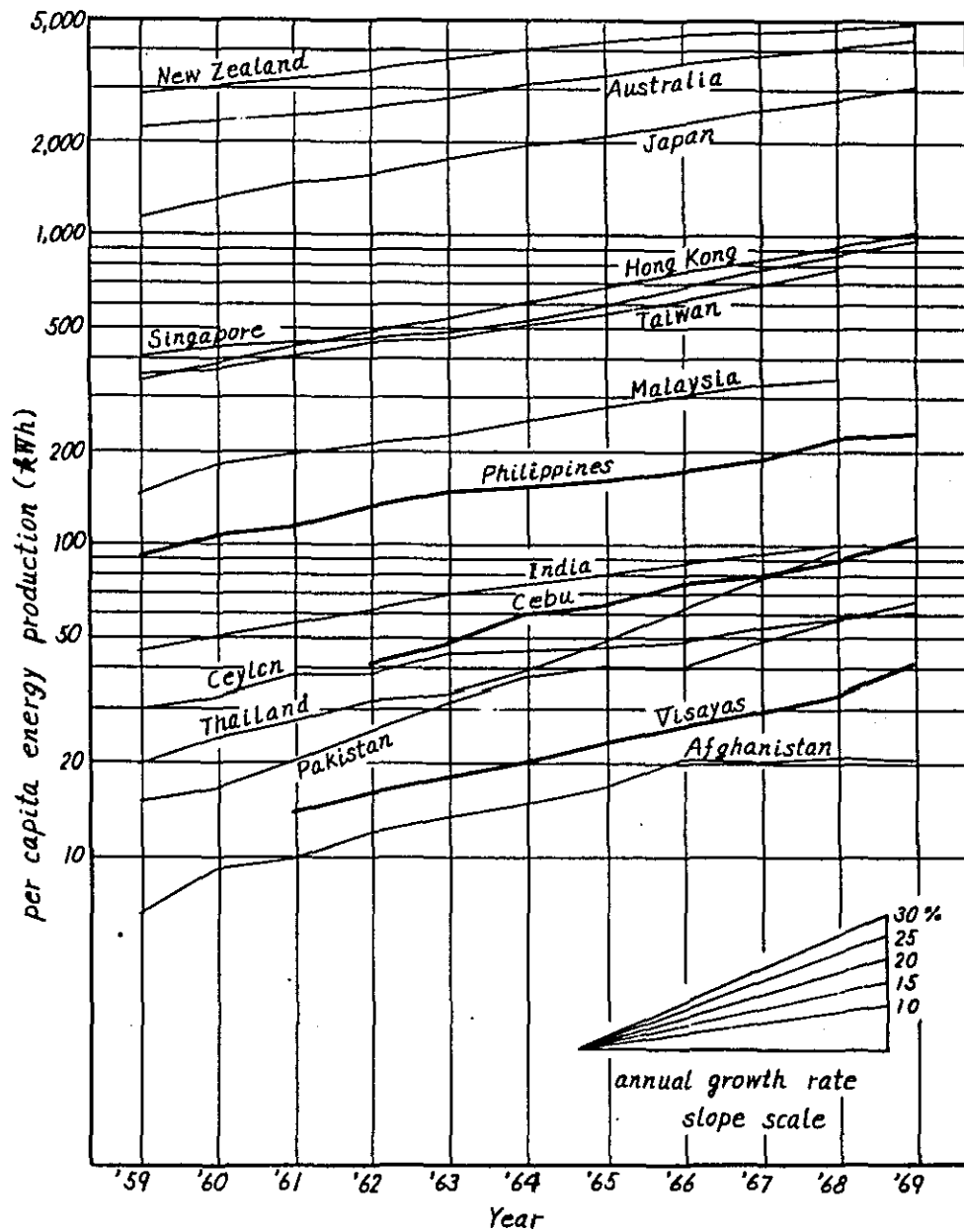
フィリピンは大別してルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの3地域に分けて考えられる。首都圏である大マニラ地域を擁するルソン島においてはNPCの水力電源を結ぶ230kV系統とMERALCOの115kV系統がバリンタワック変電所において連系されており、所謂ルソン・グリッドを形成している。現在NPCによってこのルソングリッドの拡張計画が進められている。

ミンダナオにおいては水力電源にめぐまれて居り、NPCのマリアクリスチーナ(150MW)発電所を中心に115kV送電線によりミンダナオグリッドが作られている。この安い水力電源を背景にミンダナオ北部のカガヤン・デ・オロ、イリガンには新規工業地帯が造成された。

ヴィサヤス地域は上の2つの地域とは異り、小さな島々よりなるため単一の電力系統はできずに各島の主要都市を中心に孤立した電力供給が行なわれて来た。ヴィサヤス電力(VECO)は

フィリピン第2の都市セブ市を中心にフランチャイズを有す民営の電力会社でその規模は民営電力の中ではマニラのMERALCOに次いで第2位に位置している。

Fig. 4-2 Per Capita Energy Production in ECAFE Countries



上述の如くフィリピンの各地域によって電力供給の条件がかなり異っているため電気料金水準も大巾に異っている。ルソンのMERALCOの供給区域では大容量火力及びNPCの安い水力電源のためにkWh当り、10.6セントポの電力を享受できる（家庭用電力需要家の場合、月の電力使用量100kWhとして）のに反し、VECOでは23セントポと2倍以上となっている。Table 4-2にヴィサヤス地域の代表的電力会社及びMERALCOの電気料金水準を比較して掲げた。

N P Cは小売はせず卸売りのみであるので上の電力会社の料金と直接の比較は出来ない。1971/1972会計年度のkwh当り料金収入は、ルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの各地域で夫々0.058、0.027、0.082ペソであった。但しルソンについてはM E R A L C Oに対する電力相互融通に対するものは除いた数字である。

関係官庁としては電力部門の計画、調整を行なう目的で設立された電力開発審議会（P D C）と電気事業の認可及び電気料金を決定する公共事業委員会（P S C）があるがN P Cは後で述べる様にこの点で特別な地位にある。

私営電力会社のうち約半数の184社が集まってP E P O A（フィリピン私営電気事業者協会）を組織している。これら私営電気事業者に資金的技術的援助を与える目的で最近電気事業開発融資会社（U D F C）がP E P O A及び3つの銀行により設立された。

フランチャイズ システム

電気事業者はフランチャイズを持たなければ営業できないが、これは2つのルートにより取得できる。第1は議会を通じ大統領の承認により受けるものであり、2番目の方法は町村委員会の認可を受けるものである。前者の場合議会により与えられたフランチャイズは絶対のものでP S Cは登録免許証を発行する。後者は一時的なものでP S Cの最終承認を受ける必要がある。

フランチャイズを取得すればフランチャイズ地域内に電力を供給することが出来るがその代りにフランチャイズ税として収入の2～5%（最近は5%の線が強い）を納入しなければならない。同時にレートベースでの報酬率も12%を超えることは出来ないという規制を受ける。又フランチャイズ内においてはその独占供給が認められるわけであるが逆に供給の義務は必ずしも課せられていない様であり（或いは守られていない）電気事業の公共性と利益追求を目的とする私企業との兼ね合いで常に論議されている所でもある。現実には公共性が優先されたことはない様で規模の小さい電気事業者は需要密度の低い農村地区への電力供給を好まず、都市部にのみ供給している。

4-1で述べた様にフィリピンの電気事業者は極めて零細であるため、設備の近代化が出来ず、施設は老朽化するにまかせサービスのレベルは非常に低いのが現状である。電気料金は料金値上げに反対する世論に押されてP S Cの認可する所とならず、一方1970年2月のペソ貨の変動相場制への移行及びそれに引続く諸物価の高騰になやまされ、更にまたペソの下落により外貨借入金の返済が極めて不利になり電気事業者は非常な困難に直面している。

地方電化

地方電化局（N E A）の資料によると1971年においてフィリピンの電化率は22.5%である。これは5人に1人の割合でしか電気の供給が行なわれて居らず総人口37.7百万人中8.5百万人のみが電気の恩恵に浴し残りの29百万人以上の人々は、電気とは無関係の生活をしていることを示している。しかもこの8.5百万人のうち70%はマニラその他の都市及びその近郊の住人であるので農村地域の住民に対しては殆んど電気が届いていないのが現状である。

一方地方の電気事業者は4-1で見る様に全てが極めて小規模であり、新規の設備投資を行なって電化を促進して行く経営的資金的能力に欠けて居り、これに多くを期待することは出来ない。そのためフィリピン政府は1969年地域全体の電化を目標にN E Aを設立した。

Table 4-2 Comparison of Power Rate Schedule
(in pesos/kWh)

	Residential (kWh/month)			Commercial (kWh/month)			Industrial (kW)		
	100	200	500	1,000	50	100	200	500	
MERALCO	0.106	0.128	0.182	0.181	0.157	0.109	0.109	0.109	
VECO	0.23	0.20	0.225	0.22	0.20	0.14	0.117	0.117	
Dancar	0.231	0.191	0.21	0.192	0.186	none			
PECO	0.257	0.203	0.287	0.253	0.241	0.148	0.144		
Diaz	0.297	0.218	0.40	0.35	0.344	0.167	0.166	(0.177) (0.177)	
Dumaguete (VECO)	0.172	0.148	0.19	0.18	0.188	0.099			
Tacloban	0.275	0.238	0.238	0.215	0.208	0.099		(0.105)	
Ormoc	0.368	0.309		none		0.137			
Catbalogan	0.24	0.22		none		none			

Note:

1. Energy consumption of industrial load is assumed at 50% load factor
2. Figures in parentheses are on-peak rate

NEAは融資機関であり公共事業者特に配電協同組合（コーポラティブ）に対して地方電化のための発電設備送電設備及び配電設備の建設費の貸付を行なう。又、公共事業者に対して技術的専門的援助を行なうことを目的としている。このNEAの構想はアメリカの農村電化協同組合をその範としたものでUS A I Dの技術的資金的援助を受けている。又日本の賠償も資材購入資金としている。NEAの当面の目標は1972～1974年の期間に各県に1つのコーポラティブを作ることである。現在までにヴィサヤスのネグロス・オキシデンタルのVRES CO及びミンダナオ島のMORESCOの2つのコーポラティブが完成し操業を開始している。今後各地域での地方電化を考える上でこれら2つのコーポラティブの実績は大いに参考となる。

NEAの中間目標は地方電化を通じて1980年までにルソン、ミンダナオ、ヴィサヤス各地域のグリッドを構成することであり全国の電化を20年以内に達成することを最終目標としている。戒厳令の発令後フィリピン政府も地方電化については特に力を入れているので上の目標は更に促進されることが期待されている。

コーポラティブはフランチャイズ保持者のいない所の方が優先度が高く先に建設されるが設定されたコーポラティブ地域内にフランチャイズをもつ電気事業者がいくつかある場合もあり、その様なケースではコーポより電気事業者が買電することも有り得る。コーポは考えようによっては義務を果さない又果す能力のない地方のフランチャイズ保持者に対する政府の重大なる挑戦でもありコーポを全国に組織することによってこれら零細電気事業者を実質的に統合して行くことができるものと考えられる。

4-2 電力公社（NPC）

NPCは1936年にフィリピンの水資源調査及び開発を行なうために設立された。その後他の電源の開発をも行なうことが認められ現在は、各種電源の開発、送電系統の建設運用を行ない他の電気事業者に電力の卸売りを主要業務としている。1960年の法改正によりNPCは株式を発行する公社に改組されその株式は全額政府が保有している。授権資本は3億ペソで全額払込み済みとなっている。

NPCの政策を決定する最高機関は理事会である。理事会は大統領により任命される7人のメンバーから構成される。NPCの総裁は会の副議長をつとめる。NPCは設立以来フィリピンの主要水力発電所の建設及びこれに関連する送変電設備の拡充を行なってきた。ルソングリッド、ミンダナオグリッドがこれである。1972年になってベースロード供給の目的でNPC最初の火力発電所がパターンに誕生した。第2号機150MWが引続いて着手されようとしている。

NPCの主要設備は次の通りである。

ルソン：

パターン火力2号機の建設に伴いルソングリッドの増強が計画されているので計画が完了する1976年には上記の数字はほぼ倍増することになる。又1970年における変電設備の合計容量は1,200MVAであった。

Table 4-3 NPC Installations in Luzon

Power Plant	Installed capacity (MW)
Caliraya hydro	36
Ambuklao hydro	75
Binga hydro	100
Angat hydro	212
Bataan thermal	75
Total	498
Trunk transmission lines	Length (km)
230 kV	480
115 kV	200
69 kV	680

ミンダナオ

発電設備としてはラナオ湖に源を発するアグス川のマリア クリスティーナ水力の150 MWがあり、現在この発電所の第5号機の増設及び上流のアグス第2発電所の工事が準備されている。主要送電系統は現在の所69 kVであるが上の増強計画により138 kVが導入されることになっている。

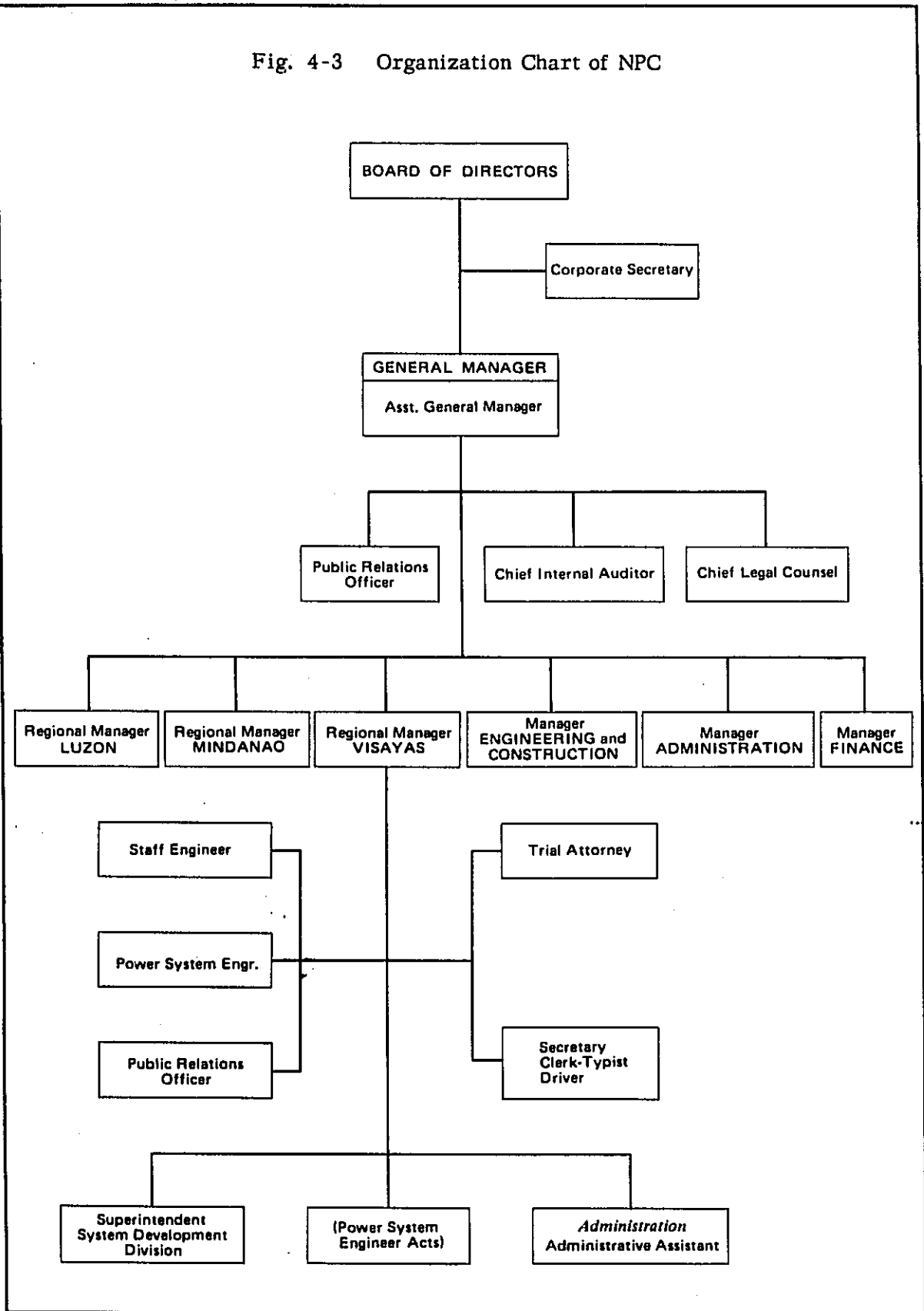
ヴィサヤス

ヴィサヤス地域には小規模の水力発電所が2箇所ある以外にNPCの設備は存在しない。

1971年9月にNPCのニューチャーターがフィリピン政府により承認された。このチャーターによりNPCはその機能を一段と強化された。ニューチャーターの主要改正点は次の通りである。

- (a) NPCの理事会及び総裁の権限が強化されると共にNPCの料金を報酬率が10%を超えない範囲で設定することが出来ることになった。NPC以外の電気事業者は料金改訂に当ってはPSCの認可を必要としているのに比べ大巾な権限が付与されたと考えられる。但しNPCの設定した新しい電気料金に対して訴えがあった場合にはPSCは90日以内に裁決する権限を有するが、この期間内においてもNPCの新料金の実施は阻害されないことになっている。
- (b) NPCの借入金限度額が内貨について5億ペソ、外貨について2億ドルまでに引上げられた。これはもと総額で5億ペソ（うち外貨分1億ドル）であった。
- (c) NPCは全ての税金を免除されることになった。この免除分だけ電気料金は安くなるわけである。

Fig. 4-3 Organization Chart of NPC



(d) ルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの各地域は理事会に代表者を送り又夫々のリージョナルマネージャーと料金制をもつことになった。これは政府がNPCにより開発の遅れた地域の電化の促進を計ったものと考えられる。

1971年現在の全社員数は約2,300人であり、このうち約700人が技術者である。1972年ニューチャーターに基きNPCはルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの3地域事務所を設置した。ヴィサヤス事務所は地域の中心であるセブ島に置かれた。事務所の機構は整備中であるがその組織図はFig 4-3に示す通りである。

大統領令第40号

1972年9月21日フィリピンは戒厳令下におかれ、新しい社会建設のため次々と改革が試みられているが電力事業については1972年11月7日付の大統領令No.40においてフィリピンの電力基本政策が明示された。それによると全国の電化達成が国の基本方針であるとし、これを達成するためにNPCは発送電部分を担当してグリッドの樹立を行ない配電部分はNEAが受持ってコーポラティブの設立を通じて行なうことか明確にされている。

この大統領令によりNPC、NEAの役割が明らかにされると共に権限が非常に強化され特に発電部門の建設運用は原則的にNPCの責任とされている。従って私営電力会社及び公営電気事業者はNPCのグリッドの形成されていない所では発電設備の保有運用を認められるが一般的には配電部門のみを司ることとなっている。

4-3 ヴィサヤス地域の電力事情

ヴィサヤスを構成する主要な6つの島の電力事情はTable 4-4に示めす如く島によってかなりの格差がみられるが一般的に云ってフィリピン全国平均の電化率20%に近いのはセブ島のみであり、他の島は非常に低い値にとどまっている。この理由はヴィサヤス地域が6つの島に分けられ、セブを除けばいずれの島も農業を主体とする経済基盤に起因するものと思われる。

したがって、近い将来においても経済基盤に大きな変化がないかぎり急激な電力需要の伸びを期待することは困難である。

しかし、地域によっては設備投資の遅れによる電力制限、或いは送配電網の改善により、すぐにも大巾な電力需要の増加が期待出来る場所もある。

一方、フィリピン政府は全国電化の一環としてヴィサヤス地域の各県に1カ所ずつ、パイロット農村電化区域を定め、1974年始の運転開始を目標に諸準備を進めている。この農村電化でカバーされる対象人口は平均43%であり、初年度の最大需要は3,000 kW程度が見込まれている。この農村電化計画は1990年にヴィサヤス地域の電化率が約80%になるよう目標が設定されており、現在いくつかのコーポラティブでは、機器の調達、最終設計がNEAの手で進められている。

我々調査団はヴィサヤスの10の主要な電力会社、およびすでに1966年より操業を開始したネグロス島の農村電化第一号であるVRESKOを訪問し調査したが、そのうちセブ島のVECO電力会社パナイ島のタクロバン電力会社、4社の1962年より1971年まで過去10年間の実績を比較検討した結果をTable 4-6に示めす。

この結果によれば 電実績の伸び率の最も高いのは VECO であり過去10年間のそれは 14.2%、最も伸び率の低い PECO のそれは 9.3%であった。家庭用電力需要家の全需家数の中に占める割合はいずれも 70~85%であるが、ネグロス島のディアスの需要家一軒当りの消費電力量は他島のそれと比較して 2 倍以上である。この原因は建物のクーラーの普及率の相違から来るものと思われ、このことはディアス電力会社の電力需要のピークが点灯時ではなく、FigA3-3に示めす如く昼間に現われ日負荷率が平日で 78%にもなることから想像しうる。

一般にヴィサヤス地域の主要な建造物、或いは一部の家庭では冷房設備が設置してあり、需要家当りの平均消費電力量は比較的高い。なお商業および工業需要家に対する比率は各電力会社とも夫々 12~15%、および 1%以下である。

我々調査団が訪問したこの地域の主要な都市のうち、ボホール島のタグビララン市を除き、電気事業は全て私企業である。これらの私企業は前述の 4 つの電力会社を除けば規模は非常に小さく積極的な設備投資計画もないのが現状である。

以下にヴィサヤス地域の 6 つの島の電気事業の現状を述べる。なお FigA 3-1 から FigA 3-4 に各電力会社の日負荷曲線を掲げた。

4-3-1 セブ島

(1) 電気事業者

セブ島にはセブ市を中心に電力を供給している VECO 電力会社があり事業用発電設備の 95%以上を占めている。この他には私営の電気事業者が 11 あり、その他にも多くの町村によって電力の供給が行なわれているがいずれもその所有設備は小さく 100 kW 程度に過ぎない。VECO 電力会社の 1971 年の発電実績および需要家別売電電力量を Table 4-5 に示めす。

Table 4-5 Generated Energy and Consumption by Sector in 1971
Visayan Electric Co. (VECO) in Cebu City, Cebu

Installed capacity	51,100	kW	
Max. demand	34,800	kW	
Energy production	173,220	MWh	
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	40,500	36,165	1,100
Commercial	33,800	5,195	6,500
Industrial	66,200	411	161,000
Flat-rate	900	2,496	400
Street lightings	1,700	16	106,800
Gov't. building	4,200	248	16,800
Total	147,400	44,471	-

Table 4-4 Per Capita Energy Consumption in the Visayas (1970)

Province	Population in 1970 (persons)	Population Increase (%)*	Area (sq. km)	Population density (person/sq. km)	Installed capacity (kW)***	Maximum demand (kW)***	Energy production (MWh)***	Energy production per capita (kWh/capita)	Electrification ratio (%)**
Cebu	1,634,182	2.1	5,088	321	42,300	33,800	178,200	109	19
Panay	2,114,544	1.9	12,297	172	15,790	11,100	54,410	26	6
Aklan	263,358	1.5	1,818	145	780	680	1,710	7	2
Antique	289,172	2.0	2,522	115	440	250	290	1	2
Capiz	394,041	2.3	2,633	150	1,400	1,200	4,010	10	3
Iloilo	1,167,973	1.9	5,324	219	13,170	8,970	48,400	42	10
Negros	2,219,022	1.4	13,672	162	24,020	17,300	82,000	37	7
Negros Occidental	1,503,782	1.2	7,926	190	19,620	13,800	70,600	48	7
Negros Oriental	715,240	1.8	5,746	124	4,400	3,500	11,400	16	6
Bohol	683,297	1.4	4,117	166	1,470	1,210	4,320	6	3
Leyte	1,362,051	1.5	8,003	170	6,700	5,170	19,900	15	5
Leyte	1,110,626	1.4	6,268	177	6,200	4,870	19,400	17	6
Southern Leyte	251,425	1.8	1,735	145	500	300	500	2	2
Samar	1,019,358	1.6	13,431	76	1,940	1,700	4,840	5	5
Eastern Samar	271,000	1.3	4,340	62	-	-	-	-	-
Northern Samar	306,114	1.6	3,500	87	-	-	-	-	-
Western Samar	442,244	1.9	5,591	79	-	-	-	-	-
Total	9,032,454	1.7	56,608	160	92,220	70,280	343,670	38	8

Note: * Growth rate of population was calculated based on the census of 1960 and 1970

** Estimated based on the number of customer.

*** Source: from "Electric Utilities Data of the Philippines in 1970" prepared by NPC.

Table 4-6 Comparison of Generation & Consumption of Electric Utilities in the Visayas
as of 1971

	VECO (Cebu)			PECO (Panay)		
Installed capacity(kW)	51,100			11,449		
Maximum demand(kW)	34,800			9,700		
Energy production(MWh)	179,220			47,579		
No. of customers	44,471			15,115		
	Consumption per customer (MWh)	Ratio of consumption (%)	Ratio of No. of customer (%)	Consumption per customer (MWh)	Ratio of consumption (%)	Ratio of No. of customer (%)
(1) Consumption						
Residential	1.1	27.5	81.3	0.9	34.1	84.9
Commercial	6.5	23.0	11.7	3.8	22.3	13.4
Industrial	162.2	44.9	0.9	121.9	32.2	0.6
Street lightings	106.8	1.2	0.6	7.2	3.2	1.0
Flat-rate	0.4	0.6	5.6	-	-	-
	No. of Customer	Energy Sold	Revenue	No. of Customer	Energy Sold	Revenue
(2) Growth rate (1962-1971)						
Residential (%)	7.4	14.1	17.3	4.7	(9.2)	} 13.1
Commercial (%)	6.7	15.7	18.3	7.0	(9.2)	
Industrial (%)	6.0	15.4	20.6	4.0	(7.4)	
Street lightings (%)	8.1	9.7	9.7	-	10.5	-
Gov. buildings (%)	4.1	15.4	29.2	-	24.8	-
Flat-rate (%)	- 3.8	3.5	2.3	-	-	-
Energy production(%)		14.2			9.3	

Diaz Electric (Negros)			Tacloban Electric (Leyte)		
14,370			4,188		
10,609			3,200		
59,299			15,545		
11,409			7,589		
Consumption per customer (MWh)	Ratio of consumption (%)	Ratio of No. of customer (%)	Consumption per customer (MWh)	Ratio of consumption (%)	Ratio of No. of customer (%)
2.4	47.3	81.8	0.5	26.2	69.0
6.2	21.1	14.0	2.5	29.7	16.2
167.9	28.4	0.7	102.3	40.4	0.5
19.7	2.6	0.5	0.4	3.0	10.5
0.9	0.7	3.0	-	-	-
No. of Customer	Energy Sold	Revenue	No. of Customer	Energy Sold	Revenue
8.9	20.0	(20.5)	9.7	14.6	28.4
4.2	9.5	(13.2)	4.8	12.3	13.2
(20.3)	(28.8)	(37.2)	3.9	11.3	9.3
12.8	18.9	17.8	-	-	-
-	-	-	-	-	-
- 9.0	6.3	0.9	-	-	-
	(16.3)			13.1	

VECO電力会社は将来の電力需要の伸びに対処するため、すでに送電設備の一部機器の調達を終えており、1973年に据付の完成する5,000kW×1台のディーゼル発電設備の完成をまって115kV送電線、1回線8.4km、受電変電設備25MVAの建設に着手しようとしている。

一方NPCは、セブ島全域をカバーしうる115kVおよび69kV送変電設備を建設すると共に1976年からVECO電力システムを含めた新規電力需要に対処するため、集中発電による発電原価の抑制と農村地域の電化促進を企図している。

(2) 自家発電

自家用発電設備を有する工業需要家の数はTable 4-7に示めすようにNPCの調査によれば12でこれら需要家の1971年の最大需要は80MW、発電電力量は584百万kWhと記録されている。中でも最大の発電設備103MWを有するアトラス鉱山は、セブ島の西海岸のトレド市に位置し、大規模な露天掘を行って世界でも10指に入る粗銅の産出を行っている。

Table 4-7にみられる如くアトラス鉱山、ユニバーサルセメント、アポセメント、サンミゲルビール、ルドーを除けば他の自家発は1,000kW以下の需要である。本報告書の需要想定ではこれら自家用発電設備を有する工業需要家のうち、アトラス鉱山はNPCに対し自家発電を継続して行く旨伝えてきているので、需要想定からは除外し、その他の工業需要については需要想定の対象とはしたが、プロバブルな需要としては最大需要1,000kW以下の小規模老朽設備を有する工業需要家を対象とした。

(3) 農村電化

セブ島の西南部の7つの町を含む約60万ヘクタール、対象人口124千人の地域にコーポラティブ地域が設定され、すでにフィージビリティ調査が終了し、1974年末操業開始を目標としている。この地域の初年度の電力需要は最大3.2MW、運開後10年後の最大需要は9.4MWと見込まれている。

この計画によると、運開初年度のコーポラティブ地域内の電化率は50%で運転開始後10年間で電化率は86%まで上昇し、家庭用電力の需要家当りの電気消費量も月38kWhより91kWhに増加すると予想されている。NEAにより行われた電力需要想定の結果を示す。

Year of operation	No. of customers	Demand (kW)
First year	11,696	3,200
Fifth year	16,595	6,200
Tenth year	23,000	9,400

Table 4-7 Self-Generating Industrial Plant in Cebu (1971)

Industrial plant	Location	Products	Installed cap. (kW)	Max. demand (kW)	Annual energy production (million kWh)	Annual load factor (%)	
1. Atlas Mining	Toledo	Copper	103,000	59,000	442.5	86	
2. Universal Cement	Danao	Cement	}	7,800	54.6	80	
3. Danao Sugar Central	"	Sugar		23,200	300	1.1	40
4. Danao Ice Plant	"	Ice		400	400	3.2	91
5. APO Portland Cement	Naga	Cement		10,000	4,000	28.0	80
6. San Miguel Corp.	Mandawe	Beer and glass	5,700	3,700	22.2	69	
7. Ludo	Cebu	Coconut oil	5,900	3,000	21.0	80	
8. Bogo-Medellin Sugar Central	Bogo	Sugar	2,315	800	2.4	34	
9. General Milling Corp.	Lapu-Lapu	Flour	-	500	2.5	57	
10. White Manufacturing	Asturias	Cement	-	500	3.0	68	
11. Acoje Soy Sauce and Glass	Liloan	Soy sauce and glass	1,200	500	3.0	68	
12. Argao Coal Mines	Argao	Coal	-	200	1.0	57	
Total			-	80,700	584.4	83	
Total excluding Atlas Mining			-	21,700	142.0	75	

4-3-2 パナイ島

(1) 電気事業者

パナイ島にはイロイロ、アクラン、アンティケ、カピスの4県があり、イロイロ市を中心に電力供給を行っている民営のパナイ電力及びロハス市を中心に電力の供給を行っているロハス電力が主たる電気事業者である。

この他に民営電力会社としては15、町村営によるものが10ヶ所ある。これら電気事業者の発電設備はいずれも極めて小さい。パナイ島は地理的な関係で、イロイロ市を中心に60km以内に全人口の70%が含まれると云われており、将来共電力需要の中心はイロイロ市を中心としたPECOグリッドとなろう。

パナイ島の北部に位置するロハス市は人口約67千人の町である。この都市への電力供給は、ロハス電力が行っているが供給範囲は非常に限られたものとなっており、発電所から1.5kmの範囲内の40%の需要家に限られている。需要家数は約2,000、最大需要は設備出力1,200kWで頭打ちの状態であり、発電設備の増強がまたれている。

PECO電力会社の1971年の発電実績および需要家別売電電力量をTable 4-8に示す。

PECO電力会社は将来の電力需要の伸びに対処するために1976年までに5,000kW×3台のディーゼル発電所の増設計画を持っており、1973年にはこのうちの1台の新設が完成する予定である。

Table 4-8 Generated Energy and Consumption by Sector in 1971
Panay Electric Co., (PECO) in Iloilo City, Panay

Installed capacity		11,449	kW
Max. demand		9,720	kW
Energy production		47,580	MWh
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	11,700	12,841	900
Commercial	7,700	2,032	3,800
Industrial	11,100	91	121,900
Street lightings	1,100	151	7,200
Others	2,900	-	-
Total	34,500	15,115	-

(2) 自家発電

パナイ島は、ヴィサヤス地域内の米の生産量の45%を占めイロイロ県を中心に米作地帯が広がる。既存の自家用発電設備の資料はないが、精糖工場が6ヶ所、その他小規模な精米所がみられるのみである。したがって電力需要の対象として特に考慮すべきものはない。

(3) 農村電化

パナイ島にも各県1個所ずつ計4ヶ所のコーポラティブの建設予定がありNEAにより行われた電力需要想定の結果をTable 4-9に示す。

Table 4-9 Maximum Demand of Electric Cooperatives in Panay

Electric cooperative	No. of customers		Max. demand (kW)	
	First year	10th year	First year	10th year
Aklan	11,100	26,300	2,100	7,700
Antique	12,900	30,300	2,900	9,500
Capiz	8,600	22,400	2,100	8,600
Iloilo	10,400	20,000	3,200	8,600
Total	43,000	99,000	10,300	34,400

4-3-3 ネグロス島

(1) 電気事業者

ネグロス島には、ネグロスオキシデンタル、ネグロスオリエンタルの2県があるが、砂糖産業を中心として活況を呈しているのに反して、後者は平地にめぐまれず殆んどみるべきものがない。

この島には、バコロド市を中心に電力の供給を行っているディアス電力及びドマゲッティ市周辺に電力を送っているVECO電力が主たる電気事業者である。この他に私営電力は16、町村営は8つある。その最大設備出力は700kWである。

ネグロス島の北西部に位置するバコロド市は人口約187千人である。この都市への電力供給はディアス電力により行なわれネグロスオキシデンタルの全電力需要の80%を占めている。1972年7月に3,000kWディーゼルの事故が発生して以来、点灯時の負荷制限が続いたが8,000kWの新設ディーゼルにより間もなく負荷制限も解除されよう。

ネグロス島の南東部に位置する人口52千人のドマゲッティ市ではセブ島のVECOの支店が約4,600の需要家に電力供給を行っている。

VECO支店の総設備出力は3,400kW、最大電力需要は1971年において2,570kWを記録した。なおVECO電力システムとアムランのNPC水力発電所(800kW)とは、34.5kV送電線で連系されている。

ディアス電力の1971年における発電実績および需要家別売電電力量をTable 4-10に示す。

Table 4-10 Generated Energy and Consumption by Sector in 1971
A. S. Diaz Electric Service, Bacolod City, Negros

Installed capacity		14,370 kW	
Max. demand		10,600 kW	
Energy production		59,299 MWh	
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	22,100	9,331	2,400
Commercial	9,900	1,597	6,200
Industrial	13,300	79	167,900
Flat-rate	300	340	900
Street lightings	1,200	62	19,700
Total	46,800	11,409	-

(2) 自家発電

ネグロス島はフィリピンの砂糖生産の65%を占めており、島の北部には大規模なプランテーションがある。これらプランテーションの中心には、精糖工場がありネグロス全島の工場数は15に達する。精糖工場にはバガス燃料とする自家用発電設備がある。

ネグロスオリエンタルのバイス砂糖工場で購入した資料をもとにこれら工場の全発電電力量を想定した結果、最大需要は30MW、年間消費電力量は213GWhと想定された。この発電のために使用するバガスは砂糖キビの残滓であり、燃料価格としては零に近い。したがって既存のスチームタービンによる精糖工場の電力需要を将来のNPCの電力需要に相込むことは当分の間困難であろう。

なお自家用発電設備についての資料がないため明確ではないが、精糖工場以外に特にこの地域においてみるべき自家発電設備はないようである。

(3) 農村電化

ネグロス島の電化計画は1966年に操業を開始したVRESOCO以外に、2つのコーポラティブが設定されており、他のヴィサヤス諸島と同様1974年末までに操業開始となる予定である。これらコーポラティブの電力需要はTable 4-11に示すとおりである。

Table 4-11 Electric Cooperatives in Negros

	VRESCO*	Negros Occidental		Negros Oriental	
		1st Year	10th Year	1st Year	10th Year
Installed capacity (kW)	5,200	6,000	15,000	4,500	10,500
Max. demand (kW)	2,500	3,930	11,650	2,510	8,560
Energy production (MWH)	5,968	9,063	46,151	5,779	33,882
No. of customers	1,292**	14,644	30,142	10,043	24,615

Note * Performance of VRESCO system in 1971

**5,700 as of August 1972

4-3-4 ボホール島

(1) 電気事業者

ボホール島には、前述の3つの島にみられたような設備出力10MWを越す電気事業者は存在しない。ボホール島の首都であるタグビララン市は、NPCのロボック水力発電所(1,200kW)よりの送電を受け、市営により一般需要家に対する電力の供給が行われている。この最大電力需要は950kWであるがロボック発電所の供給力が設備出力の限界にすでに達しており、1972年8月より新規需要家の加入受付を停止している。なお、NPCのロボック水力はタグビララン市までの途中においてロアイ、アルルケルケ、バルカヨンその他の町にもそれぞれ50kW程度の電力供給を行っている。

Table 4-12 Purchased Energy and Consumption by Sector in 1971

Tagbilaran City, Bohol

Installed capacity		180*	kW
Max. demand		920	kW
Energy purchased		4,277	MWh
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	1,180	2,414	500
Commercial	1,291	515	2,500
Industrial	598	10	59,800
Street lighting	230	-	-
Total	3,299	2,939	-

Note * Out of service as of Dec. 1972

タグピラン市の人口は、33千人で、現在の需要家数は2,940であり電力の供給範囲は町の中心部に限られている。このような状態を解消するため現在市の手により、ルソン島のヴィガン市から950kWのディーゼル発電機の移設計画が進められており、1973年始めには据付工事が開始される予定である。

なおNPCから卸売をうけている電気事業者を除けば発電設備を有する電気事業者は、民営2のみでそれぞれの設備出力は60kW以下である。

タグピラン市営の1971年のNPCからの買電実績および需要家別売電電力量をTable 4-12に示す。

(2) 自家発電

自家発電の発電設備に関する資料はないが、ツピゴンに近海で豊富に獲れる鮮魚を冷凍するための冷凍用発電設備がみられるに過ぎない。

(3) 農村電化

ボホール島の西側ツピゴンを中心に、約6万5千ヘクタール対象人口は150千人の地域にコーポラティブが設定され1972年末に現在NEAの手で進められている最終設計が終了し1973年3月には、750kW×4台のディーゼル発電機が沖縄から現地に着の予定である。NEAによって行われたこの地域の、電力需要想定結果を示す。

Year of operation	No. of customers	Demand (kW)
First year	10,600	2,350
Fifth year	16,500	5,130
Tenth year	24,600	8,580

4-3-5 レイテ島

(1) 電気事業者

レイテ島には、レイテ、南レイテの2県があるが南レイテは特に開発の遅れた地域である。タクロバン市を中心に電力を供給しているタクロバン電力およびオルモック市を中心に電力供給を行っているオルモック電力が主たる電気事業者である。この他に小規模な民営の電力会社としては7、町営によるものが11ある。

レイテ島とサマール島を結ぶ交通の要衝であるタクロバン市は人口約77千人の町である。1973年初めこの両島は、日比友好道路の一環である橋により結ばれる。この都市への電力供給はタクロバン電力が行っており、レイテ全島の電力需要の72%を占めている。総設備出力は、4,200kWであるが、このうち1957年以前に設置されたディーゼル発電設備が4%を占め、現状では設備出力に対し40%減の2,500kWが供給可能出力である。この原因は予備品の不足および、故障によるものである。したがってタクロバン市の1971年の最大需要3,200kWに対し2,500kWの供給能力しかないため点灯ピーク時の17時から21時の間は需要制限

を実施している。

オルモック市への電力供給はオルモック電力により総需要家数 2,070 に対し、総発電設備出力 1,000 kW で供給されている。

タクロバン電力の 1971 年における発電実績および需要家別売電電力量を Table 4-13 に示す。

Table 4-13 Generated Energy and Consumption by Sector in 1971
Tacloban Electric Co., in Tacloban, Leyte

Installed capacity		4,200	kW
Max. demand		3,230	kW
Energy production		15,550	MWh
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	2,700	5,240	500
Commercial	3,100	1,230	2,500
Industrial	4,200	40	102,300
Street lightings	300	800	400
Others	100	290	200
Total	10,400	7,600	-

同電力は、現在の電力制限を解消するため 1973 年にディーゼル発電機 4 MW × 1 台の建設を考慮している。

(2) 自家発電

自家用発電設備についての資料がないためこれらの電力需要を想定することは困難であるが現地調査の結果では、タクロバン市の南約 30 km に位置する INCO 鉱山の電力需要のみと思われる。

INCO は、現在年間 50 万トンの砂鉄を産出しており 200 kW ディーゼル 13 台の発電設備を有している。この発電設備の規模からみて、将来電力需要に組込むことは可能と思われる。

(3) 農村電化

レイテ島には、2つのコーポラティブの建設が予定されている。1つはタクロバンにほぼ隣接して建設されるものであり、発電所地点はタクロバンから僅か 20 km のトルサに予定されている。このコーポの対象人口は約 200 千人で、すでに発電設備は現地に到着し建設を待つばかりの状態となっている。

もう1つのコーポはレイテ島の南端に位置し、南レイテ県の県庁所在地マーシンを含む 8 町村からなり、その対象人口は 200 千人である。NEA により行われた 2つのコーポの電力需要想定結果を示す。

Year of operation	No. of customers		Demand (kW)	
	Leyte	Southern Leyte	Leyte*	Southern Leyte
First year	21,090	10,430	4,560	2,310
Fifth year	33,680	16,170	9,880	4,930
Tenth year	45,000	26,820	16,900	9,640

* estimated from energy production except for loads of INCO Mining and TEIPCO.

4-3-8 サマル島

(1) 電気事業者

サマル島は1965年に3つの県に分けられたが、それ以前は1つの県であった。したがって統計資料もサマル島全体で表現されているものが多い。この島の面積はほぼネグロス島と同じであるが、平野部が少なく又台風がしばしば襲来するといった自然環境のため経済活動も停滞ぎみである。プロヴィンシャル プロフェイルによれば1960年の農産物の生産額はネグロス島のその約30%であった。

電気事業においてもみるべきものは無く、サマル島最大の都市で人口49千人を有するカタバローガン市ですら総設備出力は600kWに過ぎない。我々調査団はカタバローガン電力を訪れ調査したが1971年7月1日に市より設備が引継がれたため、過去の統計資料を収集することは出来なかった。1971年の発電実績および消費電力量をTable 4-14に示す。

Table 4-14 Generated Energy and Consumption per Customer
Catbalogan Electric Co., in Catbalogan, Samar

Installed capacity		600	kW
Max. demand		540	kW
Energy production		1,870	MWh
Sector	Energy sold (MWh)	No. of customer	Consumption per customer (kWh)
Residential	1,459	1,325	1,100
Commercial			
Industrial			
Street lightings	86	1	86,000
Total	1,545	1,326	-

(2) 自家発

自家用発電設備に関する資料は皆無であるが、他島にみられるような精糖工場は無く電力需要

の対象として考慮すべきものは無いと思われる。

(3) 農村電化

サマール島は既に述べた如く1965年に3県に分けられたが、コーポラティブが計画されているのは、北サマールだけである。このコーポに関する資料は入手出来なかったが、前述の他島の規模とほぼ同程度のものと思われる。

(4) 日比友好道路の影響

サマール、レイテ両島においては、マニラ—ミンダナオを結ぶ日比友好道路が一部工事中である。レイテ、サマール両島を隔てるサンファニコ水道にかゝる橋は1973年初に完成する。

この道路が全部完成すればサマール、レイテに与えるインパクトは大きなものとなろう。しかしこのプロジェクトは極めて大きく、工事はほんのその緒についたばかりであり、1975年とされている完成目標をはるかに上まわる年月が必要となろう。従ってこれまでには需要想定自体も何度も見直されるであろうことを考え、このプロジェクトでは、この道路の影響は特に考慮していない。

第5章 開発の基本構想

ヴィサヤス地域は主要なる6つの島より構成されていて島により自然条件、経済条件をかなり異にしている。この地域の開発計画を策定する場合島毎に分断されているために1つの電力系統を構成することができず規模の利益を得ることが困難である。しかし需要の大きさが各島間の連系を正当化するほど大きくはないので当分の間各島ごとに開発を進めて行くのも止むを得ないであろう。この様に不利な自然的経済的条件のもとに開発を行なうのであるから開発計画は経済性の追求に対して十分な考慮が払われる必要がある。

この目的のために我々は下記の基本戦略を作成し経済的開発に留意しつつフィリピン政府の電力政策の最大の柱である全国電化を極力早期に推進することに合致する様計画を策定した。

5-1 電力開発の基本戦略

ヴィサヤス地域の主要6島においてNPCが電源の開発、電力網の形成を行なう場合は次の原則に基くものとした。

- (1) ヴィサヤス諸島の開発計画は島の間を結ぶ連系送電が当分経済性がないと判断されるので各島毎に策定するものとした。連系は海底ケーブルの費用を正当化するに十分な大きさの需要となった場合別途考慮するものとした。
- (2) NPCは1972年11月制定の大統領令第40号(付録1参照)に規定されている様に集中発電設備をもった電力網の建設を行ないその設備を所有運転し発生電力をコーポラティブ、民営電力及び地方自治体に卸売りするものとする。
- (3) NPCは前項により配電事業は行なわないのでNPCが進出する場合にはその地域に少なくとも複数のコーポラティブ及び或いは主要民営電気事業者が存在すること。NPCはこれらのコーポラティブ及び或いは民営電気事業者を核としてこれを送電線で結び電力網を形成するものとした。

但し、NEAによるコーポラティブの計画は現在各県に1つずつしか判っていないが今後電化計画の推進により新規のものが計画地域内にでてくるものと考えられる。その場合にはその都度計画に折込むものとする。

- (4) 電源の開発は極力分散せずに集中して行なうこととし電力系統は需要の伸びに応じて漸時拡大して行き全島に及ぼすものとする。

(5) 開発の時期

NPCによる発送変電設備の開発時期は上述のコーポラティブ及び又は既存の電気事業者への売電による収入がNPCの建設する設備の年経費とほぼ等しくなる時期に選定するものとした。即ちこれらの需要家の電力需要がNPCの電源設備及び関連送電設備の投資に見合うだけの大きさに達する時、NPCはこれら設備を設置するものとした。

5-2 開発のための具体的な手法

開発の具体的な手順は以下の過程により行なわれる。

- (1) 1987年までの需要想定をコーポラティブ及び又は主要民営電力について行なう。
- (2) NPC, 民営電力及びコーポラティブの発電原価を事業体毎に算定する。
- (3) NPCにより開発される電源による発電原価がコーポラティブ又は民営電力が発電する原価と同等となった時をもって開発時期を決定する。
- (4) その後の拡張計画を含め1987年までの所要資金を算出する。

5-3 各電気事業者の発電コスト

5-3-1 NPCの発電コスト

(1) 発送変電設備の規模

NPCの最初の発電設備はヴィサヤス地域の電力需要の規模から考えてボホール, サマールに対しては3MW×2台, その他の島に対しては5MW×2台の発電所とし発生電力量は69kVおよび13.8kVの送電線により供給することを前提とした。但し需要想定の結果かやみて投入時期を決める為の基準として採用した69kVの送電々圧をバナイ島およびネグロス島では第6章で検討した結果115kVの送電々圧を採用することが妥当であるとの結論を得た。

(2) 発電原価

上述の発送変電設備をNPCが建設した場合69kV送電線1回線での受給地点での発電コストをFig 5-1に示めす。

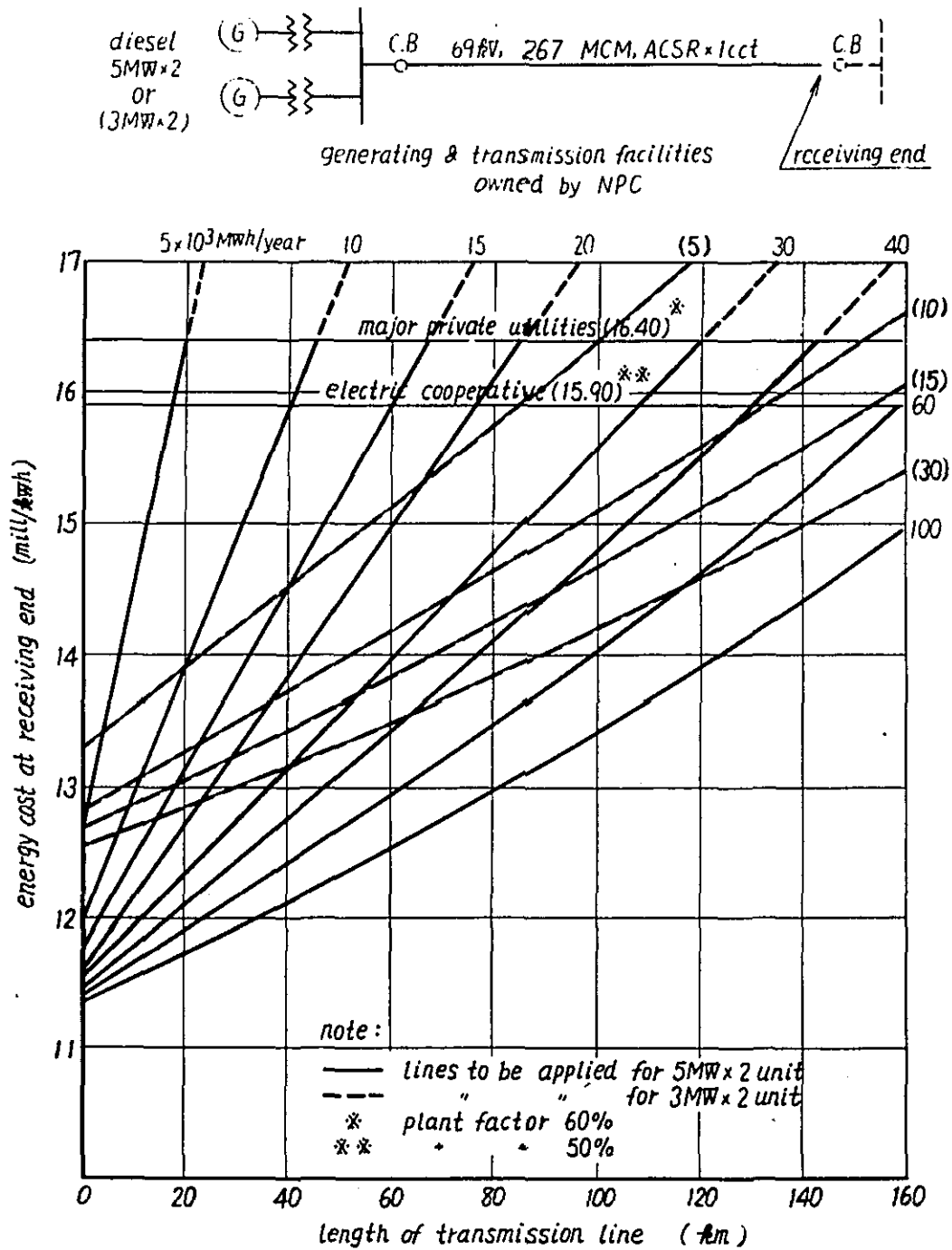
NPCが発電設備を建設する場合は全ての税金が免除されていること及び政府保証による低金利の資金の導入が可能であるため例え同一規模同一機種発電設備を建設しても民営電力およびコーポラティブよりもより安い電力を産み出すことが可能でありFig5-1に示す如く69kV送電線を建設し民営電力会社或はコーポラティブに電力を売電しても売電々力量の大きさおよび69kV送電線の距離如可によっては受給地点でのNPCの発電原価の方が安い。

5-3-2 コーポラティブの発電コスト

コーポラティブの場合には非常に安い金利の資金を使えるが現計画では発電設備は全てユニット容量1,500kW以下で一部は中古品を使用することになっている。従って固定費用はかなり安いものと推定されるがユニット容量からみてI・D・Oを燃料とすると考えられるので燃料費はバンカーC焚きに比しかなり高いものとなろう。

又コーポラティブの電力系統は主として電灯需要であり, したがって発電設備の利用率も悪く発電原価は高い。設備利用率に対する発電原価はFig5-2に示すようになる。

Fig. 5-1 Relation between Length of Transmission Line (69 kV x 1 cct.) and Energy Cost at Receiving End



5-3-3 民営電力会社の発電コスト

民営電力会社が発電設備を建設する場合には20%の輸入税及び3%の資産、教育税が課せられ、又政府保証による低金利の導入も一般に困難である。したがってNPCの発電原価と比較してTable 5-3に示す如く50%高い。

Table 5-1 Basic Figures of Various Power Plants

	NPC					Private utility	Cooperative
	Diesel		Steam			Diesel	Diesel
Plant capacity (MW)	6	10	20	70	100	10	7.5
Unit capacity x No. of unit (MW x No.)	3 x 2	5 x 2	10 x 2	35 x 2	50 x 2	5 x 2	1.5 x 5
Plant factor (%)	60	60	60	70	70	60	50
Annual energy production (million kWh)	31.5	52.6	105	429	614	52.6	32.9
Station service use (%)	3	3	2.5	7	7	3	3
Annual available energy (million kWh)	31	51	103	399	572	51	31.9
Thermal efficiency at sending end (%)	32	34	35	31	32	34	29
(BTU/kWh)	(10,720)	(10,120)	(9,840)	(11,100)	(10,760)	(10,120)	(11,840)
Annual fuel consumption (10 ³ klit.)	8.3*	13.2*	25.6*	111.9	155.4	13.2*	10.5*
Unit construction cost (US\$/kW)	210	195	190	210	195	232	250
Construction cost (thousand US\$)	1,260	1,950	3,800	14,700	19,500	2,280	1,875
Foreign currency (%)	85	85	85	80	80	85	85
Domestic currency (%)	15	15	15	20	20	15	15
No. of persons for O&M	15	15	15	120	120	15	24
Service life	18	18	18	33	33	18	18

Note * : Lubricating oil is not included.

5-3-4 電力原価算定法

上記各電気事業者の発電コスト算定に使用した条件をTable 5-1 ~ 5-5までに示した。

こゝで使用した建設費は国際入札ベースのものである。耐用年数はNPCにおいて採用されている基準を使用した。償却についても同様である。使用した資金金利は夫々の事業体において利用可能な水準をとってある。燃料費は1972年12月現在において政府機関が購入する卸売りのバンカーCの値段を採用している。これはパナイ、ネグロスの平均値をもちいてある。その他の数字については我々の経験に基き推定した。

Table 5-2 Conditions for Energy Cost and Annual Cost
Calculation of Power Plant

	NPC	Private utility	Cooperative
Interest Rate			
Foreign currency	3.5 %	12.0 %	2.0 %
Domestic	7.0 %	12.0 %	2.0 %
Import tax and duty	-	20 %	-
(same conditions are applicable to all hereafter.)			
Depreciation			
Steam turbine	3.03 %		
Diesel engine	5.55 %		
Annual salary	US \$ 1,200/person		
Rapair and maintenance cost	2 % of construction cost		
fixed cost	80 %		
variable cost	20 %		
Miscellaneous cost	0.2 % of construction cost		
Administration cost	8 % of operation and maintenance cost		
Fuel cost			
Bunker C	US \$ 21.19/kiloliter.		
I. D. O.	US \$ 30.75/kiloliter.		
Lubricating oil	US \$ 320/metric ton		
Consumption per kWh	2g/kWh		

5-4 発電設備投入時期の決定

NPCの行なう最初の電源設備の開発時期はFig5-1とFig5-2の如くチャートを使用して決めた。Fig5-1に示したのは発電設備の規模が5MW×2台および3MW×2台のディーゼル発電所の場合の送電経費を含めた発電原価である。同図は電力供給量と送電距離をパラメータにして発電コストを表示しているのこの図を使用してコーポラティブ或いは民営電力の発電原価（コーポラティブの場合はコーポラティブの発電原価の90%とした）とほぼ同じ水準となる時期をもってNPCの設備の開発時期の目安とした。

なお上で述べた如き手法により発電設備の投入時期が決り初期の発送変電設備の規模が決定した場合には積極的に周辺の電化を経済的に可能な範囲で行なうものとしこれら地域の電力需要を開発計画に組込んだ。すなわち13.8kVの2次送電線を建設して経済的に送電しうる範囲内、(Fig5-3参照)に電力需要がある場合はこれら電力需要を見込むものとした。但しこの場合NPCの設備投資範囲は13.8kV2次送電線までとした。

上の基本戦略に基づき各島別の既存の電力系統，コーポラティブの将来の電力需要，NPC 発電所の立地，送変電設備の規模等を考慮して各島の開発時期および将来系統構成を検討した結果を以下第 6 章に示す。

但し，セブ島の場合はその電力需要の規模において他の島を大きく上まわるので別途検討した。

Table 5-3 Annual Cost and Energy Cost at Sending end

	NPC					Private utility	Cooperative
		Diesel		Steam		Diesel	Diesel
Plant cap. (MW)	6	10	20	70	100	10	7.5
Unit cap. x No. of unit (MW x No.)	3 x 2	5 x 2	10 x 2	35 x 2	50 x 2	5 x 2	1.5 x 5
Annual available energy (GWh)	31	51	103	399	572	51	31.9
Annual cost							
Fixed cost (US \$ 1,000)	164	243	459	1,496	1,935	516	209
Variable cost (US \$ 1,000)	203	318	627	2,441	3,386	318	354
Total (US \$ 1,000)	367	561	1,086	3,937	5,321	834	563
Energy cost at sending end							
Fixed cost (\$/kW)	27.30	24.30	22.95	21.37	19.35	51.60	27.87
Variable cost (mill/kWh)	6.64	6.24	6.09	6.12	5.92	6.24	11.10
Total (mill/kWh)	12.00	11.00	10.54	9.87	9.30	16.40	17.65

Fig. 5-2 Energy Cost of Private Utilities and Electric Cooperatives

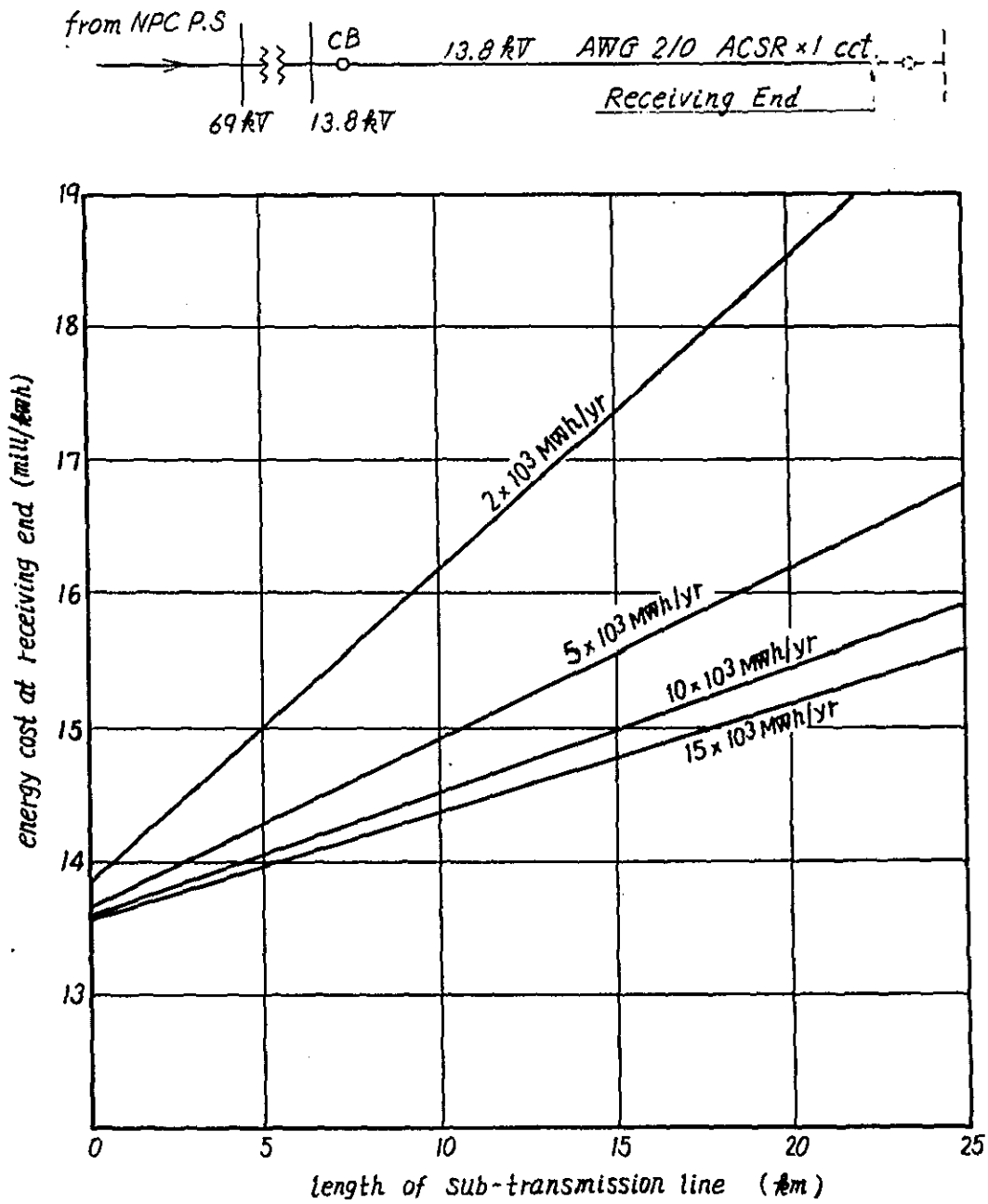


Fig. 5-2 Energy Cost of Private Utilities and Electric Cooperatives

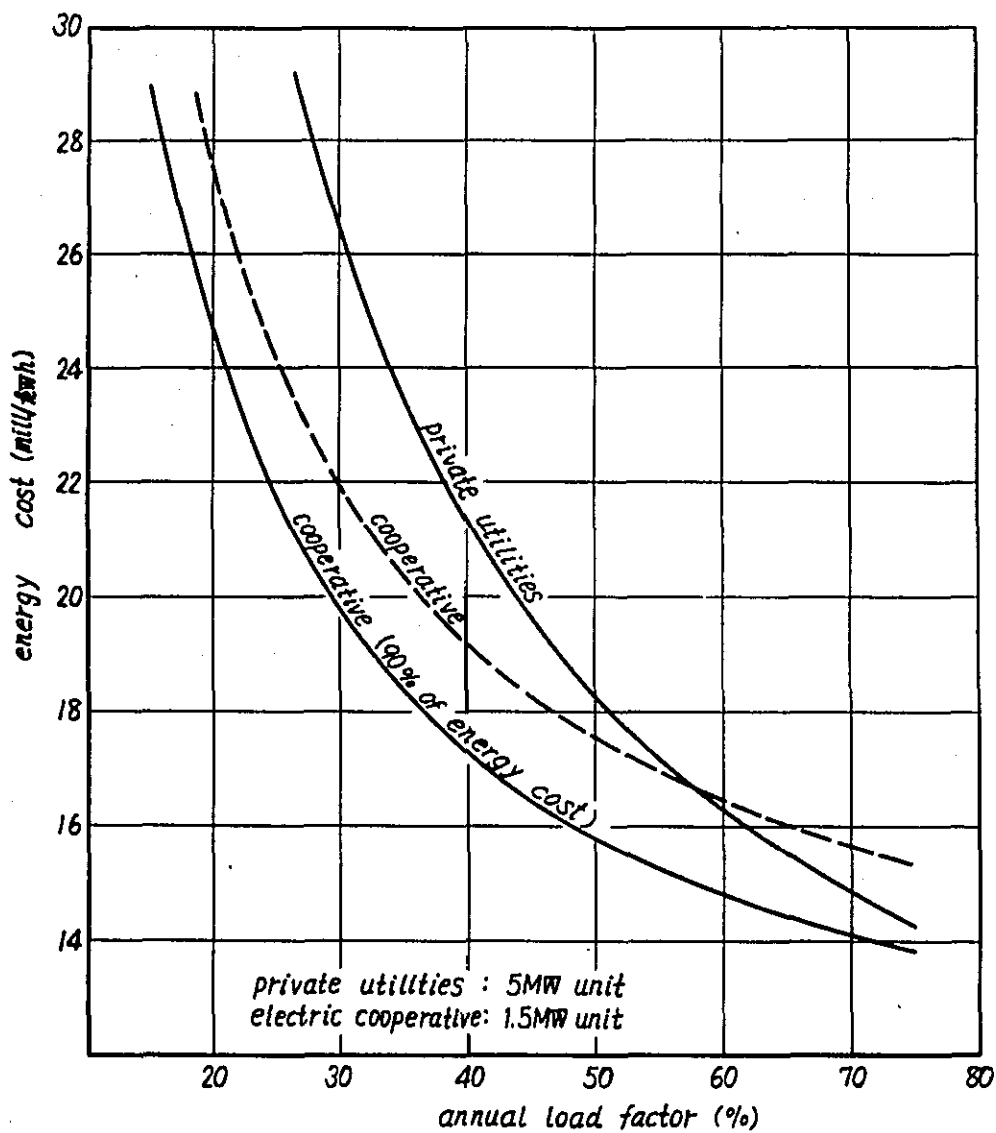


Table 5-4 Transmission and Distribution Facilities Unit Cost

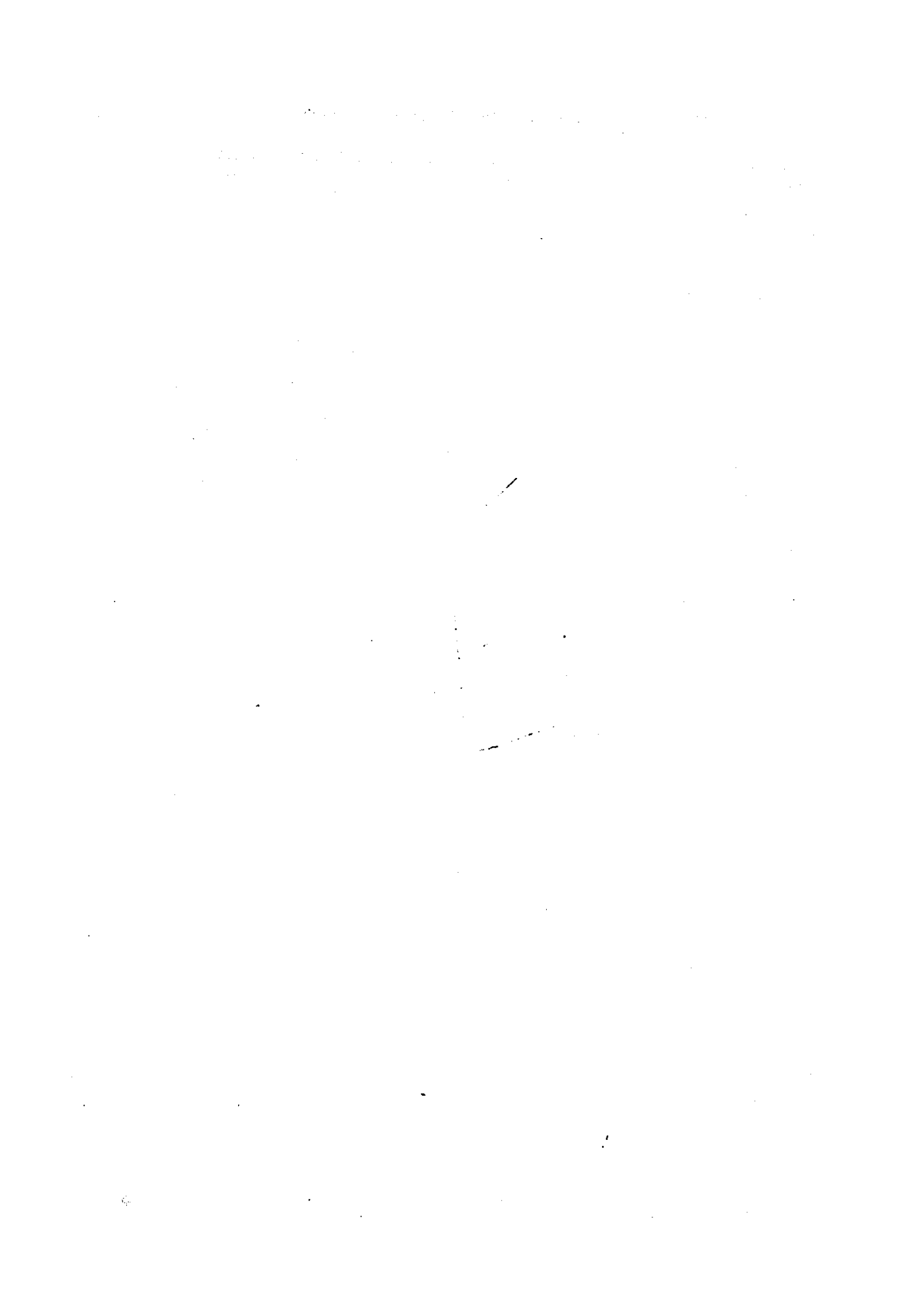
			(in thousand US dollars)		
Item			FC	DC	Total
Transmission line*					
115 kV 336.4 MCM	single circuit per km.		3.7	5.8	9.5
69 kV 226.8 MCM	double " "		3.8	5.85	9.65
69 kV 226.8 MCM	single " "		2.4	4.65	7.05
13.8 kV 2/0 AWG	single " "		0.85	1.97	2.82
Substation**					
115 kV/69 kV	30 MVA Transformer		236	24	260
115 kV/69 kV	20 MVA "		131	13	144
115 kV/13.8 kV	10 MVA "		104	10	114
"	5 MVA "		71	7	78
69 kV/13.8 kV	10 MVA "		101	10	111
"	5 MVA "		68	7	75
115 kV line terminal			44	6	50
69 kV line terminal			41	6	47
13.8 kV "			5.4	0.6	6

Note: * All structures are of wood poles

** Construction cost of substation includes all necessary equipment and materials.

Table 5-5 Rate of Annual Cost for Transmission and Substation Facilities

	Interest	Depreciation	O & M	Total
Transmission line	5.81	3.33	3.0	12.14
Substation	3.85	3.33	2.5	9.68



第6章 各島の開発計画

6-1 セブ島（第2巻参照）

6-1-1 需要想定

セブ島の電力供給は現在主としてVECOにより行なわれているがNPCの発電設備の建設と同時に全島にわたる送電網が完成されるという前提にたつて全島ベースの需要想定を行なった。

1973年から1990年までのセブ島の電力需要想定は次の2つの方法により検討した。その第1はフィリピン政府の1972年～1975年の4ヶ年計画に基き国民経済と電力消費量との関係をマクロ的に把握するものであり、他は電力需要を過去の統計より地域別需要別に分析し予測する積上方式である。

マクロ想定では世界の主要国の国民総生産と発電電力量の関係を求め、これを基に今後のセブ島の電力需要を想定した。1980年までの需要の平均伸び率は14%、1981年以降は12%という結果が得られた。

積上方式による想定は、セブ島をセブ市の周辺地区とその他の農村地区に分け、前者では各需要別に過去の実績にもとづいて将来の需要を求めた。想定に使用したデータはTable 6-1の通りである。

積上げ方式の予測では現在5%のセブ島の農村地区の電化率をフィリピン政府の全国電化政策により1990年にはセブ市及びその周辺の現在の電化率とほぼ同じレベル（42%）に引き上げることを目標とした。

以上の方法による需要想定の結果はTable 6-2に示した。

想定結果によると、セブ島の電力需要は1980年までは年平均15%、その後1990年までは14%で伸びるとの結論を得た。1980年のピーク、電力及び年間必要発電電力量はそれぞれ146MWおよび7億3,200万kWhと想定され1970年の4倍に達する。1985年にはこれらは273MW、13億8千万kWhと予想された。

6-1-2 電源開発計画

需要想定に基く開発必要量は10%の供給予備力を含め老朽設備の廃止を考えると1980年までに125MW、1985年までに260MWとなる。需要がVECOの供給力を上まわり電力不足が生ずるのは1974年からであるが、今から1974年の電源を設備するのは時間的に無理である。我々の開発計画の対象期間は1976年以降1987年までとした。

セブ島にて利用可能な電源であるスチームタービン、ガスタービン、ディーゼルの3機種の特長を活かし、最もよく系統の要求を満す組合せを求めめるため5つの開発計画を作成し比較検討した。計画に使用されたユニット出力は、ディーゼル10MW、ガスタービン25MW、スチーム50MW、75MWである。いずれの案の場合にもスチームタービンは1978年以降にしか時間的に間に合わぬため1976、1975年の電力不足を短納期のディーゼル又は、ガスター

Table 6-1 Figures Used for Load Forecast on VECO System

	1971	Past trend		Forecast	
		Rate of Growth		Rate of Growth	
		'62- '69	'62- '71	'72- '80	'81- '90
		%	%	%	%
(1) No. of Customers	36,165	7.8	7.4	7.0	7.0
Commercial	5,195	7.3	6.7	6.5	6.5
Industrial	411	6.4	6.0	6.0	6.0
Flat-rate	2,496	3.8	3.8	-	-
Street lightings	16	8.1	8.1	} 7.0	7.0
Gov't buildings	248	4.1	4.1		
(2) Consumption per customer	(kWh)	%	%	%	%
Residential	1,122	9.0	8.2	8.0	6.0
Commercial	6,513	10.3	10.1	10.0	7.0
Industrial	161,176	12.8	10.4	10.5	7.5
Flat-rate	360	6.3	6.3	-	-
Street lighting	106,844	0	0	} 0	0
Gov't. buildings	16,817	5.7	10.9		

ピンにより満たさなければならない。従って開発計画はディーゼルとスチームの組合せ、またはガスタービンとスチームの組合せとなった。

比較検討の結果、25 MWのガスタービン2基、50 MWのスチームタービン2基、75 MW 3基を順次建設する開発案（GS-2案）が経済的にもっともすぐれ、技術的観点からも妥当と判断された。

6-1-3 送変電計画

セブ電力システムの計画をFig 6-2に示す。電源開発に対応する送変電計画は需要の中心地であるセブ市近辺に対しては高い信頼度をもたせ、農村地区に対しては経済的送電を目標に計画された。

新設される火力発電所とVECO系統とは115 kV 2回線にて連系する計画としたが、農村地区へは69 kV 1回線送電線で送電する計画とした。

1978年までに建設される送電線は115kV2回線13km, 69kV1回線送電線265km, 13.8kV250kmで69/13.8kV降圧変電所7カ所35MVAである。

その後1980年の50MW, スチーム・タービン2号機の運用に合せVECO系統まで115kV送電線1回線を増設し送電容量の増加と供給信頼度の向上をはかる。1985年には, トレード及びボゴ地区の需要増により各々5MVAの変圧器をトレードおよびボゴ変電所に増設する。

さらに1986年頃にはセブ市南方に建設を予定される火力発電所から, セブ市までの間に230kV送電線が建設される。なお, この発電所建設と同時にシボンガ, トレード方面の69kV送電線を発電所に引込みリロアンーナガ間の69kV送電線の汐流を軽減する。

セブ島の開発計画は1987年までに合計出力375MWの発電設備を建設し, 同時に送電網を作ってセブ全島の電化を計るものである。このプロジェクトの遂行によって農村に住む人達もセブ市周辺と同様の電気料金により電力の供給が可能となり一方VECOなどの電気事業者は, 発電部門への投資を全て配電部門に振りむけることができるようになり, 電化は一層促進されることとなる。

6-1-4 1人当りの消費電力量の電化率

セブ島の1987年の人口は, 約2300千人と推定され1人当りの電力消費量は1970年の109kWhから1980年および1987年には夫々364kWhおよび767kWhになると想定される。

Table 6-2 Load Forecast of Cebu Power Grid

Year	Peak demand (MW)	Energy requirement (GWh)	Annual load factor (%)
1972	47.2	240.4	58.3
1974	63.1	316.7	57.5
1976	84.1	420.7	57.0
1978	110.8	554.7	57.0
1980	145.8	732.0	57.1
1985	272.9	1,380.6	57.8
1990	510.1	2,608.3	58.2
Growth rate (%)			
1972 - 1980	15.2	14.9	
1981 - 1990	14.2	14.2	

又、1978年にはセブ島全域に送電網が建設され農村地域の配電網の拡張に応じて、1970年の電化率19%が1980年および1987年には夫々38%および54%に達するものと想定される。

Fig. 6-1 Development Program in Cebu

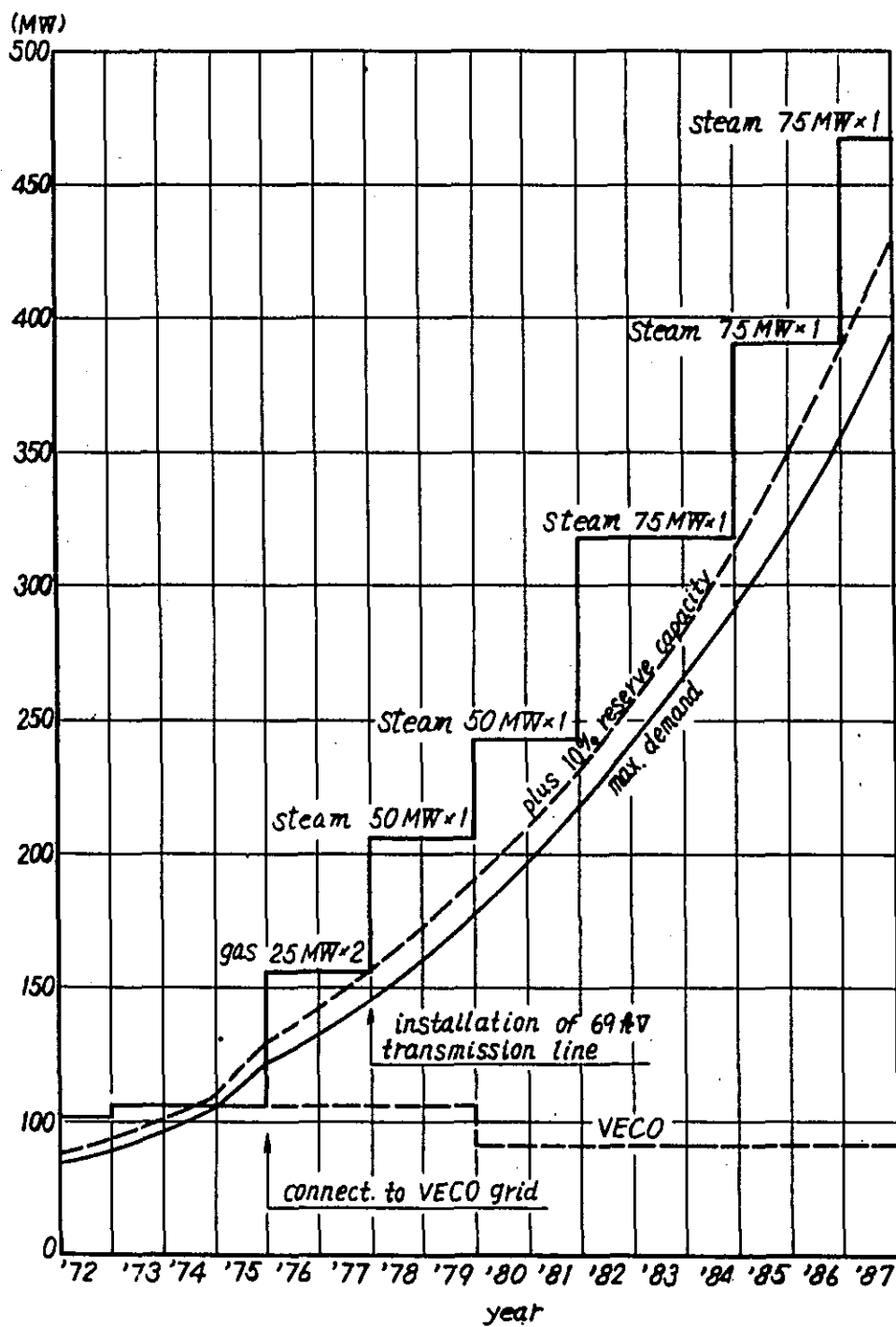
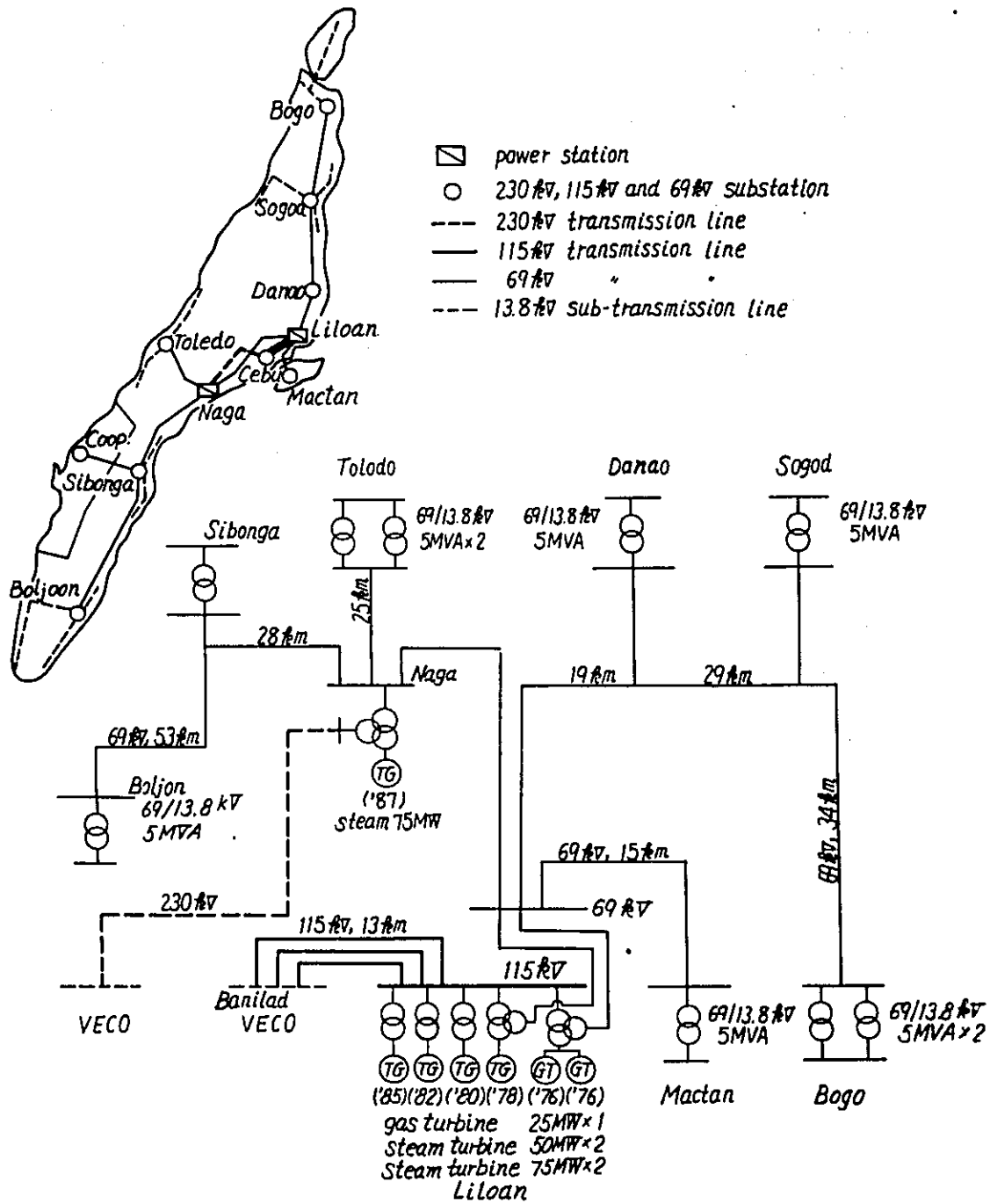


Fig. 6-2 Cebu Grid in 1987



6-2 パナイ島

6-2-1 需要想定

パナイ島の将来需要は次の3つの地域の需要により構成される。イロイロ市、ロハス市の比較的大きな都市部の需要と、NEAにより計画中のイロイロ、アンティケ、アクラン、カピスの4つの農村電化地域の需要、および当面NEAの電化計画の対象となっていない残りの地域の需要である。これらの地域の将来需要又は、需要のポテンシャルを想定した結果をTable 6-3に示す。

イロイロ市を供給区域とするPECOについては、過去の実績から年平均9.3%の伸び率、年負荷率60%で想定した。(Fig 6-3参照)

ロハス市については、現在供給力の不足により、需要が抑えられているが1974年頃には、

Table 6-3 Load Forecast in Panay

Year	PECO			Roxas Electric			Iloilo			
	Energy (GWh)	LF (%)	Demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Demand (MW)	
1	1972	52.0	60	9.9	4.2	40	1.2	-	-	-
2	73	56.9	60	10.8	4.2	40	1.2	-	-	-
3	74	62.2	60	11.8	5.5	41	1.5	7.4	27	3.2
4	75	67.9	60	12.9	7.1	42	1.9	9.8	28	4.0
5	76	74.3	60	14.1	8.5	43	2.3	12.6	30	4.8
6	77	81.2	60	15.4	10.2	44	2.6	15.3	32	5.6
7	78	88.7	60	16.9	11.2	46	2.8	18.2	33	6.3
8	79	97.0	60	18.5	12.4	48	2.9	20.8	36	6.7
9	80	106.0	60	20.2	13.5	50	3.1	23.8	38	7.2
10	81	115.8	60	22.0	14.7	52	3.2	26.8	41	7.6
11	82	126.6	60	24.1	16.0	53	3.4	30.3	43	8.1
12	83	138.4	60	26.3	17.5	54	3.7	34.1	46	8.6
13	84	151.2	60	28.8	19.0	55	3.9	38.2	46	9.5
14	85	165.3	60	31.4	20.1	55	4.3	42.4	46	10.6
15	86	180.7	60	34.4	22.6	55	4.7	46.6	46	11.6
16	87	197.5	60	37.6	24.6	55	5.1	50.8	46	12.7
Annual Increase rate (%)		9.3	-	9.3	12.5	-	10.2	16.0	-	11.2

Note: *Forecast of cooperatives were taken from NEA report for the years of 1974 to 1983, and for the years 1984 through 1987, estimate was made based on annual growth rates of 12 to 9%. Load factors of cooperatives were assumed to be all the same.

**except cities and cooperative areas

新しい設備の投入などにより、十分な電力の供給がなされるものと想定した。この場合、ロハス市の電化率、潜在需要の大きさなどを考慮し、初期の増加率を大きくとり、初めの3年で約2倍になり、6年目で3倍になるものとし以後毎年9%の増加率で想定した。

コーポラティブについては、NEAの計画が予定通り実行された場合のものであり、初年度を1974年とした。

その他の地域については、電化区域は市街地などのごく一部であり、地方町村による将来の電化計画もはっきりしないので、潜在需要の大きさのみを想定した。

NPCよりこの地域に十分な電力が供給された場合、この地域の電化計画いかんによっては、大きな電力需要が生じる可能性があり、今回は後述の開発計画に合わせて、主にイロイロ市周辺を中心とした地域の需要をとり上げることとした。

Electric cooperatives *						Total			Other area **
Antique		Aklan		Capiz		Energy	LF	Demand	potential
Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	Demand (MW)	(GWh)	(%)	(MW)	(MWh)
-	-	-	-	-	-	56.2	58	11.1	107
-	-	-	-	-	-	61.1	"	12.0	115
6.6	2.0	4.8	2.1	4.9	2.1	91.4	44	23.6	143
8.9	3.6	6.5	2.7	7.7	3.1	103.4	42	28.2	138
11.3	4.3	8.4	3.3	10.7	4.1	125.8	44	32.9	150
14.2	5.2	10.7	3.9	13.9	5.1	145.5	"	37.8	163
17.5	6.1	13.0	4.5	17.1	5.9	165.7	45	42.5	178
20.7	6.7	15.9	5.1	19.8	6.3	186.6	46	46.2	194
24.2	7.3	18.7	5.7	23.1	6.9	209.3	47	50.4	211
28.5	8.1	21.9	6.2	26.3	7.4	234.0	49	54.5	229
33.2	8.9	26.7	7.1	30.0	8.0	262.8	50	59.6	249
37.8	9.5	30.5	7.7	34.2	8.6	292.5	52	64.4	271
42.3	10.5	34.2	8.5	38.3	9.5	323.2	"	70.7	295
47.0	11.7	37.9	9.4	42.5	10.6	355.8	"	78.0	321
51.7	12.9	41.7	10.4	46.8	11.7	390.1	"	85.7	350
56.3	14.0	45.5	11.3	51.0	12.7	425.7	"	93.4	379
17.9	12.9	18.9	13.8	19.8	14.9	14.4	-	15.3	8.8

Fig. 6-3 Load Forecast for PECO

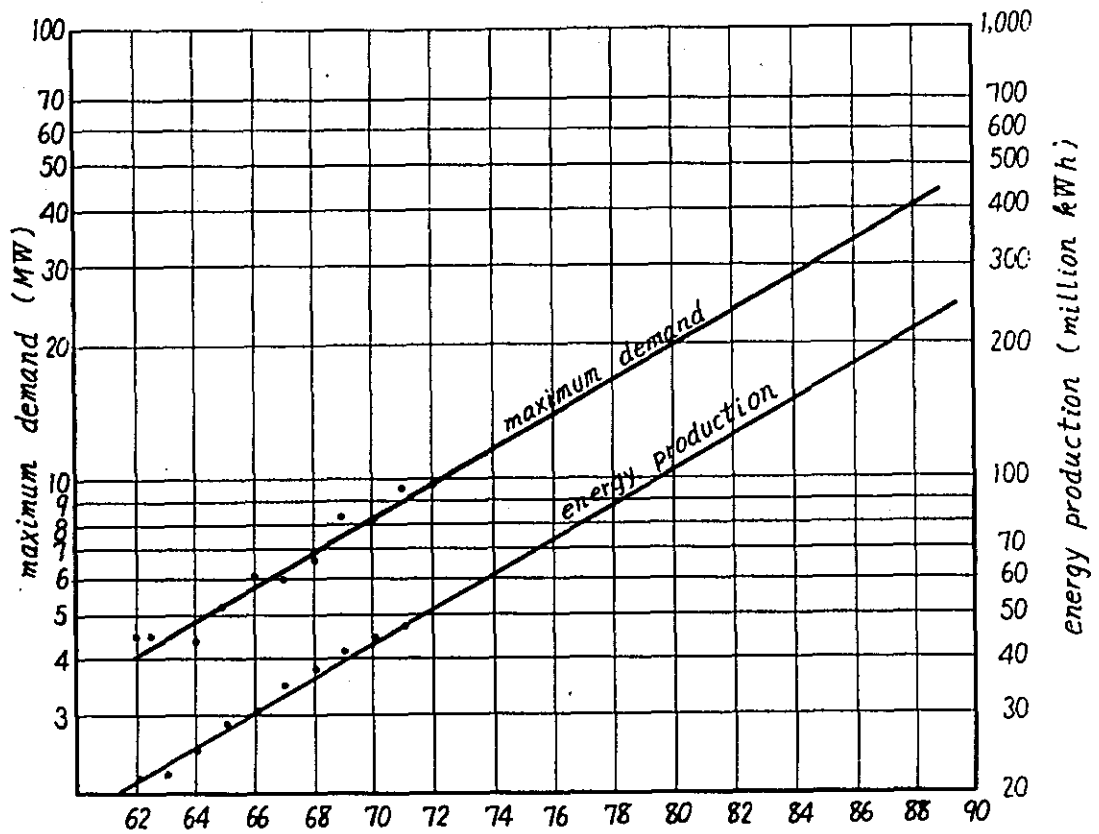


Fig. 6-4 Energy Cost at Receiving End

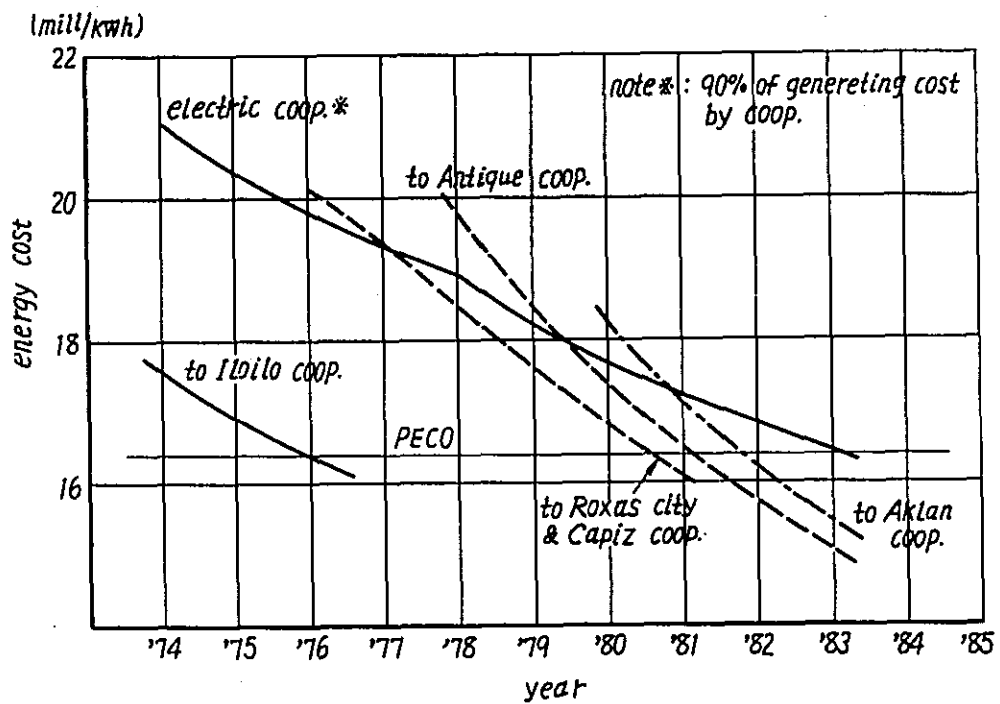
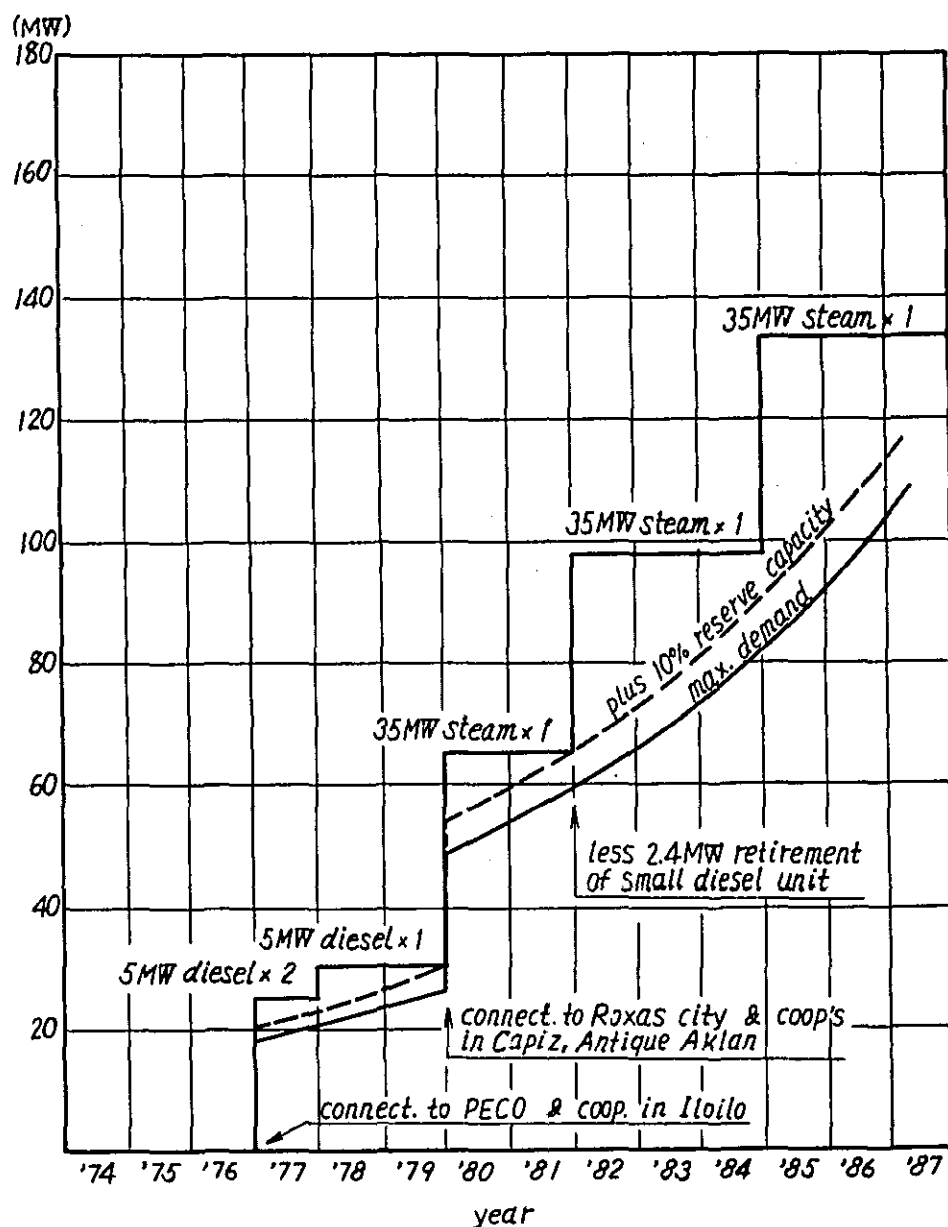


Fig. 6-5 Development Program in Panay



6-2-2 電力供給計画

(1) 供給範囲

パナイ島の将来需要の大きさとその分布から、当面NPCの供給計画の主な対象として、イロイロ市のPECO、ロハス市、4つのコーポラティブを取り上げる。他の地域には前記の地域に電力の供給を開始する時に、同時に主要な町村より計画的に電力の供給を開始することとし、未電化地方の電化区域の拡大に協力することとする。特にパナイ島の人口の約60%をしめるイロイロ地方の未電化区域の人口はパナイ全島の未電化区域の人口の約70%をしめているので、この地域には重点的に配慮することとした。

(2) 系統構成と供給開始時期

Table 6-4 Load Pick-up Forecast in Panay

	NPC supply								
	PECO			Roxas			Cooperatives		
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
1977	12.3	60	2.3	-	-	-	15.3	32	5.6
78	19.8	"	3.8	-	-	-	18.2	33	6.3
79	28.1	"	5.4	-	-	-	20.8	36	6.7
80	37.1	"	7.1	13.5	51	3.1	89.8	38	27.1
81	46.9	"	8.9	14.7	52	3.2	103.5	41	29.3
82	57.7	"	11.0	16.0	53	3.4	120.2	43	32.1
83	69.5	"	13.2	17.5	54	3.7	136.6	46	34.4
84	82.3	"	15.7	19.0	55	3.9	153.0	46	38.0
85	96.4	"	18.3	20.7	55	4.3	169.8	46	42.3
86	111.8	"	21.3	22.6	55	4.7	186.8	46	46.6
87	128.6	"	24.5	24.6	55	5.1	203.6	46	50.7
Increase (%)	26.6	-	26.6	8.9	-	7.4	29.5	-	24.6

NPCの最初の発電所は、パナイ島で最も需要の大きいイロイロ市の近くに設置し、PECOや各コーポラティブ未電化地方などへ、電力の供給を行うこととする。

将来は、需要の分布と大きさから考え、パナイ島北部のロハス市近くに電源を設置することが、送電損失と系統の供給信頼上より望ましい。イロイロ市近くに設置する発電所よりPECO及び各コーポラティブへの電力供給開始の時期を検討した結果はFig 6-4のとおりであり、その結果は次のとおりである。

	開 発 時 期	
	計算値	実施年
PECO	1974	1977
イロイロ・コーポラティブ	1974	1977
アンティケ・コーポラティブ	1980	1980
ロハス市とカピスコーポラティブ	1978~81	1980
ア克蘭・コーポラティブ	1981	1980

PECOとイロイロ・コーポラティブへは、1974年に電力を経済的に供給開始できるが、調査、設計や工事期間および資金調達などのために必要な期間を考慮し、1977年を電力供給開始の年とした。アンティケ、ア克蘭、カピスの各コーポラティブとロハス市へは、後述のように1980年に35MWスチームタービンを投入する時に同時に電力の供給を開始する。

Other areas			NPC supply			PECO Supply			Total in Panay Grid		
Energy	LF	Max. demand	Energy	LF	Max. demand	Energy	LF	Max. demand	Energy	LF	Max. demand
(GWh)	(%)	(MW)	(GWh)	(%)	(MW)	(GWh)	(%)	(MW)	(GWh)	(%)	(MW)
2.1	24	1.0	29.7	38	8.9	68.9	60	13.1	98.6	51	22.0
2.3	24	1.1	40.3	41	11.2	"	"	"	109.2	51	24.3
5.0	26	2.2	53.9	43	14.3	"	"	"	122.8	51	27.4
9.8	27	4.2	150.2	41	41.5	"	"	"	219.1	46	54.6
11.9	28	4.9	177.0	44	46.3	"	"	"	245.9	47	59.4
17.1	29	7.1	211.8	45	53.6	"	"	"	280.7	48	66.7
24.9	29	9.7	248.5	47	61.0	"	"	"	317.4	49	74.1
32.9	30	12.4	287.2	47	70.0	"	"	"	356.1	49	83.1
42.2	31	15.5	329.1	47	80.4	"	"	"	398.0	49	93.5
53.1	32	19.0	374.3	47	91.6	"	"	"	443.2	49	104.7
65.1	33	22.6	421.9	47	102.9	"	"	"	490.8	49	116.0
41.0	-	36.6	30.4	-	27.7	-	-	-	7.4	-	18.1

(3) 電源設備

PECOやコーポラティブなどの主要な需要家への電力供給開始と共に、イロイロ市周辺の未電化地域へ13.8kVの2次送電線を建設し、潜在需要家に電力を供給するものとする。NPC電力システムの負荷を想定するとFig 6-5, Table 6-4に示すようになる。

最初のPECOとイロイロ・コーポラティブへの電力供給は、ディーゼル発電機で行うこととするが、1979年から1981年にかけての各コーポラティブへの電力供給開始に伴い、電力需要はこの2年間に、約30MW増加する。又、1979年より1987年の終りまでの電力の伸びは、約90MWであることなどより、1980年にスチームタービンを投入することとする。同時にアンティケ、アクラン、カピスの各コーポラティブとロハス市に電力の供給を開始する。スチームタービン発電所の位置は詳細な調査、検討を要するが、ここではイロイロ市の近くに選定できるものと考えた。

NPCシステムの需要と電力供給計画はTable 6-5および6-6, Fig 6-5に示す如くなり、電源設備は下記の如く投入する。

1977	5 MW	ディーゼル	2 台
1978	5 MW	"	1 台
1980	35 MW	スチ ーム	1 台

1982	"		1台
1985	"		1台
計	15 MW	ディーゼル	(3台)
	105 MW	スチーム	(3台)

(4) 送変電設備

前記、開発計画にあわせ、必要とする送変電設備は次の通りである。

1977年

イロイロ市に近いNPCの5MWディーゼル2台の発電所より、イロイロ・コーポラティブとPECOまで69kV送電線を各1回線建設する。イロイロ・コーポラティブ内には、1.0MVAの変電所を設置し、イロイロ・コーポラティブに電力を供給する。

1980年

最初のスチームタービン発電機の運開に合せ、発電所よりカピス・コーポラティブまで115kV送電線1回線110kmと、カピス・コーポラティブよりア克蘭・コーポラティブまで、69kV送電線1回線80kmを建設する。イロイロ、カピス間の送電線はパナイ島の南北を結ぶ重要送電線であり、送電電力も大きくイロイロからカピス方面への送電電力は、1987年頃で30~40MWになる。又、将来カピス側に発電所を建設することが系統構成上望ましいと考えられるので、イロイロ、カピス間の送電線の電圧は、送電容量の大きい115kVの電圧とした。

Table 6-5 Transmission Expansion Program

Transmission line	Voltage (kV)	Length (km)	Date in service
P. P* - PECO	69	10	1977
P. P - Iloilo coop. **	69	10	1977
P.P - Pototan	115	30	1980
Pototan - Capiz coop.	115	80	1980
Capiz Coop. - Aklan coop.	69	80	1980
Iloilo coop. - Antique coop.	69	80	1980
P.P - Iloilo coop.	69	10	1984
P.P - PECO	69	10	1986
P.P - Rural Iloilo	13.8	20	1977
Iloilo coop. - Rural Iloilo	13.8	30	1980
Pototan - Rural Iloilo	13.8	100	1980
Capiz coop. - Roxas City	13.8	30	1980
Capiz coop. - Rural Capiz & Iloilo	13.8	20	1980
Total		510	

Note: * power plant
** electric cooperative

カピス・コーポラティブ内には、30MVAの変電所を設置し、カピス・コーポラティブとロハス市及び周辺の未電化地域に電力を供給する。ロハス市までは13.8kV配電線2回線で送電する。ア克蘭・コーポラティブ内にも10MVAの変電所を設置する。

又、カピス・コーポラティブまでの115kV送電線の途中、ポタン附近に5MVAの変電所を設置し、周辺の未電化地域に電力を供給する。このため13.8kV配電線を総長約100km建設する。

アンティケ・コーポラティブへは、イロイロ・コーポラティブの変電所より69kV送電線1回線約80kmを建設し送電する。アンティケ・コーポラティブ内には10MVA×2の変電所を設置する。

又、イロイロ・コーポラティブより、イロイロ西部のグインバル、ミイアガオなどの低電化地方に13.8kV2次送電線を建設し電力を供給する。

この年でパナイ島の最初の基幹送電網ができるが、それは115kVと69kV送電線が各々110km、180kmと、総容量80MVAの5つの変電所、および35MWスチームタービン発電機を有する発電所より構成される。

1983年

イロイロ・コーポラティブの需要増により10MVA変圧器1台を増設する。

1984年

イロイロ、アンティケ・コーポラティブ方面への電力需要の増加に対処するため、発電所よりイロイロ・コーポラティブまで69kV送電線1回線を増設する。又、ア克蘭・コーポラティブに10MVA変圧器1台を増設する。

1986年

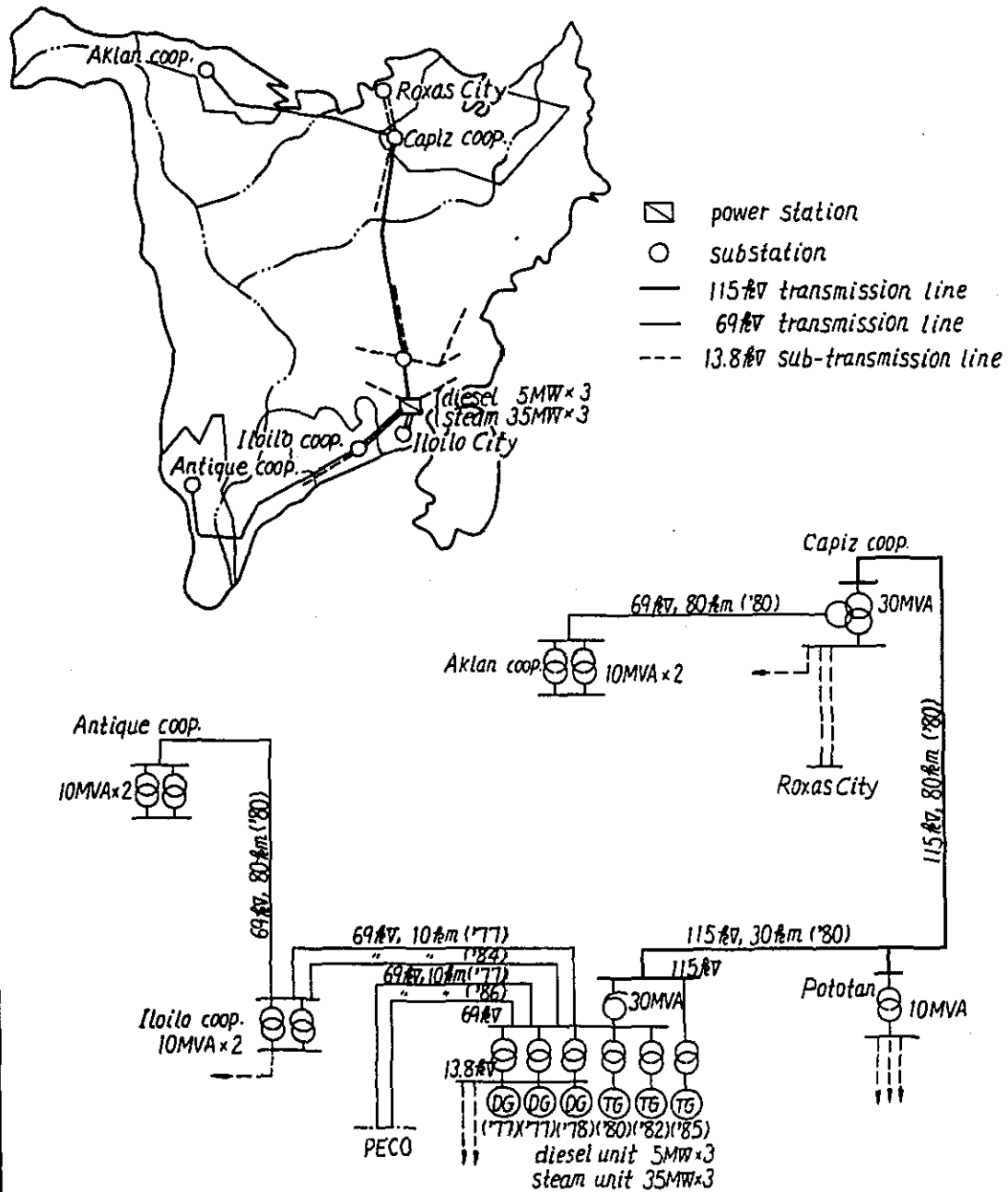
PECOへの送電電力の増加に伴い、69kV送電線1回線を増設する。

1977年より1987年までの11年間に建設する送変電設備は、115kVと69kVの送電線を夫々110km、200km、と13.8kV2次送電線200km、および総容量100MVAの5つの変電所となる。(Fig 6-6 参照)

Table 6-6 Transformer Expansion Program

Substation	Voltage (kV)	Capacity (kVA)	Date in service
Iloilo coop.	69/13.8	10	1977
Antique coop.	69/13.8	10 x 2	1980
Capiz coop.	115/69/13.8	30	1980
Aklan coop.	69/13.8	10	1980
Potatan	115/13.8	10	1980
Iloilo coop.	69/13.8	10	1983
Aklan coop.	69/13.8	10	1984
Total		100	

Fig. 6-6 Panay Grid in 1987



6-2-3 1人当りの消費電力量と電化率

パナイ島の電力開発を上記述べた計画により実施した場合、15年後の1987年には1人当りの電力消費量は、1970年の21kWh/年から1987年には約160kWh/年となる。

1987年のパナイ島の人口は、2つの市と4つのコーポラティブ地域および、その他の地域に各々15%、28%、57%の割合で分布するものと推定できる。その他地域の電化率を我々は1987年で約17%になるものと想定した。又、コーポラティブ地域の電化率はNEAの計画を参考に約90%と推定すると、2つの市を加えた全島の電化率は1970年の約6%から1987年には約40%となる。

パナイ島の人口は1987年で約300万人と推定されるので、このNPC系統により約120万人の人々が電気の供給を受けることになる。

6-3 ネグロス島

6-3-1 需要想定

ネグロス島全体の電力需要の約81%は、バコロド市のディアス電力とドマゲッティ市のVECOが占めている。この2つの電気事業者の将来需要は、過去10年間の実績の伸び率より想定した。

一方、ネグロス島の3つのコーポラティブのうち、現在電力供給を行っているVRESOCOについては、実績をベースにNEAのフィジビリティ・レポートを参考として、将来需要を想定し、他の2つのコーポラティブについては、NEA作成のフィジビリティ・レポートの想定値をそのまま採用した。この結果ネグロス島でNPCの主な供給対象となる需要はTable 6-7, 6-8の通りである。1972年の全体の需要は9.42GWh, 19.5MWであり、1987年には約10倍の98.6GWh, 198MWとなる。

なお、電力供給計画の立案にあたっては、自然条件および需要分布の面より、オキシデンタルとオリエンタルに分けて考慮した。

(1) ネグロス・オキシデンタル

将来需要の主要なものは、バコロド市のディアス電力と、VRESOCOおよび1974年運開で計画の新しいコーポラティブである。その他の地域においては、小容量のディーゼル発電機により、単独で電力を供給しているいくつかの事業者がある。しかしこれら事業者の電力需要は非常に小さいので、NPCの最初の設備の投入時期を決めるための対象需要としては除外し、NPCが前記の主要な需要家に電力を供給する時に経済的に可能な範囲内で需要として見込むこととした。

Table 6-7に需要想定の結果を示す。ディアス電力の将来需要は過去の発電実績の伸び率より、将来の伸び率を16%として想定した (Fig 6-7 参照)

VRESOCOについては、現在までの実績をベースに、電化人口の急増による需要の増加と、カディス市のような都市部を供給区域に含むことを考慮し、1972年の推定値に対して、1973年および1984年の伸び率を夫々35%、および10%と仮定し、途中の各年の伸び率は35%より10%まで漸次低減するものとした。そして1985年以降は毎年の伸び率を10%とし

Table 6-7 Load Forecast in Negros Occidental

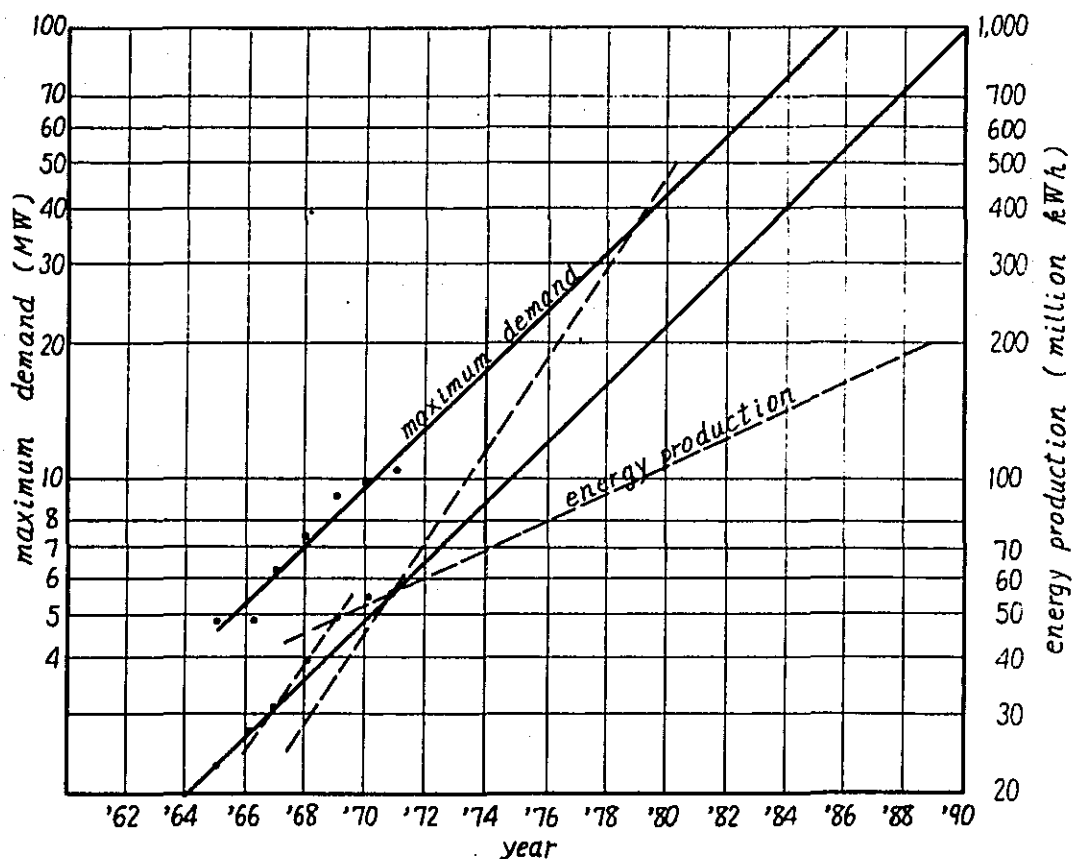
Year	Diaz Electric			Cooperative			VRESCO			Total		
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
1 1972	68.8	60	13.1	-	-	-	11.8	42	3.2	80.6	56	16.3
2 73	79.8	"	15.2	-	-	-	15.9	43	4.2	95.7	56	19.4
3 74	92.6	"	17.6	9.1	27	3.9	20.7	44	5.2	122.4	52	26.9
4 75	107.4	"	20.4	11.4	28	4.7	25.9	45	6.6	144.7	52	31.7
5 76	124.6	"	23.7	14.5	30	5.6	31.1	46	7.7	170.2	53	37.0
6 77	144.5	"	27.5	18.1	32	6.6	37.0	47	9.0	199.6	53	43.1
7 78	167.6	"	31.9	22.9	33	8.0	43.6	48	10.4	234.1	53	50.3
8 79	194.4	"	37.0	26.7	36	8.6	51.0	49	11.9	272.1	54	57.5
9 80	225.5	"	42.9	30.7	38	9.3	59.2	50	13.5	315.4	55	65.7
10 81	261.6	"	49.8	35.4	41	10.0	68.1	51	15.2	365.1	56	75.0
11 82	303.5	"	57.8	40.5	43	10.8	77.6	52	17.0	471.6	56	85.6
12 83	352.0	"	67.0	46.2	49	11.7	87.7	53	18.9	485.9	57	97.6
13 84	408.3	"	77.7	51.7	49	12.9	98.2	54	20.8	558.2	57	111.4
14 85	473.7	"	90.1	57.4	49	14.3	109.0	55	22.6	640.1	58	127.0
15 86	549.4	"	104.5	63.1	49	15.7	119.9	55	24.9	732.4	58	145.1
16 87	637.4	"	121.3	68.8	49	17.1	131.9	55	27.4	838.1	58	165.8
Increase (%)	16.0	-	16.0	16.8	-	12.3	17.4	-	15.4	16.9	-	16.7

Table 6-8 Load Forecast in Negros Oriental

Year	Dumaguete (VECO)		Bais & Tanjay *		Cooperative		Total	
	Energy (GWh)	LF (%)	Energy (GWh)	LF (%)	Energy (GWh)	LF (%)	Energy (GWh)	LF (%)
1 1972	12.2	50	2.8	40	0.4	-	13.6	49
2 73	14.0	50	3.2	41	0.4	-	15.6	49
3 74	16.1	50	3.7	42	0.5	-	17.8	49
4 75	18.4	51	4.1	43	0.5	5.8	26.2	42
5 76	21.2	51	4.7	44	0.6	8.2	31.6	42
6 77	24.3	51	5.4	45	0.6	11.0	37.7	42
7 78	27.8	52	6.1	46	0.7	14.1	44.6	43
8 79	31.9	52	7.0	47	0.8	16.9	51.9	43
9 80	36.6	52	8.0	48	0.8	19.8	59.8	45
10 81	42.0	53	9.1	49	0.9	23.1	68.9	46
11 82	48.2	53	10.4	50	1.0	26.2	78.7	48
12 83	55.2	54	11.7	"	1.1	30.3	90.3	49
13 84	63.4	54	13.4	"	1.2	33.9	102.7	50
14 85	72.7	55	15.1	"	1.4	37.3	116.1	52
15 86	83.4	55	17.3	"	1.6	41.0	131.2	53
16 87	95.6	55	19.9	"	1.8	45.1	148.3	53
Increase (%)	14.7	-	13.9	12.0	10.6	18.7	-	-

Note: * includes Amilan municipality
LF: Load factor

Fig. 6-7 Load Forecast for Diaz Electric



て、将来需要を想定した。

計画中のコーポラティブについては、1983年まではNEAの想定値を採用し、1984年以降1987年までは12%から9%へ低減する伸び率をもって需要を想定した。

(2) ネグロス・オリエンタル

需要想定は、ドマゲッティ市を中心とするVECOの系統と、バイスとタンジャイの既存の小系統およびNEAの計画しているコーポラティブについて行った。

VECOについては、過去の実績の伸び率14.7%を適用し、将来需要を想定した。バイスとタンジャイの将来需要は伸び率を12%として想定した。コーポラティブの需要はNEAの想定値を使用した。ただし、コーポラティブの現状を考慮すれば操業開始を1974年初期とするのは困難と判断されたので、操業開始を1975年とした。

需要想定をTable 6-8に示す。

6-3-2 開発の時期

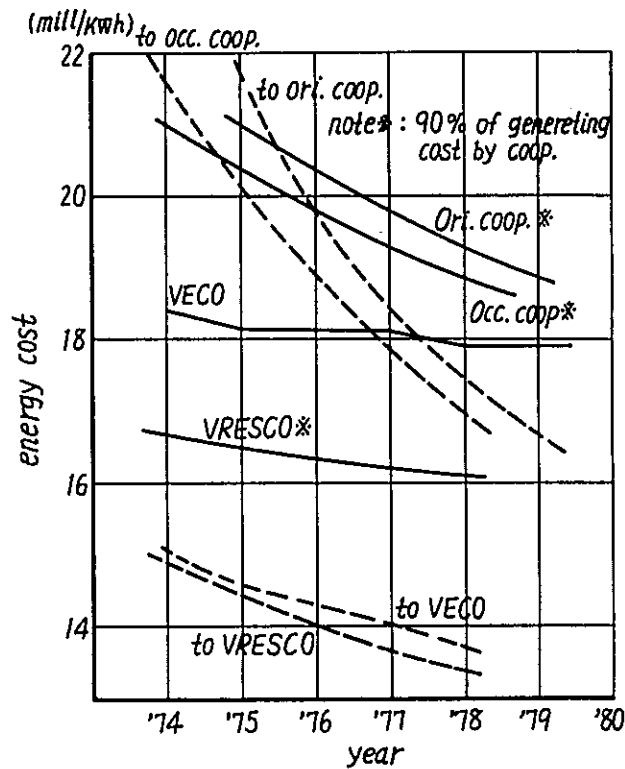
(1) 供給開始時期 (ネグロス・オキシデンタル)

NPCからディアス電力へ送電線約10kmにより、ディアス電力の増分需要を供給する場合、年間の供給電力量が約3GWh以上となれば、ディアス電力の受電端でのNPCの電力コストは、ディアス電力

自身による発電コストより安くなる。

需需要想定結果より、現時点においても上記の増分電力量を期待することは容易であり、ディアス電力へはいつでも電力の供給を開始することが可能である。又 V R E S C O および計画中のコーポラティブに対しては、所有する発電設備が N P C よりの電力供給開始に伴い、全て他地域の農村電化に転用されると仮定し、電力コストの比較を行うと、1975年以降いつでも電力の供給を行うことが可能である。(Fig 6-8)

Fig. 6-8 Energy Cost at Receiving End



しかし、NPCより電力の供給を開始するまでに必要な調査、設計、工事期間などのスケジュールを考慮すればNPCよりディアス、VRESCO、計画中のコーポラティブに対する電力供給開始の年を1977年とすることが妥当である。

なお、1977年よりバコロド市、VRESCO、計画中のコーポラティブ周辺のカディス、タリサイ、シライなどの都市や地方にも電力の供給を開始するものとする。

以上よりNPCより各需要家への供給開始時期は次のようになる。

- ディアス電力 1977年
- VRESCO 1977年
- 計画中のコーポラティブ 1977年
- その他 1977年以降

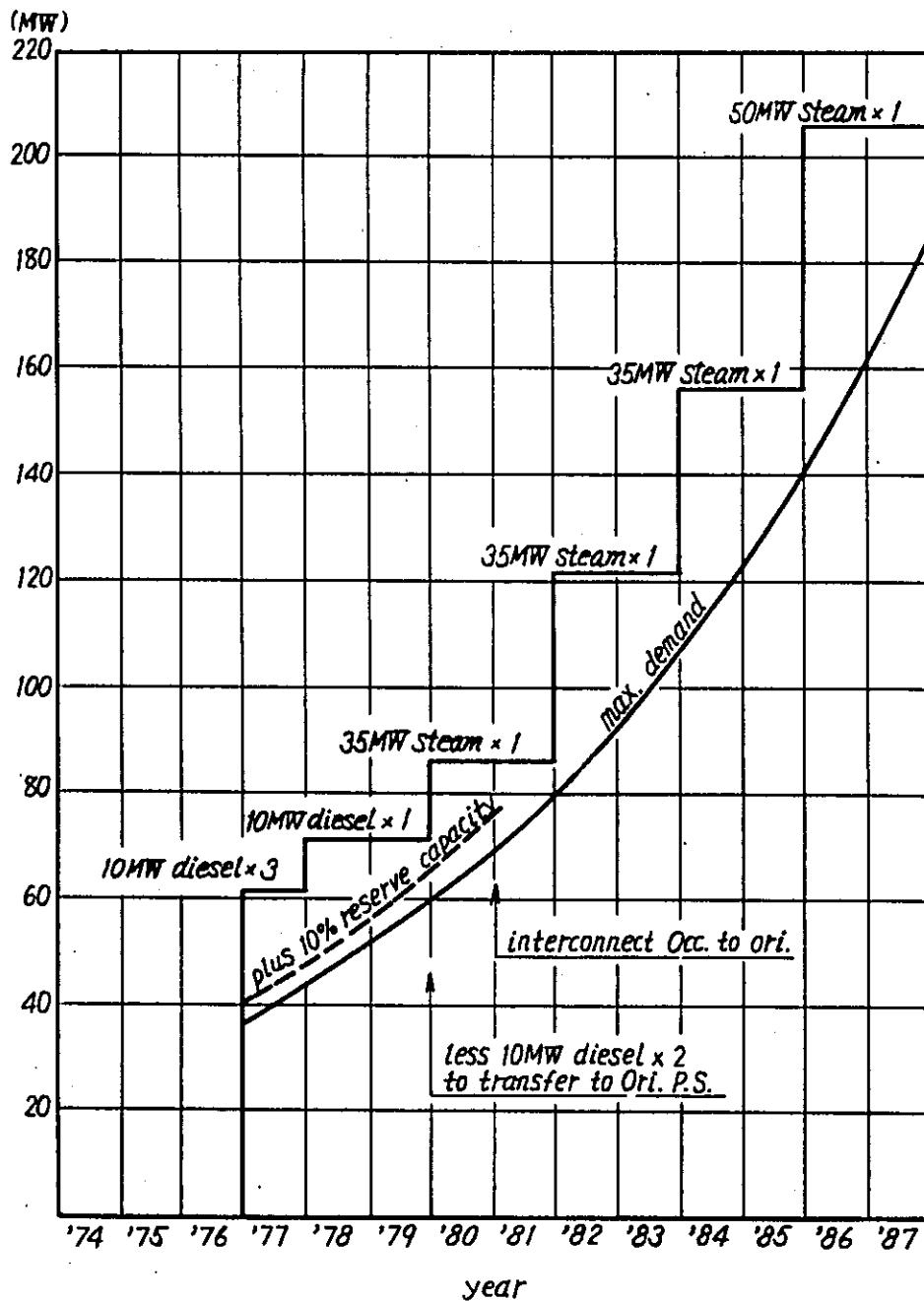
(2) 供給開始時期 (ネグロス・オリエンタル)

この地域の電力需要の分布, および将来のネグロス・オキシデンタルとの連系を考慮すれば, バイスにNPCの発電設備を設定するのが妥当と思われる。この発電所よりVECOとコーポラティブに電力を供給するものとして供給時期の検討を行った結果, 1977年に電力の供給を開始することとした。(Fig 6-8)

6-3-3 開発計画

需要想定の結果および供給開始時期より, オキシデンタル, オリエンタルの発電設備の投入計

Fig. 6-9 Development Program in Negros Occidental



面を示せばFig 6-9, 6-10の如くなる。

ネグロス・オキシデンタルでは1977年に、10MWディーゼル発電機3台により電力の供給を開始するが、1980年以降は需要の伸びに応じて順次35MWおよび50MWスチームタービン発電機を投入することとした。

ネグロス・オリエンタルでは、1977年に5MWディーゼル発電機2台で電力の供給を開始するが、需要の増加により1980年にはオキシデンタルより10MWディーゼル発電機2台を移設する。

オリエンタルとオキシデンタル間は1981年に連系し相互の設備の有効利用と供給信頼度の向上をはかることとした。ネグロス島全体の開発計画はFig 6-11のようになる。

Fig. 6-10 Development Program in Negros Oriental

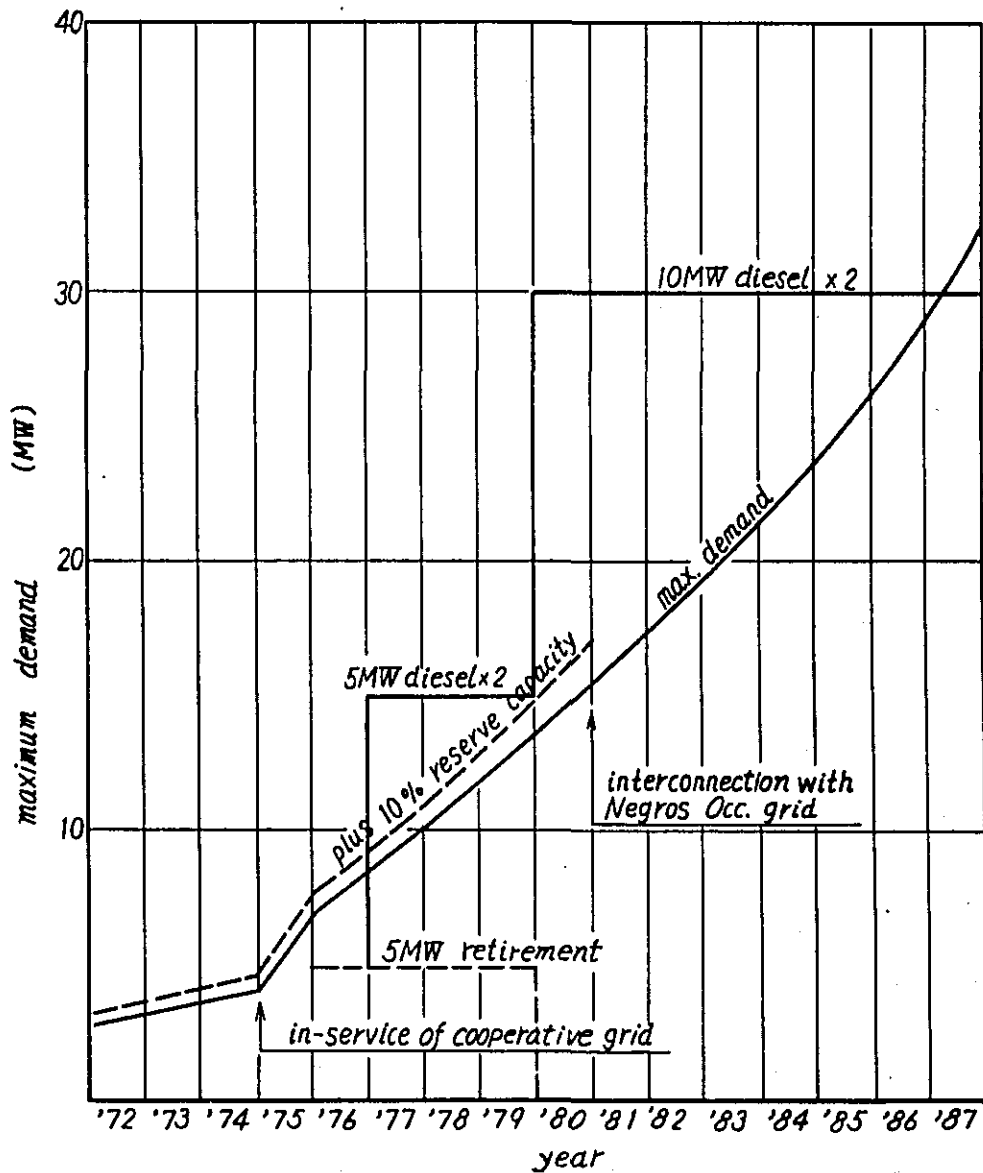


Table 6-9 Load Pick-up Forecast in Negros Occidental

	NPC supply								
	Diaz			Cooperative			VRESKO		
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
1977	21.5	60	4.1	18.1	32	6.6	37	47	9.0
78	44.6	"	8.5	22.9	33	8.0	43.6	48	10.4
79	71.4	"	13.6	26.7	36	8.6	51.0	49	11.9
80	130.9	"	24.9	30.7	38	9.3	59.2	50	13.5
81	167.0	"	31.8	35.4	41	10.0	68.1	51	15.2
82	208.9	"	39.8	40.5	43	10.8	77.6	52	17.0
83	257.4	"	49.0	46.2	49	11.7	87.7	53	18.9
84	313.7	"	59.7	51.7	49	12.9	98.2	54	20.8
85	379.1	"	72.1	57.4	49	14.3	109.0	55	22.6
86	454.8	"	86.5	63.1	49	15.7	119.9	55	24.9
87	542.8	"	103.3	68.8	49	17.1	131.9	55	27.4
Increase (%)	38.1	-	38.1	14.3	-	10.0	13.6	-	11.8

(1) 発電設備 (オキシデンタル)

オキシデンタル側のNPCシステムの需要はTable 6-9, Fig 6-9のようであり, 発電設備の投入計画は次のようになる。

1977年	10 MWディーゼル	3台	新設
1978年	10 MW "	1台	増設
1980年	35 MW スチームタービン	1台	新設
1980年	10 MWディーゼル	2台	オリエンタルへ移設
1982年	35 MW スチームタービン	1台	増設
1984年	35 MW "	1台	"
1986年	50 MW "	1台	"

1987年までの発電設備はスチームタービン 35 MW 3台, 50 MW 1台, ディーゼル10 MW 2台, 計175 MWとなる。なお上記発電設備はいずれもバコロド市近郊の臨海地点に建設する。

(2) 発電設備 (オリエンタル)

1977年にバイス近郊に位置する発電所より電力の供給を開始する。NPCのシステムの需要はTable 6-10, Fig 6-10のようになり発電設備の投入計画は次のようになる。

1977年	5 MWディーゼル発電機	2台	新設
-------	--------------	----	----

NPC supply						Diaz supply			Total in Negross Occ.		
Others			Subtotal								
Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
2.5	34	0.8	79.1	44	20.5	123.0	60	23.4	202.1	53	43.9
5.1	34	1.7	116.2	46	28.6	123.0	"	23.4	239.2	53	52.0
8.1	34	2.7	157.2	49	36.8	123.0	"	23.4	280.2	53	60.2
11.7	34	3.9	232.5	51	51.6	94.6	"	18.0	327.1	54	69.6
15.8	35	5.1	286.3	53	62.1	94.6	"	18.0	380.9	54	80.1
24.7	36	7.9	351.7	53	75.5	94.6	"	18.0	446.3	54	93.5
31.6	37	9.8	422.9	54	89.4	94.6	"	18.0	517.5	55	107.4
39.7	39	11.7	503.3	55	105.1	94.6	"	18.0	597.9	55	123.1
48.7	39	14.4	594.2	55	123.4	94.6	"	18.0	688.8	56	141.4
59.4	40	17.0	697.2	55	144.1	94.6	"	18.0	791.8	56	162.1
70.6	41	19.7	814.1	55	167.5	94.6	"	18.0	908.7	56	185.5
39.7	-	37.8	26.3	-	23.4	-	-	-	16.2	-	15.5

1980年 10MWディーゼル発電機 2台 オキシデンタルより移設

(3) 送変電計画 (オキシデンタル)

1977年

NPCの発電所よりディアス電力、VRESCO、そして現在計画中のコーポラティブへ115kV送電線1回線をそれぞれ10km、36km、37km建設する。ディアスとVRESCOへの送電電圧は、送電電力の伸びと大きさから判断して115kVを採用した。コーポラティブなど南部への送電線は、将来ネグロス・オリエンタルとの連系線とこの役割もはたすことを考え、連系容量の大きい115kVの電圧を使用した。

計画中のコーポラティブとボゴ市近郊に、それぞれ10MVA2台、5MVA1台の11.5kV/13.8kVの変電所を設置し、コーポラティブとカバンカランなどのオキシデンタル南部、およびボゴ市、ラ・カルロータ市などへ13.8kV2次送電線により電力を供給する。又、発電所よりムルシア、サライ市などへも13.8kV2次送電線により電力を供給する。

この年に必要な13.8kV2次送電線の総延長は約120kmである。

1981年

オキシデンタルのコーポラティブとオリエンタルのバイス市間約82kmを115kV送電線1回線で連系する。この連系線の途中カバンカラン附近に変圧器容量5MVAの変電所を設置し、オキシデンタル南部へ電力を供給する。

Table 6-10 Load Pick-up in Negros Oriental

Year	Dumaguete (VECO)			Bais & Tanjay*			Cooperative			Others**			Total			Total in Negros Grid		
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
1 1977	23.1	-	5.2	2.4	45	0.6	11.0	30	4.2	-	-	-	36.5	42	10.0	36.5	-	10.0
2 78	25.0	-	4.2	2.7	46	0.7	14.1	32	5.1	-	-	-	41.8	48	10.0	281.0	-	62.0
3 79	25.0	-	3.3	3.1	47	0.8	16.9	33	5.9	-	-	-	45.0	51	10.0	325.2	-	70.2
4*** 80	36.6	52	8.0	3.4	48	0.8	19.8	35	6.4	1.6	40	0.5	61.4	45	15.7	388.5	52	85.3
5 81	42.0	53	9.1	3.8	49	0.9	23.1	39	7.0	1.8	40	0.5	70.7	46	17.5	451.6	53	97.6
6 82	48.2	53	10.4	4.3	50	1.0	26.2	41	7.4	1.9	41	0.5	80.6	48	19.3	526.9	53	112.8
7 83	55.2	54	11.7	4.8	"	1.1	30.0	43	8.1	2.1	41	0.6	92.4	49	21.5	609.9	54	128.9
8 84	63.4	54	13.4	5.4	"	1.2	33.9	46	8.6	2.3	42	0.6	105.0	50	23.8	702.9	55	146.9
9 85	72.7	55	15.1	6.1	"	1.4	37.3	48	8.9	2.6	42	0.7	118.7	52	26.1	807.5	55	167.5
10 86	83.4	55	17.3	6.8	"	1.6	41.0	49	9.6	2.8	43	0.7	134.0	52	29.2	925.8	55	190.0
11 87	95.6	55	19.9	7.6	"	1.8	45.1	50	10.3	3.1	43	0.8	151.4	53	32.8	1,060.1	55	218.3
Annual growth rate (%)	16.4	-	14.6	15.2	-	11.8	15.2	-	9.4	10.0	-	7.8	15.3	-	12.6	15.4	-	14.4

(1980-87)

Note: * Including Amlan municipality
 ** Zamboanguita and Siaton municipalities
 *** Interconnection of Negros Occ. Grid and Negros Or. Grid is to be completed in 1980.

1985年

ディアス電力の需要増に伴い、115 kV 送電線 1 回線を増設する。又、ポゴ変電所に 5 MVA の変圧器 1 台を増設する。

1987年

コーポラティブの需要増により 10 MVA の変圧をコーポラティブに増設する。

(4) 送変電計画 (オリエンタル)

1977年

バイス近郊の発電所より、コーポラティブとドマゲッティの VECO へ 69 kV 送電線 1 回線、それぞれ 23 km, 44 km を建設する。又それぞれに 5 MVA 変圧器 2 台の変電所を建設する。

1980年

ドマゲッティ市の南部へ 13.8 kV 2 次送電線約 46 km により電気を供給電化区域の拡大に努める。

1981年

オキシデンタルと 115 kV 送電線 1 回線で連系する。

1982年

VECO 系統の需要増により 10 MVA の変圧器 1 台をドマゲッティに増設する。

1986年

コーポへ 5 MVA 変圧器 1 台増設する。

Table 6-11 Installations in Negros Power Grid as of 1987

	Negros Occidental	Negros Oriental	Total
Maximum demand (MW)	186	33	218
Generating facilities			
Diesel units (MW)	51*	30	81
Steam units (MW)	155	0	155
Total	206*	30	236
Transmission lines			
115 kV (km)	175	0	115
69 kV (km)	0	67	67
13.8 kV (km)	150	46	196
Substations			
Number	3	2	5
Capacity (MVA)	45	65	110

Note: * inclusive of 31 MW owned and operated by other utilities

1987年

ドマゲッティに10MVA変圧器1台を増設する。

1987年までのネグロスのNPC系統の設備はTable 6-11の如くなる。Fig 6-12に系統図を示す。

6-3-4 1人当りの消費量と電化率

以上の開発計画により、1人当りの電力消費量は1970年の37kWh/年から1987年には約380kWh/年となる。

オクシデンタル側では、1970年の48kWh/年から1987年には400kWh/年へ、オクシデンタル側では16kWh/年から160kWh/年となる。

Fig. 6-11 Development Program in Negros

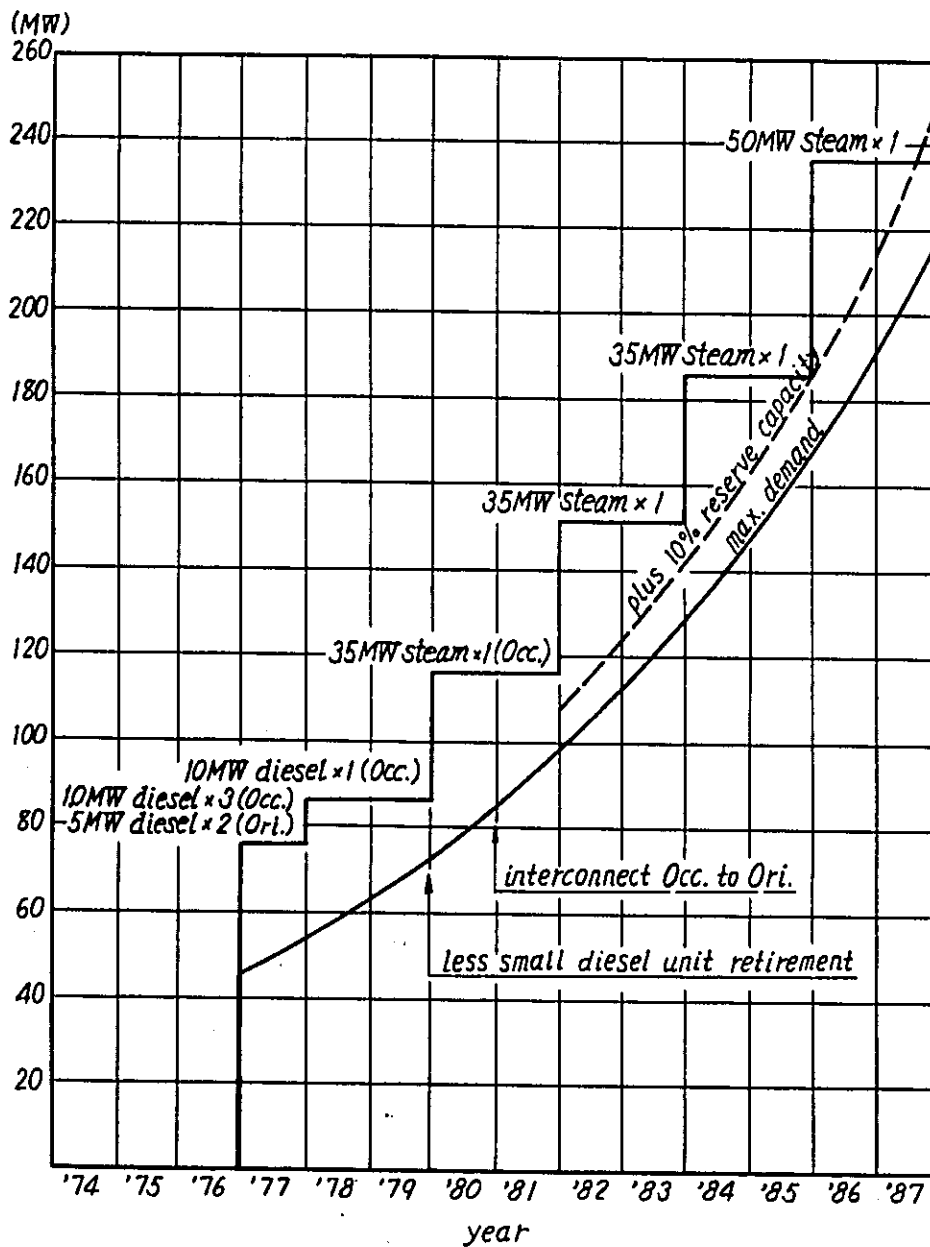


Fig. 6-12 Negros Grid in 1987

- ▣ power station
- substation
- 115kV transmission line
- 69kV transmission line
- - - 13.8kV sub-transmission line

{ diesel 10MW×2
Steam 35MW×3
" 50MW×1

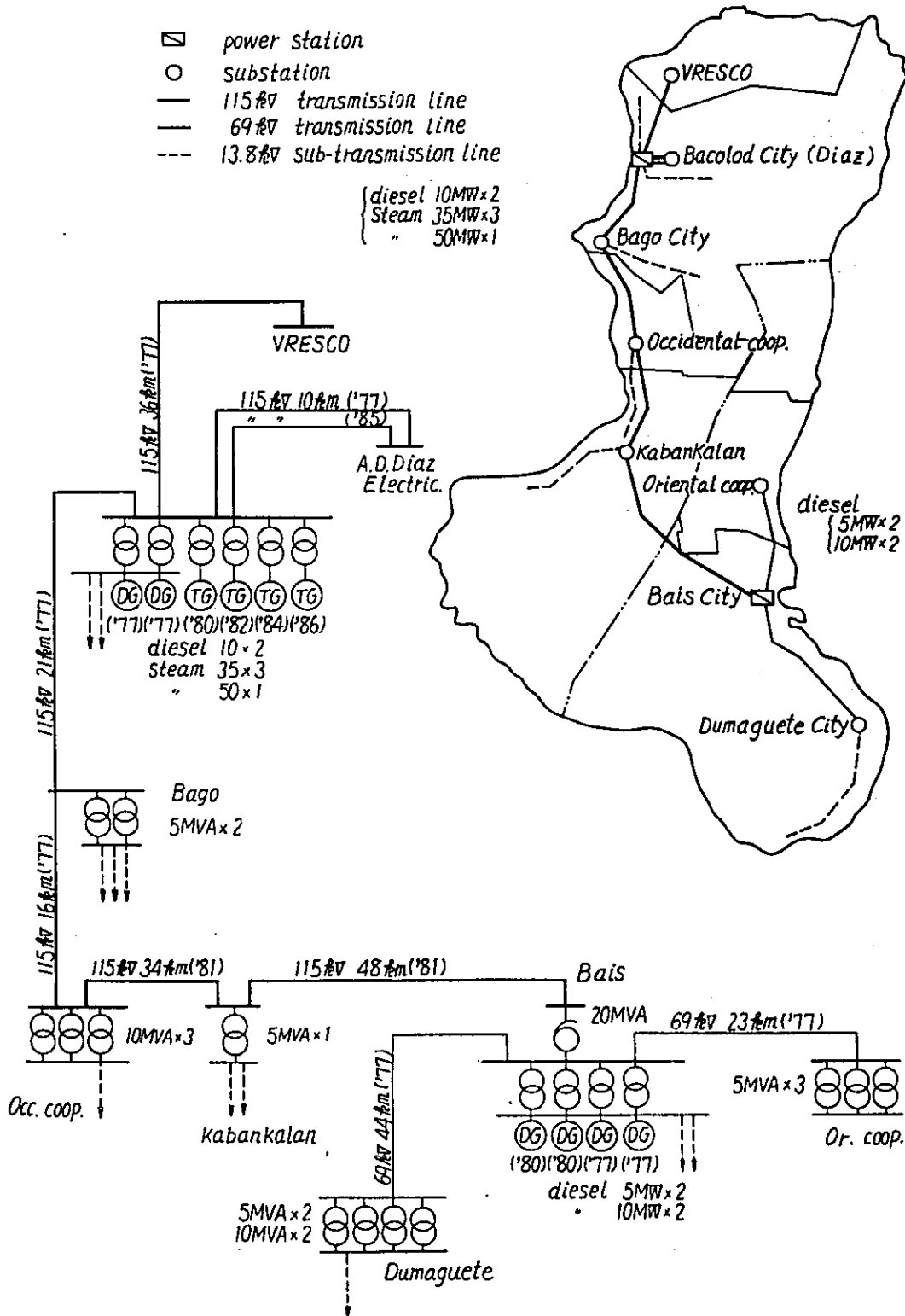
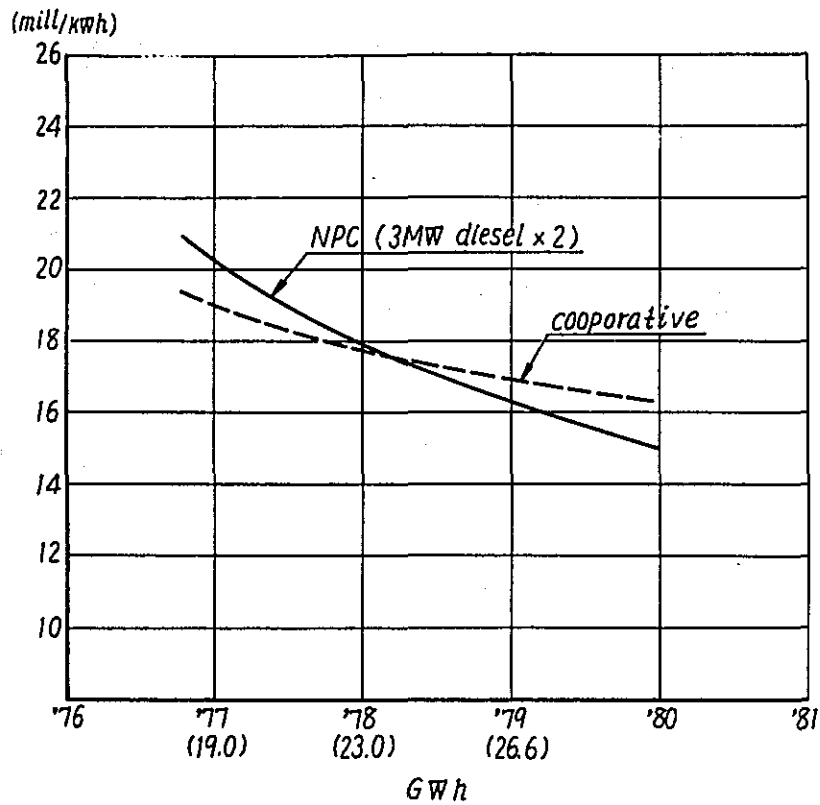


Table 6-12 Load Forecast in Bohol

	Tagbilaran		Electric Cooperative			Other *			Total			
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (kW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (kW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (kW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (kW)
1 1972	6.3	42	1,700	-	-	-	-	-	-	6.3	42	1,700
2 73	6.9	42	1,900	-	-	-	-	-	-	6.9	42	1,900
3 74	7.5	"	2,000	-	-	-	-	-	-	7.5	42	2,000
4 75	8.2	"	2,200	5.4	26	2,400	-	-	-	13.6	34	4,600
5 76	9.0	"	2,400	7.8	28	3,200	-	-	-	16.8	34	5,600
6 77	9.9	"	2,700	9.1	30	3,500	-	-	-	19.0	35	6,200
7 78	10.8	43	2,900	12.2	31	4,500	-	-	-	23.0	36	7,400
8 79	11.8	44	3,100	14.8	33	5,100	-	-	-	26.6	37	8,200
9 80	13.0	45	3,200	17.3	35	5,600	-	-	-	30.3	39	8,800
10 81	14.2	46	3,500	20.1	36	6,400	5.6	33	1,900	39.9	42	10,800
11 82	15.5	47	3,800	24.0	38	7,200	6.2	35	2,000	45.7	43	12,100
12 83	17.0	48	4,100	27.4	40	7,800	6.8	37	2,100	51.2	44	13,300
13 84	18.6	49	4,400	30.9	41	8,600	7.5	39	2,200	57.0	45	14,400
14 85	20.4	50	4,700	34.0	42	9,200	8.3	41	2,300	62.7	47	15,400
15 86	22.4	"	5,100	37.4	43	9,800	9.1	42	2,500	68.9	48	16,500
16 87	24.5	"	5,600	41.1	44	10,600	10.0	43	2,600	75.6	48	17,900
Increase (%)	9.5	-	8.3	18.6	-	13.0	10.0	-	5.5	-	-	-

Note: * Demand of Maribojoc, Cortes, Corella and Sikatuna municipalities.
LF: Load factor

Fig. 6-13 Energy Cost at Receiving End



の発電設備はNPCの開発時期に合わせて撤去し他地域の電化のために転用し、コーポラティブの1,500kW×3台は予備力として2年間はさらに存続させるものとした。

1979年にNPCの上記発送変電設備が完成後タグピラン市郊外の町村には総延長27kmの13.8kV2次送電線を拡張し電力需要の開拓につとめるものとした。

なお電力需要の伸びに応じて発送変電設備の増設が必要であり1987年までの年度別設備計画を示せば次の如くなる。

年	発電設備	変電設備	送電線
1979	3MW×2	5MVA×3	69kV, 1回線, 44km
1980	—	—	—
1981	5MW×2	5MVA×1	13.8kV, 1回線, 27km
1982	—	—	—
1983	—	—	—
1984	5MW×1	—	—
1985	—	—	—
1986	—	5MVA×1	—
1987	—	—	—
合計	3MW×2, 5MW×3	25MVA	69kV, 1回線, 44km 13.8kV, , 27km

Fig. 6-14 Development Program in Bohol

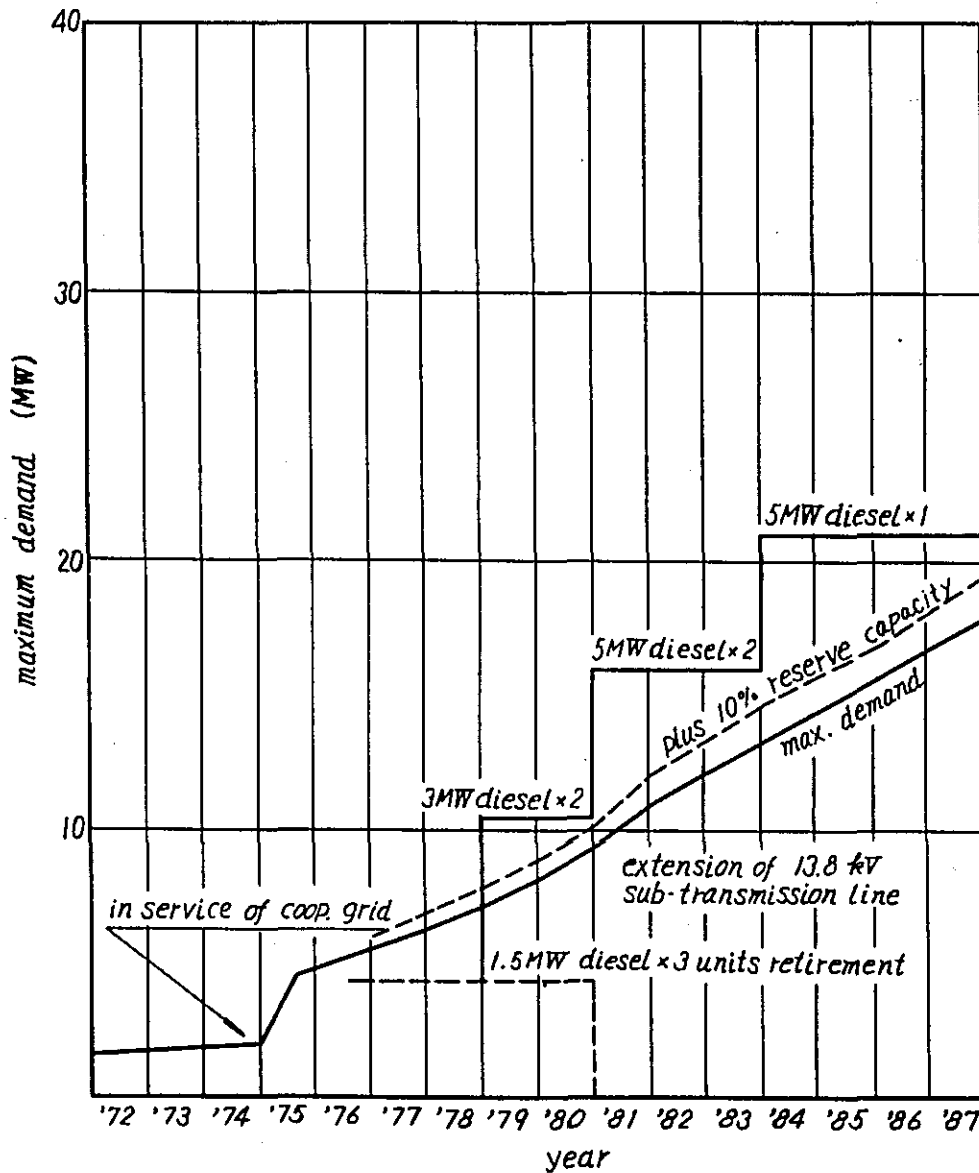


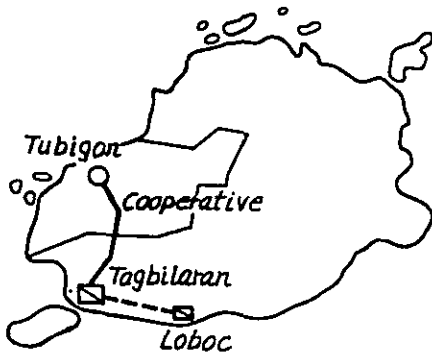
Fig 6-14 に発電設備の開発計画を Fig 6-15 に系統構成を示す。

6-4-3 1人当りの消費電力量と電化率

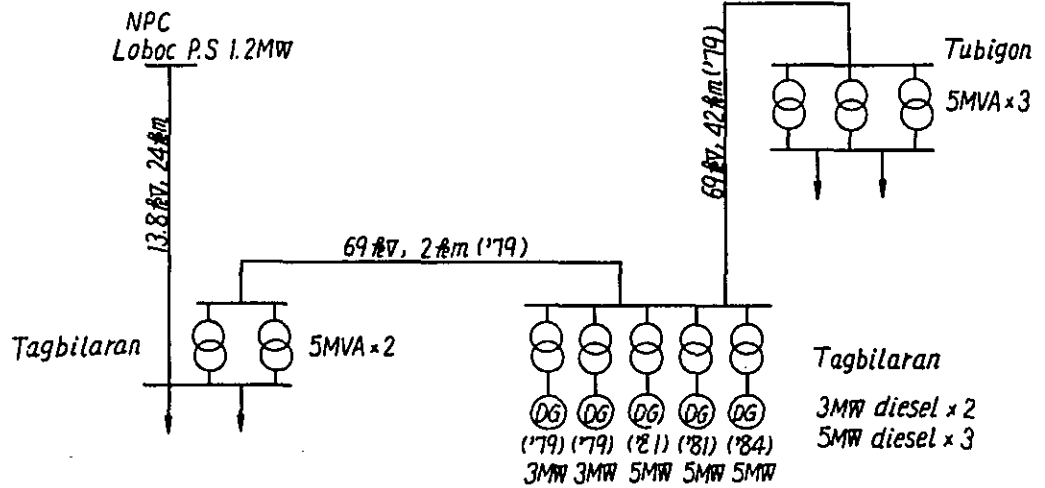
ボホール島の1987年の人口は約 865×10^3 人と推定され1人当りの電力消費量は1970年の6 kWh/年 から1987年には約87 kWh/年 となろう。

前述の電力需要想定および電化対象区域の人口分布よりボホール島の平均電化率を想定すれば1970年の3%より1981年には24%、1987年のそれは30%に達する。

Fig. 6-15 Bohol Grid in 1987



- ▣ power station
- 69/13.8 kV substation
- 69 kV transmission line
- - - 13.8 kV sub-transmission line



6-5 レイテ島

6-5-1 電力需要想定

レイ島の電力需要想定にあつては、ヴィサヤス地域の他の島と同様既存のタクロバン電力、オルモック電力に対しては過去の電力需要のトレンドが将来においても続くものと仮定した。

又、現在最終設計段階にあるレイテと南レイテの2つのコーポラティブに対する電力需要についてはNEAによってフィージビリティ調査が完成しているなのでその値を採用した。 F

Table 6-13に想定結果を示す。このうちオルモック電力および南レイテコーポラティブについては以下の検討によって連系は1982年以後と考えられたのでこれを除外し、NPC発電設備の投入時期はタクロバン電力及びレイテコーポラティブとの需要によって決定されることになった。

オルモック電力および南レイテコーポラティブとの連系

Fig 5-1 により連系時期を検討すると次の通りとなった。

(1) オルモック市

69 kV : 48 km 1回線 (ダガミーブラウエンーオルモック)

上記送電線により経済的に送電

可能な電力量 : 12.2×10^6 kWh 以上

連系可能時期 : 1981年

但し、オルモック市の電力需要の全量をNPCより供給すると仮定した。

(2) 南レイテ コーポラティブ

69 KV 送電線 : 90 km (トロッサーポントック)

上記送電線により経済的に送

電可能な電力量 : 24.5×10^6 kWh 以上

連系可能時期 : 1982年

いずれも経済的に連系ができるのは1980年以後であることが判明した。

(3) 町村への供給

6-5-2 開発計画で述べる如くNPC発電所が投入される予定の1977年以降はダガミより13.8 kV送電線により経済的に送電可能な下記町村に電力を供給するものとした。

	人 口 (1970)
サンミゲル	9,300
ツ ン ガ	3,900
ハ ロ	29,600
アランガラン	25,200
計	68,000

NPCの電力供給の対象となる電力系統の電力需要想定結果をTable 6-13に示す。

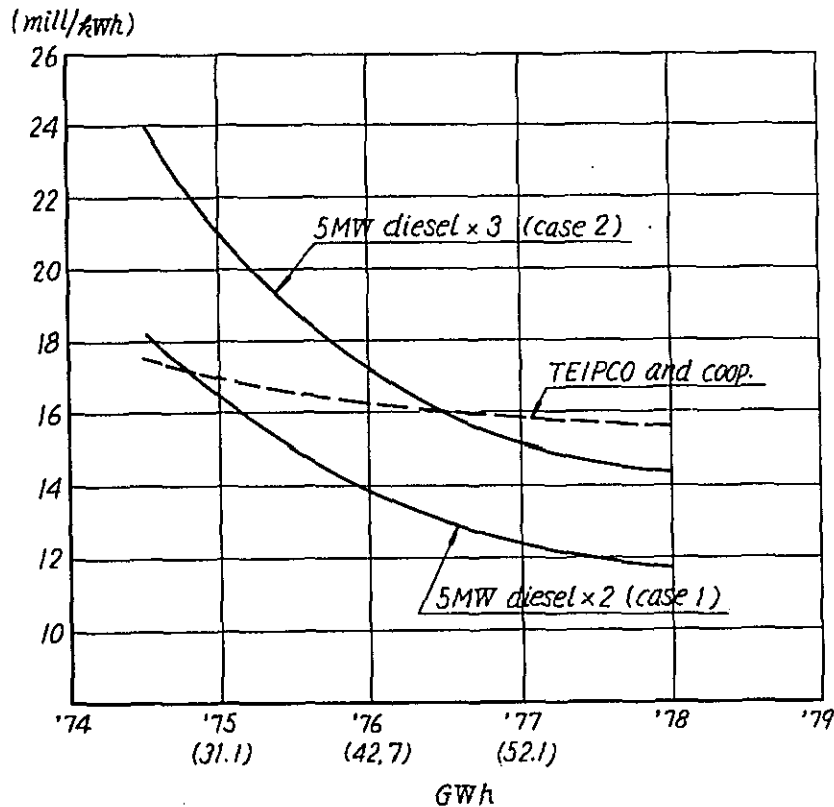
6-5-2 開発計画と開発の時期

TEIPCOおよびレイテコーポラティブの2つの電力系統に供給するための開発時期の選定に当たっては、電力需要の大きさからみて次に示すような2つの発送変電設備を考慮した。

	ケース1	ケース2
発電設備	5 MW × 2	5 MW × 3
送電設備	6.9 kV, 1回線, 2 km 6.9 kV, 2回線, 2.3 km	6.9 kV, 2回線, 2.5 km
変電設備容量	5 MVA × 1	5 MVA × 2

なお発電所位置はタクロバン市の近郊2 kmの地点とした。

Fig. 6-16 Energy Cost at Receiving End



2つのケースの発電々力量と受電端における発電原価をFig 6-16に示す。

上記Fig 6-16から判断される如くNPC設備の投入時期は電力系統の電力需要がケース1の場合は約 30×10^6 kWh, ケース2の場合は 50×10^6 kWhまで電力需要が伸びていることが、必要である。

電力需要想定の結果にもとずいてケース1およびケース2の発電々力量に見合う電力需要に達するのはTable 6-14に示す如く夫々1975年, および1977年である。

ケース1の場合1975年の始めにNPC設備を投入することは可能であるがレイテコーポラティブの建設の現状からみてコーポラティブの操業開始を1974年始めまでに期待することはかなり困難とみられるので現実的な判断として1977年をNPC設備の投入時期とすべきであろう。

Table 6-13 Load Forecast in Leyte

	TEIPCO			Ormoc Electric			Leyte Cooperative			S. Leyte Coop.			Total		
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
1 1972	17.6	53	3.8	3.4	41	1.0	-	-	-	-	-	-	21.0	50	4.8
2 73	19.9	"	4.3	3.9	41	1.1	-	-	-	-	-	-	23.8	50	5.4
3 74	22.5	"	4.8	4.6	42	1.2	21.1	47	5.3	-	-	-	48.2	49	11.2
4 75	25.4	"	5.5	5.3	42	1.4	27.1	47	6.6	5.3	26	2.3	63.1	46	15.8
5 76	28.8	"	6.2	6.1	43	1.6	32.8	48	7.8	7.0	28	2.8	74.7	46	18.4
6 77	32.5	"	7.0	7.1	44	1.8	38.5	48	9.2	9.3	30	3.6	87.4	46	21.6
7 78	36.8	"	7.9	8.2	45	2.1	44.0	48	10.5	11.8	31	4.3	100.8	46	24.8
8 79	41.6	"	9.0	9.5	46	2.4	51.3	49	12.0	14.2	33	4.9	116.6	47	28.3
9 80	47.1	"	10.1	10.9	47	2.7	58.6	49	13.7	17.8	33	6.2	134.4	47	32.7
10 81	53.2	"	11.5	12.7	48	3.0	65.6	50	15.0	21.3	34	7.2	152.8	48	36.7
11 82	60.2	"	13.0	14.6	49	3.4	72.4	50	16.5	25.3	34	8.5	172.5	48	41.4
12 83	68.1	"	14.6	16.9	50	3.9	79.1	51	17.5	29.9	35	9.6	194.0	49	45.6
13 84	77.0	"	16.6	19.6	50	4.5	86.2	51	19.3	34.7	36	11.0	217.5	49	51.4
14 85	87.1	"	18.7	22.7	50	5.2	94.0	51	21.0	38.2	37	11.8	242.0	49	56.7
15 86	98.5	"	21.2	26.2	50	6.0	102.4	51	22.9	42.0	38	12.6	269.1	49	62.7
16 87	111.4	"	24.0	30.4	50	7.9	111.6	51	25.0	46.2	39	13.5	299.6	49	70.4
Increase (%)	13.1	-	13.1	15.7	-	14.7	13.9	-	12.9	19.7	-	15.4	-	-	-

Note. LF: Load factor

1977年より1987年までの発電設備の投入計画をFig 6-17又電力系統図をFig 6-18に示す。

Fig. 6-17 Development Program in Leyte

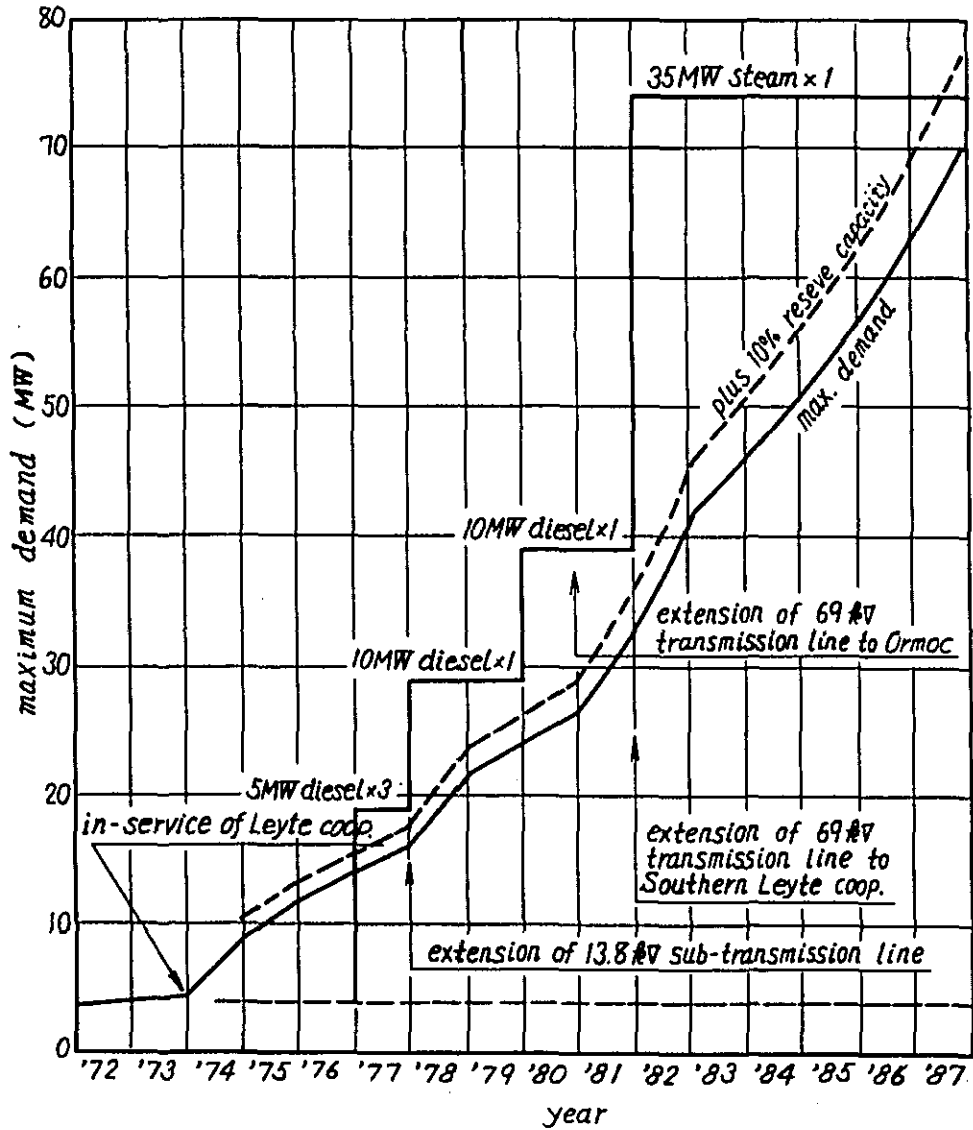


Table 6-14 Load Pick-up Forecast in Leyte

Year	* TEIPCO		Leyte Cooperative		** Others		Ormec Electric		S. Cooperative		Total					
	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)	Energy L.F Demand (GWH) (%)	Max (MW)				
-1	1975 (4.5)	(27)	(1.9)	(27.1)	(47)	(6.6)	-	-	-	-	-	-	(31.6)	(43)	(8.5)	
0	76 (9.9)	(44)	(2.6)	(32.8)	(48)	(7.8)	-	-	-	-	-	-	(42.7)	(47)	(10.4)	
1	77 13.6	46	3.4	38.5	48	9.2	-	-	-	-	-	-	52.1	47	12.6	
2	78 17.9	48	4.3	44.0	48	10.5	7.7	30	2.9	-	-	-	69.6	45	17.7	
3	79 22.7	48	5.4	51.3	49	12.0	8.2	32	2.9	-	-	-	82.2	46	20.3	
4	80 28.2	49	6.5	58.6	49	13.7	8.8	34	2.9	-	-	-	95.6	47	23.1	
5	81 34.3	50	7.9	65.6	50	15.0	9.4	36	3.0	12.7	48	3.0	122.0	48	28.9	
6	82 41.3	51	9.4	72.4	50	16.5	10.1	38	3.0	14.6	49	3.4	163.7	49	38.4	
7	83 49.2	51	11.0	79.1	51	17.5	10.8	40	3.1	16.9	50	3.9	185.9	50	42.6	
8	84 58.1	51	13.0	86.2	51	19.3	11.6	41	3.2	19.6	50	4.5	210.2	50	48.5	
9	85 68.2	51	15.1	94.0	51	21.0	12.4	42	3.4	22.7	50	5.2	235.5	50	53.7	
10	86 79.6	51	17.6	102.4	51	22.9	13.3	43	3.6	26.2	50	6.0	263.5	50	59.6	
11	87 92.5	52	20.4	111.6	51	25.0	14.2	44	3.7	30.4	50	6.9	294.9	50	67.0	
Increase (%)	21.1	-	19.8	11.3	-	10.6	7.0	-	2.8	15.7	-	15.0	11.3	-	8.9	-

Note * : excluding energy production of 4MW diesel Unit (18.9GWh/year)

** : Demand of San Miguel, Tunga, Jaro and Alangatang Municipalities

なお電力需要の伸びに応じて必要な発送変電設備の年度別設備計画を示せば次の如くなる。

	Generating units	Substation transformers	Transmission lines
1977	5 MW x 3 diesel	5 MVA x 2	69 kV, 2 ccts., 25 km
78	10 MW x 1 diesel	-	13.8 kV, 1 cct., 47 km
79	-	-	-
80	10 MW x 1 diesel	-	-
81	-	5 MVA x 2	69 kV, 1 cct., 48 km
82	35 MW x 1 steam	5 MVA x 1	69 kV, 1 cct., 91 km
83	-	-	-
84	-	-	-
85	-	-	-
86	-	-	-
87	-	-	-
Total	70 MW	30 MVA	69 kV, 164 km 13.8 kV, 1 cct., 47 km

6-5-3 1人当りの消費電力量と電化率

この開発計画が実行された場合レイテ島の1987年の人口は約 1.754×10^8 人と推定されるので1人当りの消費電力量は1970年の15 kWhから1987年には約180 kWhとなるろう。

前述の電力需要想定および電化対象区域の人口分布よりレイテ島の平均電化率を想定すれば1970年の5%より1977年には20%、1987年のそれは39%に達する。

6-6 サマール島

サマール島の開発計画の基本となる電力需要は他のヴィサヤス諸島と比較して非常に小さい。すなわちほぼ同じ面積を有するネグロス島と比較すると1970年の最大電力需要で10分の1であり電力量の消費量において20分の1である。

サマール島で市と呼ばれる街は人口94千人を有するカルバヨグのみでこれに次ぐ街は49千人を有するカタパローガンである。この2つの街の発電設備の合計は950 kWでサマール島の50%を占めている。

このような電力事情にあるため我々調査団が定めた基準でNPCの発送変電設備を経済的に建設しうる時期はかなり遅れることになるろう。又この地域の開発計画を立案する上で必要な資料を入手することが出来なかった為いくつかの仮定を置くことを余儀なくされた。

6-6-1 電力需要想定

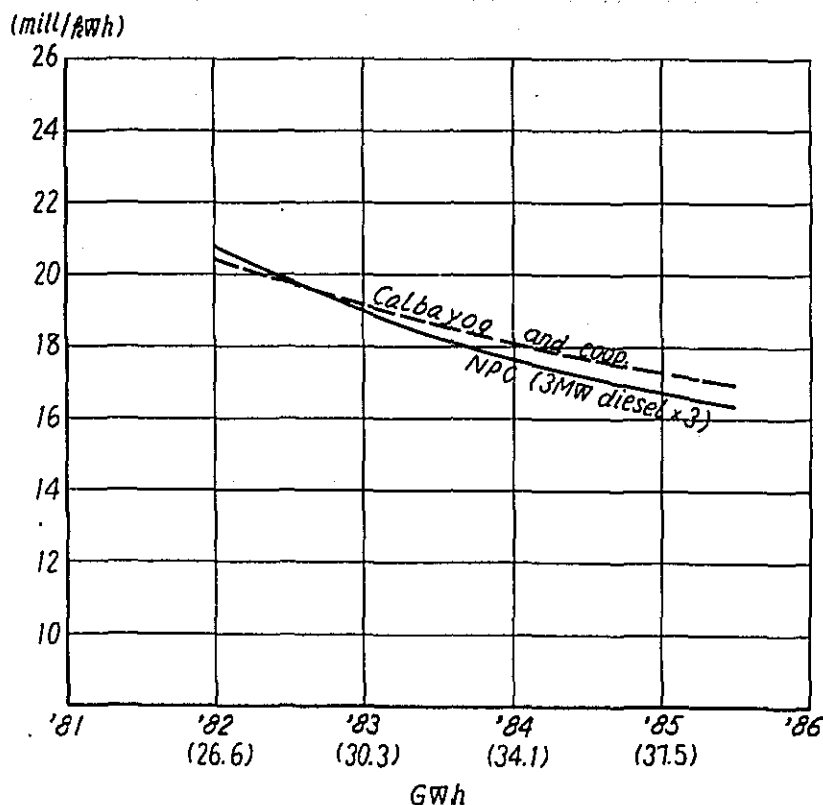
サマール島最大の電力系統になるであろう北サマール県のコーポラティブについては総工費がほぼ等しいボホルのコーポラティブと同じ電力需要があるものと仮定した。又カルバヨグ

Table 6-15 Load Forecast in Samar

	Calbayog			Catbalogan			Cooperative			Total			
	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	
1	1972	1.0	39	0.3	2.1	40	0.6	-	-	3.1	39	0.9	
2	73	1.1	40	0.3	2.3	40	0.7	-	-	3.4	39	1.0	
3	74	1.2	41	0.3	2.5	41	0.7	-	-	3.7	42	1.0	
4	75	1.3	41	0.4	2.7	41	0.8	5.4	26	2.4	9.4	30	3.6
5	76	1.5	42	0.4	3.0	42	0.8	7.8	28	3.2	12.3	32	4.4
6	77	1.6	42	0.4	3.3	42	0.9	9.1	30	3.5	14.0	33	4.8
7	78	1.8	43	0.5	3.7	43	1.0	12.2	31	4.5	17.7	34	6.0
8	79	2.0	43	0.5	4.0	43	1.2	14.8	33	5.1	20.8	35	6.8
9	80	2.2	44	0.6	4.4	44	1.2	17.3	35	5.6	23.9	37	7.4
10	81	2.4	44	0.6	4.9	44	1.3	20.1	36	6.4	27.4	38	8.3
11	82	2.6	44	0.7	5.4	44	1.4	24.0	38	7.2	32.0	39	9.3
12	83	2.9	45	0.7	5.9	45	1.5	27.4	40	7.8	36.2	41	10.0
13	84	3.2	45	0.8	6.5	45	1.7	30.9	41	8.6	40.6	42	11.1
14	85	3.5	46	0.9	7.1	46	1.8	34.0	42	9.2	44.6	43	11.9
15	86	3.8	46	0.9	7.8	46	1.9	37.4	43	9.8	49.0	44	13.7
16	87	4.2	47	1.0	8.6	47	2.1	41.1	44	10.6	53.9	46	13.7
Increase (%)		10	-	8.4	10	-	8.7	13.6	-	13.0	-	-	-

Note. LF: Load factor

Fig. 6-19 Energy Cost at Receiving End



およびカタバローガンの電力需要の伸び率は夫々1970年および1971年の実績に対し伸び率を10%と仮定し電力需要を算定した。

以上の条件のもとで電力需要想定を行なった結果をTable 6-15に示す。

6-6-2 開発計画

サマール島の発電設備の立案に当ってはNPCによって1969年に行なわれたサマール島中央部に位置するウロット川水力開発計画(24MW)がフィージビリティ調査の段階までの調査がすすんでいないので、この地域の供給力の対象としては考慮しないこととした。すなわちボホール島で考慮したと同様3,000kWユニットのディーゼル発電設備の経済的に投入可能時期を検討し開発計画を定めた。

なお発電所建設地点はサマール島最大の都市であるカルバヨグとしたが、これは将来カタバローガン町の電力需要が伸びた場合連系しうるよう考慮したものである。

Fig. 6-20 Development Program in Samar

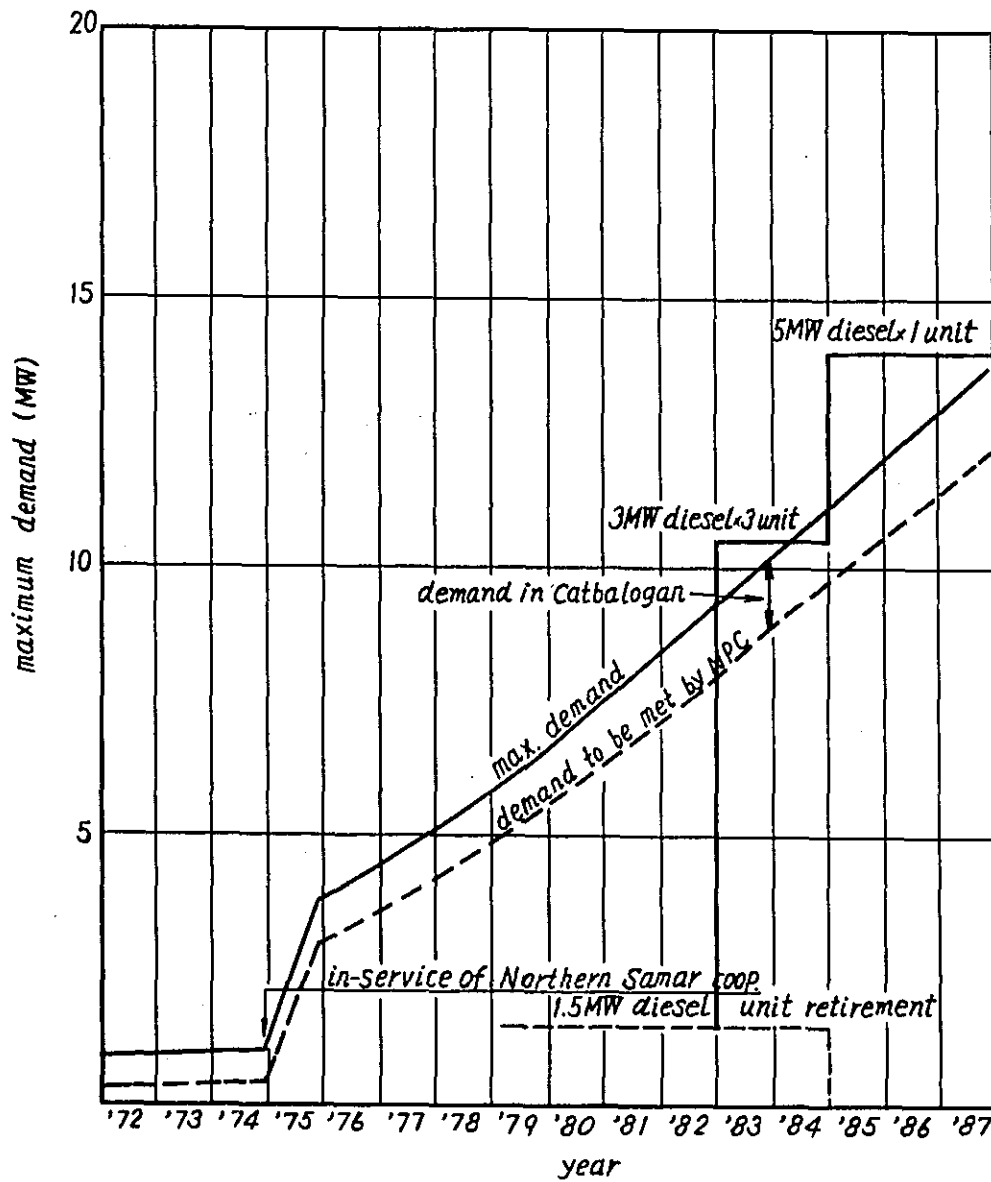


Fig 6-19に示す如くNPCの発電設備の投入時期は電力需要の大きさからみて早くても1983年となろう。なお、発電設備の規模は電力需要の大きさからディーゼル3MW×3ユニットを投入するものとした。

Table 6-16にNPC発電設備の対象となる電力需要をFig 6-20に発電設備の開発計画を示す。

Fig. 6-21 Samar Grid in 1987

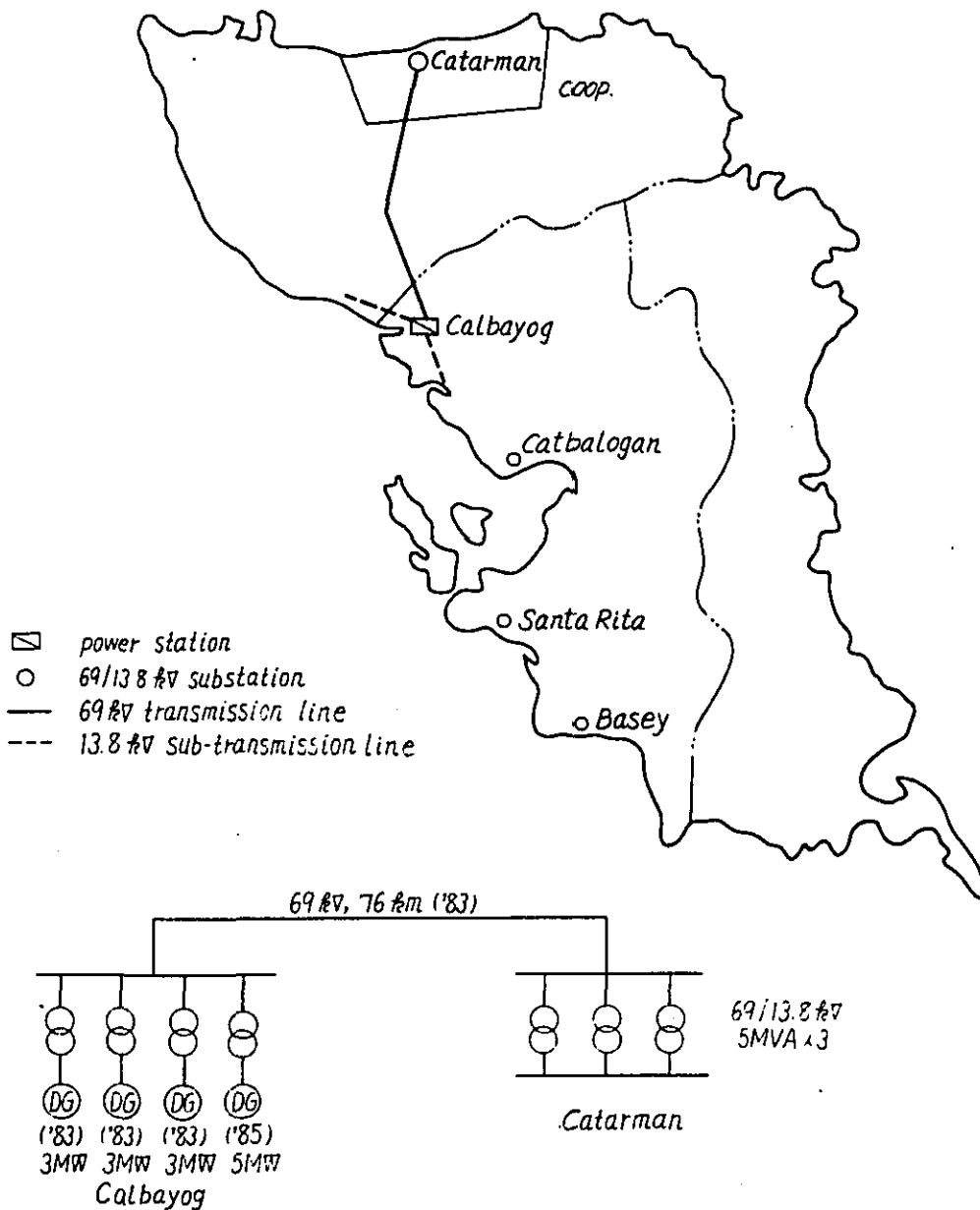


Table 6-16 Load Pick-Up Forecast in Samar

		Calbayog			Cooperative		
		Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
(-1)	1982	(2.6)	(44)	(0.7)	(24.0)	(38)	(7.2)
1	83	2.9	45	0.7	27.4	40	7.8
2	84	3.2	45	0.8	30.9	41	8.6
3	85	3.5	46	0.9	34.0	42	9.2
4	86	3.8	46	0.9	37.4	43	9.8
5	87	4.2	47	1.0	41.1	44	10.6
Increase (%)		10	-	7.7	10	-	7.2

なおサマル島南部の人口21千人を有するサンタリタおよび35千人を有するバセイ町村への電力供給はサンファニコ橋の完成によりタクロバンより電力を供給することは可能であるがNPCのウロット川水力開発計画の予備調査によれば需要は夫々100kWおよび180kW程度と想定されているので13.8kV送電線による経済的な送電は困難であろう。

6-7 工事工程

各島の開発計画の工事工程をFig6-22に示した。建設工事の所要期間は火力発電所、ディーゼル発電所、ガスタービン発電所を夫々3年、2年、1年半と想定した。送電線及び変電所は共に2年としている。同図中第1期工事として表示したのは各島におけるNPCの最初の発電設備の建設工事を指すものとした。

Others *			Total ,		
Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)	Energy (GWh)	LF (%)	Max. demand (MW)
-	-	-	(26.6)	(39)	(7.9)
1.1	35	0.4	31.4	41	8.9
1.2	36	0.4	35.3	41	9.8
1.3	37	0.4	38.8	42	10.5
1.4	38	0.5	42.6	44	11.2
1.6	40	0.5	46.9	44	12.1
9.9	-	6.4	10.5	-	7.7

Note: * includes Oquendo, Santa Margarita, etc.
 LF: Load factor

6-8 各島間の連系送電線

ヴィサヤスの主要6島は比較的近接して位置しているのでこれら各島を送電線で結ぶという構想はかなり古くからあったようである。

一般に連系のメリットは次の点にあると考えられる。

- (1) 予備供給力の節減
- (2) 大容量機の採用による電力原価の低減
- (3) ピーク出現の不等性によるピーク供給力の節減
- (4) 系統信頼度の向上

このうちヴィサヤスについては(3)は各島とも殆ど同じ気候条件であり生活環境も大きな差はないので期待できないが(1)と(2)の点で可能性があると考えられる。特にいずれも現在の所、系統規模が小さいので発電機の単位容量もそれに応じて小さいが連系により系統規模が倍となればユニット容量も倍にできる可能性がある。

一方連系に必要な条件としては

- (1) 系統容量が或程度以上の水準にあること
- (2) 経済的送電範囲内にあること

が要求される。

(1)はヴィサヤスの場合連系は海底ケーブルを通じて行なわれるが高価な海底ケーブルの費用をカバーするだけの電力潮流がなければ経済的に成立しないわけである。海底ケーブルの費用のうち布設費が大きな割合をしめるがこれは備船費、曳航費、ケーブルのための積装費などはケーブルのサイズ、長さに無関係なものであり従ってサイズの小さいものほど割高となる。一方強度的な面からの節約もあって69 kVの場合 $3 \times 100 \text{ sq}$ (送電容量にして25 MVA程度)が最低のもと考えられるので連系時点においては少くとも電力系統はこれを充分上まわる大きさを有している必要がある。

(2)は連系送電線の費用及び損失は距離の関数であることによる。

ヴィサヤス地域において地理的に近隣して居り連系の可能性のありそうな地点は次の3箇所である。

- (1) パナイ島のイロイロ市とネグロスオリエンタルのパコロド市
- (2) ネグロスオリエンタルのドマゲッティとセブ島の南端
- (3) レイテ島のタクロバン市とサマール島

このうち(3)については両島を結ぶ架橋が1973年のはじめに完成するのでこの橋を利用してケーブルを布設することにより極めて低コストで連系することが可能である。ただし、この橋のサマール側付近は殆んど需要がないことが問題である。

(2)のセブ島の南部リロアン岬と対岸のネグロスオリエンタルとは距離的には5.5 kmの近きにある。しかしドマゲッティの需要は1972年末で3 MW程度と非常に小さいこと及びセブ島側の電源はセブ市近辺にありこの電源からリロアン岬まで約150 kmの距離があるので当分の間経済的に成立しないであろう。

(1)のケースはパナイ、ネグロス両島の最大都市間の連系であり可能性は3者中一番大きいと考えられるのでやゝ詳細に検討した。

イロイローバコロド連系

この連系はギマラス島を中介するので海底部は約15 km, ギマラス島の陸上部15~20 km, バコロド市~海底ケーブル基点25 kmである。

連系のメリットは連系によって今まで別々に考えられていた電源の設備計画が1つの系統として取扱われることによって生ずる。前述の最低系統規模の点を考えると両系統に35 MW スチームタービンが投入される。以前には可能性がないので1982年以降につき検討することにした。

検討は次の如く行なった。

1982年に連系を仮定し連系しない単独の設備計画の合計と連系した場合の比較を建設費において連系年に対する現在価値を計算することにより行なう。

(1) 比較検討

1982年に両島を連系する場合、パナイ、ネグロス連系々統の1982年から1987年までの電源設備計画を示すとTable 6-17, Fig 6-23ようになる。この設備計画にもとずいて連系がある場合とない場合の1982年から1987年までの電源設備の建設費の比較を行なった。なお海底ケーブルは信頼度を考慮して115 kV 単心ケーブル494 MCM (250 mm²) を4本布設し、1本は予備ケーブルとした。送電容量は約100 MVAである。

Table 6-17 Development Program

Year	Demand (MW)			Development program (MW)		
	Panay	Negros	Total	Without interconnection Panay	With interconnection Negros	
1982	112.8	66.7	179.5	35 x 1	35 x 1	35 x 1
3	128.9	74.1	203.0	-	-	-
4	146.9	83.1	230.0	-	35 x 1	75 x 1
5	167.5	93.5	260.0	35 x 1	-	-
6	191.9	104.7	296.6	-	50 x 1	75 x 1
7	218.3	116.0	334.3	-	-	-

Note: Generators are all to be driven by steam turbines.

(2) 計算結果

連系による1982年から1987年までの電源設備のスケールメリットを求めると次表およびTable 6-18に示すように1982年現価で518.8万ドルとなる。一方115 kVによる連系設備費の試算結果はTable 6-19に示すように1982年現価で471.8万ドルである。

したがって、差し引き47万ドルの連系メリットが得られるのでこの連系計画は、更に詳細な検討を進める価値があると考えられる。

	1982 price at 7% discount rate (in thousand US\$)
Construction cost of interconnection line	4,718
Construction cost of power plants	
Without interconnection	39,750
With interconnection	34,562
Difference in power plant cost	5,188
Merit of interconnection	470

Table 6-18 Construction Cost of Interconnection of Panay with Negros
(in thousand US dollars)

		Length (km)	Cost
Submarine cable (115 kV)			3,370
Cable	O.F. cable x 4	15	(2,400)
Others	C.H., etc.		(190)
Installation			(780)
Overhead transmission line (115 kV)			890
Negros side	336.4 MCM lcct wood	21	(200)
Iloilo "	477 MCM lcct steel	2	(40)
Guimaras side	477 MCM lcct steel	20	(350)
Line terminal		6 *	(300)
Total			4,200

Note: * includes terminal at Jordan substation in Guimaras

特に海底ケーブルの建設費は、海底や船舶の運航状況、海流などによりルートを選定も含め大きく変化するので詳細な調査検討を進めることが必要と考えられる。ギマラス島とネグロス島の間は海が浅いこと、パナイ島とギマラス島の間は水深はあるが舟航が頻繁であり錨による損害を防ぐためケーブルを埋設するなどの措置が必要とされるかもしれない。

Fig. 6-23 Load Forecast and Development Program in Panay and Negros Grid

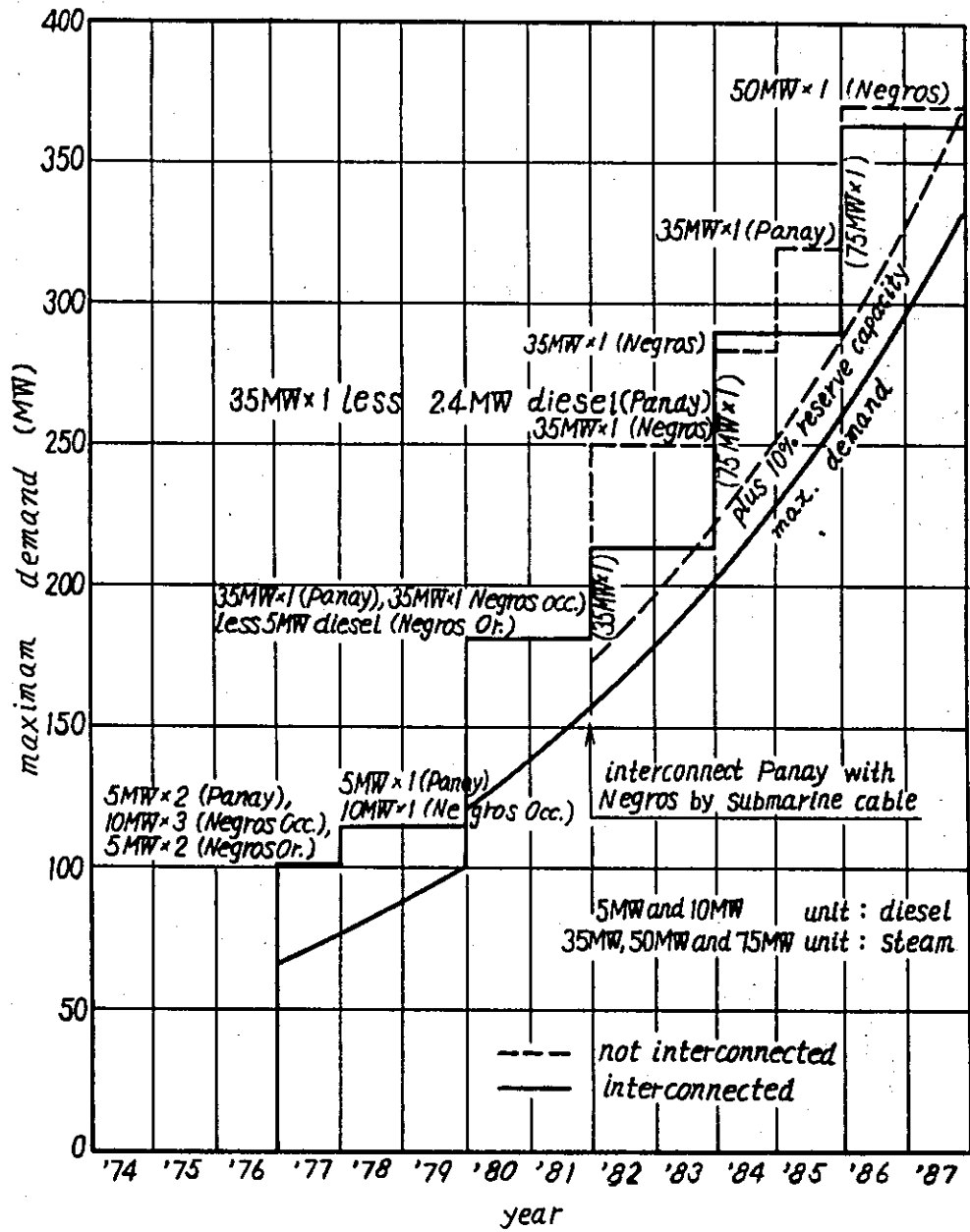
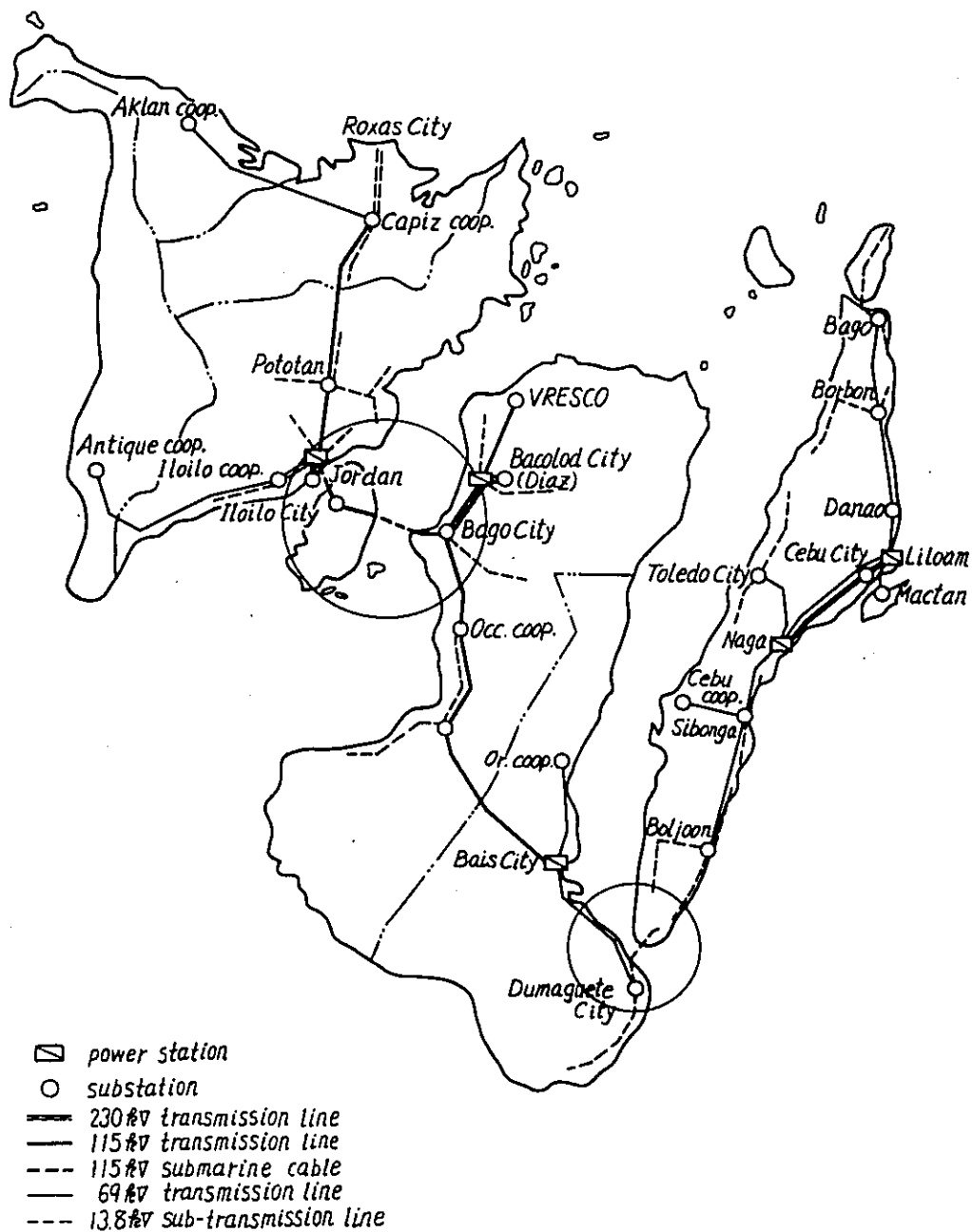


Table 6-19 Merit of Interconnection

		(in thousand US dollars)										
		1981	1980	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Year of Competition		Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	
Construction cost of inter-connection line (See Table 5-23)		1981	4,260	2,130	2,130	2,130						
1982 present worth*		4,718	2,439	2,279								
Construction cost of power plant												
Without interconnection												
Steam 35 MW x 2	1981	14,700	3,675	8,085	2,940	4,042	1,470					
Steam 35 MW x 1	1983	7,350			1,838	1,838	4,042	1,470				
" 35 MW x 1	1984	7,350					2,438	5,362	1,950			
" 50 MW x 1	1985	9,750				5,890	7,950	6,832	1,950			
Total (190 MW)		39,150	3,675	8,085	4,778	5,890	7,430	5,967	1,592			
1982 present worth*		39,750	4,502	9,257	5,112	5,890	7,430	5,967	1,592			
With interconnection line												
Steam 35 MW x 1	1981	7,350	1,838	4,042	1,470	7,631						
Steam 75 MW x 1	1983	13,875			3,469	2,775						
" 75 MW x 1	1985	13,875					3,469	7,631	2,775			
Total (185 MW)		35,100	1,838	4,042	4,939	7,631	6,244	7,631	2,775			
1982 present worth*		34,562	2,252	4,628	5,285	7,631	5,836	6,665	2,265			
Difference in power plant cost		4,050										
1982 present worth*		5,188										
Merit of interconnection												
Construction cost		- 210										
1982 present worth*		470										

NOTE: * Discount rate: 7 %

Fig. 6-24 Panay, Negros and Cebu Grid



6-9 プロジェクト遂行に必要な政策についての勧告

このプロジェクトは各島に集中電源と送電網を建設することによって電力系統を構成し各島の電力需要を合理的に低いコストで満し併せて一層の電化を計るものである。しかしこのプロジェクトの実施機関であるNPCはヴィサヤス地域事務所が1972年8月にセブ市に開設されたばかりであり他の島には2個所の小水力発電所をのぞいて事務所はもっていない。この様な現状を考えこのプロジェクトの円滑なる遂行を計り所期の目的を充分達成できるようにするため下記の施策をとることを勧告する。

(1) 電力系統委員会

1972年11月7日付の大統領令第40号によりNPCは発送変電部門の建設運用に当り配電業務はコーポラティブ及び民間電力会社等により行なわれることは国の政策として明らかになっている。

従って各島においてNPCが発送変電設備をもち民間電気事業者に電力を卸売りすることには別に問題はない。しかし各島の電気事業者及びコーポラティブとの協調なしには電力網の建設及び運用にそごを来すおそれがある。従ってNPCと各島の電気事業者、コーポラティブとの間で電力系統に関する委員会を設置し常に緊密なる連絡の下に電力開発計画を推進することが必要と考えられる。

(2) NPCの組織及び訓練計画

NPCの組織では新設工事の設計、仕様書の作成などはマニラ本社の技術建設部で行なわれるが建設工事の施工監督、運転開始後の運用は地域事務所の組織下におかれる建設課及び発電課において担当されることになっている。ヴィサヤス地域事務所では今の所これら両課を持たないがプロジェクトの進行につれて設置され強化されるものと考えられる。

NPCは従来水力開発を主たる業務として来たため水力発電及び送変電設備の建設については充分経験を有しているが火力発電については1972年10月に運転を開始したバターン火力第1号機(75MW)が最初の火力発電所であり引続き第2号機(150MW)の建設に着手しているがこの方面の技術者の層はあまり厚くないものと考えられる。

ヴィサヤス地域で開発が予想されるものは全てディーゼルを含めた火力発電であるので事前に充分なる訓練を積んでおくことが望ましい。

特に計画、建設工事、運転を通じて中心的存在となる電気及び機械の中堅技術者の養成訓練に重点がおかれるべきである。

(3) 電力市場調査

開発計画は需要想定に基いて作成されるので将来需要を出来る限りの確に把握することが肝要である。ヴィサヤスの電力統計資料は各島の主要電気事業者をのぞいては統計すらなく実情をつかむことが非常に難しい。

又各地に自家発電設備をもつ産業が存在するがこれらについての資料もない。これらの産業は需要の規模が比較的大きいだけにその動向は需要想定ひいては開発計画に大きな影響を与える。

従ってNPCは各島について電力市場調査を直ちに実施し電力統計資料の整備を計るべきであ

る。なおその際燃料の種類、コスト、稼働率、発電原価などについてもれなく調査すべきであろう。又電気事業者の発電統計については供給力不足のために需要制限などがなかったか充分注意することが必要である。

この様な市場調査に基き少くとも年1回開発計画も見直しされ修正されていることが必要である。

第7章 資金計画

7-1 工事費の算定

7-1-1 工事費算定の範囲

この章で算定する工事費は第6章で記述した開発計画に基づき1973年から1987年までに各島の電力系統を構成するために建設される発電所、送電線、変電所をカバーするものである。発電所としてはディーゼルエンジン、ガスタービン或いはスチームタービン駆動の発電機を設備する。送電線及び変電所は電力会社或いはコーポラティブに電力卸売りをするためのものでこれは一般的には69 kV或いは115 kV送電線である。小規模電気事業者に対しては13.8 kVの2次送電線により電力供給が行なわれるものとした。

7-1-2 工事費算定の基準

資材の供給

発電所、送電線及び変電所用の電気機械及び資材は全て外国よりの輸入によるものと仮定した。115 kV送電線の支持物は鉄構を想定しこれは輸入にするものとしたが69 kV以下の支持物はNPCのプラクティスに従いフィリピン産の注入柱を使用することとした。

機器の価格

第1章に述べた様に輸入される機器の価格は最近のフィリピン及びエカフェ地域の購入価格を参考として国際入札において得られるであろう価格にもとづいている。

送電線及び変電所の建設費はNPCより提供された資料に基づきkm及びkVA当りの単価を用いた。

外貨

工事費のうち外貨部分は機器のCIF価格及び据付工事費の1部に充当される。国内の陸上輸送費及び据付工事費の殆どは内貨にてカバーされるものとした。発電所の土木工事は内貨にて考慮されている。

諸税

NPCの新らしいチャーターによってNPCは全ての税金を免除されているので考慮していない。

建設中利子

建設中の利子は第6章に述べられている建設期間に対して見積られた。金利は外貨分に対しては3.5%、内貨分は7.0%を想定した。

予備費

本報告書において取扱っているプロジェクトはディーゼルエンジン、ガスタービン及びスチームタービンの各発電所及び送変電設備からなっている。一般に火力発電所は水力発電所の建設に比し未知の要素は少い。これは機器代がその大半をしめているためでディーゼル、ガスタービンになると更にこの傾向は

強い。送電線もその経過地には特に工事が困難な場所はなく全てが道路沿いに計画されている。従って予備費としてはスチーム8%その他は全て5%を適用した。

エンジニアリング費

プロジェクトの実施設計、仕様書の作成及び工事の監督などのエンジニアリング費として5%を計上した。

交換率

工事費は全てUSドルで表示したがこの際使用したドルペソの交換率は1ドル=6.7ペソである。

7-1-3 所要資金

7-1-2に述べた条件により各島毎の建設計画に従って算出した工事所要資金を以下に示す。なお各工事の建設所要期間及び工事資金の支出は次の通りとした。

Plant	Construction period (year)	Disbursement			
		1st yr. (%)	2nd yr. (%)	3rd yr. (%)	Total (%)
Steam power plant	3	25	55	25	100
Diesel power plant	2	20	80	-	100
Gas turbine plant	1	100	-	-	100
Transmission plant	1	50	50	-	100

算定結果の総括を下表Table 7-1に又各島の年度別資金計画をTable 7-2に示す。

	Foreign Currency	Domestic Currency	Total
Cebu	55.5	15.9	71.4
Panay	23.2	6.9	30.1
Negros	37.5	9.2	46.7
Bohol	4.6	0.9	5.5
Leyte	13.4	3.4	16.8
Samar	3.2	0.9	4.1
Total	137.4	37.2	174.6

全所要資金は、1億7千5百万ドルに及びこのうち外貨分1億3千8百万ドル、内貨分3千7百万ドルである。島別では各島のおかれている経済規模を反映してセブ島が全体の41%をしめネグロス、パナイと続き以下レイテ、ボホール、サマルとなっている。パナイは1988年に投入される35MWスチームタービンがこの資金計画には取入れられていないのでネグロスと差が出ているがこの数字ほどの差はない。この資金は1974～1986年の間に支出されるが、この間の年間平均所要資金は1,340万ドルとなる。

第1期工事の工事費

第6章で算定した各島の長期電力開発計画のうち当面NPCが各島において第1着手として必要とする工事を第1期工事と名付けこれに必要とする工事費を求めた。第1期工事の範囲はFig 6-22の工事工程表に示してある。これは主としてディーゼル発電設備及び関連する送変電設備であるがセブ島だけはガスタービンに続くスチームタービンまでを第1期工事とした。これはガスタービンはスチームタービンとの組み合わせにおいてのみその経済性を発揮するものであるからである。

第1期工事の総所要資金は42.7百万ドルで外貨76%、内貨24%である。このうちセブ島の20.1百万ドルを別とすれば22.6百万ドルとなる。

(in million US dollars)				
	Foreign currency	Domestic currency	Total	% share
Cebu	14.7	5.4	20.1	47
Panay	2.1	0.5	2.6	6
Negros	8.6	2.3	10.9	26
Bohol	1.6	0.6	2.2	5
Leyte	3.3	0.7	4.0	9
Samar	2.3	0.7	3.0	7
Total	32.6	10.0	42.7	100

フィリピン全体からみた投資額の妥当性

1971-1974年のフィリピン政府の4カ年計画に示されている電力部門への全投資額は168百万ドルである。このうち農村電化を除く送電設備に対する投資額は137百万ドルで年平均34百万ドルとなる。この投資額はルソン、ミンダナオに対するものでヴィサヤス地域に関するものは含まれていない。ヴィサヤスの人口が全フィリピンの人口の1/3であることを考えると34百万ドルの1/3の11百万ドルはヴィサヤス地域に対する電力投資として現段階で期待できる数字となろう。

Table 7-2 Summary of Investment Schedule

Island		1974	1975	1976	1977	1978	1979
Cebu	Total	200	7,350	7,440	6,390	5,510	5,560
	FC	80	6,270	5,240	4,400	4,360	4,400
	DC	120	1,080	2,200	1,990	1,150	1,160
Panay	Total		710	2,120	2,670	5,980	5,240
	FC		570	1,760	2,170	4,280	3,710
	DC		140	360	500	1,700	1,530
Negros	Total		3,150	8,180	3,440	4,120	4,590
	FC		2,340	6,610	2,830	3,270	3,200
	DC		810	1,570	610	850	1,340
Bohol	Total				700	1,460	560
	FC				540	1,190	465
	DC				160	270	95
Leyte	Total		1,100	3,360	1,660	2,290	5,910
	FC		895	2,790	1,385	1,855	4,755
	DC		205	570	275	435	1,155
Samar	Total						
	FC						
	DC						
Grand Total	Total	200	12,310	21,100	14,860	19,360	21,860
	FC	80	10,075	16,400	11,325	14,955	16,580
	DC	120	2,235	4,700	3,535	4,405	5,680

Note : FC : Foreign currency
DC : Domestic currency

フィリピン経済はその4カ年計画で計画している様に年率の7%程度で成長するとすれば当然電力投資も増大することが考えられる。又従来ヴィサヤス地域に対する電力投資がなかったことを考え合わせるとこの報告書で計画しているヴィサヤス地域の電化計画に対する投資額の年間平均(1974-1986)13百万ドルは充分期待できる額であると判断される。

各島別の資金計画

各島別の資金計画の詳細は次の通りである。

(1) セブ (Table A 2-1 参照)

1976年に運転開始する25MW×2台のガスタービンを始めとして50MW及び75MWスチームユニットを夫々2台、3台合計出力375MWを1987年までに建設する。送電設備

(in thousand US dollars)

1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Total
7,600	2,700	3,500	7,600	6,240	8,110	3,170		71,370
6,080	2,160	2,800	6,080	4,990	6,290	2,340		55,490
1,520	540	700	1,520	1,250	1,820	830		15,880
4,050	1,510	2,050	4,190	1,510	70			30,100
3,240	1,230	1,640	3,350	1,210	40			23,200
810	280	410	840	300	30			6,900
4,750	3,360	4,050	4,010	5,500	2,100	110		47,360
3,640	2,710	3,240	3,330	4,660	1,790	100		37,770
1,110	610	810	680	840	310	10		9,590
1,730		200	780	40	40			5,510
1,455		170	660	35	35			4,550
275		30	120	5	5			960
2,120	400							16,840
1,530	190							13,400
590	210							3,440
	940	2,070	200	865				4,075
	660	1,620	170	735				3,185
	280	450	30	130				890
20,250	8,910	11,870	16,780	14,155	10,320	3,280		175,255
15,945	6,950	9,470	13,590	11,630	8,155	2,440		137,595
4,305	1,960	2,400	3,190	2,525	2,165	840		37,660

はガスタービンの稼動に合わせて1975年内にVECOまで建設し1978年までに全島をカバーする送電線を作る。その後1987年に運開するスチームユニット75MW第3号機—これはセブ市の南に設置されると予想されるので—の建設にあわせて230kV送電線をセブの首都圏まで建設するものと想定してある。1974年～1987年の総所要資金は72百万ドルであり外貨56百万ドル内貨16百万ドルとなっている。電源設備が全体の90%を占め送変電設備は10%である。

(2) パナイ (Table A 2-2 参照)

開発計画によると1977年の5MWディーゼル発電設備の設置から1986年までの10年間に5MWディーゼル発電設備3台、35MWスチームタービン3台合計120MWの電源設備

が新設される。

スチームユニットは1980年より系統に組入れられこれを契機として南北のロードセンターが送電線により連系される計画である。1975年から1985年までの総所要資金は30.1百万ドルで発電設備に25.2百万ドル送変電設備に4.8百万ドル支出される。

内外貨の割合は6.9百万ドル、23.2百万ドルで26:74となっている。1980年の最初のグリッド形成までに必要な資金は14.9百万ドルである。

(3) ネグロス (Table A 2-3 参照)

ネグロス島の総工事資金は4,740万ドルでありセブ島に次ぐ資金量となっている。内外貨の割合は960:3,780万ドルで20:80である。このうち4,120万ドルはネグロスオキシデンタルにおいて使用されネグロスオリエンタルには620万ドルである。

ネグロスオキシデンタルでは1977年にNPC最初の発電設備が設置されバコロド市を含むネグロスオキシデンタルの主要部に電力の供給を開始する。最初の運開に必要な資金は約1,090万ドルである。

1980年35MWスチーム1号機が運転を始め1981年にはネグロスオキシデンタル南部へ送電線を延長すると同時にネグロスオリエンタルと連系しネグロス島内に単一系統を構成する。

一方ネグロスオキシデンタルのバイスードマケッティ附近には1977年から電力供給を開始し1980年オキシデンタルに35MWのスチームタービン新設時にオキシデンタルからオリエンタルに10MWディーゼルの移設を行なう。

以上の計画により1981年にはほぼ全島にわたる送電網が形成される。

(4) ボホール (Table A 2-4 参照)

1987年までの設備投資に必要な資金は550万ドルでその76%はディーゼル発電設備のためのものである。送変電設備のためには1.3百万ドルが支出される。1979年運開する最初の電源及び送変電設備に対する所要資金は216万ドルである。このうち外貨分は173万ドル内貨分は43万ドルとなっている。

(5) レイテ (Table A 2-5 参照)

1977年から1987年までの間に新設される設備の総所要資金は1,680万ドルである。

1977年の最初の系統構成のために400万ドル、1978年、1980年の電源増強に、380万ドル、オルモックとの連系70万ドル、35MWスチームタービン1基の新設及び南レイテとの連系に800万ドルが夫々支出される。

(6) サマール (Table A 2-6 参照)

1983年の3MWディーゼル3台及びカルバヨグー北サマールコーポ間の69kV送電線建設のために300万ドルの工事費が見積られている。1985年には5MWのディーゼル1台を追加し1987年までに合計410万ドルが支出される。

7-2 電力原価

第6章で提案した開発計画を実施して行った場合の発電原価を算定した。発電原価は新設々備の投入により高騰するが販売電力量の増加と共に低減し年度により変動はあるが次第に一定の値に収れんして行く。こゝで求めた発電原価は発電所のみならず全ての送変電設備の費用を含めて居り又発電電力量から送変電損失を差引いた正味の販売電力量に対するものである。従ってこの発電原価の推移に対して適切な料金を設定することが可能である。その料金水準を現行の或いは標準のディーゼル、火力発電所の発電原価と比較することによりプロジェクトの経済性が見当がつけられよう。

7-2-1 原価算定の基準

原価算定の基準は第5章で使用したものと同じであるが再録すると次の通り。

a) 耐用年数及び償却

Plant	Service life (year)	Annual rate of depreciation (%)
Power plant with		
Steam turbine generators	33	3.03
Diesel Driven generators	18	5.55
Gas turbine generators	33	3.03
Transmission plant	30	3.33

なおガスタービンについてはNPCに例がないがスチーム発電所と同じ条件であるがスチーム発電所と同じとしている日本の例に従った。

b) 金利

外貨に対して3.5%、内貨に対して7.0%を仮定した。

c) O & M費用地

人件費は1人当り年1,200ドルと見積っている。発電設備の修繕費は建設費の2%、雑費0.2%と想定した。管理費はO & M費用の8%をとっている。

送変電設備の場合にはO & M費用を建設費の夫々3.0%、2.5%とした。

d) 燃料費

燃料費は1972年12月における政府機関の卸しの購入価格によってバンカーCは21.19ドル/kWhとした。

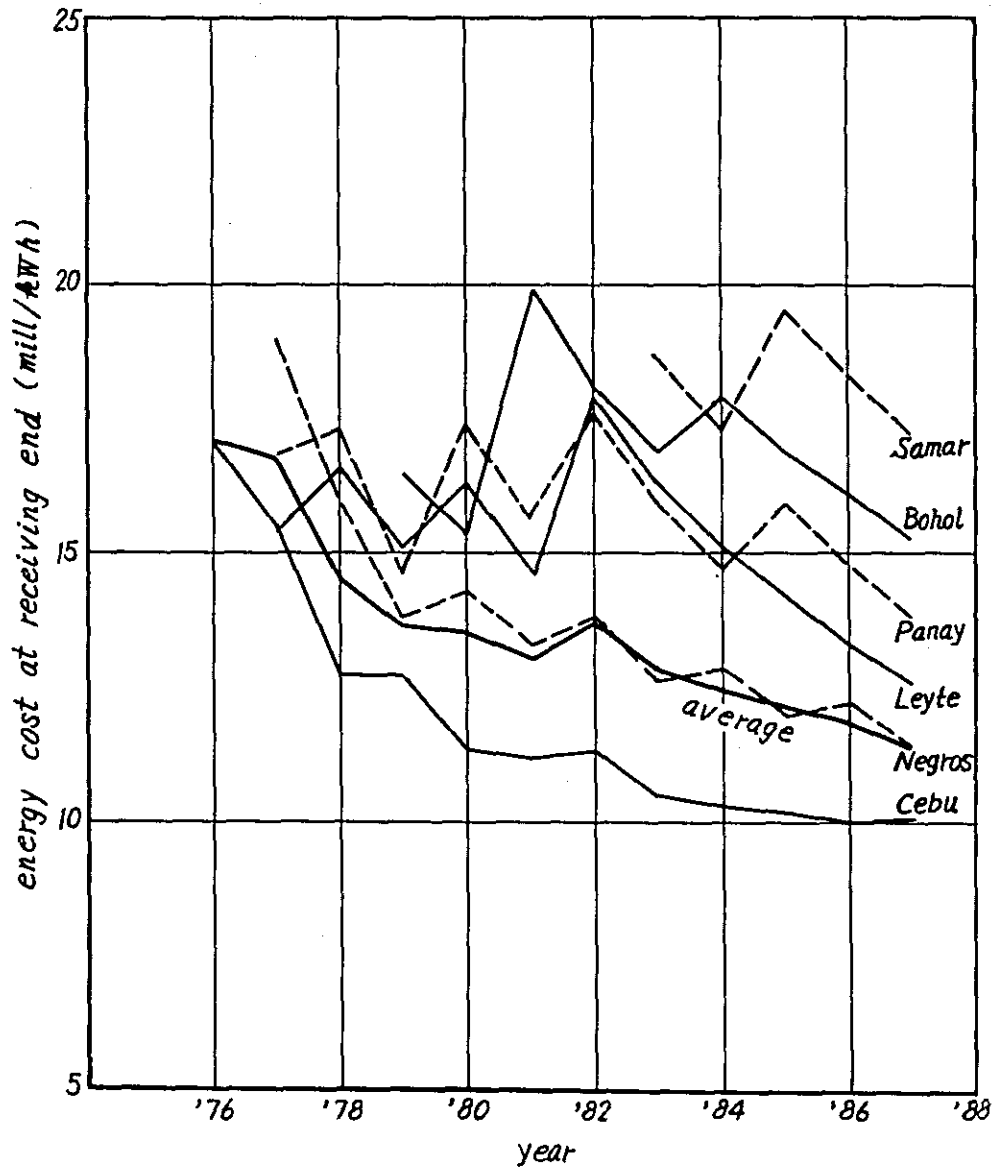
滑油は別に320ドル/トンとした。

7-2-2 算定結果

電力原価の算定結果をFig 7-1に示す。

セブ島においては容量の大きな火力ユニットの採用により原価はもっとも安く、かつ確実に低減して、1986年には10ミル/kWhを下まわっている。ネグロスがほぼ同様の傾向でこれに次ぎレイテ、パナイ、ボホール、サマルと続いている。いずれも新設備の投入の度毎に大巾に変動し

Fig. 7-1 Energy Cost at Receiving End



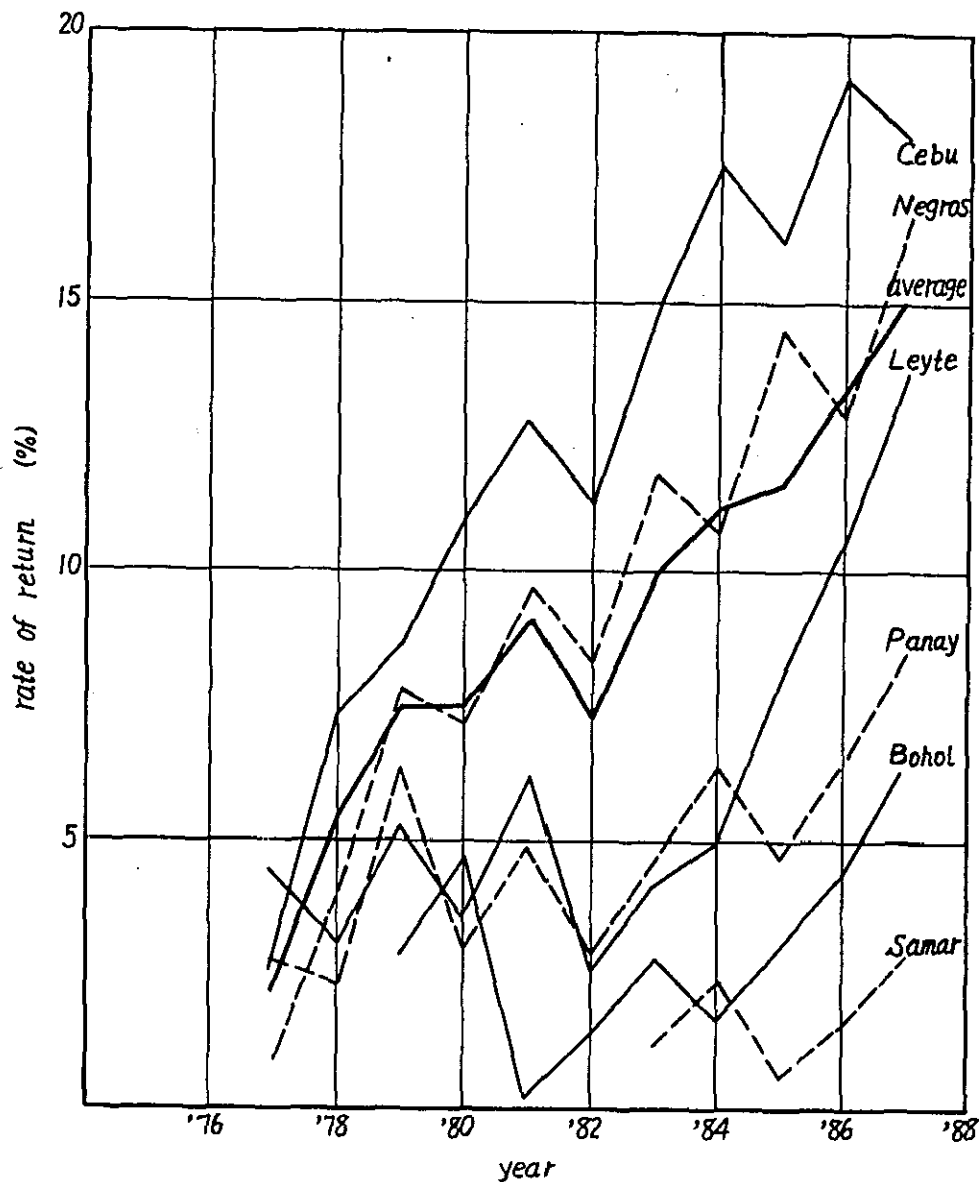
ているが系統規模が次第に大きくなるにつれて原価も下がる傾向がうかがえる。

第5章で述べている様にコーポラティブ及び民営電力会社の新設設備による発電原価は夫々17.7ミル/kWh (第5章ではこの90%即ち15.9ミル/kWh 卸売り価格と仮定した)16.4ミル/kWhである。

第7章の7-3で仮定した15.5ミル/kWhをNPCの卸売り価格とするとNPCの発電原価はFig7-1に示す如くセブ、ネグロスを除く他の島では1987年までの範囲において卸売り価格よりやや高めにある。

この原因はNPCの発電原価の中に電化のためのネットワーク構成の費用を負担していることおよび負担率が予想よりよくないことによる。

Fig. 7-2 Rate of Return in Visayan Grids



しかし、ヴィサヤス全体でのNPCの発電原価は15.5ミル/kWhの卸売り料金よりかなり下廻っておりFig 7-2に示す如く1983年以降はレートベースでの報酬率が10%を超えるので卸売り料金を下げることが可能となる。

一方コーポラティブ及び民営電力会社はNPCの進出により電源設備及び送電設備への投資を必要としなくなりこれを全額配電網の整備、拡張に向けることが出来る大きなメリットが生ずる。

7-3 報酬率

レートベース方式による報酬率を比較のために求めた。フィリッピンにおける電気料金はレートベースによって表現される費用をベースにして定められる。

すなわちレートベースは運転資産の帳簿価格、2ヶ月分の運転資本及び繰延べ資産との合計である。

報酬率は上記レートベースによる資産によって生ずる正味の営業収入との比率で、この比率が12%を超えるような場合にはPSCによって電気料金は認可されないことになる。しかしながらNPCの場合、NPCの公益性を反映させるためNPCのチャーターでは報酬を最高10%と規定している。

なお報酬率の計算の過程では資本コストは考慮されない。すなわち借入金の金利および他の負債は費用の中に含まれていない。

売電単価は各島の開発計画を比較するため同一にとり又、コーポラティブに対しても民営電力会社に対すると同じ15.5ミル/kWhと仮定した。計算結果をFig 7-2に示した。セブ島では問題なく報酬率は良く1979年には8%を超える。次にネグロスがほぼ同様の傾向で続きその後レイテが来る。パナイ島は需要増加の割合が他島より低いこと及び35MWスチームの投入時期がやゝ早に行なわれたためにネグロスとはかなり異り最初の設備投入の1977年から10年後の1987年でようやく8.5%の報酬が得られる結果となった。以下ボホール、サマールの順である。

上で見た様に発電原価及び報酬率は各島により大巾に異なるがNPCの電気料金は島毎に設定するよりもヴィサヤス地域において共通のものがあることが望ましいと考えられる。この観点からヴィサヤス全体の平均報酬率を求めてみるとFig 7-2に示すように1980年以降は8%以上の報酬率が期待でき1983年には10%を超過することが判る。

これはヴィサヤス全体の電力需要の $\frac{1}{2}$ 及び $\frac{1}{4}$ をしめるセブ及びネグロスにより他の島が引上げられた結果である。従って1983年以降では電気料金の値下げの可能性が予見される。

この報酬率算定の際用いられた平均売電単価15.5ミルはヴィサヤスの中で最初に発電を開始するセブ島に採用を考慮したものであり、上の計算結果からするとこの料金で他の島を含め1982年までは運営することが出来、その後更に安くすることができるものと想定される。従ってセブ以外の島ではその発電原価に比しかなり安い電力の供給を受けられることになる。

第8章 電力のもたらす社会・経済効果の考察

8-1 経済成長と電力

近代生活を営む上で電力が必要不可欠であり、国民の諸活動のエネルギー源として電力が多額の貢献をしていることは論を待たない。この電力の需要量は一般的に経済成長と密接な関連を持っているし又経済が成長してゆくと、それ以上の成長率で需要が伸び、一方不況に際しても需要の成長率は鈍化しないという事実は、電力の果たす役割がいかに大きなものであるかを示している。又、電力消費と産業構造の間にも、極めて興味深い相関があり「第一次産業のGNPに占める割合が低い程、電力消費量は大きい」ということが出来る。

Fig 8-1にみる通り殆んど東南アジア諸国は第Iの領域に属しており逆に先進国と呼ばれる国々は第IIIの領域に属している。経済発展という視点から考えると、第一次産業のGNP構成比が高いということは極く特殊な例を除けばその国がいわゆるTake-offする以前の段階にあるということが出来、産業の地域分散、農村の工業化(rural industrialization)が進むにつれ、第一次産業構成比は低下してゆく。第Iの領域の国々はおしなべて伝統的農業社会が支配的な国々であり、そこにおける電力消費量は極めて小さい。勿論これらの国々のtake-offのためには単に電力設備の拡充だけでなく種々のインフラストラクチャーの拡充をはじめ、いろいろな条件が備えられねばならないがその中で、国民の生産・消費の両面で重要な役割を果たす電力の開発も生活水準の向上に資するのみならず社会発展の基盤整備という意味で、又民生安定という意味でも多大の意義がある。

フィリピンの中におけるヴィサヤス地域という見方をすればこの地域がルソン(特にマニラ首都圏)ミンダナオ地方に比して開発において一歩遅れをとっており、この現状が将来も続いたり、或いはこのアンバランスが増大すれば、経済政策の一つの大きな目標である国民の経済的平等を損なうことになるし、又フィリピン全体にとっても地域的な過疎、過密の問題を引きおこす可能性が生まれることになる。経済発展が地域的、部門別の不均衡発展を伴いながら進み又先進部門(地域)の集中によるメリットを最大限に利用しながら経済発展してゆく例が多いとしても、集中によるデメリットもまた例を挙げれば数多いし場合によっては頭初メリットと考えられたものがデメリットに転化する例すらある。従ってバランスのとれた発展が望ましいことは言うまでもないし、この意味でヴィサヤス地域の開発の基盤整備は非常に重要な問題である。同地域は既にみたように伝統的農業社会であり一次産品の生産、輸出が主な経済活動で国内の他の地域の経済活動とは、あまり密接に関連していない。つまり、産業連関という意味では現在のところ他の地域に対して影響力が乏しく、むしろ受動的でさえある。人口の成長率がフィリピン全体で3%強であるのにヴィサヤスのそれが1.77%というのは、人口の他の地域への流失によるものであり、この間の事情を裏付けているし、又ヴィサヤスの主産物である砂糖、鉍石等は国内で他の経済部門に関連することなく原料品のままかそれに近い状態で諸外国に輸出されている。(勿論外貨獲得という意味では、重要な役割を演じてはいるのだが)この様な現状からフィ

リッピン経済全般に影響力のある地域経済に脱皮し、又地域間格差を解消するためにもインフラストラクチャーの整備が急がれる。とりわけ同地域における電力は、他の地域に比しても著しく遅れており零細な民間業者に依存している現状は是非とも解決しなければならない。フィリッピン全体で、1961年についてみれば電力に対する家庭、商業、工業の三部門の支出はそれぞれの活動レベルの0.60%、0.93%、0.70%であったがその後の10年でこの比率は、上昇しているものと思われる一従って各部門とも電力多消費の方向へ歩みつつあると考えられる一がヴィサヤス、セブの現状は概ねフィリッピン全体の1961年のレベルであると推量される。(1971年についてのヴィサヤスの各電力会社の販売データよりの推計。)NPCによる電源開発が1960年代活発に進み、ミンダナオではマリア・クリスティーナダムにより、ここ数年、急速に産業発展が進んでいることを考えるとヴィサヤスにおいても電源開発が進めば経済的社会的な遅れはある程度解消しうるものと考えられる。同地域の開発にとってBOIの産業分散政策と共にセブ・グリッドを中心とする電力開発は着実に実施されねばならない。

8-2 電力開発のもたらす社会・経済効果

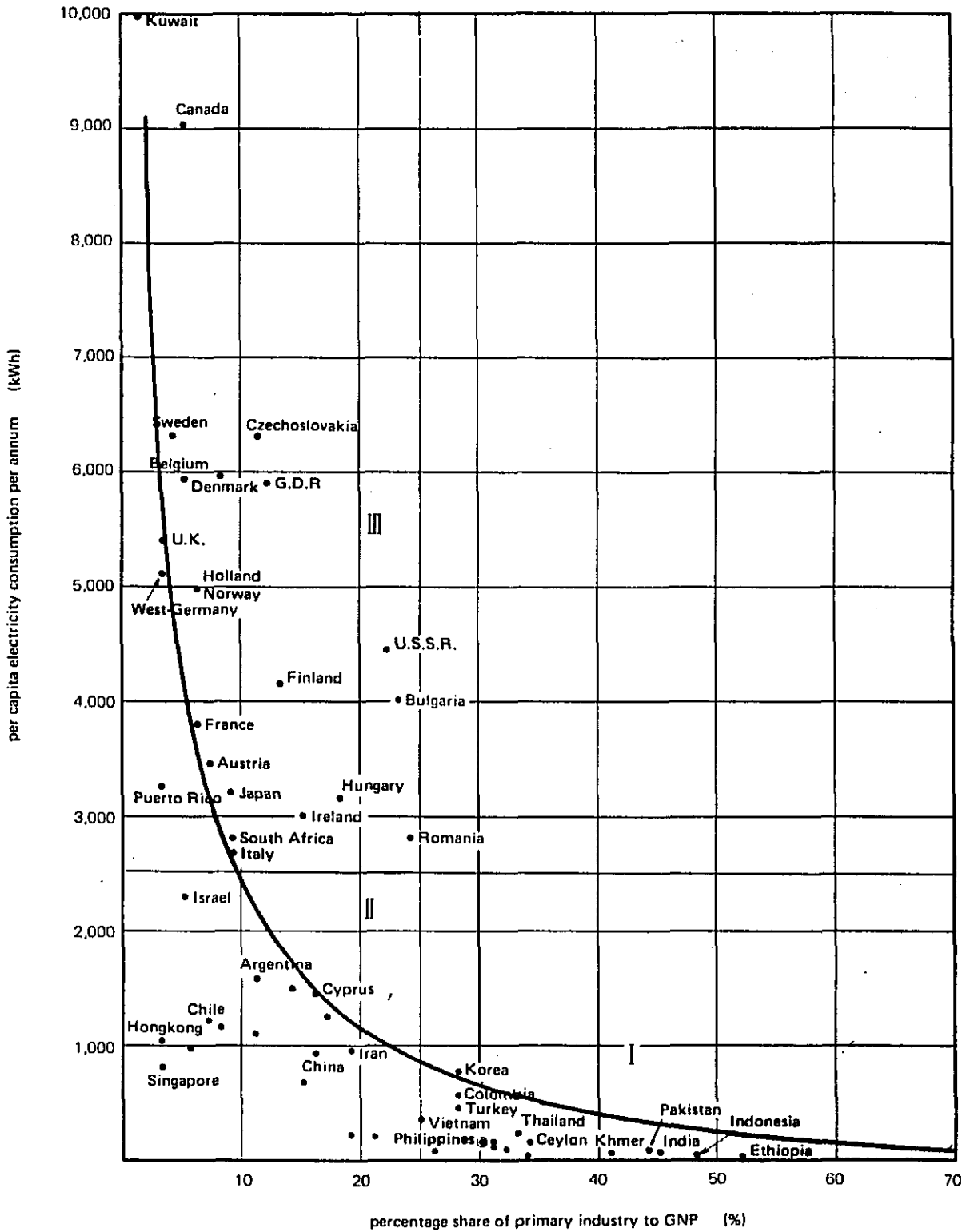
今回の調査の結果報告される電力開発が実現されることによって、社会、経済に対して与えられる影響は大別すると(1)プロジェクトの建設による直接効果と(2)プロジェクトの完成後の間接的効果に分けられる。

これらを総括的に計量化して述べるためには、地域ベースの産業連関表が利用可能であるとか、あるいはプロジェクトの投入物全般についてのシャドープライス体系が整備されているとかの諸条件が必要と考えられる。現在の手持の諸資料からはこれらの効果を定量的総括的に分析することは困難であるので定性的な評価、考察を行なうにとどめる。

(1) プロジェクトの建設による直接効果

プロジェクトの建設による経済効果は1974年に工事が始まる時から具体的にあらわれよう。第1巻のTable 6-2に示されるように各年のプロジェクトの投資計画によると1987年までに合計37.6百万ドル相当の内貨(月252.2百万ペソ)が機材の輸送、据付発電所の土木工事の費用として支出され、経済循環の中に入り込む。(プロジェクトの費用の約77%は外貨分でありこれは殆んど外国からの機材購入に充当される為どの程度フィリッピン国内或いはヴィサヤス地域内に還元されうかは地域経済モデルが明確になれば判明し難い。)この結果ヴィサヤスの所得向上につながり又雇用機会を創出することになる。また一方ここでいう所得の増加分は、殆んど工事費の支出によるものであることから特に低所得層に吸収されることになり、所得配分に良い影響をもたらす。同地域の賃金労働者はその機会費用ではかった賃金率は現在ゼロに近い値であると考えられ、従ってプロジェクトの建設により雇用される労働者は消費を増加させ又地域経済に参加する機会を与えられるだろうしその結果一人当たり所得を増加させ貧富の格差解消への一つの契機ともなりうる可能性を秘めている。1970年のNECの発表ではフィリッピン全体のGNPは26,100百万ペソとなっているが、このうちヴィサヤス全体の割合はCRCの推計では16%弱とされている。(約4,060ミリオンペソ)従って今回の

Fig. 8 - 1 Correlation between Percentage Share of Primary Industry to GNP and Per Capita Electricity Consumption per Annum



プロジェクトの内貨分の公共投資250百万ペソは6%強となり、これはヴィサヤス地域で目立った公共投資が殆んど行なわれていない現状に照らして考えれば相当な額であり、この所得創出効果、雇用創出効果（Table 8-1 参照）は十分に期待しうるものと言えるだろう。

(2) プロジェクトの完成後の間接的効果

プロジェクトの完成によってもたらされる効果には先ず(i)電化の促進があげられ、次いで(ii)電力料金の長期的安定及び値下げが挙げられる。(i)については既にみたように4ヶ年計画の中で

Table 8-1 Estimated Employment Creative (man-month)

Year	Cebu	Visayas
1975	2,100	3,100
76	4,900	9,900
77	2,700	4,600
78	2,400	7,300
79	1,700	8,800
80	2,400	14,400
81	1,000	8,200
82	600	6,200
83	2,400	6,700
84	1,800	5,400
85	3,400	5,200
86	2,900	5,900
87		1,000
Total	28,300	86,700

Table 8-3 Population Projection and Proposed Served Population

Year	Cebu			Panay			Negros			Pop.
	Pop.	Served	%	Pop.	Served	%	Pop.	Served	%	
1976	1,852	564	30.4	2,367			2,412			743
1977	1,890	611	32.4	2,412	481	19.9	2,446	467	19.1	753
1978	1,930	661	34.2	2,458	542	22.1	2,480	563	22.7	764
1979	1,970	716	36.4	2,505	602	24.0	2,515	613	24.4	774
1980	2,012	773	38.4	2,552	670	26.3	2,550	714	28.0	785
1981	2,054	833	40.6	2,601	738	28.4	2,586	770	29.8	796
1982	2,097	896	42.7	2,650	820	30.9	2,622	829	31.6	807
1983	2,141	963	45.0	2,701	904	33.5	2,659	882	33.2	819
1984	2,186	1,032	47.3	2,752	964	35.0	2,696	944	35.1	830
1985	2,231	1,105	49.5	2,804	1,033	36.8	2,734	1,010	37.0	842
1986	2,279	1,178	51.7	2,858	1,099	38.5	2,772	1,062	38.3	854
1987	2,327	1,253	53.9	2,912	1,166	40.0	2,811	1,117	39.7	865

も大きな目標の一つとして取り上げられているし、NEAの農村電化(コーポラティブの育成)政策と相俟って、本計画が1987年までにヴィサヤス人口1,193万人に対してその40%弱の461万人に電力を供給することを目指すものであり、民生の向上、農村の近代化等を実現する基盤となるだろう。また(ii)については燃料の石油の価格の問題が大きな不確定要素としてあるがプロジェクトの収支から考えれば、電力料金は、長期的に充分値下げしうるものと考えられ(Table 8-2 参照) 産業発展、電力多消費傾向を生ぜしめることになるだろう。

Table 8-2 Expected Electric Rate*

	(centavos/kWh)	
	Cebu	Visayas Average
1976	11.66	11.46
77	10.59	10.45
78	8.78	9.85
79	8.78	9.38
80	7.77	8.31
81	7.70	8.58
82	7.84	9.18
83	7.24	8.38
84	7.10	8.24
85	7.04	8.04
86	6.83	7.84
87	6.77	7.57

* generating cost of NPC at receiving end

(in thousand unit)										
Bohol		Leyte			Samar			Total		
Served	%	Pop.	Served	%	Pop.	Served	%	Pop.	Served	%
		1,489			1,122			8,863	1,434	16.7
		1,512	281	19.6	1,139			10,152	1,840	18.1
		1,534	339	22.1	1,157			10,323	2,105	20.4
143	18.5	1,557	386	24.6	1,176			10,497	2,460	23.4
166	21.1	1,581	429	27.1	1,195			10,675	2,752	25.8
197	24.7	1,604	478	29.8	1,214			10,855	3,016	27.8
207	25.6	1,628	529	32.5	1,233			11,037	3,281	29.7
214	26.1	1,653	562	34.0	1,253	163	13.0	11,226	3,688	32.8
222	26.7	1,678	594	35.4	1,273	171	13.4	11,415	3,927	34.4
232	27.5	1,703	625	36.7	1,293	179	13.8	11,607	4,184	36.0
243	28.4	1,728	656	38.0	1,314	189	14.4	11,805	4,427	37.5
256	29.5	1,754	688	39.2	1,335	199	14.9	12,004	4,679	39.0

ミンダナオにおけるマリア・クリスティーナの電源を用いたコーポラティブのMORESCOの例では電力に対する1ペソの投資が最終的には電気器具の販売を5ペソ、石油製品を0.05ペソ、家内工業製品の販売を5ペソそれぞれ上昇させたと推定、報告されている。またこのプロジェクトが推進されることによって既存の民間電力会社は発電から解放されそれに注いでいたエネルギーを配電にまわしうらるだろう。この結果それら民間会社による電化も一層進むことになることは想像に難くないのでプロジェクト完成による間接的効果には期待しうるところが大きい。

(i) 電化の促進による効果

電化はTable 8-3に示す通りに計画されており、現状の電化率7%からの大巾の上昇が期待しうる。電化による効果はMORESCOの例ひみられる様に農業の機械化（かんがいポンプの使用、耕耘機の利用等）電気器具の普及、衛生状態の向上、新住宅の建設、雇用の増大等、数々の効果が生まれてくる。（更にMORESCOのケースでは、精米所、木工所、鋳造所、電気器具修理店等が新設されている。）ヴィサヤスの現状はこれらの近代生活に必要な諸施設を欠いており、わずかに電気と思恵をうけている都市の周辺のみが比較的恵まれた状態にあるにすぎない。また、農村電化が進むにつれて文化的、教育的効果も期待しうる。

農村地域における文盲率の漸減とかラジオ、テレビによる文化の普及これらは国家目標の一つである人口成長率を引下げることに貢献するにちがいないし、また住民をして旧来の伝統的価値観以外の近代的価値観に対するより深い理解を与えうることになるだろう。

フィリッピン農村一般については既にふれたように伝統的なカラの中で閉鎖的に生活しているといわれるがこの問題についても現在進行中の農地改革運動と相俟って電化の寄与するところは大きいはずである。経済発展の一つのメルクマールとしてよく社会の貧富の格差が挙げられるし、これを別の表現でいえば社会の中産階級の不在ということも出来る。フィリッピン農村にとって新しい中産階級が育ちこれが政治的経済的文化的な発言力が強くなることで格差解消につながるのみならず、さらに経済発展へTake-offする足がかりになりうる積極的な役割を果たすにちがいない。この為には農業に対する政治的諸政策が必要なことはいうまでもないが、電化を通じ農業の生産性の向上を計り所得を向上させると共に農民の価値観、文化観そのものも近代化されてゆく必要がある。この意味で、電力プロジェクトが完成、電化が達成されることは新しい発展への可能性を附与することになるだろう。

(ii) 電気料金の長期的安定及び値下げによる効果

このプロジェクトの財政収支分析からすると電力料金は長期的には安定し或いは値下げしうる。勿論考慮の対象になっているのはNPCより各電力会社、コーポラティブへの卸売り料金であり、最終的な需要家への小売り料金はむしろフィリッピンの国内問題として把えるべきだろうがNPCの卸売り料金の安定及び値下げはヴィサヤス地域において現在電力がボトルネックの為に操業を差控えている企業、産業、工業団地等を刺激しそれらの経済活動を活発化すると共に同地域への労力集約型軽工業誘致の要因となりうる。又現在自家発によって高価な電力を用いている企業（アトラス鉱山を始め殆んどすべてのヴィサヤスの企業はこれにあてはまるが）はNPCにより良質で安価な電力が供給されるとなれば、それぞれかなりのコスト・ダウンが可能になる。本報告書

の中で検討されている10.2セントボ/kWhはセブ島におけるNPCから各電力会社への卸売り料金の平均であるがこれは1987年には他の条件に変更がない限り25%程度の引下げが可能になるものと予想されるし、ヴィサヤスの他の地域についても同様に規模の経済性が生じてくる。従って電力料金の長期的安定・低減化につながりそれはヴィサヤス地域に既に存在している近代的諸企業の活動を刺激することは明らかである。

また、1970年の時点で電力料金が占める家庭、商業、工業の活動レベルに対する割合は1987年時点を考えるとき、大巾な電化、電力多消費傾向に比して低いものである。仮に電気の最終需要家への小売り料金が現在と変わらないと仮定してみてもTable 8-4にみる通りであるがこれは例えば日本において家計に占める電力料金の割合が2%位あることを考えれば低い値と言うことが出来よう。

更にこの電力料金の値下げに伴ない各需要家は現在用いているエネルギー源を電力におきかえることによって節約分が生じる。この節約分に関する計測は現在の手許にあるデータからだけでは困難であるが農業で言えば家畜に頼っていたり人力に頼っている部分の節約であり、又都市の商業、工業にとっては自家発電を廃することによる節約分である。これはNPCと各電力会社コーポラティブの間でもたされる消費者余剰同様計測が難しいが必ず存在するはずのものであり社会にとってのメリットと考えられるべきものである。

これらの諸効果は本計画のスケジュールに従えば1975年よりあらわれ始めるであろう。フィリピンの目指している輸出志向型軽工業の育成も他のインフラストラクチャーの整備と共に電力開発が進んでではじめて可能になる。

従ってこれが完成されればプロジェクトの費用を上廻る社会的便益がもたらされることは明らかである。

Table 8-4 Electric Charge Share

	1970			1987		
	Activity level (million pesos)	Electric charge (million pesos)	%	Activity level (million pesos)	Electric charge (million pesos)	%
Household expenditure	6,100	15.5	0.25	15,700	247	1.57
Commercial sector	1,740	9.0	0.51	3,850	132	3.42
Industrial sector	2,330	13.4	0.57	6,830	187	2.73

APPENDIX 1

PRESIDENTIAL DECREE NO. 40

ESTABLISHING BASIC POLICIES FOR THE ELECTRIC POWER INDUSTRY

WHEREAS, one of the primary concerns of the government in promoting the economic welfare of the people is to hasten the electrification of the entire country, more particularly the rural areas; and

WHEREAS, it is necessary to establish certain basic policies for the attainment of said objective;

NOW, THEREFORE, I, FERDINAND E. MARCOS, President of the Philippines, by virtue of the powers vested in me by the Constitution as Commander-in-Chief of all the Armed Forces of the Philippines, and pursuant to Proclamation No. 1081 dated September 21, 1972, and General Order No. 1 dated September 22, 1972, do hereby order and decree, as part of the law of the land, the following basic policies for the electric power industry.

1. The attainment of total electrification on an area coverage basis, which is a declared policy of the State, shall be effected primarily through:
 - a) The setting up of island grids with central/linked-up generation facilities.
 - b) The setting up of cooperatives for distribution of power.
2. The setting up of transmission line grids and the construction of associated generation facilities in Luzon, Mindanao and major islands of the country, including the Visayas, shall be the responsibility of the National Power Corporation (NPC) as the authorized implementing agency of the State.
 - a) Plant additions necessary to meet the increase in power demand of the area embraced by any grid set up by the NPC shall be constructed and owned by the NPC.
 - b) In areas not embraced by the NPC grid, the State shall permit cooperatives, private utilities and local governments to own and operate isolated grids and generation facilities, subject to State regulation.
3. The distribution of electric power generated by the NPC shall be undertaken by:
 - a) Cooperatives
 - b) Private utilities
 - c) Local governments
 - d) Other entities duly authorized subject to State regulation.

4. Within the area embraced by a grid set up by the NPC, the State shall determine privately-owned generating facilities which should be permitted to remain in operation.

5. It is the ultimate objective of the State for the NPC to own and operate as a single integrated system all generating facilities supplying electric power to the entire area embraced by any grid set up by the NPC.

6. The Power Development Council shall be expanded and strengthened to make it more effective in the planning and implementation of power and electrification projects and in the re-direction and re-orientation of the various sectors of the industry towards national development goals.

Done in the City of Manila, this 7th day of November, in the year of Our Lord, nineteen hundred and seventy-two.

(SGD) FERDINAND E. MARCOS
President

By the President:
(SGD) ALEJANDRO MELCHOR
Executive Secretary

APPENDIX 2

Table A2-1 Investment Schedule of Cebu Power Grid
(in thousand US dollars)

Plant	Year of completion		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Total	
Generating plant Gas turbine 25 MW No. 1 & No. 2	1975	Total		4,750												4,750	
		FC		4,270													4,270
		DC		480													480
Steam turbine 50 MW No. 1	1977	Total		2,400	5,400	1,950										9,750	
		FC		1,920	4,320	1,560											7,800
		DC		480	1,080	390											1,950
No. 2	1979	Total			2,400	5,400	1,950									9,750	
		FC			1,920	4,320	1,560										7,800
		DC			480	1,080	390										1,950
75 MW No. 1	1981	Total					3,500	7,600	2,700							13,800	
		FC					2,800	6,080	2,160								11,040
		DC					700	1,520	540								2,760
No. 2	1984	Total					3,500	7,600	2,700							13,800	
		FC					2,800	6,080	2,160								11,040
		DC					700	1,520	540								2,760
No. 3	1986	Total								3,500	7,600	2,700	13,800			27,600	
		FC								2,800	6,080	2,160	11,040			22,080	
		DC								700	1,520	540	2,760			5,520	
Transmission plant	1975-86	Total	200	200	2,040	2,040	110	110								5,720	
		FC	80	80	920	920	40	40								2,500	
		DC	120	120	1,120	1,120	70	70								3,220	
Total		Total	200	7,350	7,440	6,390	5,510	5,560	7,600	2,700	3,500	7,600	6,240	8,110	3,170	71,370	
		FC	80	6,270	5,240	4,400	4,360	4,400	6,080	2,160	2,800	6,080	4,990	6,290	2,340	55,490	
		DC	120	1,080	2,200	1,990	1,150	1,160	1,520	540	700	1,520	1,250	1,820	830	15,880	

Note: FC: Foreign currency
DC: Domestic currency

Table A2-2 Investment Schedule of Panay Grid

		(in thousand US dollars)												
		Year of completion												
		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Total
Generating plant														
Diesel 5MW No.1 & No.2	Total	390	1,560											1,950
	FC	330	1,320											1,650
" No.3	DC	60	240											300
	Total	200	780											980
" No.3	FC	170	660											830
	DC	30	120											150
Steam 35MW No.1	Total		1,850	4,050	1,450									7,350
	FC		1,480	3,240	1,180									5,900
" No.2	DC		370	810	270									1,450
	Total		1,850	4,050	1,450									7,350
" No.2	FC		1,480	3,240	1,180									5,900
	DC		370	810	270									1,450
" No.3	Total		1,850	4,050	1,450				1,850	4,050	1,450			7,350
	FC		1,480	3,240	1,180				1,480	3,240	1,180			5,900
" No.3	DC		370	810	270				370	810	270			1,450
	Total		1,850	4,050	1,450				1,850	4,050	1,450			7,350
" No.3	FC		1,480	3,240	1,180				1,480	3,240	1,180			5,900
	DC		370	810	270				370	810	270			1,450
Transmission plant														
Transmission line	Total	100	100		1,340	1,340								3,040
	FC	40	40		510	510								1,180
" No.3	DC	60	60		830	830								1,860
	Total	220	260	40	590	600	60							2,080
Substation	FC	200	230	30	530	540	50							1,840
	DC	20	30	10	60	60	10							240
Total	Total	710	2,120	2,670	5,980	5,240	4,050	1,510	2,050	4,190	1,510	70		30,100
	FC	570	1,760	2,170	4,280	3,710	3,240	1,230	1,640	3,350	1,210	40		23,200
" No.3	DC	140	360	500	1,700	1,530	810	280	410	840	300	30		6,900

Note: FC: Foreign currency
DC: Domestic currency

Table A2-3 Investment Schedule of Negross Power Grid (in thousand US dollars)

		(in thousand US dollars)												
		Year of completion												
		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Total
Generating plant	Diesel 5MW No.1 & No2	Total	390	1,560										1,950
		FC	330	1,320										1,650
		DC	60	240										300
	" 10MW No.1,2 & No3	Total	1,140	4,560		570								6,270
		FC	970	3,880		200								5,050
		DC	170	680	370									1,220
	" 10MW No4	Total		380	1,520									1,900
		FC		320	1,290									1,610
		DC		60	230									290
	Steam 35MW No1	Total			1,850	4,050	1,450							7,350
FC				1,480	3,240	1,180							5,900	
DC				370	810	270							1,450	
" No2	Total			1,850	4,050	1,450							7,350	
	FC			1,480	3,240	1,180							5,900	
	DC			370	810	270							1,450	
" No3	Total							1,850	4,050	1,450			7,350	
	FC							1,480	3,240	1,180			5,900	
	DC							370	810	270			1,450	
50MW No1	Total							1,850	4,050	1,450			7,350	
	FC							1,480	3,240	1,180			5,900	
	DC							370	810	270			1,450	
Transmission plant	Transmission line	Total	800	800		70	500	430		50	50		2,700	
		FC	300	300		30	190	160		20	20		1,020	
		DC	500	500		40	310	270		30	30		1,680	
Substation	Total	820	880	70		220	270	60		60	100	150	2,740	
	FC	740	790	60		200	240	50		50	90	130	2,450	
	DC	80	90	10		20	30	10		10	10	20	290	
Total	Total	3,150	8,180	3,440	4,120	4,590	4,750	3,360	4,050	4,010	5,500	2,100	110	47,360
	FC	2,340	6,610	2,830	3,270	3,200	3,640	2,710	3,240	3,330	4,660	1,790	100	37,770
	DC	810	1,570	610	850	1,340	1,110	650	810	680	840	310	10	9,590

Note: FC: Foreign currency
DC: Domestic currency

Table A2-4 Investment Schedule of Bohol Power Grid

Plant	Year of completion	(in thousand US dollars)												Total	
		1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987			
Generating plant															
Diesel 3MW															
No1 & No2	1978	Total	250	1,010											1,260
		FC	210	860											1,070
		DC	40	150											190
Diesel 5MW															
No3, No4 & No5	1980, 1983	Total			390	1,560	200	780							2,930
		FC			330	1,320	170	660							2,480
		DC			60	240	30	120							450
Transmission plant															
Transmission line															
	1978 '80	Total	150	150	40	40									380
		FC	60	60	15	15									150
		DC	90	90	25	25									230
	1978 '85	Total	300	300	130	130	40	40							940
		FC	270	270	120	120	35	35							850
		DC	30	30	10	10	5	5							90
Substation															
		Total	700	1,460	560	1,730	200	780	40	40					5,510
		FC	540	1,190	465	1,455	170	660	35	35					4,550
		DC	160	270	95	275	30	120	5	5					960

Note : FC : Foreign currency
DC : Domestic currency

Table A2-5 Investment Schedule of Leyte Power Grid

		(thousand US dollars)													
Year of completion		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Total
Generating plant															
Diesel 5MW															
No1, 2 & No3		1976 Total	590	2,340											2,930
		FC	500	1,990											2,490
		DC	90	350											440
Diesel 10MW No1		1977 Total		380	1,520										1,900
		FC		320	1,300										1,620
		DC		60	220										280
10MW No2		1979 Total			380	1,520									1,900
		FC			320	1,300									1,620
		DC			60	220									280
Steam 35MW, No1		1981 Total			1,850	4,050	1,450								7,350
		FC			1,480	3,240	1,180								5,900
		DC			370	810	270								1,450
Transmission plant															
Transmission line		1976 Total	120	190	70		170	490	330						1,370
		-'81	FC	45	75	25	65	190	120						520
			DC	75	115	45	105	300	210						850
Substation		1976 Total	390	450	70	60	170	180	70						1,390
		-'81	FC	350	405	60	55	150	160	70					1,250
			DC	40	45	10	5	20	20						140
Total		Total	1,100	3,360	1,660	2,290	5,910	2,120	400						16,840
		FC	895	2,790	1,385	1,855	4,755	1,530	190						13,400
		DC	205	570	275	435	1,155	590	210						3,440

Note : FC : Foreign currency
DC : Domestic currency

Table A2-6 Investment Schedule of Samar Power Grid
(in thousand US dollars)

	Year of completion		1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Total
Generating plant										
Diesel 3MW										
No1, No2 & No3	1982	Total	380	1,510						1,890
		FC	320	1,280						1,600
		DC	60	230						290
Diesel 5MW										
No4	1984	Total			200	780				980
		FC			170	660				830
		DC			30	120				150
Transmission plant										
Transmission line										
	1982	Total	325	325						650
		FC	130	130						260
		DC	195	195						390
Substation										
	1982 '84	Total	235	235		85				555
		FC	210	210		75				495
		DC	25	25		10				60
Total										
		Total	940	2,070	200	865				4,075
		FC	660	1,620	170	735				3,185
		DC	280	450	30	130				890

Note : FC : Foreign currency
DC : Domestic currency

APPENDIX 3

Fig. A3-1 Daily Load Curves of VECO System

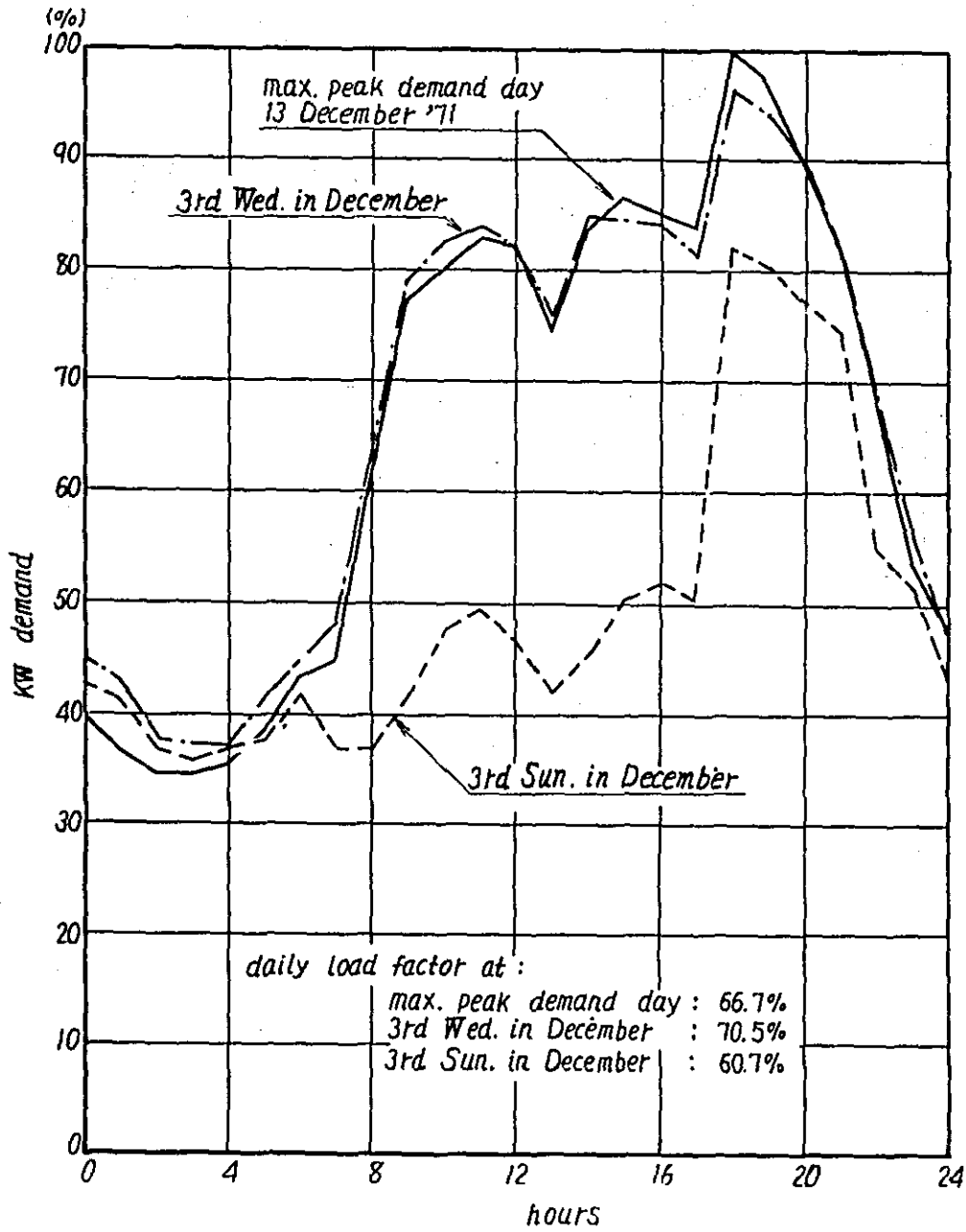


Fig. A3-2 Daily Load Curves of PECO System

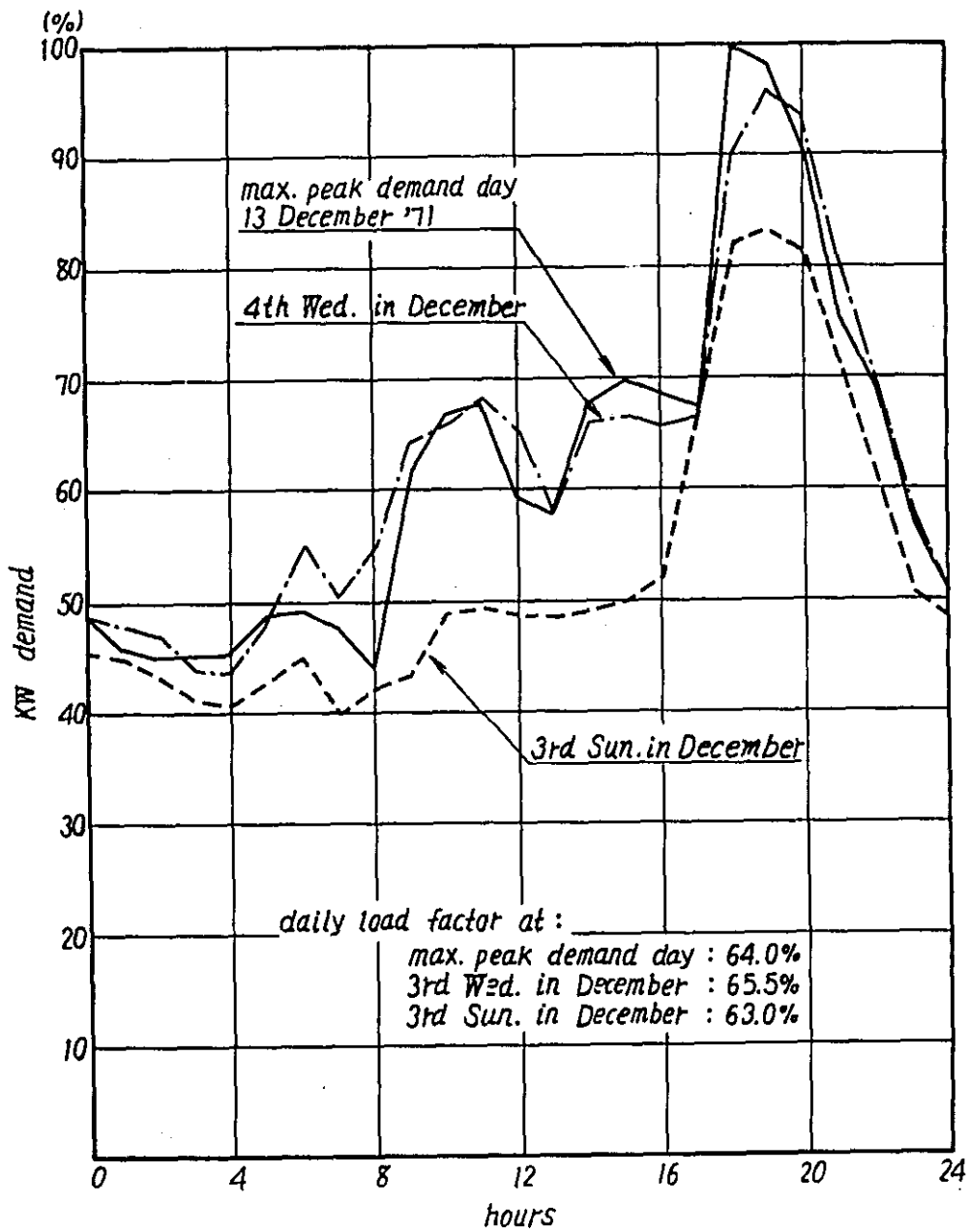


Fig. A3-3 Daily Load Curve in 1971 (A. S. Diaz Electric)

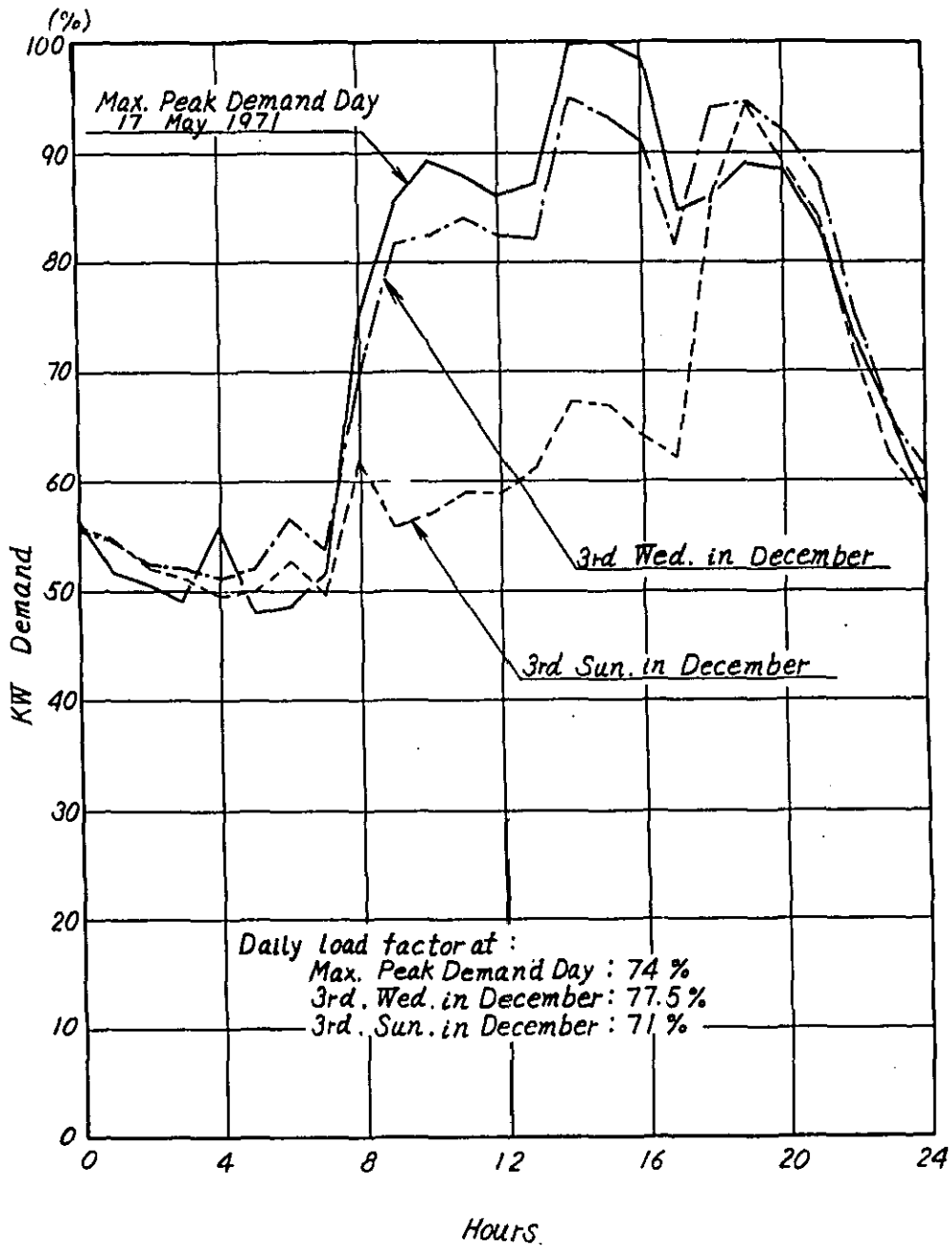


Fig. A3-4 Daily Load Curves of Tacloban Electric System

