

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2部

昭和48年3月

海外技術協力事業団

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2部

JICA LIBRARY



1045905[5]

昭和48年3月

海外技術協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 22	118
	64
登録No. 01444	KE

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

ここに提出するものは、フィリッピン共和国のヴィサヤス地域の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システム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、現地で行った調査を詳細に吟味再検討しブラッシュ・アップしてここ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地として商業活動の中心的な存在であります。近年は工業化のテンポもめざましいものがあります。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ようやく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うけられます。

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、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欠くべからざるものと考えられます。

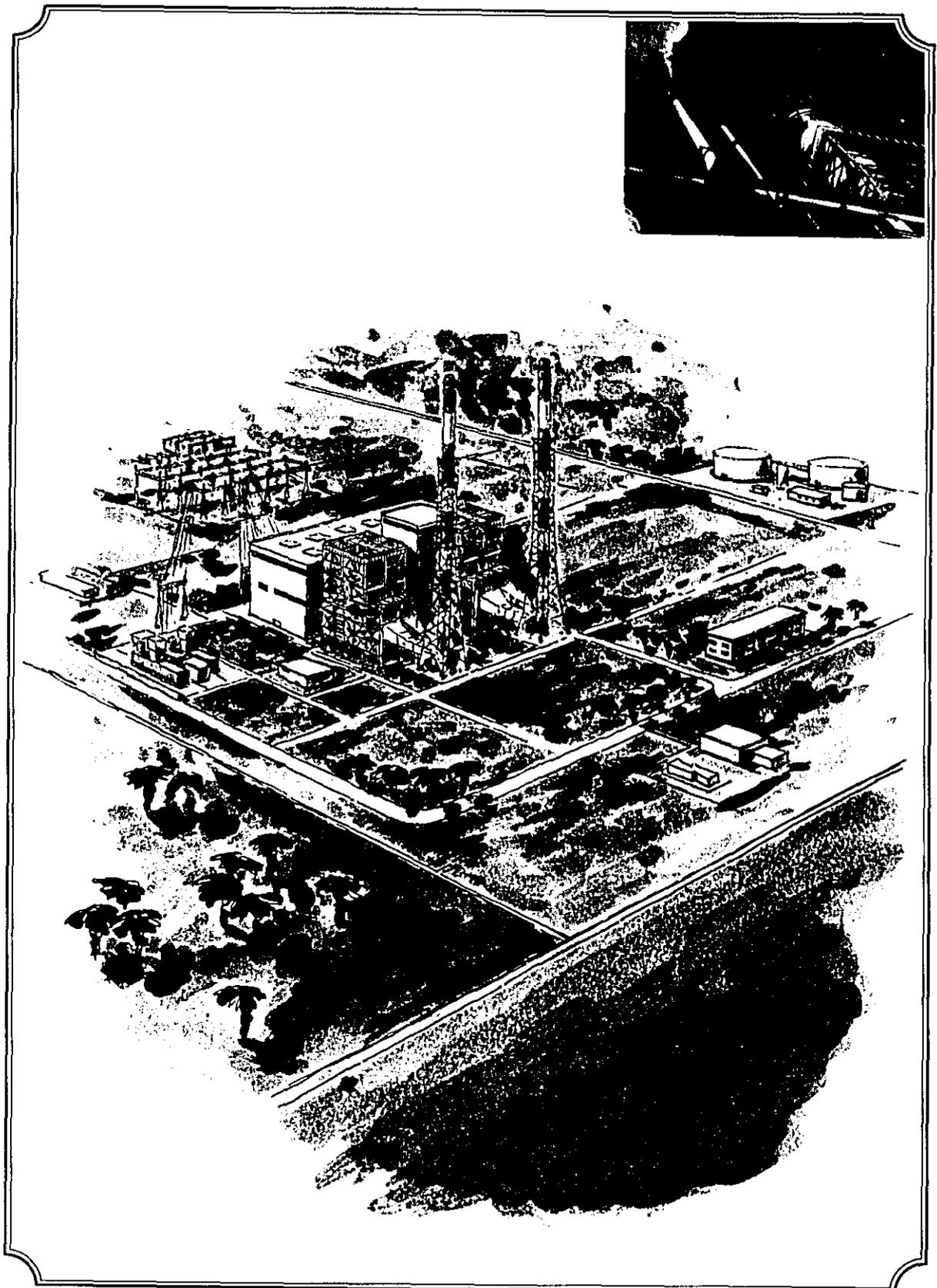
1976年から1980年までの需要を満すために、必要な発電設備は100MWで関連する送電設備を含めた所要資金は2000万ドルと見積られて居り、これは本報告書において述べてあるように妥当なものと思料されます。

終りに本調査実施に当り御協力を載いたフィリッピン電力公社、経済企画庁、大統領府経済スタッフ、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、心からなる感謝の意を表するものであります。

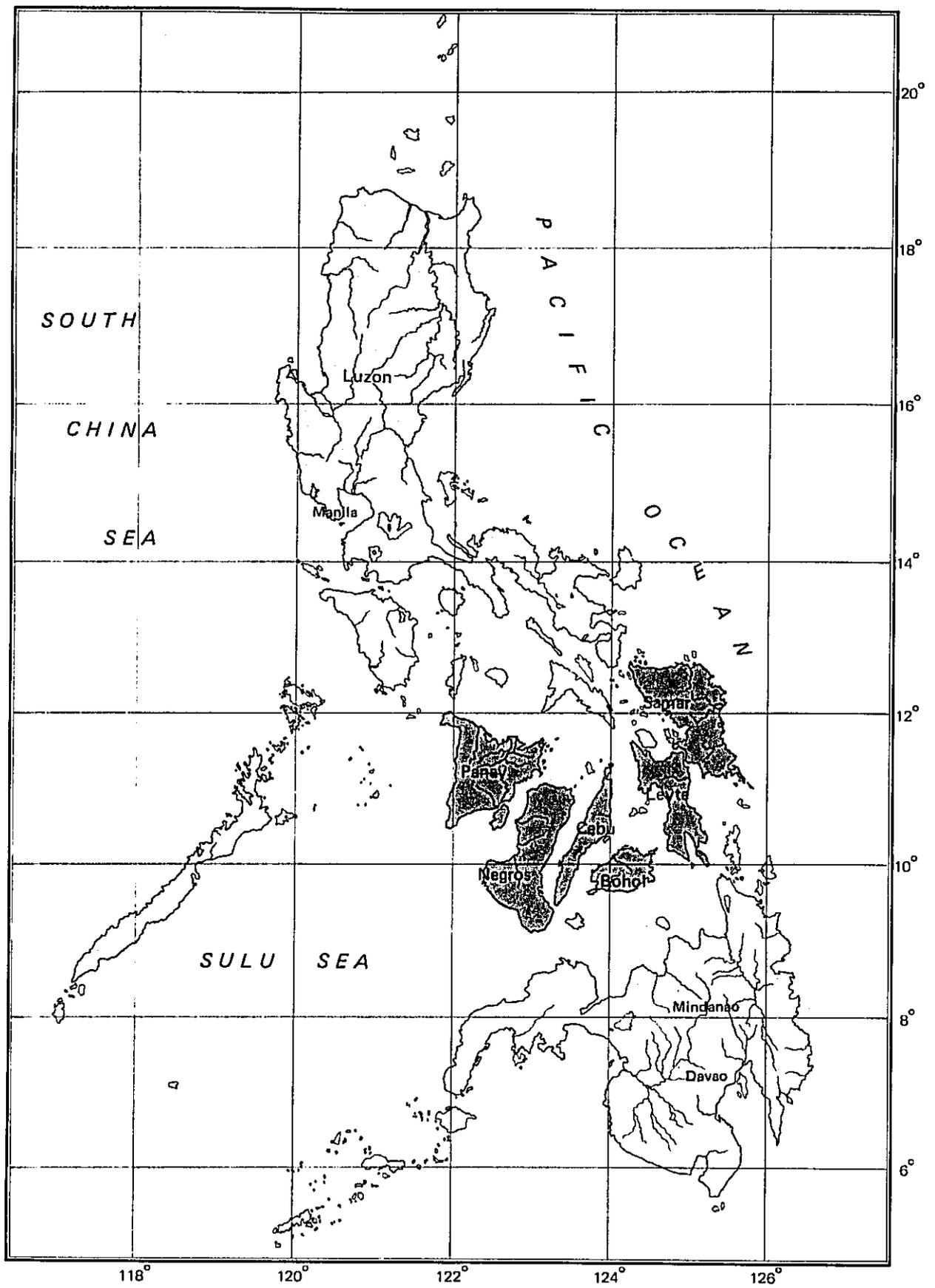
1973年3月

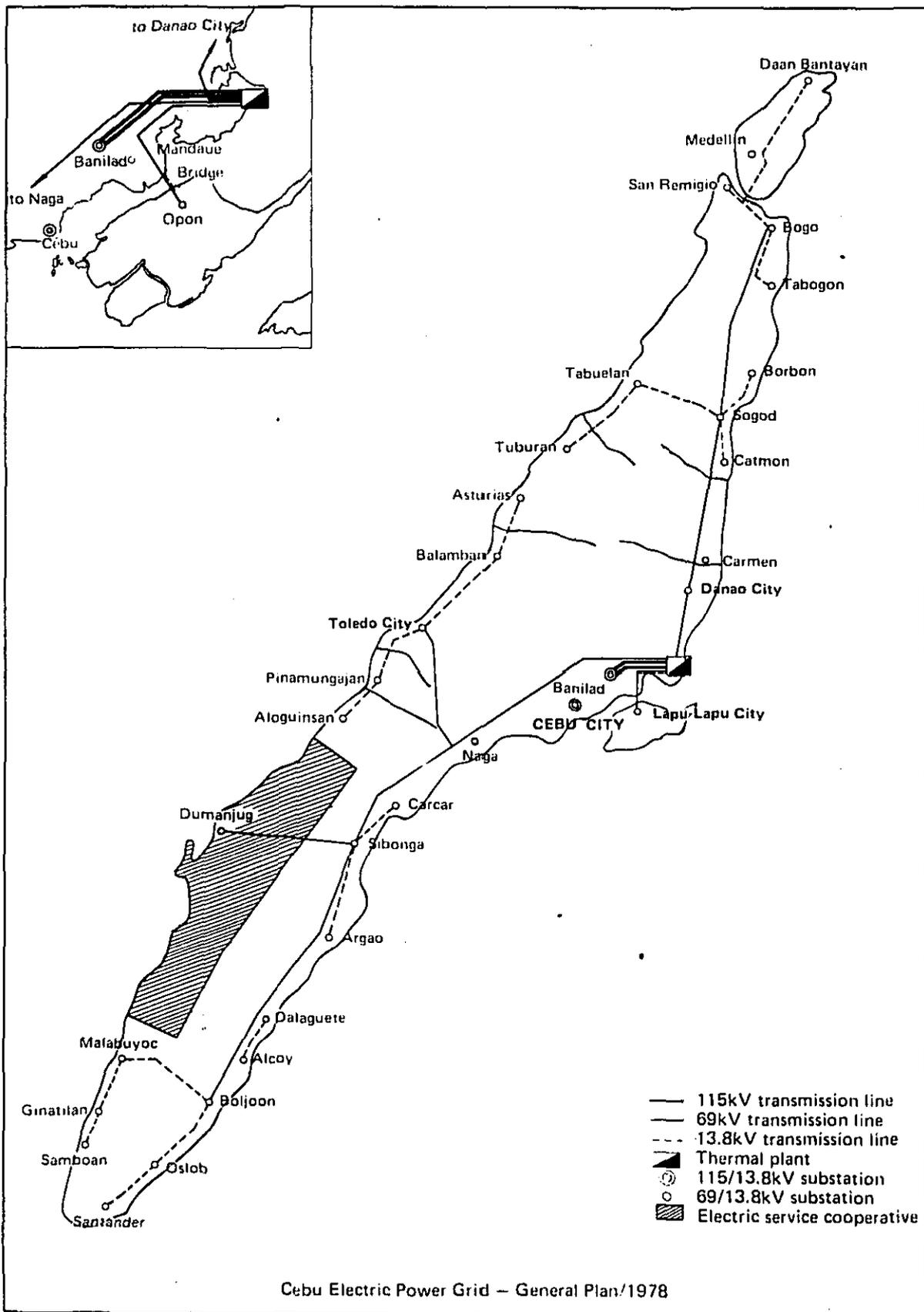
ヴィサヤス地域電力長期計画調査団

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作成の報告書	2
第2章 要約と勧告	5
2-1 電力需要	5
2-2 電源開発計画	6
2-3 当面開発すべきプロジェクト	6
2-4 資金計画及び経済評価	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	16
第4章 電力事業の現状	31
4-1 フィリピン電力事業の特色	31
4-2 電力公社（NPC）	36
4-3 セブ島の電力事情	38
第5章 需要想定	47
5-1 需要想定の方針	47
5-2 需要想定のための前提条件	47
5-3 マクロ想定	48
5-4 積上げ方式による需要想定	50
第6章 電源開発計画	69
6-1 電源開発策定の方針	69
6-2 電源開発計画策定の年順	69
6-3 必要開発量	69

6-4	発電プロジェクト	73
6-5	開発計画案	77
6-6	プロジェクト遂行に必要な政策についての勧告	89
第7章	プロジェクトの概要	99
7-1	発電所	99
7-2	送変電設備	101
7-3	工事工程	103
第8章	工事費及び経済評価	107
8-1	工事費算定	107
8-2	経済評価	118
第9章	資金計画	127
9-1	工事資金の借款	127
9-2	営業収入	127
9-3	資金計画	127
第10章	電力のもたらす社会・経済効果の考察	133
10-1	経済成長と電力	133
10-2	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		147

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ける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的見地から、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た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。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作成の報告書

NPCはヴィサヤス地域事務所設置後の第1着手としてセブ島の電力供給を改善するための調査を行い1972年5月セブ電力系統の開発に関するフィージビリティ報告書を作成した。NPC

がこの報告書で提案している計画案の骨子は次の通りである。

- (1) 需要の増大に対処するために、1976年に75MW×2台の火力発電所をセブ市近郊に設備する。引続き1980年及び1985年に夫々75MWユニットを1台ずつ追加する。
- (2) 上の発電設備に関連して115kV及び69kVを幹線とする送電網及び必要変電所を建設し、セブ島の電化を促進する。
- (3) 第1期の発電設備2×75MW及び送変電設備の建設に必要な資金は総額3,600万US\$と見積られ、外貨分は2,550万\$, 内貨分1,050万\$である。
- (4) 本計画の経済性については、運開後8年以降にしてフィリピンの電気事業の望ましい水準とされている8%の報酬率(レートベース)が得られるとしている。

第2章 要約と勧告

本報告書はセブ島の電力グリッドの開発に関するものである。

フィリピン電力公社（NPC）は1972年5月同グリッドについて調査を行ないフィージビリティレポート（以下NPCレポートという）を作成している。同レポートでは1977年に75 MWの蒸気タービン2台及び関連送電設備の建設を提案して居りその総所要資金は3千6百万ドルである。本報告書ではNPCレポートの検討見直しを行ない実行可能な開発計画を勧告するものである。以下に本報告書の要約と勧告を示す。

2-1 電力需要

- (1) セブ島の電力需要は主としてヴィサヤス電力（VECO）によりセブ市周辺の限られた地域に対してのみ行なわれて来た。1971年現在セブ市周辺の人口1人当りの発電々力量は310 kWh、電化率は45%であるがセブ島全体では夫々110 kWh、20%にしかすぎない。
- (2) 1973年より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された。その第1はフィリピン政府の1972～1975年の4カ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げ方式である。
- (3) 電力需要想定に当っては次の事項を前提とした。
 - (a) フィリピンの政治経済が今後も安定して発展すること
 - (b) フィリピン政府が全国電化計画を積極的に推進して行くこと
 - (c) 電気料金が可能な限り低い水準に維持されること
- (4) マクロ想定では世界の主要国の国民総生産と発電々力量の関係を求めこれをもとに今後のセブ島の電力需要を推定した。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。
- (5) 積上げ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ずいて将来の需要を求めた。その際、過去の実績からみてやゝひくめと考えられるものとやゝ楽観的なものとの2通りの想定を行ない前者をProbable、後者をHigher Forecast と称した。

農村地区ではその地域の人口をもとに電化率を使って需要予測を行なった。自家発電を有する産業のうち規模の大きなものは当分自家発電を継続すると予想して Higher Forecast の方にのみ取り入れた。
- (6) 積上げ式による予測では現在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に引上げることを目標とした。
- (7) 以上の方法によって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。この想定はNPCレポートの想定よりやや高めの結果となった。1980年のピーク電力及び年間必要発電々力量はそれぞれ146MWおよび7億3千2百万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と予測された。なおHigher Forecastの結果では1980年において約2年ほど開発を早める必要が生ずる。

2-2 電源開発計画

(1) 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。従って我々の対象期間は1976年以降1987年までとした。

(2) この電源開発を達成するための開発計画立案に当っては経済性を重視した。即ち系統容量の許す範囲で単機容量の大きい発電機を積極的に採用して発電原価の低減を計ると共に従来系統中の最大機の容量を予備力としていたのを需要電力の10%に変更した。

この予備力の考え方の変更によって1975~1987年間の発電設備投資額において約9百万ドルの節減が期待できる。

(3) セブ島には水力資源も、地熱発電地点もないので電源開発計画は全て化石燃料による発電——スチームタービン, ディーゼルエンジン, ガスタービンによらざるを得ない。

セブ島の数箇所において産出する石炭を燃料とする火力発電所の可能性はあるが現時点ではその長期安定供給面及び大量供給した場合のコストについて調査が行なわれていないので本長期計画は重油焚きの火力発電所で計画した。

(4) 上述の3機種の特長を活かし最もよく系統の要求を満す組み合わせを求めため5つの開発計画案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。

(5) いずれの案の場合もスチームタービンは1978年以降にしか時間的に間に合っぬため1976, 1977年の電力不足を短納期のディーゼル又はガスタービ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み合わせ又はガスタービンとスチームとの組み合わせとなった。

(6) 比較検討の結果25MWのガスタービン2基, 50MW スチームタービン2基, 75MW 3基を順次建設する開発案(GS-2案)が経済的に最もすぐれ技術的観点からも妥当と判断された。この計画案によると1987年までの総設備量375MW 総所要資金約6千6百万ドルで発電端原価は1980年に10.6ミル/kWh 1985年に9.5ミル/kWhと次第に低下して行くことが予想される。

2-3 当面開発すべきプロジェクト

(1) 上で決定した開発計画のうち1976年までに, ガスタービン25MW×2基及びスチームタ

ービン50 MW × 1基並びにこれに関連する送電設備を当面開発しなければならない。これをセブ電力グリッドの第1期工事としフィージビリティ調査の対象となる部分である。

火力発電所の設置場所はNPCの選定したLiloan地点がロードセンターに近く十分な場所があり妥当と判断された。但し、ボイラー用水の確保については早急に調査を行ない確認する必要がある。ガスタービンも同一構内に設置が計画された。

- (2) ガスタービンは1976, 1977年の電力不足に対応すると共にスチームタービンがシステムに投入された後はシステムのピーク供給力として使用される。ガスタービンとの組み合わせにより火力発電所はブラックスタートが可能であり供給信頼度は高い。
- (3) 電源開発計画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、1987年までに一応全島電化の骨格をなす送電網を作り上げることとした。
- (4) 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。NPCレポートではこの部分は115 kV で計画されていたが1990年までの電力潮流電圧降下等を検討した結果変更された。
- (5) 1987年までに建設される送電線は115 kV 2回線13km, 69 kV 1回線265 km, 13.8 kV 250 kmで69/13.8 kVの降圧変電所7箇所35 MVAである。
- (6) 建設に要する期間は発注後ガスタービン1年半, スチームタービン3年と考えられ、送変電設備を含め充分予定の時期までに建設可能である。

2-4 資金計画及び経済評価

- (1) 1976年から1978年までに運開する上記プロジェクトの実現のために必要とされる資金は1974年から1977年の間に総額2千万ドルであり、内訳は外貨14.7百万ドル、内貨5.4百万ドルである。これはNPCレポートの総額3千6百万ドルに対し1千6百万ドルの節減となった。
- (2) ガスタービン、スチーム及び送変電の各部門に4.8百万ドル、10.8百万ドル、4.5百万ドルずつ支出される。
- (3) セブにおいてはNPCの既設設備がないため電気料金も新設しなければならない。経済性評価のためにVECO及びその他の小規模電気事業者に対する卸売電気料金を燃料費の変化に対して次の如く設定した。

	VECO	その他
Rate-1	13.4 ミル/kWh (9セントポス/kWh)	16.4 ミル/kWh(11セントポス/kWh)
Rate-2	14.9 " (10 ")	17.9 " (12 ")
Rate-3	16.4 " (11 ")	19.4 " (13 ")

VECOに対する料金はVECO自身が新設設備により発電する場合の発電原価よりやや安く、その他に対しては格段に安い料金である。

- (4) プロジェクトの経済性は燃料費に大きく左右される。C重油の価格が現在NPCがバターン火力発電所で入手している値段の50%アップならば、Rate - 1の適用により内部収益率は7%となりRate - 2を適用すれば8.9%となる。
- (5) レートベース方式による運転資産に対する報酬率ではNPCとして望ましいとされている水準の8%を得るためには燃料費が上と同じ条件にある時、Rate - 2の適用が必要となる。
- (6) キャッシュフローから見るとRate - 2の料金水準の場合、国際金融機関からの借入れを想定した7.5%の金利の外貨資金（内貨は7.0%）ではキャッシュ・ジェネレーションを生ずることが出来ない。キャッシュ・ジェネレーションを生ずるためには、外貨資金に対し4.0%以下の金利の資金が必要である。日本政府からの円借款の金利3.5%の資金を導入した場合のキャッシュフローでは1976年より黒字となり、内貨分の返済の終了する1988年からは120万ドルのキャッシュ・ジェネレーションが予測される。

2-5 結論

上に述べた調査の結果この報告書で提案されたプロジェクトは技術的に妥当であり、燃料費に見合ったしかも民間電力会社よりも安い料金を設定することにより経済性もあると判断されるので早期の実現が期待される。

このプロジェクトはセブ電力グリッドを構成し、全島に亘る電化を目指すものでフィリピン政府の電力政策の根幹をなす全国電化計画に沿うものである。このプロジェクトの実施により今まで電気を受けていなかった農村地区の住民はセブ市周辺と余り違わぬ料金により電力の供給を受けることが可能となり、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向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になる。

我々はフィリピン政府及びNPCがこのプロジェクトの実現のために直ちに資金——安い電気料金で卸売りが可能なよう金利の安い——を得るため、又現地における調査などの必要な措置を購ずるよう勧告する。

2-6 その他の勧告

このプロジェクトをより円滑に遂行するためにNPCのとるべき施策について次の通り勧告した。第1はセブの既存電気事業者との協調のための委員会の設置であり、その2は中堅技術者を中心とした訓練計画である。又プロジェクトの経済性に大きな影響を与える燃料費について極力安く購入できるようNPCの努力を要望し、最後に需要想定及びそれに基づく開発計画の絶えざる見直しを勧告した。

第3章 自然及び経済環境

3-1 自然条件

3-1-1 フィリピン

約7,000の島々からなるフィリ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、サマール、ネグロス、パラワン、パナイ、ミンドロ、レイテ、セブ、ボホールおよびマ斯巴テの11であり、この11の島の総面積が、フィリピンの総面積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、東南のビコル平野、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溪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区別される地方。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。

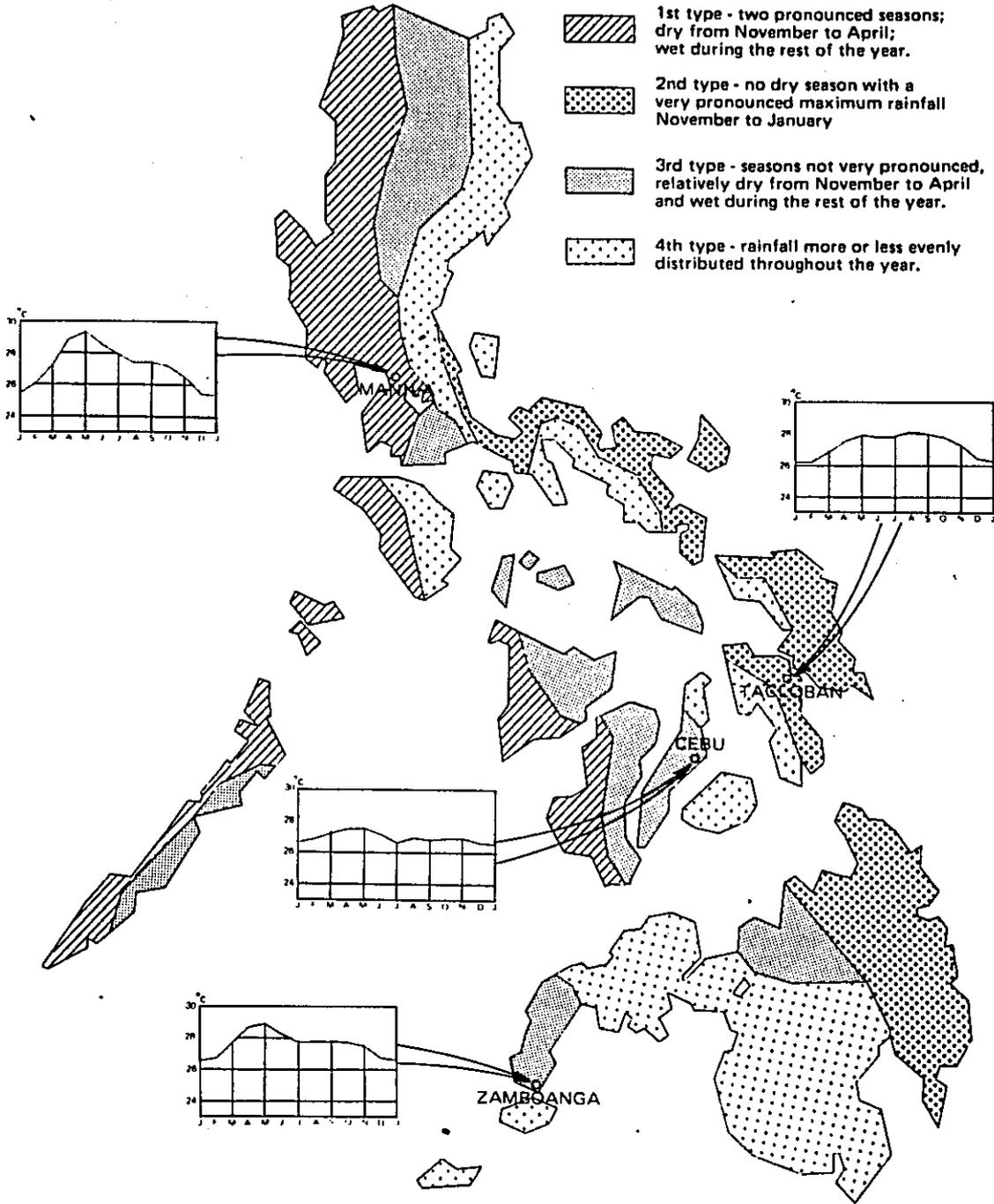
言語は各種の方言に大別され、さらに一つの方言は2ないし3種の方言に細別することが出来る。主な方言はヴィサヤン、タガログ、イロイロ、ビコール、パンパンガン、パンガシナン等があり、一つの方言を以てしては、他の方言と意を通じない場合が多い。言語別地域をみると、近年に始まった島の中の移民が行なわれる以前の経済圏を知る事が出来る。国語であるタガログ語を使用している国営ラジオ・テレビの普及により言葉が統一されていく事が期待される。

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、就職の機会は少ない。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見ると、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半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。工業化の中心地に選ばれた所、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。この他、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。採鉱が進めば、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 セブ

セブ島は北緯 $9^{\circ}25'$ ～ $11^{\circ}17'$ 、東経 $123^{\circ}18'$ ～ $124^{\circ}03'$ に位置し、アジア大陸棚の巔になった尖端部分にあり、単一の褶曲山脈により形作られており、海岸、平野はわずかである。面積は約508,000ヘクタール、長さ約200キロ幅およそ30キロである。

セブ島はヴィサヤス諸島の中心部に位置し、ヴィサヤス諸島はルソン島とミンダナオ島の間の海に散在し400,000～1,370,000ヘクタールの島6、その他無数の小さい島からなっている。

セブ島は山が海岸近くまで迫っているにもかかわらず、その位置及び投錨に適した入り組んだ海岸線を利用し、交易商業の中心地として確立された20世紀初頭にはセブの人口はフィリピンの人口の8%以上を占めたが、現在は4.8%、人口増加率は年2.0%である。島の面積はフィリピン全体の1.8%である。

地形

山脈が島のはほぼ全長に亘って走っているが、際立った頂きはない。火山活動はなく褶曲と断層より形作られたものである。山の斜面は小溪に浸食されているので、山の高さに比べ急勾配であ

り、1,000メートル以上の頂高は少ない。可耕地面積は小さく人口は海岸線に沿って分布している。

気候

セブの気候は北端を除きフィリピンの第3の型に属し短い乾季がある。台風は年に数回島を通過しその風は農作物に被害をもたらす。

人口

1970年の国勢調査によれば、人口163万人であり人口密度はヘクタール当り322人でありフィリピンの中で最も高い。

セブの人口の過去の伸びは独特である。1903年から1918年までに653千人から855千人に増加した。この時の増加率は年1.9%であり全国平均とはほぼ同じであるが、その後移出入口のため全国的には2.1%で伸びているにもかかわらずかなり低下している。

Table 3-2 Population of Cebu

	1909	1918	1939	1948	1960	1970
Population	653	855	1,068	1,123	1,333	1,634
Annual growth rate on average (%)		1.8	1.1	0.6	1.4	2.0
Percentage to Philippines' total	7.56	8.29	6.67	5.84	4.92	4.45
Density/ha	1.29	1.68	2.10	2.21	2.62	3.22

フィリピン全体の中の構成比は1918年の調査の時最大であった事は、セブがフィリピン経済の中で占める重要さが1910年代後半に、そのピークに達したともいえるが、山の多い地形が人口増加を阻止し、移出促進に拍車をかけたものと思われる。

今日、大工業の発展と交易事業に支えられ人口は約2%の増加率で着実に伸びている。文盲率は学校の数が少ないため、他の地方に比して高く15才以上で20%に達する。15才以上の少年は自分の町を出てまで学校に行く事をしないのである。

3-1-3 セブ島における電力資源

通常電力資源と考えられるものには

水力発電

石炭

石 油（天然ガスを含む）

地熱発電

及び原子力発電用のウラニウムがある。

(1) 水力資源

水力発電を経済的に可能ならしむるには、十分な落差および継続的な流量が必要である。セブ島にはこの両者が不足して居り少くとも本レポートで考慮の対象とする様な大きさをもつ水力地点は存在しない。

(2) 石 炭

N P C の報告書によるとセブ島には数ヶ所において石炭の鉱床が発見されて居りその合計埋蔵量は約35百万トンと推定されており、発熱量はキログラム当り4,900～6,800 キロカロリーである。このうち4ヶ所において月産4,000トン程度の極めて小規模な採掘がピック、ショベル及び手押車により行なわれているにすぎないとのことである。

石炭が火力発電所の燃料として採用される場合には次の条件を満たす必要がある。

- (a) 発電所における燃料費が他の燃料特に石油に対して妥当であること
- (b) 少くとも火力発電所の耐用期間中石炭の安定供給が保証されること
- (c) ボイラー設計基準に合った石炭の安定した化学成分が守られること

（炭坑における石炭の掘出し及び品質管理には高度の技術を必要とする）

エカフェの統計によるとフィリピンの石炭生産高は1960年代始めより減少の一途をたどり1969年には1960年の約 $\frac{1}{2}$ となり生産高も5万3千トンと報告されている。（この統計と前述のN P C のセブにおける生産高の間には矛盾がある）固体燃料の液体燃料への急激な移行は世界的傾向であるが地質が若く炭層がうすいフィリピンの場合には特にこの傾向に拍車をかけているものと考えられる。この様な傾向は石油との比較において石炭の火力発電所用燃料としての適格性に——特に長期安定供給という点において——不利な根拠を与えるものである。

更に石炭焼き火力発電所が不利な点は石炭の荷揚車頭、アンローダ、コンベア及びクラッシュャ、貯炭場などの設備のため建設費が重油専焼火力よりも20%高くなる点である。

一方石炭焼き火力を採用した場合の利点としては外貨の節約がはかられ、又採炭運炭を通じて地元雇傭の増大が考えられる。

以上のことを念頭において石炭につきN P C より提供を受けた資料を基に重油焼き火力発電所（50 MW × 2 台）との発電原価の比較を行うと次の通りとなる。原価算定の基準は第6章でのべている方法によっている。燃料代は重油については1リットル当り13.65ミル（9.15センダボ、燃料ケース1に相当）、石炭については1972年末のヴィサヤス電力の購入価格1トン当り5.1ドル（34ペソ）を採用した。

Table 3-3 Annual Cost Comparison

	Oil fired		Coal fired	
	Fixed cost	Variable cost	Fixed cost	Variable cost
Interest	819	-	983	-
Depreciation	590	-	708	-
Operation & Maintenance	5 26	93	631	112
Fuel cost	-	2,214	-	1,407
Total	1,935	3,271	2,322	1,519
Cost/kW (US\$)	19.35		23.22	
Cost/kWh (mill)		3.87		2.69
Total cost/kWh (mill)		7.25		6.80

この試算結果によると現在の石炭代が非常に安いので、これが将来も低い水準に維持されるならば石炭焼き火力は重油焼き火力に対して経済性がある結果となっている。従って石炭焼き火力について詳細な調査を実施し確認するに値するものと判断される。ただし東南アジアの他の国に石炭焼きの設備をしながら一度も使用したことがなく、専ら重油を燃焼しており、石炭関係の設備は完全な無効投資となっている多くの例があるので、石炭の採用については極めて慎重でなければならない。セブ島の石炭については1972年末にNPCの地質技師が現地を視察し、簡単な報告書があるが詳細調査は行なわれていない。

調査は埋蔵量、品位、輸送方法、コスト及び灰処理などにつき詳細に実施し特に火力発電用として大量に出炭する場合に必要な諸設備を考慮した予想コスト、石炭産業の技術的資金的能力を考えた供給の安定性を明らかにする必要がある。

これらの事項が調査され、石炭火力の優位性が保証されればその時点で石炭火力に変更することは可能である。然し調査が未だ行なわれていない現段階での電力長期計画においては火力発電所は重油焼きで計画しておくのが妥当と判断される。

(3) 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現状である。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いわれセブ島についても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。

(4) 地熱発電及びウラニウム

セブ島においては、現在までの所地熱発電及びウラニウム資源の可能性が報せられたことはない。

以上の如き現状のためセブ島においては電力資源として見るべきものは特になく電力はこゝ当分の間、石油に全面的に依存せざるを得ないと判断される。

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、一人当り所得の年成長率は、3%を越すとされる人口増加のため、約3%にとどまっている。

Table 3-4 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 3-5 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 3-6 Consumer Price Index

Year	Manila (1955=100)		Outside Manila (1957=100)	
1965	140.4	% increase	138.8	% increase
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起こされた。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 3-7 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 3-8 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	2,011
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ろに受け、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 3-9 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。

(i) 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 3-10 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 3-11 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46.48%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てみると特に第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逡減し、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いうる。

Table 3-12 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、もし成功するならば、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、彼らの購買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 3-13 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
Government	8	0.2
Total	4,274	100
Final demand	2,015	47.1
Intermediate	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ない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ると上位8産業は次の様になる。

Table 3-14 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

* Other services means those services other than electricity, gas, water, business services, personal services, recreational services, private education, banking, non-banking lending institution, insurance, real estate, rental of fixed assets and private hospitals.

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 3-15 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 & architec- tural 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いうる。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 3-16 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

この表より明らかのように，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 3-17 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 3-18 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さ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 セブ経済

セブ島の人口の殆んどはセブ市及マクタン島及び西海岸のトレド市に集中しており、このうちセブ市とマクタンは狭い海峡をへだてて向かい合った町である。両市を結ぶのは現在のところフェリーであるが、橋を建設中で近い将来海峡越しに橋で結ばれることになろう。セブ島には鉱物資源があり、銅山、セメント工場(3)、ガラス工場、石炭鉱山等が、豊富な資源を利用してかなり大規模に操業している。食料品の加工産業も活発で、二つのシュガーセントラル、ココナツ油の生産工場もある。又フィリピン第1の売上げを誇るビール工場がセブ市北方にあり、中小企業も数多くみられる。又、セブ市北方約40kmにはダナオ市があり、ここでは工業団地のひな形のようなものが発展しつつある。

セブの経済を特徴づけているのは、ルソン、ミンダナオを継ぐ中継港としての役割である。1930～40年代には中継港、中継都市としての機能は最も強く発揮されたが、現在も依然として重要な役割を果している。この間の事情の理解には1970年と71年についての、フィリピンの各港の荷役取扱い量を比較してみるのが適当であろう。

Table 3-19 Ports Comparison

	Clearances(thousand tons)		% Change
	1970	1971	
North Manila	523	397	-24.1
Cebu	1,349	932	-31.0
Iloilo	155	187	20.6
Cagayan de Oro	118	201	69.3
Zamboanga	73	123	68.5
Davao	155	131	-14.3

この表より、セブの取扱い荷役量はフィリピンの中で最大のものであることがわかる。歴史的にみればかつてセブはマニラ以上に活発な中心地であったが、マニラの方が後背地に恵まれているから、現状では、かなりの経済的な差がついている。又、Table 3-19によれば1970年に比して全体的に1971年の荷役量は減じているが、これは71年の経済がやや停滞していたことを示している。しかし、この表からもフィリピン全体の経済の動向が、直接セブの荷役量にあらわれており、セブの果す役割の大きさを示しているといえよう。

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

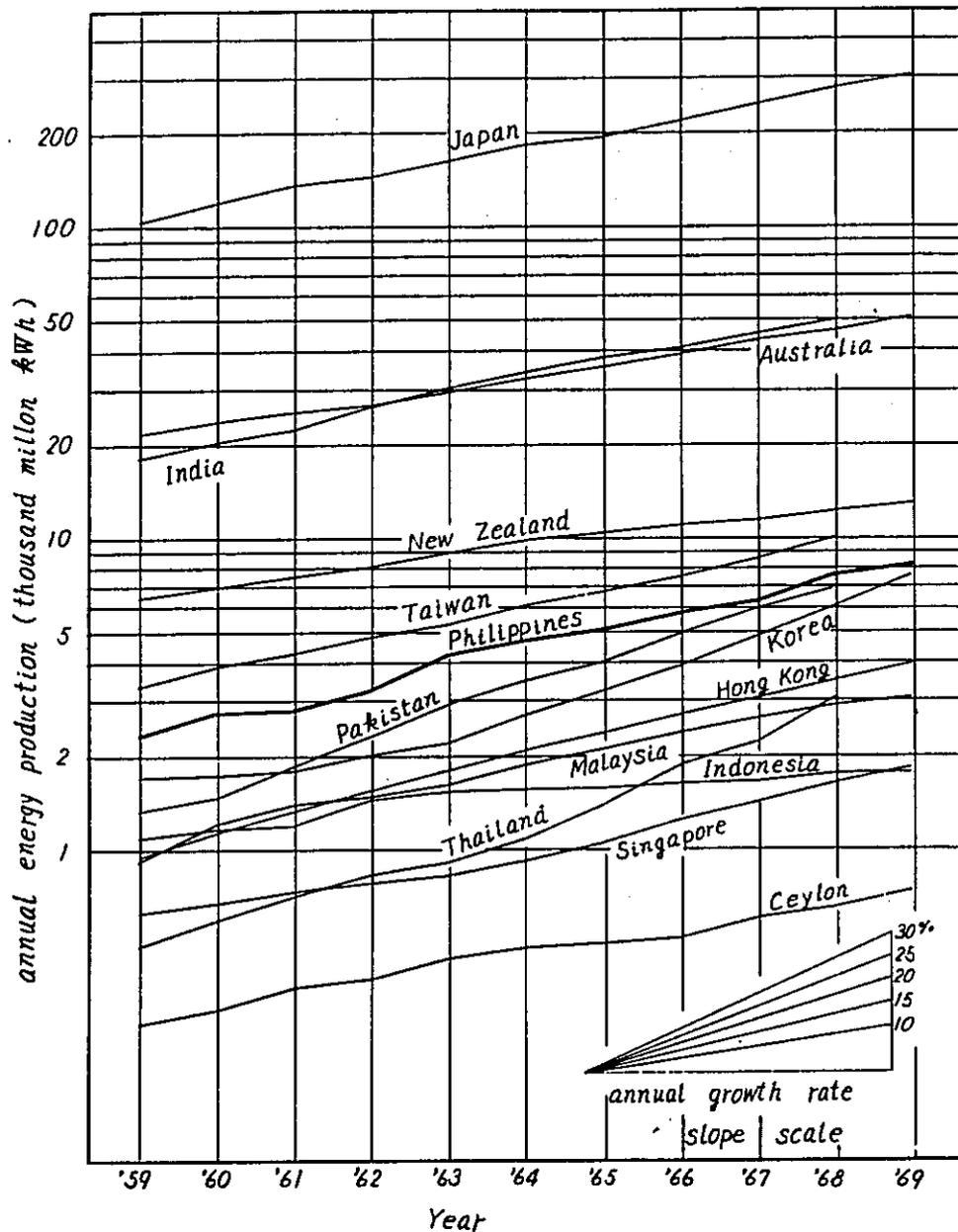
** as of 1970

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



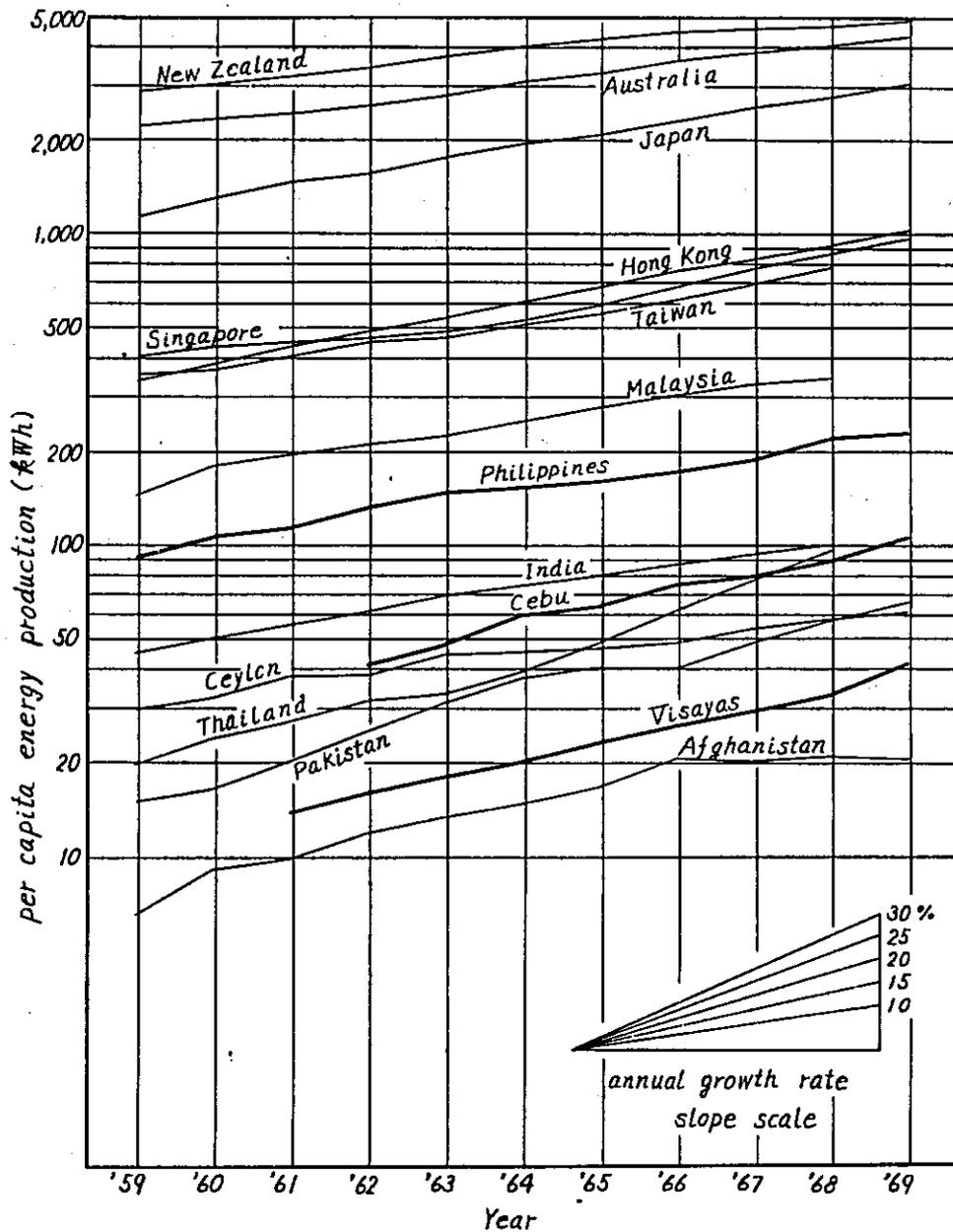
フィリピンは大別してルソン、ミンダナオ、ヴィサヤスの3地域に分けて考えられる。首都圏である大マニラ地域を擁するルソン島においてはNPCの水力電源を結ぶ230kV系統とMERALCOの115kV系統がバリンタック変電所において連系されており、所謂ルソン・グリッドを形成している。現在NPCによってこのルソングリッドの拡張計画が進められている。

ミンダナオにおいては水力電源にめぐまれて居り、NPCのマリアクリスティーナ(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の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セントボ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セントボと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わ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	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来た。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たっては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。

(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が明確にされている。

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 セブ島の電力事情

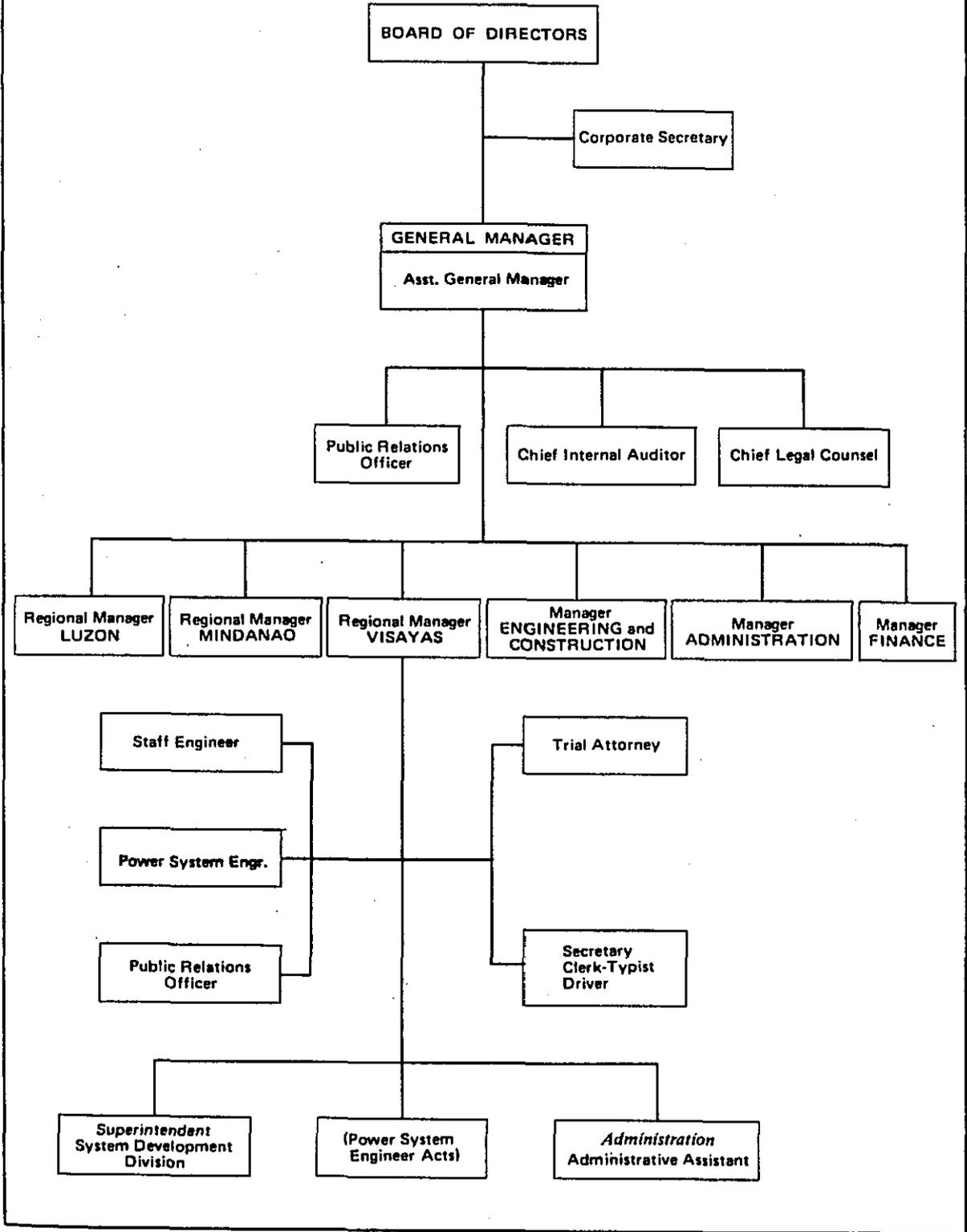
セブ島にはセブ市を中心に電力を供給しているVECO、ダナオ市近辺を供給区域とするダンカー電力、セブ市の玄関口である空港を有するマクタン島のマクタン電力以外にも17の私営並びに町村営の電気事業者が町を中心に営業しているがその所有設備は小さく100kW程度にすぎない。

セブ島のこのプロジェクトによりカバーされる範囲内には46の市町があるがNPCの調査では

24時間サービスを受けている	13
6～12時間の信頼度の低いサービスを受けている。	23
電気の供給を受けていない。	10

となっている。

Fig. 4-3 Organization Chart of NPC



1970年現在のセブ各地の推定電化率は次の通りである。

セブ市及び周辺 (VECO供給区域)	48%
マクタン島 (マクタン電力供給区域)	13%
ダナオ市周辺 (ダンカー電力供給区域)	17%
トレド市周辺	4%
その他のタウン	5%

ヴィサヤス電力(VECO)はセブ島の中心部であるセブ市、マングエ市及びその周辺に電力を供給する最大の電力会社である。1972年現在同社の有する発電設備出力は次表の通りである。

Table 4-4 VECO Installations

No. of unit	Unit capacity (kW)	Type	Total capacity (kW)	Date of operation
2	1,800	Steam	3,600	During World War II
2	5,000	Steam	10,000	1959 & 1962
5	4,500	Diesel	22,500	1964-1969
3	5,000	Diesel	15,000	1970-1972
Total	12		51,100	

4基のスチームタービンはセブ島に産する石炭及び重油を焚いているが容量が小さい上に老朽化しており、経済的でなくなっているため供給力に余裕が出た時点で廃止が考えられている。ディーゼルユニットはいずれも1964年以降に設置されたものである。VECOの計画によると5,000kWのディーゼルが現在増設中であり更にもう1台が1974年に運開開始されることになっている。

VECOは現在まで13.8kVの配電幹線により配電を行なって来た。最近新規産業は安い土地を求めてセブ市の北の方へ延びて居りVECOはこの新規工業地帯への送電を考えて115kVの送電々圧を採用することに踏切り、既に送電線の資材の一部は購入済みとなっている。しかし我々は13.8kVから115kVへ一足とびに跳ぶことにはその供給範囲、需要の大きさ、電力潮流から考えて疑問を感じている。

電力需要

1962年より1971年までのVECO供給区域の発電及びピーク電力の実績及び年増加率をTable 4-5に示す。

Table 4-5 ENERGY PRODUCTION

VISAYAN ELECTRIC CO., INC. (VECO)

	Unit	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	Average	Remarks
Energy generation													
Steam	GWH	43.2	58.0	71.2	67.4	75.7	73.3	71.6	57.2	73.4	42.0	-	
Diesel	"	10.7	5.6	3.7	20.3	31.0	47.3	71.3	106.3	99.3	137.2	-	
Total	"	53.9	63.2	74.9	87.7	106.7	123.6	142.9	163.5	172.7	179.2	-	
Percentage	%	80.1	91.2	95.1	76.8	71.0	61.7	50.1	35.0	42.6	23.4		
Diesel	%	19.9	8.8	4.9	23.2	29.0	38.3	49.9	65.0	57.4	76.6		
Rate of growth	%		33.3	23.6	-5.3	12.3	0.7	-6.1	-20.2	28.5	-42.8	-0.3	Growth rate
Diesel	%		-47.9	-34.5	455.9	52.4	52.5	50.5	49.1	-6.6	38.2	32.7	('62-'69)
Total	%		17.2	18.4	17.9	21.6	15.8	15.7	14.4	5.7	3.8	14.3	18.6
Maximum demand	MW	13.0	14.8	16.6	19.5	22.3	24.4	28.4	30.9	31.9	34.8		
Rate of growth	%		14.2	12.2	17.7	13.9	9.7	16.4	8.8	3.2	9.1	11.6	('62-'69)
Energy sold	GWH	47.5	56.2	67.5	83.8	96.9	112.3	124.5	141.6	147.4			13.2
Transmission loss	"	15.7	18.6	20.2	22.3	26.6	30.6	39.0	31.1	31.8			
Percentage	%	24.8	25.9	23.5	21.4	21.5	21.4	23.8	18.0	17.8			
Annual load factor	%	48.8	51.5	51.2	54.4	57.8	57.4	60.5	61.8	58.8			

1971年の総発電々力量は約 180×10^6 kWhで最大ピーク電力は35 MWであった。VECOの供給区域内の居住人口は1971年に約580千人と推定されるので1人当り発電々力量な310 kWhとなる。フィリピン全体の平均値及びマニラ周辺地区との比較を試みると次の通りである。

セブ	(VECO供給区域)	310 kWh
マニラ		875 [*] "
フィリピン		220 "

^{*}1970年のMERALCOの総発電々力量をブルカン、マニラ、リサール、ラグーナの人口で割ったもの。

発電々力量は1962年より1970年の間平均18.6%と高い伸び率を示しているが、1970、71には5.7%、3.8%と急激な低下を経験している。これは1970年に実施されたペソの変動相場制への移行に伴う経済活動の停滞及び物価の上昇によるものであるとVECOは説明している。しかし1972年にはすでに回復のきざしが見えており1972年には約11%程度の増加が期待できると報告されている。

1962～1971年の10年間平均増加率は14.3%である。

ピーク需要も発電々力量とほぼ同様の傾向で推移しているが伸び率は1962～1971年平均で11.6%である。即ちこの間に負荷率が50%より60%に改善されたことがこの差の原因である。

1971年の需要構成は家庭用、商業用、工業用、その他が夫々28:23:45:4でこの10年間殆ど変化していない。即ち各セクターともほぼ同じ割合で伸びて来た。パナイ島のイロイロ(32%)、ネグロス オキシデンタル バコロド(28%)の資料と比較するとセブ市はやはり工業負荷の割合が45%と最も高くこの地域では最も工業化の進んでいることを示している。実際には後節において見る如く、主要工業は夫々自家発電設備を持って自己の必要電力を満しVECOからの供給を受けていない。これらの自家発電設備は規模も大きく負荷率もVECO系統に比べてかなり高い。1971年の発電実績ではアトラス鉱山の分を除外して考えても、VECOの販売電力量に相当する発電を行なって居りセブにおける工業負荷の割合は60～70%に達していると云えよう。

1971年における全需要家の数は44,500でこのうち家庭用(定額制を含む)と商業用の合計は43,900で全体の99%を占める。1需要家当りの人口を平均7人と仮定するとVECOの供給区域においては全人口のほぼ48%が電気の供給を受けていることとなる。

需要家の数は1962年以降平均して6～7%の割合で増加しているが1970年から1971年にかけて商業需要と工業需要の電気料金の範囲が拡大されたため需要家数の統計に不連続を来たしている。

定額制の需要家は1971年において家庭用需要家の7%弱をしめているが、1968年以降減少して居りVECOにおいてもメーター制への切替えを推奨しているので近い将来には消滅するものと考えられる。

需要家当りの販売電力量をみるに1971年において家庭用需要家当り1,100 kWh でこれは月平均約100 kWhの消費となる。これは一応の水準に達しているものと考えられるがこれが定額制では月平均30 kWhと½にすぎない。需要家当りの販売電力量或いは消費電力量は1970, 1971年には落込んでいるものの63~71年平均で7%の伸びを示している。63~69では8%以上の増加が記録されている。

商業負荷では需要家当りの消費電力量は家庭用の約6倍となっている。63~71年にかけての増加率は5%であるが電気料金制度の分類に変更があったための影響をのぞいて考えると63~70では10.1%とかなりの増加率をしめている。

工業負荷も同様1963~70では10.4%の伸びであり1971年の需要家当り消費量は、 160×10^3 kWhで1970年の 35×10^3 kWhとは大きく異なっている。これはいわば小口電力が商業用に分類されて大口電力のみが残った結果によるものである。

1971年のVECOの販売電力量収入は2,400万ペソでその分布は家庭用：商業用：工業用：その他で35：26：34：5となっている。

1969年に電気料金の改訂が実施されているせいもあって料金収入の伸び18.2%（63~71）は販売電力量の伸び15.2%（63~71）を上まわっている。

需要家当りの平均では家庭用の需要家は月に約100 kWhの電力を消費して約22ペソの支払いをしていることになっている。

kWh 当りの平均収入でみると家庭用の20.9 センタボ/kWh（100%）に対し、商業用18.5（88.5），工業用12.5（60%）となっている。

発電々力量と販売電力量の差即ち発電所の所内消費電力量及び配電線における損失の発電々力量に対する割合は63~65年において25%あり、即ち発電々力量の¼は需要家の手元に送り届けられなかったわけであるが、1966~1968年においては21.5%、1970~1971年には18%と次第に低下して来ている。これは発電の主体が老朽火力よりディーゼルに移って来ているための所内電力の軽減と配電網整備による配電損失低減によるものと考えられる。年負荷率は1960年初めの50%から順次向上し1969年以降は60%程度まで改善されて来た。

Fig 4-4 に VECO 系統の日負荷曲線を示す（1971年の第3水曜日及び第3日曜日）ピークは点灯時の午後6時~7時に発生している。午前中の立上り及び点灯ピーク後の立下りはかなり急激である。水曜日の日負荷率は70%、日曜日の負荷率は60%である。

VECOの担当者の説明によると従来まで年間の最大ピークはクリスマス前後にあらわれていたが最近では6月7月に移行して来ているという。6月7月は製粉用ミルのシーズンであり又年間で最も暑い時期であり、クーラーの普及と相まってこの時期に最大ピークが発生する様になったものと考えられる。従って今後とも年間の最大ピークはこの時期に発生するものと想定される。

ダナオ電力

セブ市の北40 kmのダナオ、カルメン、コンポステラの3市町に電力を供給している電力会社である。発電部門は有せず親企業であるダナオ社のユニバーサルセメントより電力の供給を受

け、これの小売のみを行なっている。1971年において総販売電力量は1.1百万kWhでその規模はVECOの1%弱である。1962～1971年における販売電力量は平均して18%で増加している。

マクタン電力

マクタン電力は1971年において330 kWのピークデマンドを有し、 970×10^3 kWhの電力量を販売した。マクタンとセブ島との間の交通はフェリーポートにより行なわれているがマクタン—マングエ間に橋が建設中で1973年初めには完成されると予想されているので、同橋完成後はセブ島—マクタン島の結びつきは経済活動のみならず電力面でも一層促進されよう。

配電協同組合

セブ島の西南部のバリリ、ドマンジュグ、ロンダ、アルカンタラ、モアルポアル、パディアン、アレグリアの7町を含む約60万ヘクタールの地域にコーポラティブの地域が設定されNEAによりフィージビリティ調査が実施され完了している。NEAは当面の目標として1972—1974年の間に全国で36のコーポラティブを完成させる方針であるがセブのコーポもこれに含まれている。

計画によると1974年までにこのコーポ地域内の人口124千人のうち50%に電気を供給するもので必要投資額は発電配電設備の建設費と運開後3年目までの設備拡張費を合わせて3.1百万ドル(20百万ペソ)である。NEAからコーポへの融資は金利2%、5年据置き30年返済の超ソフトローンを予定している。運転開始後10年間で電化率を86%までに引上げる計画で家庭用の需要家当りの電気消費量も月38 kWhより91 kWhまで増加すると予想し、必要発電設備を当初4,500 kW(ディーゼル)10年後12,000 kWと想定している。電気料金は上の月38 kWhの消費で10.25ペソであり、kWh当り27セントボスとなって現在のVECOの家庭用より幾分高い水準となっている。

自家発電設備

Table 4-6にNPCの調査によるセブ島における自家発電設備を有する産業の発電設備、ピーク電力、発電々力量を示した。これら12の産業の1971年のピーク電力合計は60 MW以上と推定され、発電々力量は584百万kWhと記録されている。VECOの同年の数字は夫々348 MW 179百万kWhであるからこれらの産業のもつ自家発電設備がセブ島において大きなウエイトをもつことが判る。この産業用負荷は負荷率も高く平均して83%となっておりピーク電力の割には発電々力量が多い。産業の所在地は1, 2のものをのぞいてセブ中心地から遠く、VECOの供給区域外となって居りこれが自家発電設備を持つ様になった理由と考えられる。これらのうちでアトラス鉱山、ユニバーサルセメント、APOセメント、サンミゲル及びビルドーをのぞいた他の自家発は1,000 kW以下の需要であり設備も老朽化していて発電コストも必ずしも安くないものと推定される。

Table 4-6 Self-Generating Industrial Plants in 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	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

自家発中最大の発電設備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、銅鉱山としてフィリピン第1、世界でも10指に数えられる大規模な露天掘を大形機械を駆使して行なっており、1971年には品位27.9%の粗銅287千トンを生産した。

粗銅は日本へ出荷されている。同社の発電設備はNPCの調査によると1971年現在103 MWでピーク需要59 MW月平均発電量37百万 kWhである。しかし、アトラス鉱山はNPCに対して自家発電を継続して行く旨伝えて来ているので本報告書の需要想定からは除外してある。

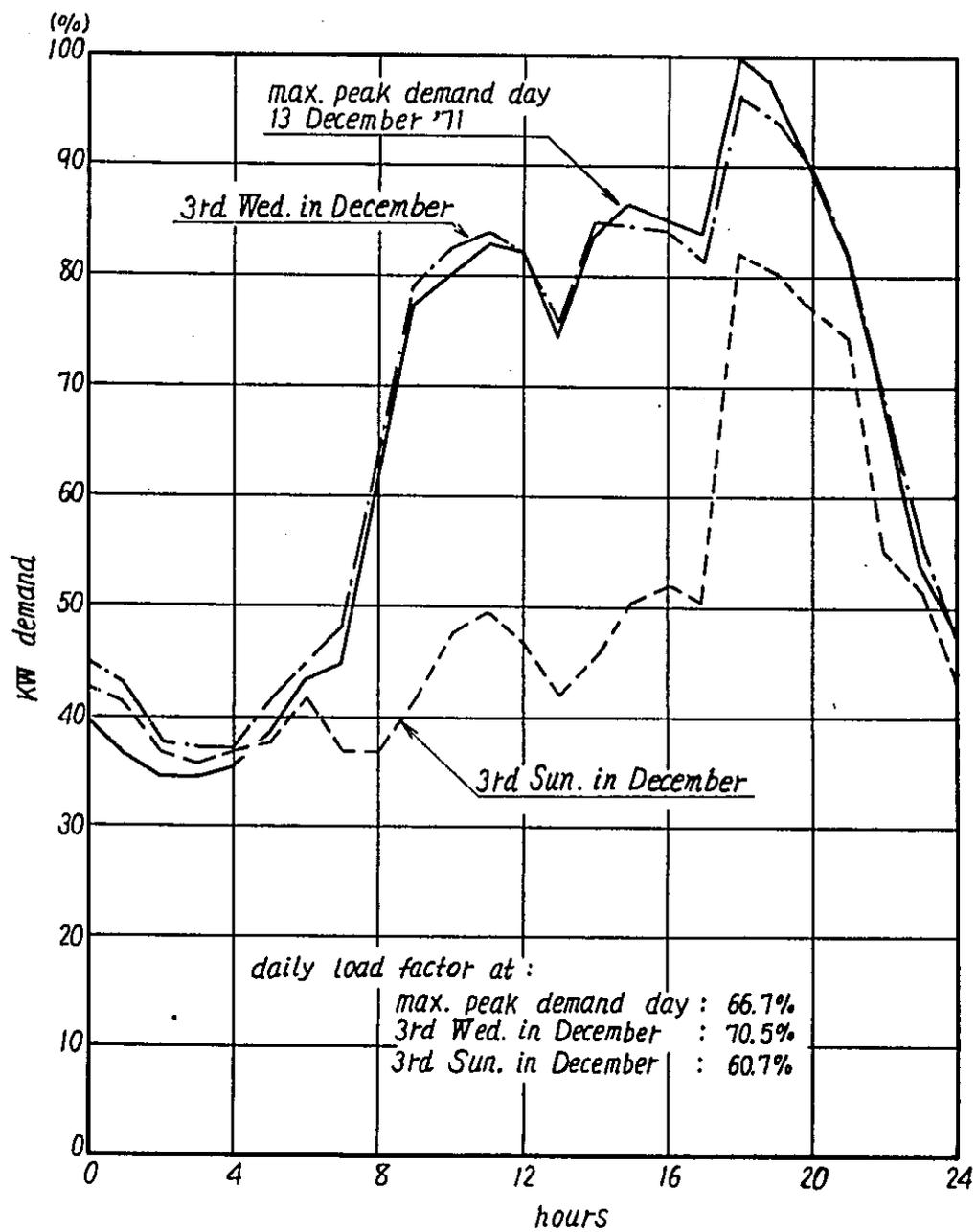
その他の産業には今の所自家発の継続につき明言した所はない。

ユニバーサルセメントはダナオーカルメン地域の企業集団の親企業的存在であり、ダナオ精糖工場、製氷工場はその傘下企業でありユニバーサルセメントのもつ発電設備から電力供給を受けている。但し精糖工場はバガス焚きのスチームタービンを有している。

アポポートランドセメントはセブ島にめぐまれている石灰石を利用して第2次大戦前より操業をしているセメント製造会社でもとは政府の所有であったものである。

サンミゲルはビールの醸造及び各種のビンの製造を行なっており、設備全体がまだあたらしい。ルドはココナツオイルの製造ではフィリピンでも1～2位の生産高を示しているがセブ開発公社が造成した埋立地に土地を求めて居り移設する計画があるとのことである。

Fig. 4 - 4 Daily Load Curves of VECO System



第5章 需要想定

5-1 需要想定の方針

新しい発電送電設備を作る場合には巨額の費用と5～10年という長期の期間を必要とする。限りある資金を最も有効に活用するためには将来の需要を適確に把握することが必要である。発展しつつある国においては、一般に経済活動も極めて流動的で変化が激しく、電力需要もこれに密接に関連するため正確な想定はかなり難しい問題である。この様な状況にあるため我々は極力適確な判断を下すことが出来るよう適用可能ないくつかの方法により相互にCheckしつつ妥当な想定が得られるように考えた。

即ち基本的にはセブ島における過去の統計実績に基き、これを各セクター毎に種々解析して将来の需要を想定し想定結果を積上げて全体の需要を算出する方法を採用した。この方法は本質的に過去の実績を基本としているために過去と将来との間に大きな経済、社会の断絶がないことが大前提にあるわけであり、又余り長期の想定をこの方法によることには問題がある。これをチェックする意味でGNPとの相関から求めるマクロ的手法を採用した。

これはフィリピン全体としての想定ではあり必ずしもそのまゝヴィサヤス地域に適用できるものではないが、チェックとしての機能は充分果しうるものと考えられる。

需要想定の対象期間は1972年より1990年までの19年間とした。長期計画の策定、投入後の評価などを行なうにも15年間あれば充分であるが、一般に将来計画その他は1985、1990など5年きざみで行なわれていることが多いので、それにあわせておく方が比較照合の上で便利と考えられたからである。但し開発計画は15年間の1987年までとした。

対象区域はNPC報告書に従い、セブ本島及びマクタン島を含むものとする。セブ島に属してはいるが遠くに位置しているため経済的送電範囲外と考えられる3つの島は本報告書からは除外した。その結果本プロジェクトによりカバーされる市及び町は46となった。

5-2 需要想定のための前提条件

もとより今後、20年近くの将来を予想するのであるから多くの前提条件の上にはじめて想定が成立する。それらの中でもっとも基本的と考えられるものは次の諸点である。

先ず第1にフィリピンの政治経済が今後長期間安定して発展する。具体的にはフィリピン政府の1972—1975年の4カ年計画に盛られている如く実質的に7%程度の成長率を継続してしめすこと。第2番目としては現在フィリピン政府が第1優先順位を与えてNPC及びNEAを通じて積極的に進めている電化の促進が継続して行なわれ、1990年には予定通り未点灯部落が解消すること、又その時の電化率は1970年におけるセブ首都圏と同程度まで引上げられること。

第3番目には、電気料金が可能な限り低い水準を維持され需要家にとって魅力的なものであること、セブ島では例えNPCにより大規模な電源の開発が行なわれたとしてもマニラ周辺地区とは比較にならない市場の狭さであるから発電設備のスケールメリットを享受できる範囲は自ら限

定されてしまう。また将来に向けては油の値段の高騰を始めとする諸物価の値上りとたゞかわなければならぬので電気料金を低い水準に維持することは容易なことではないがN P Cの可能な範囲で——安い金利の資金を導入するとか、機械諸設備及び燃料を極力安く購入するとか又、創意工夫により運転維持費を節減するとかにより——努力することが肝要と考えられる。電気料金が低水準にあれば需要家の数も又1需要家当りの消費量も速いスピードで増加し、早く大容量ユニットの導入が可能となり従って安い電気が出せるという良い循環を保つことが期待できるからである。

5-3 マクロ想定

(1) G N Pとの相関

電力消費量はその国の経済的ポテンシャルと非常によい相関関係にあることはよく知られた事実である。

一國の経済活動はG N Pという指標で最も包括的に表わされる。電力需要は生産と消費という国民の経済活動のほとんど全ゆる分野で使用されているため長期的にみるとG N Pときわめてよい相関関係をもつものと考えられる。

我々はこの関係を利用してマクロ的にフィリピンの将来の電力需要の大勢を把握するものである。

Fig 5-1に1969年における世界主要54カ国の1人当りG D Pと1人当り発電量の関係をプロットした。こゝでG D PはG N Pに代用して使用されているが、これはデータ入手の関係からである。

資料は国連統計年鑑(1970年)及びエカフェの統計年鑑(1970年)によった。同図に見る如く世界各国の1人当りG D Pと1人当り発電電力量はほぼ一定のルールのもとに発展を続けていることが読みとれる。即ち同図中の平均的曲線で示された関係を保ちつつ増加しているわけである。フィリピンの位置は世界の平均カーブより下に位置している。

これはフィリピンの電化の現状が世界の平均より遅れていることを示している。即ち過去において電力部分に対する設備投資が充分行なわれず従って4-1で述べた様に約80%というかなり高い割合での電気を供給されていない人々を抱えていることの反映であると考えられる。逆に言えばフィリピンにおいてはそれだけ潜在需要を擁しているわけであり、フィリピン政府の意図している如く全国的な電化が適切な投資により推進されればこの図上でも世界の平均的傾向に近づくものと考えられる。フィリピンの1人当りG D Pと発電電力量の経年的変化から世界の平均カーブよりやゝ急な傾斜で推移しているのは、このことを物語るものと云えよう。

(2) 需要想定に用いられたデータ

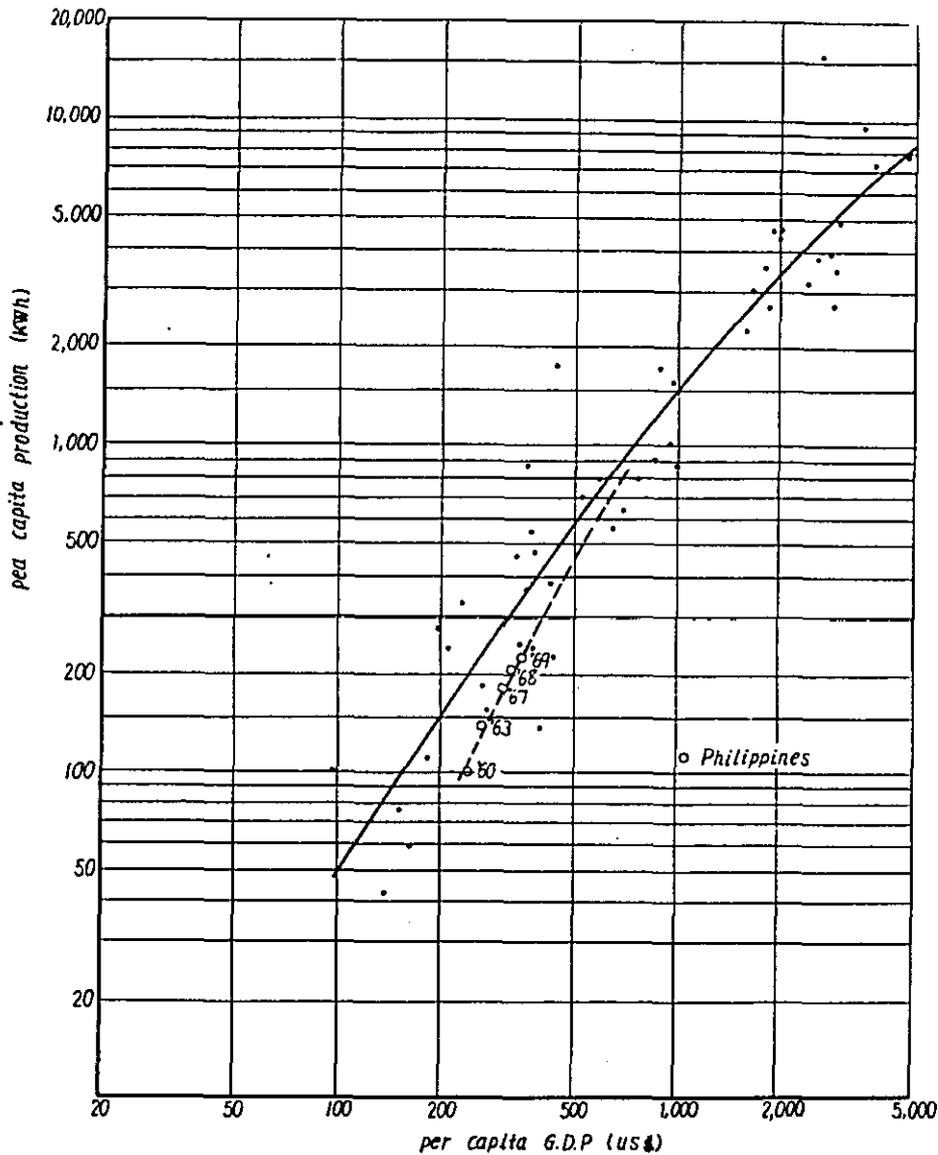
1970年の人口統計によると、フィリピンの全人口は36,850千人で1960~1970年において平均3.0%の増加を示している。従って今後も1990年まで年率3%の割合で増加すると仮定した。1970年の国民1人当りの発電電力量は220kWhであった。

今後のフィリピンの経済成長はG D Pにおいて年率7%で1990年まで継続するものと仮定する。これは1972-1975年のフィリピン政府の4カ年計画において発展を予想されている成長

率である。

一方東南アジアの一部の国韓国，台湾，タイなどですでに経験されている高い成長率がフィリピンにおいて実現した場合及び，やゝ伸び悩んだ場合を考慮して8%及び6%のGDP伸びのケースも求めて見た。

Fig. 5-1 Per Capita GDP and Per Capita Energy Production



いずれの場合にも人口の増加率は年率3.0%と仮定した。この率を1970年に3.0%，1980年に2.0%，1990年に1.5%となる様な低減を考えてもkWhの増加率には，1%以下の影響しか出ないので3.0%で考えておいて充分である。

(3) 想定結果

以上の条件の下に1980，1985，1990年のフィリピンの総発電電力量及び1970～1980，1980～1990の10年間平均増加率を求めるとTable 5-1の通りとなる。

Table 5-1 Forecasted Energy Production (in million kWh)

	Growth rate of GDP (%)	1980	1985	1990
Case 1	6	23,800 (10.2%)	36,100	53,200 (8.4%)
Case 2	7	28,200 (12.0%)	45,900	73,100 (10.0%)
Case 3	8	33,200 (13.6%)	58,500	95,100 (11.2%)

一方、1959～69年間のフィリピンの発電電力量は13.7%の平均増加率であったので伸び率はケース3に相当している。こゝで求めたものは全フィリピンに対するものであり現在求めんとするものはセブ島に関するものである。これには1962～1969年の両者の発電電力量の平均増加率の相関を利用した、1962年から1969年におけるフィリピンの総発電電力量の伸では14.4%であり、一方セブ島における伸びは17.0%であった。即ちセブにおける増加率は全フィリピンのそれを100とすると118であった。将来もこの関係が継続するものと仮定して1990年までのセブにおける発電電力量の増加率を求めると次の様になる。

Table 5-2 Load Growth Forecast for Cebu Grid

	1980	1990
Case 1	12.1%	9.9%
Case 2	14.2%	11.8%
Case 3	16.0%	13.2%

以上よりマクロ的にみるとセブの電力需要の増加率は1980年までは12～16%、プロバブル14.2%で伸びその後は1990年まで12%弱となることが予想される。

この数字は積上げ方式による需要想定をチェックに用いられた。

5-4 積上げ方式による需要想定

(1) 地域区分と想定方法

積上げ方式による電力需要想定を行うに当ってセブ島（マクタンを含む）を2つの地域に区分して考えた。即ちV E C O電力会社の供給区域、ダナオ市を中心とするダンカー電力の供給区域及びラプラプ市を中心とするマクタン電力の地域をセブ首都圏とした。この地域はセブ島の政治経済の中心であり、将来最も発展が期待される地域でもある。この地域の電力業者の発電電力量はセブ島全体の90%以上を占め、電化率も40%に達している。このセブ首都圏については、各供給区域別に過去の統計実績に基きこれを各需要家種別毎に解析して将来の需要を想定し、想

定結果を積上げて全体の需要を算出する方法をとった。

一方セブ首都圏以外の地域はセブ島人口の50%を占めるにも拘らず僅か5%の人々が電気の恩恵を受けているに過ぎない。この地域はココナツの生産を中心とした農村地域であり、電力需要密度の非常に小さい地域でもある。この農村地域についてはNEAの援助を得て、PECTによって農村電化のための調査が4つの地域に対して実施された。

この結果最終的にセブ島の26%の面積を有する西海岸の7町を中心とした農村地域に野心的な電化計画が進められようとしている。したがって農村地区については、第4章で述べた農村電化に対する国の施策を考慮し既にヴィサヤス地域においてフィージビリティ調査の終了した9つの農村電化計画およびネグロス島で1966年より送配電業務を始めているVRESOCOの実績をもとに1990年には現在のセブ首都圏と同じ程度の電化率(42%)が達成されるものとして農村地区の需要想定を行なった。

(2) 2つの需要想定

需要想定においては、開発計画の策定のもととなるかなり控え目な想定と多少楽観的な想定との2通りを作成し、後者により需要増加のテンポが急激になった場合の開発計画を検討することとした。前者をこの報告書ではプロバブルな想定とし後者を高めの想定と称した。

(3) 自家発電の取扱い

セブ島にはTable 4-6にみられる如く自家発電設備を有する産業がある。そして将来とも自家発電設備による電力供給を考慮しているアトラス鉱山を除いた最大需要電力は21.7MWである。このうち最大電力需要3,000kW以上の電力需要家については発電設備の規模及び発電所の効率、使用燃料(Bunker C)を考えると必ずしも電力業者から電力を購入することが経済的であるとは云い難い。従って電力需要想定に当り自家発電設備を有し最大電力が3,000kWを超える

需要家については、電力会社の電力需要とみなす場合とみなさない場合とに分けて考えた。前者は高めの想定に含め後者は控えめの想定で考えた。

(4) 投資委員会に提出された投資計画と電力需要

外貨を必要とする新規投資計画は国の機関である投資委員会の承認を必要とする。セブにおいては1968年7月から1971年12月までの間に12の計画が提出されすでにそのうち8つが操業を開始している。残りの4工場については操業の時期が明らかでないが特に電力需要として、大きく期待できるものはないので考慮の対象とはしなかった。

5-4-1 セブ首都圏の電力需要想定

(1) VECO系統

セブ首都圏の電力需要を検討する上で最も大きな要素を占めるのがVECOの系統である。VECOの過去10年間の実績をもとに需要家別の需要家数の伸びおよび需要家当りの消費電力量を解析した結果Table 5-4に示す如き数値を得た。1969年に実施されたペソの変動相場制への移行に伴う経済活動の停滞はVECOの発電実績にも顕著に現われており、1962年から1969年までの平均伸び率18.6%が1970年には5.7%、1971年には3.8%と低下している。したが

って将来の電力需要を想定するに当っては、将来においてかなり経済的な停滞が生じても充分電力需要としては期待出来る値として1962年より1971年までの実績より得られた伸び率を用いてプロバブル想定とした。一方最近の電力需要の伸びは著しく回復の徴候を示しておりマクロ需要想定の結果から判断してもかなりの電力需要の伸びが将来考えられることから変動相場制の影響を除いた1962年から1969年までの伸び率にする電力需要想定も合わせて行いこれを高めの想定とした。

Table 5-3 Figures Used for Load Forecast in VECO System

	1971	Past trend		Rate of growth			
		Rate of growth		Probable		Maximum	
		'62-'69	'62-'71	'72-'80	'81-'90	'72-'80	'81-'90
		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
(1) No. of customers							
Residential	36,165	7.8	7.4	7.0	7.0	8.0	8.0
Commercial	5,195	7.3	6.7	6.5	6.5	7.5	6.5
Industrial	411	6.4	6.0	6.0	6.0	6.5	6.5
Flat-rate	2,496	3.8	3.8	-	-	-	-
Street lighting	16	8.1	8.1	7.0	7.0	7.0	7.0
Gov. buildings	248	4.1	4.1				
(2) Consumption per customer	(kWh)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Residential	1,122	9.0	8.2	8.0	6.0	9.0	8.0
Commercial	6,513	10.3	10.1	10.0	7.0	10.5	7.5
Industrial	161,176	12.8	10.4	10.5	7.5	12.5	9.5
Flat-rate	360	6.3	6.3	-	-	-	-
Street lighting	106,844	0	0	0	0	0	0
Gov. buildings	16,817	5.7	10.9				

土地造成

セブ市の北東に位置し、セブ開発公社による海岸埋立工事は1969年に完成し16.ヘクタールの土地が造成された。このうち30%は既に売却済みで、現在道路の舗装工事が進められている。

造成された土地は自由貿易区域を含み、大規模な商業地域の建設が予定されており、同公社から入手した資料によれば自由貿易区域内の工業需要家の電力需要を含めて1982年末には最大需要40MWが必要とされている。しかし我々が検討した結果、この地域の最大需要として10MW程度が想定された。しかしVECO電力系統の商業需要家数および工業需要家数と比較して、この地域の需要家数の比率は1982年においてたとえ予定どおり計画が完成しても、10%以下であり1972年以降のVECOの需要家数の自然増の伸びの中で充分吸収出来るものと判断された。したがってこの地域の電力需要をVECO系統の電力需要に別途加算することは、プロバブルな想定では行なわず高めの想定において考慮した。

なお、過去の電力需要の伸び率を適用するにあたっては、1980年までは実績を用いるものとしたが1980年以降は新規需要家の加入にともない需要家一軒当りの消費電力量の伸びも、幾分

Table 5-4 Summary of Load Forecast for Cebu Island

	1st yr. 1972	3rd yr. 1974	5th yr. 1976	7th yr. 1978	9th yr. 1980	11th yr. 1982	14th yr. 1985	19th yr. 1990	Growth per annum	
									'72-'80	'80-'90
(1) Maximum demand										
MW	40.9	54.3	72.7	96.3	127.6	162.0	242.0	459.5	15.3 %	13.8 %
Cebu City area	"	0.4	0.8	1.1	1.5	2.0	3.0	6.0	18.0	15.0
Danao City area	"	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	3.3	1.5	2.4
Mactan area	"	0.8	1.1	1.4	1.8	2.3	2.8	3.8	6.0	13.9
Sogod area	"	1.3	1.7	2.1	2.7	3.3	4.1	5.5	8.7	12.4
Bogo area	"	0.7	1.4	2.1	2.9	3.9	5.0	7.1	12.1	23.8
Sibonga area	"	0.5	1.0	1.5	2.1	2.8	3.7	5.2	8.8	23.8
Toledo City area	"	0.3	0.6	1.0	1.4	1.8	2.4	3.4	5.7	23.8
Boljoon area	"	47.2	63.1	84.1	110.8	145.8	184.7	272.9	510.1	15.2
Total										
(2) Annual Production Energy										
CWH	215.1	285.6	382.0	506.3	670.9	851.4	1,271.7	2,415.0	15.3 %	13.8 %
Cebu City area	"	1.8	2.5	3.5	4.8	6.6	8.7	13.2	26.5	17.7
Danao City area	"	11.3	11.5	11.8	12.1	12.5	13.0	13.9	1.3	2.4
Mactan area	"	4.7	5.4	6.2	7.4	8.8	10.6	14.3	23.9	8.2
Sogod area	"	4.2	5.1	6.4	8.0	10.1	12.7	17.9	31.5	11.8
Bogo area	"	1.5	3.0	4.9	7.3	10.5	14.5	22.5	43.4	27.5
Sibonga area	"	1.1	2.2	3.6	5.4	7.7	10.6	16.5	31.7	27.5
Toledo City area	"	0.7	1.4	2.3	3.4	4.9	6.8	10.6	20.4	27.5
Boljoon area	"	240.4	316.7	420.7	554.7	732.0	928.3	1,380.6	2,608.3	14.9
Total										
(3) Annual Load Factor	%	58.3	57.5	57.0	57.0	57.1	57.3	57.8	58.2	-

Table 5-4 Probable Load Forecast For Cebu Island

	Unit	1st yr. 1972	2nd yr. 1973	3rd yr. 1974	4th yr. 1975	5th yr. 1976	6th yr. 1977	7th yr. 1978
(I) Cebu City Area								
1) Visayan Electric Co.								
No. of customers								
Residential	Thousand	39.0	42.2	45.6	48.2	51.4	55.0	58.8
Commercial	"	5.5	5.9	6.3	6.7	7.1	7.6	8.1
Industrial	"	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
Flat-rate	"	2.2	1.7	1.2	0.7	0	0	0
Street lightings	"	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
Gov. buildings	"							
Total	"	47.4	50.6	53.9	56.4	59.9	63.6	67.9
Consumption per customers								
Residential	MWh	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9
Commercial	"	7.2	7.9	8.7	9.5	10.5	11.5	12.7
Industrial	"	178.1	196.8	217.5	240.3	265.5	293.4	324.2
Flat-rate	"	0.4	0.4	0.4	0.4	-	-	-
Street lighting	"							
Gov. building	"	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
(Average)	"	(3.7)	(4.0)	(4.3)	(4.8)	(5.4)	(5.8)	(6.3)
Annual consumption								
Residential	GWh	47.2	55.3	64.3	73.8	84.8	97.9	112.9
Commercial	"	39.6	46.4	54.3	63.7	74.5	87.4	102.3
Industrial	"	78.4	92.5	106.6	125.0	148.7	173.1	201.0
Flat-rate	"	0.8	0.6	0.4	0.3	0	0	0

8th yr. 1979	9th yr. 1980	10th yr. 1981	11th yr. 1982	12th yr. 1983	13th yr. 1984	14th yr. 1985	19th yr. 1990	Growth rate per annum (%)	Remarks
63.0	67.4	72.1	77.2	82.6	88.3	94.5	132.5	7.0	
8.6	9.2	9.8	10.4	11.1	11.8	12.5	17.2	6.5	
0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.3	6.0	
0	0	0	0	0	0	0	0	-	
0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.9	7.0	
72.8	77.8	83.1	89.0	95.1	101.6	108.6	151.9	6.3	
2.1	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	2.9	3.9	8.0-6.0) See Table 5-3
14.0	14.0	14.9	16.0	17.1	18.3	19.6	29.4	10.0-7.5	
358.3	385.1	414.0	445.1	478.5	514.3	552.9	793.4	10.5-7.5	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	0	
(6.9)	(7.3)	(7.8)	(8.1)	(8.8)	(9.4)	(9.9)	(13.5)	7.6	
									('72-'85)
130.4	148.3	168.0	190.7	216.4	245.5	277.8	520.7	14.3	14.6
119.8	136.6	155.7	177.4	202.1	230.3	262.6	504.4	15.1	15.7
236.5	269.6	306.4	351.6	401.9	457.8	519.7	999.7	15.1	15.7
0	0	0	0	0	0	0	0	-	-

Table 5-4 Probable Load Forecast For Cebu Island (Cont'd)

	Unit	1st yr. 1972	2nd yr. 1973	3rd yr. 1974	4th yr. 1975	5th yr. 1976	6th yr. 1977	7th yr. 1978
Street lighting	GWh	7.4	8.0	8.5	9.0	9.8	10.4	11.4
Gov. building	"							
Total	"	173.4	202.8	234.1	271.8	317.8	368.8	427.3
2) Non-Utilities								
Aooja Glass Plant	GWh	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Total (1+2)	"	174.4	205.8	237.1	274.8	320.8	371.8	430.8
Transmission	%	18.0	17.5	17.0	16.5	16.0	15.5	15.0
Energy production	GWh	215.1	249.4	285.6	328.9	382.0	440.0	506.3
Annual load factor	%	60	60	60	60	60	60	60
Maximum demand	MW	40.9	47.5	54.3	62.6	72.7	83.7	96.3
(II) Danao city area								
1) Dancar Industries Inc.								
Energy sold	GWh	1.3	1.6	1.9	2.2	2.6	3.1	3.6
2) Non-utilities								
Total	"	1.3	1.6	1.9	2.2	2.6	3.1	3.6
Transmission loss	%	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Energy production	GWh	1.8	2.1	2.5	2.9	3.5	4.1	4.8
Annual load factor	%	50	50	50	50	50	50	50
Maximum demand	MW	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.1
(III) Mactan area								
1) Mactan Electric Co.								
Energy sold	GWh	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8

8th yr. 1979	9th yr. 1980	10th yr. 1981	11th yr. 1982	12th yr. 1983	13th yr. 1984	14th yr. 1985	19th yr. 1990	Growth rate per annum (%)	Remarks
11.9	12.7	13.5	14.6	15.7	16.7	17.8	24.9	7.0	7.0
498.6	567.2	643.6	734.3	836.1	950.3	1,077.9	2,049.8	14.7	15.1
3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0	0
501.6	570.2	646.6	737.3	839.1	953.3	1,080.9	2,052.8	14.7	14.9
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	-	
590.2	670.9	760.7	851.4	987.1	1,121.5	1,271.7	2,415.0	14.3	14.8
60	60	60	60	60	60	60	60	-	
112.3	127.3	144.7	162.0	187.8	213.4	242.0	459.5	14.3	
4.3	4.9	5.7	6.5	7.5	8.6	9.9	19.9	18.0-15.0	18.0% 1972-1980 15.0% 1981-1990
0	0	0	0	0	0	0	0	-	
4.3	4.9	5.7	6.5	7.5	8.6	9.9	19.9	-	
25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	-	
5.7	6.6	7.5	8.7	10.0	11.5	13.2	26.5	16.1	
50	50	50	50	50	50	50	50	-	
1.3	1.5	1.7	2.0	2.3	2.6	3.0	6.0	10.1	
1.9	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	5.0	9.0	

Table 5-4 Probable Load Forecast for Cebu Island (Cont'd)

	Unit	1st yr. 1972	2nd yr. 1973	3rd yr. 1974	4th yr. 1975	5th yr. 1976	6th yr. 1977
2) Non-Utilities							
General Milling Corp	GWh	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Civil aeronautic	"	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Total (1 + 2)	GWh	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2
Transmission loss	%	15	15	15	15	15	15
Energy production	GWh	11.3	11.4	11.5	11.7	11.8	12.0
Annual load factor	%	55	55	55	55	55	55
Maximum demand	MW	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
(IV) Sogod Area							
1) Utility & rural elect.	GWh	0.5	0.7	1.0	1.3	1.7	2.1
2) Non-utility	"	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Total (1 + 2)	GWh	3.5	3.7	4.0	4.3	4.7	5.1
Transmission loss	%	25	25	25	25	25	25
Energy production	GWh	4.7	5.0	5.4	5.8	6.2	6.8
Maximum demand	MW	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
(V) Bogo Area							
1) Utility & Rural Elect.	GWh	0.7	1.1	1.5	1.9	2.4	3.0
2) Non-utility	"	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Total (1 + 2)	GWh	3.1	3.5	3.9	4.3	4.8	5.4

7th yr. 1978	8th yr. 1979	9th yr. 1980	10th yr. 1981	11th yr. 1982	12th yr. 1983	13th yr. 1984	14th yr. 1985	19th yr. 1990	Growth rate per annum (%)
2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	0
6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	0
10.4	10.5	10.7	10.8	11.1	11.3	11.6	11.9	13.6	2.0
15	15	15	15	15	15	15	15	15	-
12.1	12.3	12.5	12.8	13.0	13.3	13.6	13.9	15.9	2.0
55	55	55	55	55	55	55	55	55	-
2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	3.3	2.0
2.5	3.0	3.6	4.3	5.0	5.8	6.7	7.7	14.9	20.5
3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0
5.5	6.0	6.6	7.3	8.0	8.8	9.7	10.7	17.9	9.5
25	25	25	25	25	25	25	25	25	-
7.4	8.0	8.8	9.7	10.6	11.7	13.0	14.3	23.9	9.5
1.8	2.0	2.3	2.5	2.8	3.1	3.4	3.8	6.0	11.7
3.6	4.3	5.1	6.1	7.1	8.3	9.6	11.0	21.3	20.5
2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0
6.0	6.7	7.5	8.5	9.5	10.7	12.0	13.4	23.7	11.9

Table 5-4 Probable Load Forecast For Cebu Island (Cont'd)

	Unit	1st yr. 1972	2nd yr. 1973	3rd yr. 1974	4th yr. 1975	5th yr. 1976	6th yr. 1977
Transmission loss	%	25	25	25	25	25	25
Energy production	GWh	4.2	4.6	5.1	5.7	6.4	7.1
Maximum demand	MW	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.4
(VI) Sibonga area							
1) Utility & rural elect.	GWh	1.1	1.6	2.2	2.9	3.7	4.5
2) Non-utility	"	0	0	0	0	0	0
Total (1 + 2)	GWh	1.1	1.6	2.2	2.9	3.7	4.5
Transmission loss	%	25	25	25	25	25	25
Energy production	GWh	1.5	2.2	3.0	3.9	4.9	6.0
Maximum demand	MW	0.7	1.0	1.4	1.7	2.1	2.5
(VII) Toledo city area							
1) Utility & rural elect.	GWh	0.8	1.2	1.6	2.1	2.7	3.3
2) Non-utility	"	0	0	0	0	0	0
Total (1 + 2)	GWh	0.8	1.2	1.6	2.1	2.7	3.3
Transmission loss	%	25	25	25	25	25	25
Energy production	GWh	1.1	1.6	2.2	2.8	3.6	4.4
Maximum demand	MW	0.5	0.7	1.0	1.2	1.5	1.8
(VIII) Bol-Joon area							
1) Utility & rural elect.	GWh	0.5	0.7	1.0	1.4	1.7	2.1
2) Non-utility	"	0	0	0	0	0	0
Total (1 + 2)	GWh	0.5	0.7	1.0	1.4	1.7	2.1
Transmission loss	%	25	25	25	25	25	25
Energy production	GWh	0.7	1.0	1.4	1.8	2.3	2.8
Maximum demand	MW	0.3	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2

7th yr. 1978	8th yr. 1979	9th yr. 1980	10th yr. 1981	11th yr. 1982	12th yr. 1983	13th yr. 1984	14th yr. 1985	19th yr. 1990	Growth rate per annum (%)
25	25	25	25	25	25	25	25	25	
8.0	9.0	10.1	11.3	12.7	14.2	16.0	17.9	31.5	11.9
2.7	3.0	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	5.5	8.7	11.4
5.5	6.6	7.8	9.3	10.9	12.7	14.7	16.9	32.5	20.5
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5	6.6	7.8	9.3	10.9	12.7	14.7	16.9	32.5	20.5
25	25	25	25	25	25	25	25	25	-
7.3	8.8	10.5	12.4	14.5	16.9	19.5	22.5	43.4	20.5
2.9	3.4	3.9	4.4	5.0	5.7	6.4	7.1	12.1	17.2
4.0	4.8	5.8	7.0	8.0	9.3	10.7	12.4	23.8	20.5
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
4.0	4.8	5.8	7.0	8.0	9.3	10.7	12.4	23.8	20.5
25	25	25	25	25	25	25	25	25	-
5.4	6.5	7.7	9.1	10.6	12.3	14.3	16.5	31.7	20.5
2.1	2.5	2.8	3.2	3.7	4.1	4.7	5.2	8.8	17.2
2.6	3.1	3.7	4.4	5.1	5.9	6.9	7.9	15.3	20.5
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
2.6	3.1	3.7	4.4	5.1	5.9	6.9	7.9	15.3	20.5
25	25	25	25	25	25	25	25	25	-
3.4	4.1	4.9	5.8	6.8	7.9	9.2	10.6	20.4	20.5
1.4	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.4	5.7	17.2

小さくなると考えられることからTable 5-3に示す如く実績より2~3%小さい値とした。

想定結果

V E C O系統における電力需要想定結果をTable 5-4に示す。この結果によれば1971年のM E R A L C Oの売電実績と比較してV E C Oの家庭用電力の需要家一軒当りの消費電力量がマニラの現在の消費水準に達するのは1982年、商業用の場合は1984年であり夫々10年、12年あとなる。なお工業用需要は工場の規模の相違からM E R A L C Oの消費水準とは比較にならない程低水準になる。

(2) ダンカー系統

ダナオ市を中心にコンボステラおよびカルメンをフランチャイズにもつダンカー電力会社は親会社であるユニバーサルセメントより電力の卸売をうけ送配電業務のみを行っている。親会社であるユニバーサルセメントは、ダナオ市近郊に精糖工場および製氷工場を有しこれらの発電設備と連系系統を構成し総発電設備出力23,200kWを有している。

ダンカー電力会社の1971年の売電実績および需要家数をTable 5-5に示めす。

Table 5-5 Energy Sold and Number of Customers in 1971

	Energy sold (thousand kWh)	No. of customers
Residential customers	883	1,473
Commercial customers	192	69
Flat-rate customers	7	24
Street lightings	36	1
Others	18	8
Total	1,136	1,575

1962年より1971年までの発電電力量の伸び率は18%であった。

この地域の電力需要はTable 5-6にみられる如くユニバーサルセメントを親会社とした3つの工業需要家の電力需要が圧倒的に大きい。これら工業需要家の発電設備は1970年に設置された2,100kWディーゼルユニット、5台を中心に、6,000kWおよび4,000kWのsteamタービンユニット、その他からなっている。1971年のこの地域の電力需要をTable 5-6に示めす。

この地域の電力需要を想定するにあたっては、すでに述べた如くプロバブルな想定としてはダンカー電力会社の電力需要のみを対象としたものを取り、3つの工業需要家の電力需要を含めたものを高めの想定とした。

なおダンカー電力会社の電力需要の伸び率については、過去の実績である18%を1980年まで適用し、1980年以降の伸び率は15%と想定した。Table 5-4に想定結果を示めす。

Table 5-6 Energy Production in 1971

	Maximum demand (kW)	Annual energy production (thousand kWh)	Annual load factor (%)
Universal Cement Co.	7,800	54,600	80
Danao Sugar Mill	300	1,050	40
Danao Ice Plant	400	3,200	91
Dancar Industries Inc.	400	1,520	43

(3) マクタン系統

マクタン電力系統はセブ市の対岸に位置するラブラブ市を中心とした電力系統である。発電設備出力は700kW、1971年の発電実績および売電実績をTable 5-7に示す。

Table 5-7 Performance of Mactan System in 1971

Installed capacity (kW)	700
Maximum demand (kW)	330
Energy production (thousand kWh)	1,184
Energy sold (thousand kWh)	970
Number of customers	1,177

マクタン島の電力需要としては上記マクタン電力系統以外に自家用発電設備を有するゼネラルミリングおよびマクタン島中央に位置するマクタン空港の電力需要が考えられる。

マクタン空港の発電設備は総設備出力3,405kW、最大ユニット容量400kWのディーゼル発電設備を有し、フィリピン空軍により運転保守が行なわれている。最大電力は1,200kWと想定され、空港内の電力需要の一部はマクタン電力からの受電が計画されている。現在の空港は1961年に完成し、滑走路の長さは約2,600m、巾45mを有し、マニラ空港に次ぐ設備を有して国内航空路のヴィサヤス、ミンダナオ諸島への中継空港としての役割を担っている。1970年の乗降客の1日平均は2,400人、民間旅客機の発着回数は1日平均86便であった。

1971年5月に作成されたマクタン空港の国際空港への格上に関するフィージビリティ報告書によれば、1期工事完成時の最大電力需要は2,240kW、2期工事完成時の最大電力需要は7,760kWと想定されている。しかし、これらの電力需要を現状で組込むことは、国際空港への衣替えの具体的な見通しがない現在困難であるので電力需要の対象としては考慮しないこととした。

以上述べた如くマクタン電力の供給区域における電力需要は、過去の電力需要の伸び率9%をもって現在の電力需要は伸びるものとし、一方マクタン空港内の電力需要は現状のまま推移するものとした。

マクタン島のセブ市側に位置するゼネラルミリングの最大電力需要はTable 4-6にみられる

如く500kW，年間電力量は2,500MWhであるので，プロバブルな想定として電力需要の対象として見込むものとした。

以上の電力需要想定結果をTable 5-4に示めす。

5-4-2 農村地域

配電協同組合

農村地域の需要想定はヴィサヤス地域に予定されている9つの電化計画の調査結果およびネグロス島ですでに発送配電業務を実施しているVRESCOの実績をもとに考慮した。

Table 5-8 Electrification and Energy Consumption by Sector (from Feasibility Report Prepared by NEA)

Electric Cooperative	Unit	Residential		Commercial		Irrigation		Public Buildings	
		1st year	10th year	1st year	10th year	1st year	10th year	1st year	10th year
1. Cebu									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	38	91	40	114	2,000	2,000	25	70
2. Iloilo									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	38	91	40	114	2,000	2,000	25	70
3. Antique									
Electrification	%	40	80	80	89	5	70	70	82
Consumption	kWh/mon.	30	75	32	90	2,000	2,000	25	70
4. Aklan									
Electrification	%	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumption	kWh/mon.	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Capiz									
Electrification	%	40	85	80	89	5	70	67	78
Consumption	kWh/mon.	30	75	35	105	2,000	2,000	25	70
6. Negros Occ.									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	35	90	40	105	2,000	2,000	25	70
7. Negros Or.									
Electrification	%	38	75	40	85	10	75	70	88
Consumption	kWh/mon.	30	75	35	100	2,000	2,000	25	70
8. Southern Leyte									
Electrification	%	42	83	80	89	5	75	60	78
Consumption	kWh/mon.	30	75	30	100	2,000	2,000	25	70
9. Bohol									
Electrification	%	40	85	80	89	5	70	80	89
Consumption	kWh/mon.	30	75	35	105	2,000	2,000	25	70

Table 5—8 に各コーポで想定されている運用初年度（1974）の電化率および各需要家別の消費電力量と10年後の電化率および消費電力量を示めす。

対象となった9つの電化計画は、地域により多少の差異はみられるが、大よそ操業開始初年度の電化率は50％、10年後に80％を目標にしている。

電化率

セブ島の農村地域の電力需要を想定するにあたってセブ島の電化率をいかに設定するかがまず問題となる。セブ島の農村は、PECTによって4つに分けられ1974年には地域1でのコーポが運営を開始することになっているが、その他残りの地域がいかなる形態でどのような順序で開発されるかは不明である。したがって国の電化目標である、1990年には全ての地域が電化されることを前提にして農村電化を考えた。即ち1974年に地域1で操業を開始すれば、農村地域の電化率が現在の5％から10％に上昇するのでこれを起点として毎年2％ずつ電化率が上昇し、1990年には42％に達するものとした。この42％の電化率を達成するために必要とされる工事費は付録に示めす如く、総額80百万ペソと推定される。NEAの予算が1972—74年において年平均200百万ペソであり、この水準が1990年まで継続するものと仮定すると総額は4,000百万ペソであり、セブ電化計画の全費用はこの2％である。セブの全フィリピンに対する人口比が4.5％であることからみても妥当な範囲と考えられる。

Table 5-9 Percentage of Each Sector to Number of Residential Customers
(From Feasibility Report prepared by NEA)

Electric cooperative	Number of Residential*	Commercial		Irrigation		Public building		Others	
		1st yr. (%)	10th yr. (%)	1st yr. (%)	10th yr. (%)	1st yr. (%)	10th yr. (%)	1st yr. (%)	10th yr. (%)
1. Cebu	11,064	3.4	4.0	0	0.4	2.3	2.2	1.7	1.0
2. Iloilo	9,590	4.1	9.1	0.3	1.4	3.8	3.0	1.8	1.1
3. Antique	12,045	2.5	2.8	-	0.3	2.4	2.1	2.1	1.1
4. Aklan	10,540	3.0	2.6	-	0.3	2.0	1.5	2.1	1.1
5. Capiz	7,684	5.3	5.7	0.1	1.5	6.5	5.8	2.4	1.2
6. Negros Occ.	14,162	2.3	9.0	-	0.2	1.1	0.9	1.7	1.1
7. Negros Or.	9,594	1.7	4.5	0.2	0.8	2.7	2.9	2.3	1.2
8. Southern Leyte	9,888	3.0	2.3	-	0.7	2.5	1.6	2.1	1.1
9. Bohol	10,034	3.0	3.1	-	0.4	3.0	2.0	2.1	1.0

Note: * number of residential customers to be supplied electricity in 1974

人口の増加

1960年および1970年の人口調査をもとに農村部の将来の人口増加率および家庭用電力の需要家1軒当りの人数を検討しその結果、年率1.1％の伸び及び1軒当り6人の数字を得た。

（セブ県の人口伸び率は2.0％、都市部は3.5％である）

需要家数及び単位消費電力量

Table 5-9に農村地域の電化後の家庭用電力の需要家に対する他のセクターの需要家の構成比率をNEAの9つのコーポラティブ計画につき示めた。セブ島の農村部における商業需要家の割合は上のコーポラティブ電化前の比率1.5～2.0%とVRESCOの実績1.2～1.3%より1.5%とした。

商業需要家の1軒当りの消費電力量はVRESCOの実績から家庭用の4倍とした。大口需要家については同様にして家庭用に消費される電力量の合計の10%とした。

1974年の家庭用電力消費量は、1軒当り月40kWhとし年間の伸び率を7%とすれば年度別には次の様な値をとる。

Year	1974	1980	1985	1990
kWh/month	40	60	84	118

上記の消費電力量は家庭用であり、これを各需要家の構成比率及び消費量から農村部の人口に対するものに変換し、年度別に求めるとTable 5-10の様になる。

なお農村部には自家発電設備を有する企業が存在するがこれらの電力需要は規模も小さく経済性がないと考えられるのでNPCにより信頼できる電力供給がなされれば自家発電をとりやめるものと考え需要想定に見込んである。

5-4-3 セブ全体の電力需要

(1) プロバブルな想定

以上の条件をもとにセブ首都圏および農村地域の電力需要想定を行い、地域別年度別に示したのがTable 5-4である。この場合各地域の年負荷率および送電損失率は過去の実績および将来の電力システムの構成をもとに想定した。

この結果、積上げ方式による電力需要の1980年および1990年の電力需要は発電端において夫々732百万kWh、2608百万kWhであり1972年および1980年からの伸び率は夫々14.9%、14.2%でマクロ想定値に近似している。最大電力は1980年には146MWに達し1990年には510MWとなり10年間平均の伸び率は夫々15.2%、14.2%である。

(2) 高めの想定

高めの想定とはセブ首都圏の最大電力需要3,000kW以上の自家用発電設備を有する工業需要、VECO電力システムの電力需要の伸び率をペソのフローティング制への移行による影響を除いた、1962年から1969年までの実績とした場合およびセブ市の土地造成区域の電力需要を別途想定した場合の、以上3つの電力需要をプロバブルな想定に加算したものである。この結果をプロバブルな想定と共にTable 5-11に示す。需要が高めの想定のように増加して行く場合は1977～1983の時点においてプロバブルな想定に基づいた開発計画は1年半早めることが必要となる。

Table 5-10 Load Forecast in Rural Cebu Excluding Industries

Year	Population (thousand)	Potential load (million kWh)	Electrification ratio (%)	Forecasted load (million kWh)
1 1972	785	63	6	3.8
2 73	795	67	8	5.4
3 74	804	74	10	7.4
4 75	814	80	12	9.6
5 76	823	86	14	12.1
6 77	833	93	16	15.0
7 78	843	101	18	18.2
8 79	852	109	20	21.9
9 80	861	118	22	26.0
10 81	871	128	24	30.7
11 82	880	138	26	36.0
12 83	889	150	28	41.9
13 84	898	162	30	48.5
14 85	907	175	32	56.0
15 86	916	189	34	64.2
16 87	924	204	36	73.4
17 88	933	220	38	83.7
18 89	941	238	40	95.1
19 90	949	257	42	107.8

Table 5-11 Higher and Probable Forecasts

Year		1972	1974	1980	1990
Higher forecast	Peak demand (MW)	58	78	189	740
	Energy demand (million kWh)	389	482	1,025	3,891
Probable fore- cast	Peak demand (MW)	47	63	146	510
	Energy demand (million kWh)	240	317	732	2,608

5-4-4 NPCの需要想定との比較

我々のプロバブルな需要想定とNPCのフィージビリティ報告書の中で行なわれている想定との比較を次に示めた。

Table 5-12 Comparison with NPC Forecast

Year		1975	1980	1985
NPC forecast	Peak demand (MW)	75	133	220
	Energy demand (million kWh)	387	675	1,129
Probable forecast	Peak demand (MW)	73	146	273
	Energy demand (million kWh)	364	732	1,381

NPCの想定に比し我々の想定は1978年までは低く1979年以降はやゝ高めの結果が得られている。これはNPCの想定が1972年より自家発の需要をとり入れているため最初はNPC側が大きく出ているものである。一方伸び率はNPCがやゝ控え目にVECO地域において12.5%と考えたのに対し我々は過去の実績より14%としたことの違いである。

工業需要では我々の方が控え目となっている。いずれにしても新規電源の投入が必要と予想される1975～1978年においてはいずれの想定によってもその差は少なく1975年まで8MW、1977年では3MWとなっている。

第6章 電源開発計画

6-1 電源開発計画策定の方針

電源開発計画は第5章で想定した将来の需要を充足するため必要な各種電源をいついかなる順序で建設するのが最も経済的であるかを検討するものである。

開発計画で我々の対象とする期間は1973年以降1987年までの間であるが、1974年までの供給力については時間的に間に合わぬので実質的には1975～1987である。電源開発計画の策定にあたって経済性の追求を第1の目標とする。需要想定の結果によると今後のセブ電力システムの需要は年率15%の高率で増加して行く。

これに対応するために1985年に必要な発電設備は予備力を含め現状の約6倍が必要であり250 MWの追加が必要である。この発電設備及び関連する送変電設備の増強に必要な資金はぼう大な額にのぼる。所要資金の大半を諸外国よりの援助ないしは融資に頼らざるを得ないフィリピンとして資金の最も有効な活用を計り如何に安く、如何に多くの電力を供給するかに努めなければならない。経済性の追求という点については従来充分なる考慮が払われていないきらいがあったが今回の設備計画においてはこの視点に立って選択を行なうものとする。

6-2 電源開発計画策定の年順

セブ島には長期電源開発計画の対象となる水力も、地熱発電もないので検討の対象は各種電源の組合わせユニット容量の検討にしばられる。

- (1) 1987年までの需要想定に必要予備力を加えて開発必要量を定める。
- (2) 素材となる各種電源（スチーム、ディーゼル、ガスタービン）については立地条件、単機容量、系統投入時期等につき検討を加える。
- (3) 上の素材を適宜に組合わせて需給バランスを満足し所要の予備力を確保できる代案を幾つか用意する。
- (4) 代案につき技術経済的検討を加えて一定の技術的レベルを保ち経済性のすぐれたプランを選定する。経済性の検討には建設費のみならず今後の系統の発電原価の動向も考慮する。
- (5) 選定された開発案につき詳細な所要資金を算出し資金計画を作成する。又経済性の評価を行なう。

6-3 必要開発量

6-3-1 供給予備力

必要開発量は第5章で得た需要想定値に予備力を加えたものとする。予備力は需要予測の狂い或いは供給設備の事故など予測していない事態が発生しても供給に重大な支障を来すことなく安定して電力を供給するための余裕設備である。本報告書においてはこの予備力を需要最大負荷の10%として計画する。

N P C の報告書においてはその系統に含まれる最大ユニット 1 台分の出力をもって予備力としているが今回はこの考えは採用しない。又これからも系統容量が充分大きくなるまでは採用しないことを強く勧告する。その理由は次の通りである。セブの電力系統の規模は小さく現在の最大ユニットは V E C O の 5 MW ディーゼルである。この様に小規模なユニットの電源ではスケールメリットによる発電原価の低減を期待することが出来ず高い電力しか生産できない。ユニット容量を大きくしようとするすると予備力として最大ユニット 1 台分の考えを採用する限り少くとも同容量のユニット 2 台を同時に必要とすることになりかなりの先行投資となる。この先行投資は経済的に正当化されないものと考えられる。例えば開発計画案の比較の項において詳細に示される如く 1977 年のピーク需要 100 MW を賄うために最大ユニット 1 台分を予備力とする場合には、全設備容量は 243 MW, 10% 予備力とする場合は 157 MW となりその差は 100 MW 近い。初期投資額の差は kW 当り 200 ドルと考えると 17 百万ドルに達する。勿論これは極端な例でありユニット台数がふえて行くにつれて差は少くなる。それでも我々の試算では 1975 ~ 1987 年の期間で約 10 百万ドルとなった。

現在 N P C に課せられている課題は如何にして安い電力を豊富に供給するかということであることを考え、比較的発生頻度の低い事項に対する配慮から経済性を捨てるべきではないと考える。

最大ユニット停止に対する考慮

10% の予備力しか保有せずに系統容量に比しかなり大きいユニットを導入する時には、その最大ユニットが停止した場合の系統の状況及び対策について予め考えておく必要がある。停止は定期的点検のための停止と事故による停止がある。前者は例えばボイラーの点検のため 1 年に 1 度 1 月の間の停止作業とか、タービンのために 1 ~ 2 年に 1 度 1 月 ~ 1.5 月程度の作業停止である。これらの実施時期は系統の需給状態を考えて早めたり遅らせたりの調整は可能である。

事故により停止はユニット容量が系統規模に比し大きいので系統に大きな損害を与えることになろうが問題はその頻度と対策である。

フィリピンにおける実例がないので日本におけるデータから推定すると 50 ~ 125 MW 級の火力ユニットの事故による年間平均停止率は (停止率 = $\frac{\text{停止時間}}{\text{暦日時間}} \times 100$) 1.4%, 件数にして年間約 4 件である。この 4 件の事故のうち上で考えた様な重大かつ緊急停止を伴うものは 1 件とみられ他の 3 件は事故が検知されて系統から事故ユニットを切り離すまでに負荷の制限あるいは断他の電源による発電力の増加など給電指令操作によって処理できるものである。系統には大きな被害を与えずに済む。

年間 1 件程度の重大事故時は系統が全停止するがこれはやむを得ないものとし事故後の復旧を急ぐべきである。この際自己起動の出来るディーゼル・ガスタービンなどがあれば早期に復旧出来るよう。

なお、後述の開発計画案 G S - 2 により実際の系統につき供給力予備力の関係を検討すると次の通りとなる。

Table 6-1 Peak Demand and Reserve Capacity

	1977	1978	(in MW) 1979
Required capacity (A = B + C)	80	122	142
Reserve capacity (B = 10% x C)	7	11	13
Peak demand (C)	73*	111	129
Supply capability (D)	106	156	156
Balance (E = D - A)	26	32	14
Total reserve capacity (F = B + E)	33	48	27

* VECO system only ...

即ち予備力は10%を目標としているが現実にはそれ以上あるのでこれを最大限に利用する。

1977年には総合供給予備力(上表のF)は33MWあり最大ユニットは25MWであるから問題ない。1978年にはこれは45MWに対し最大ユニットは50MWとなるのでやゝ不足するが何とか対処できよう。1979年になると予備力は27MWに減少するので50MWユニットの脱落時には23MWの不足となる。1980年には次の50MWユニットが投入され予備力に余裕ができるので1979年における50MWユニットの定期点検を1980年初めまで持ちこすとか或いは1980年初投入の50MWユニットを多少早めることなどにより定期点検による停止には充分対処できる。従って10%予備力での運用は可能と考えられる。

ピーク時供給力

長期電力計画作成に当って将来の電力供給設備のうちピーク供給能力がどの程度系統から要求されるか検討する。

供給力のうちには種々の特性をもつものがあり、スチームタービンの様に一定負荷での連続運転に適しているが変動負荷に追従するのが困難なものである反面がスタービンの様に変動負荷に対する電力供給にきわめて適したものがあり系統の要求に従ってこれら種々の供給力をもっともよく組み合わせるよう考える必要がある。ディーゼルはベースロードにもピークロードにも使える。

Table 6-2 Peak Load Forecast

	1977*	1978	1980	(in MW) 1985
Total peak demand (including 10% reserve)	106	122	161	300
Average load	67	79	105	195
Peak portion	37	43	56	105
Short peak portion	16	18	24	45

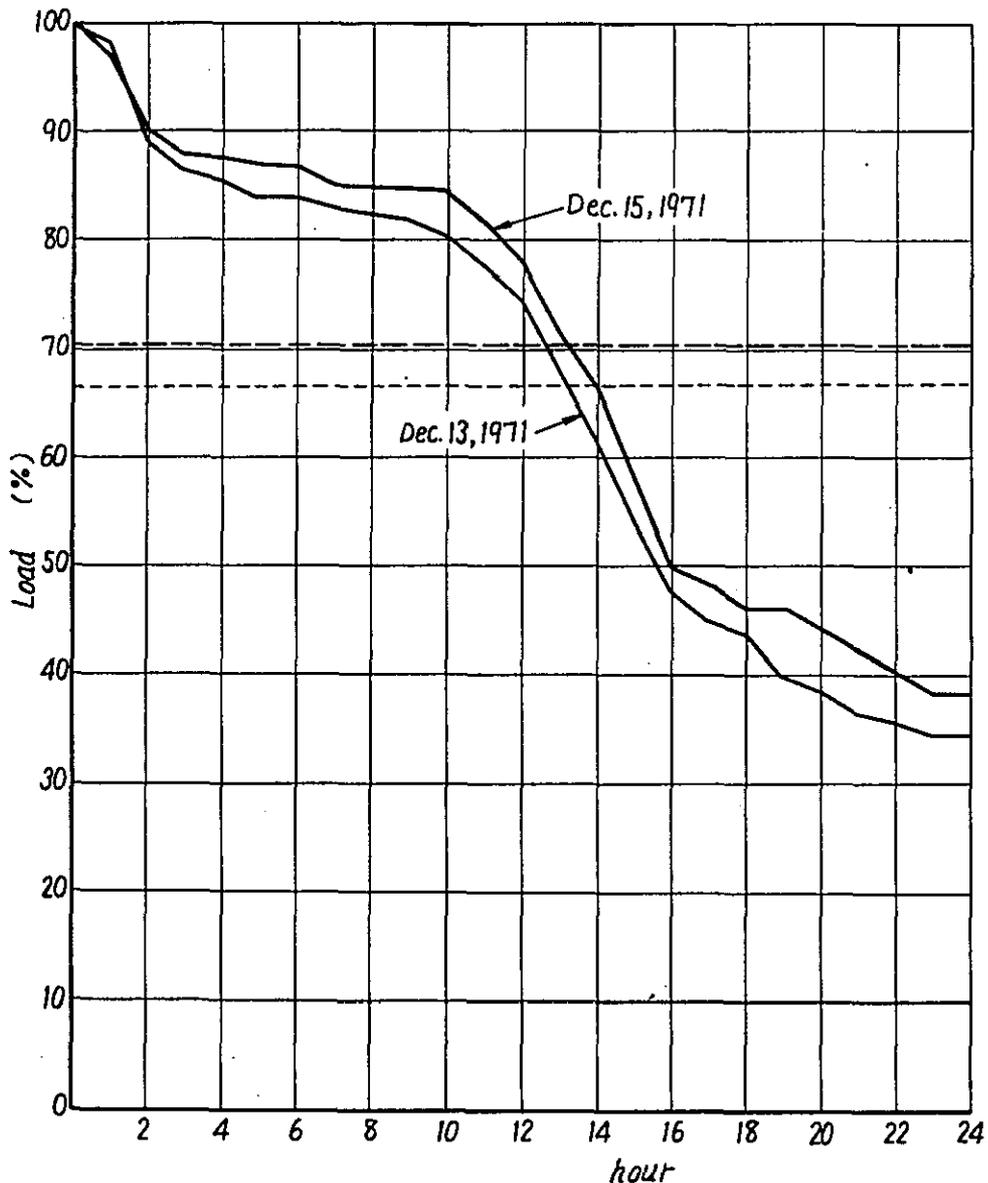
*VECO system only

第4章に述べた様にVECO系統の日負荷率は現在65~70%程度、年負荷率は約60%が記録されて居りこれらの値は今後もあまり変化しないものと推定される。1日の平均負荷を上まわる負荷をピークロードとすると Fig 6-1 の日負荷持続曲線から判る様にこの系統には継続時間12時間程度で35%程のピークが存在しこのうち継続時間2~3時間で系統容量の15%程度のかかなり急峻なピークが(短時間ピークと云う)存在する。この様な急激な短時間ピークに対応するには水力発電のないセブ系統ではガスタービン又はディーゼルによるのが一番よい方法である。1985年までのこのピーク部分の大きさを想定すると次表の通りとなる。

一方VECOの所有設備のうち老朽火力をのぞいたディーゼルは1973年に33MWとなり下図のピークロード部分をこのディーゼルが負担するとすれば1977年には4MW、1978年には10MW、1980年に23MWの新規ピーク供給力が必要とされる。1985年にはこれは約70MWに達する。このうち短時間ピークだけでも45MWが必要である。

開発計画作成に当っては上のピーク供給力に対する必要性を考慮するものとする。

Fig. 6-1 Daily Load Duration Curve in VECO Grid



6-4 発電プロジェクト

セブ島には水力発電も地熱発電の計画もないので将来の電源開発計画は全て化石燃料に頼らざるを得ない。現在この目的に使用できるのはスチームタービン、ガスタービン、ディーゼルエンジンの3種である。各機種の特長は発電計画の面より考えると次の通りである。

(1) スチームタービン

現在発電用として最もポピュラーな機種で発電設備の主力をなすものである。他の機種はスチームタービンの代案として考えられる。ユニット容量も小は数万kWから100万kW以上の広範囲に製作されている。

- (a) 効率は他機種よりよい
- (b) 起動停止及び負荷変動には長時間を要する
- (c) 建設期間は約3年を要する
- (d) 多量の冷却水を必要とする
- (e) ブラックスタートは出来ない

従ってスチームタービンはベースロード供給用に最適である。

なお、セブ島には石炭資源があるが安定供給に欠ける面があるのでスチームタービンは全て重油専焼で考える。

(2) ガスタービン

航空機用エンジンにおける技術革新を発電に応用して成功した例で10MW, 25MW, 50MWなどと標準化されてパッケージ形として製作されている。

- (a) 建築費はもっとも安くスチーム、ディーゼルの約半分で済む
- (b) 燃料は通常軽油灯油を使用する。効率は3機種中一番劣るためkWh当りの燃料代はもっとも高い
- (c) 運転制御は容易で短時間に起動停止できる。ブラックスタートが出来る
- (d) 短納期で発注より現地据付完了運転開始まで1年以内も可能である。
- (e) 冷却水の補給を不要とすることが出来る
- (f) 出力が周囲温度に大きく左右される
- (g) かなりの騒音を発するので設置場所が人家に近い場合には消音器など考慮する必要がある

以上より考えて電力不足の急場をしのぐ場合とかピーク供給力として最も適当であろう。

(3) ディーゼル エンジン

ディーゼル エンジンも古くから非常に幅広く使用されている発電設備で出力も数10kWから最近では10MW程度まで製作される様になった。

- (a) 効率は比較的高く重油燃焼が可能であるため燃料費はユニット容量が小さいにも拘らずスチームタービンと同程度である
- (b) 建設費はほぼ火力に近い
- (c) 内燃機関であるため頻繁な点検保守を要する

- (d) 起動停止は容易で負荷広動性もよい
- (e) 騒音、振動はかなりある
- (f) 納期冷却水などはスチームタービンとガスタービンの中間
- (g) ユニット容量に限度があるため発電所容量として5万KW程度が限度であろう

以上各機種の特長から考えるとセブ電力系統では長期的にはスチームタービンをベースロード供給用としガスタービンまたはディーゼルエンジンを負荷調整用として使う計画が妥当性を有することが想像される。

火力発電の標準事項及び発電原価

1975-78年頃系統に投入を期待される容量を50~75MWと考えこれに対応する各機種の標準的な諸元及び発電原価を試算し表6-3に示した。

Table 6-3 Basic Figures of Various Power Plants

	Gas turbine	Diesel engine	Steam turbine	Steam turbine
Plant capacity (MW)	50	50	100	150
Unit capacity no. of unit (MW x No.)	25 x 2	10 x 5	50 x 2	75 x 2
Plant factor (%)	30	60	70	70
Annual energy production (million kWh)	131	263	614	920
Station service use (%)	1.0	2.0	7	6
Annual available energy (million kWh)	130	257	592	864
Thermal efficiency at sending end (%)	24	35	32	34.5
(BTU/kWh)	(14,320)	(9,840)	(10,760)	(9,960)
Annual fuel consumption (10 ³ klit.)	51.7	64*	155	217
Unit construction cost (US\$/kW)	95	190	195	185
Construction cost (thousand US\$)	750	9,500	19,500	27,600
Foreign currency (%)	90	85	80	80
Domestic currency (%)	10	15	20	20
No. of persons for O & M	15	24	120	140
Service life	33	18	33	33

Note: * Lubricating oil of 525 tons is not included

ガスタービンは25MWユニットがすでに多くの製作実績を有しているので25MW×2台で考えた。ディーゼルエンジンは10MWユニット製作実績は多くはないがあり、2~3年先では当然10MWのユニットの時代と予想されるので10MW×5台で考えてある。スチームタービ

ンは50MW及び75MWの2機種として夫々2台の原価を算定してある。原価算定の条件は次の通りである。

Table 6-4 Conditions for Energy Cost and Annual Cost Calculation of Power Plant

Interest Rate	
Foreign currency	3.5% and 7.5%
Domestic currency	7%
Depreciation	
Steam turbine	3.03%
Gas turbine	3.03%
Diesel engine	5.5%
Annual salary	US \$ 1,200/person
Repair and maintenance cost	2% of construction cost
Fixed cost	80%
Variable cost	20%
Miscellaneous cost	0.2% of construction cost
Administration cost	8% of total operation and maintenance (O & M) Cost
Fuel cost	
Bunker C	as shown in Table 6-5
I. D. O.	- ditto -
Lubrication oil	US \$ 320/metric ton

Table 6-3の火力発電所の諸元において建設費は現時点において国際入札において達成可能と考えられるものに基いている。

耐用年数及び償却はNPCにより採用されている基準を使用した。但しガスタービンについてはNPC基準はないので同タービンがスチームタービンとほぼ同じ条件であるからスチームと同じとしている日本の例に倣った。

各発電所の年経費

発電所の年経費は固定費と可変費に分けて考える。固定費とは発電所の発生電力量に無関係に支出される費用で金利、償却の資本費、運転保守員の給料、修善費他の運転維持費、管理費から成りその資本費が約70%運転維持費が25%をしめる。可変費は発生電力量により変るもので燃料費が97%をしめ他に修善費、管理費の1部が入る。公租公課および関税はNPCは免除されるので除外してある。これら経費は耐用年数間にわたって毎年均等に支出されるものとして計算する。年経費算定に使用した諸条件はTable 6-4の通りである。

燃料費については3通りのケースを考慮してTable 6-5に掲げた。

Table 6-5 Fuel Cost

	Bunker C			I.D.O. *		Remarks	
	mill/lit. centavos/lit.	Peso/mill BTU	mill/lit. centavos/lit.	Peso/mill BTU			
Case 1	13.65	9.15	2.31	21.33	14.29	3.97	Cost of Bunker C based on contracted price in Bataan Thermal Power Plant as adjusted as of June 1972; cost of I.D.O. estimated from those of cases 2 and 3.
Case 2	20.45	13.70	3.46	31.72	21.25	5.90	Costs of Bunker C and I.D.O. based on bulk sale price to government organization, effective Dec. 1972 (in Cebu).
Case 3	24.25	16.25	4.10	38.43	25.75	7.14	Costs of Bunker C and I.D.O. based on the quotation of oil company on a bulk sale basis, Dec. 1972.

Note: * For gas turbine

Table 6-4 中燃料費は1972年後半におけるセブ島での政府機関に対する卸売価格によったものである。

一方NPCは1967年9月エッソスタンダードイースタン社との間にパターン火力発電所に対する燃料供給に対する契約を締結して居りこれによると高粘度バンカーCの基準価格100万BTU当り1.1ペソである。NPCによると価格調整条項によりこれは1972年6月において2.31ペソと考えられ、この値段に比らべると政府価格は50%アップである。

燃料代はOPECの攻勢により今後もかなり急騰することが予想されているが上のNPC購入実績があること及び政府機関に対する卸売りで想定されている取引量は比較的小さいものと判断されるのに対しNPCの発電用の使用量にはかなり大きな差があるものと考えられる。更に今後火力発電はますます増加し1985年には1978年の使用量の3.6倍と飛躍的増加が予想されている。従ってパターン火力ベースで考えれば今後の値上りが年率6%程度に抑えられればパターン火力の燃料が高粘度バンカーCであることを考慮してもセブ火力の運開する1977年末頃でも充分1ℓ当り0.137ペソの価格で購入することが可能であろうと想定される。

いずれにしても燃料代はセブ電力系統の発電原価に大きく影響を与えこれは直接需要家の料金に反映されるのでNPCは大量の永続的な購入であることを考え極力購入値段を低く抑える様努力すべきである。

以上により求めた発電原価の要約をTable 6-6及びFig 6-2に示す。

ガスタービンは燃料としてI・D・Oを使用し、利用率が低いのでkWh当りの可変費は最も高いがKW当りの固定費は最も安い。スチームとディーゼルではスチームが幾分安くなっている。

6-5 開発計画案

開発計画の作成方針

前項までの調査・検討によって必要開発量及び開発計画作成に使える発電機種は判明したのでこれらに基きほぼ同じ効果を有する開発計画案を作成し最も技術的経済的にすぐれたものを選定して今後実施すべき開発計画とする。開発計画は如何に需要を満たすのかでなく如何に経済的に需要を満たすのが最大の問題点である。経済性については建設費のみでなくその開発計画を行なった時の系統全体の発電原価の動向についても充分な吟味がなされなければならない。

既設の供給力

開発計画の基本となる需要はTable 4-5に示した通りである。必要開発量にはピーク需要の10%の供給予備力が含まれている。以下開発計画のバランスは全て年単位で行なう。1972年末における供給力はTable 6-7に示す。これは全てVECOの供給力である。

VECOの供給力増設計画によると1973年前半に5,000kWディーゼル1台の増設が行なわれることになってすでに工事が行なわれている。

1974年以降について着手された計画はない。又NPCがセブにおいて電源開発を行なうことになれば当然VECOは従来電源開発のために投じていた資金を配電部門に投ずる様になるものと考えられる。これはフィリピン政府の電力政策からしても充分想定される。従って1974

年以降 V E C O は電源の拡充を行わないとの想定において以下の開発計画を策定する。

この際考慮したことは建設所要時間と需要増加の速度より次の様に仮定した。

建設工期

火力発電所の標準的工期は発注から3年と見なされる。工事着手までに融資及び実施設計に1973, 74年を要することを考えると1977年中に完成し開発計画上では1978年からの電力需給にしか貢献できない可能性が強いことになる。

一方ディーゼル及びガスタービンは短納期であり現地据付期間も短いので発注より1~1.5年

Fig. 6-2 Effect of Fuel Cost on Energy Cost

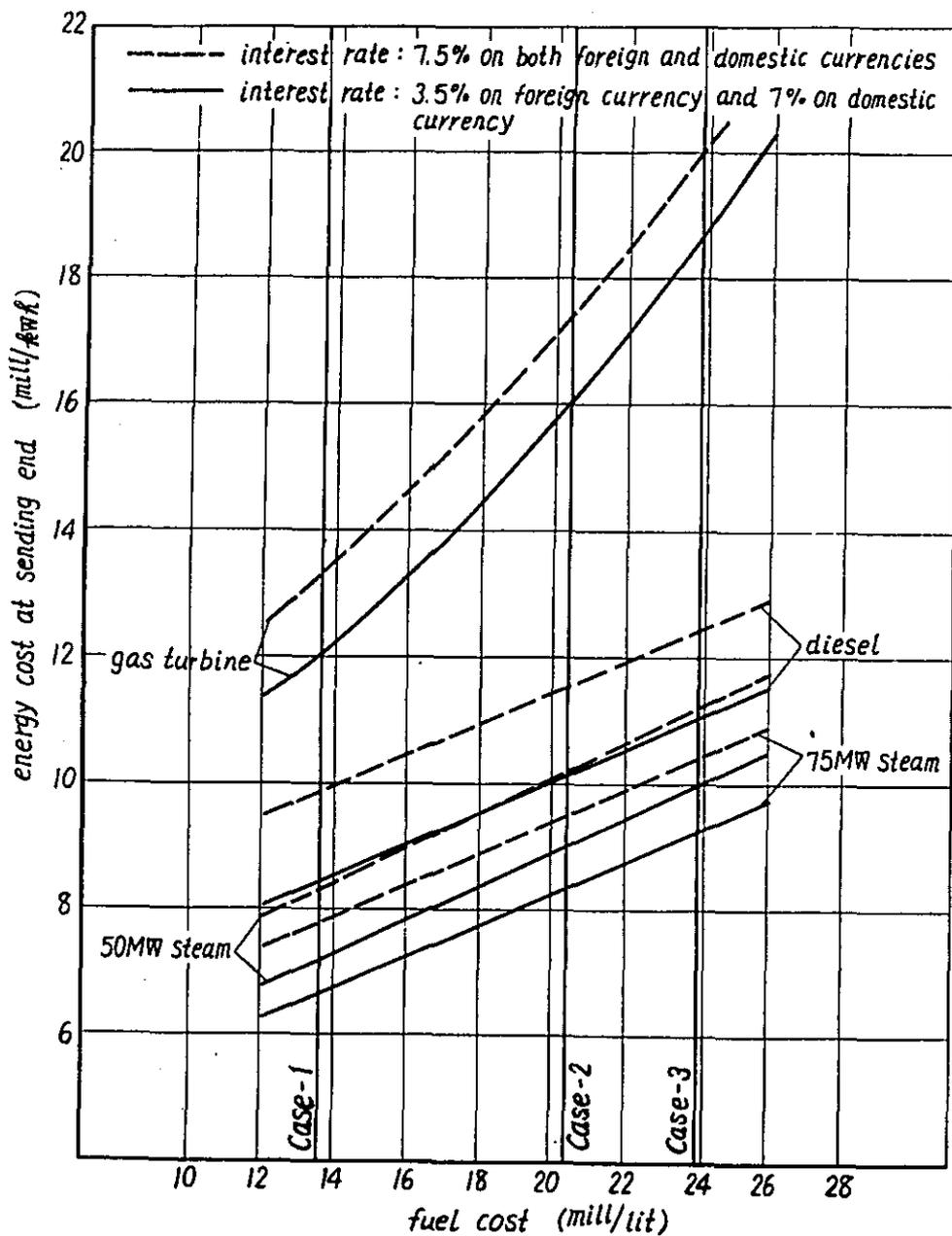


Table 6-6 Energy Cost of Various Plants

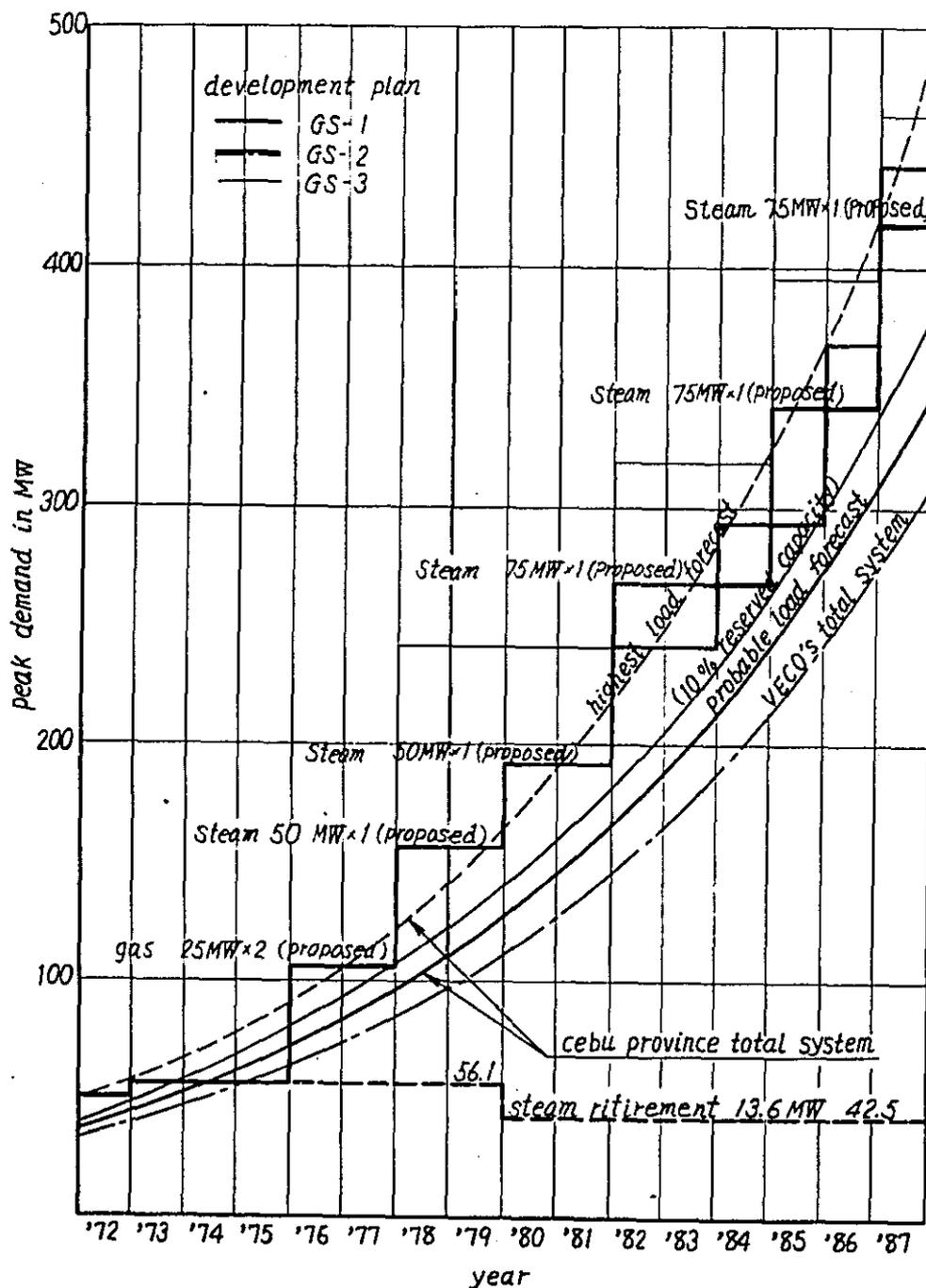
Fuel cost: Case 2 Interest Rate: 3.5% on foreign currency
7.0% on domestic currency

	Gas turbine		Diesel		Steam turbine		Steam turbine					
	25MW x 2	Total	10MW x 5	Total	50MW x 2	Total	75MW x 2	Total				
	Fixed cost: Var. cost:		Fixed cost: Var. cost:		Fixed cost: Var. cost:		Fixed cost: Var. cost:					
Interest	183	-	183	382	-	382	819	1,160	-	1,160		
Depreciation	144	-	144	527	-	527	590	836	-	836		
O & M cost	102	21	123	196	42	238	487	86	573	654	121	775
Wages	(18)	-	(18)	(29)	-	(29)	(144)	-	(144)	(168)	-	(168)
Repair	(76)	(19)	(95)	(152)	(38)	(190)	(312)	(78)	(390)	(442)	(110)	(552)
Others	(8)	(12)	(10)	(15)	(4)	(19)	(31)	(8)	(39)	(44)	(11)	(55)
Administration	8	2	10	16	3	19	39	7	46	52	10	62
Fuel cost	-	1,640	1,640	-	1,467	1,467	-	3,178	3,178	-	4,438	4,438
Total	437	1,663	2,100	1,121	1,512	2,633	1,935	3,271	5,206	2,702	4,569	7,271
Fixed cost/kW (US\$)	8.74		22.42		19.35		18.01					
Variable cost/kWh (mill)	12.79		5.88		5.72		5.29					
Total		16.15	10.25		9.10		8.42					

Table 6-7 Present Supply Capability as of December, 1972

	Installed Capacity (kW)
Thermal	13,600
Diesel	37,500
Total	51,100

Fig. 6-3 Development Program (Gas - Steam Turbine)

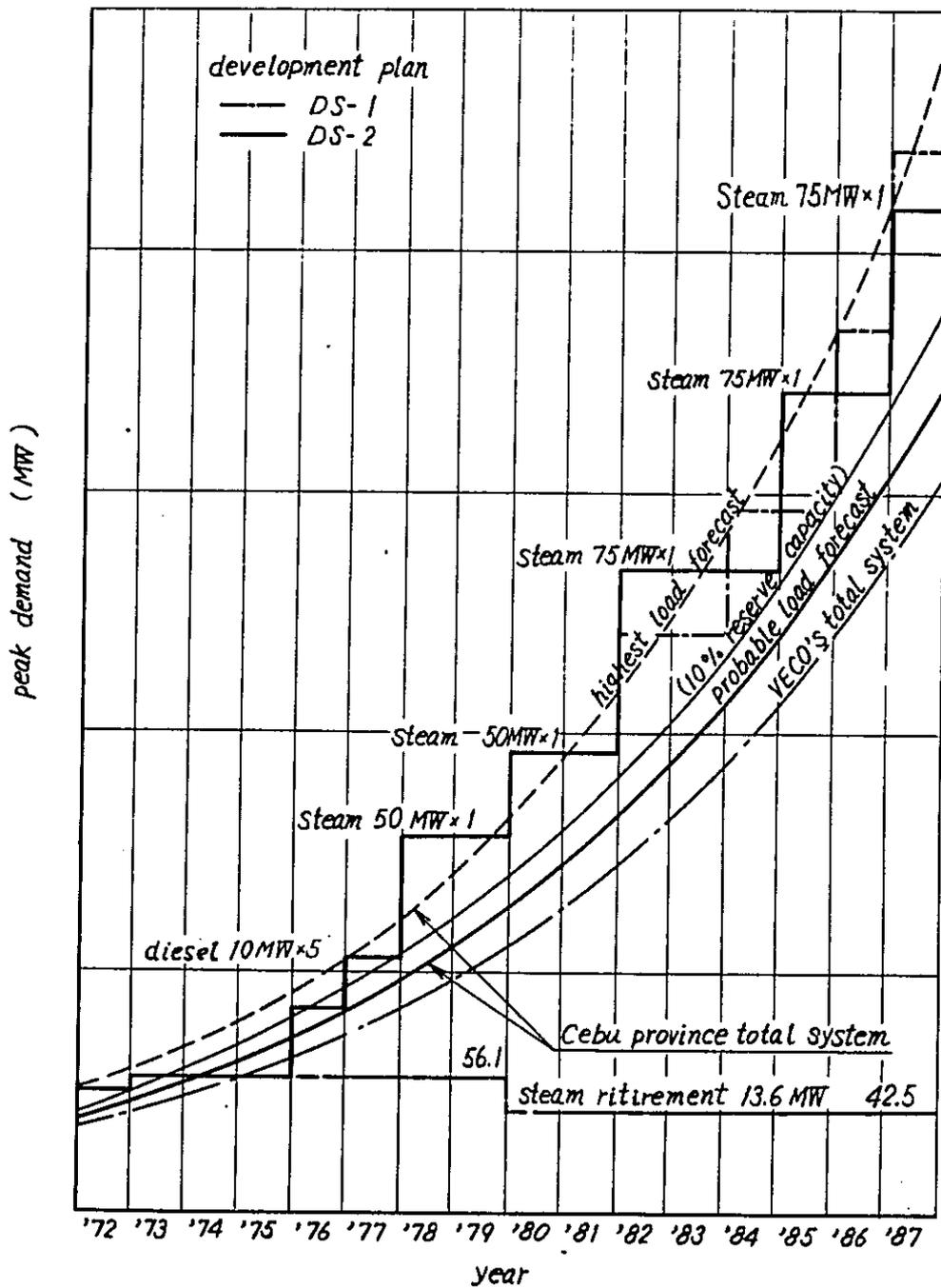


で運転開始が期待できよう。従って1975年中に完成76年初頭より発電することは可能と考えられる。

以上より1974年75年の電力不足を今から満すことはむずかしく1976年、77年についてはディーゼル及びガスタービンにより可能である。

1978年以降は火力によることができる。

Fig. 6-4 Development Program (Diesel Engine - Steam Turbine)



需要増加のテンポ

需要増加のテンポは1975年頃年12MWであるが1980年には20MWとなり、4～5年で100MW増加することになる。この様なかなり急激な増加に対しては極力ユニット容量の大きな機種によって対処しなければならないということである。ディーゼルエンジンは出力が最大で10MW程度と考えられる。

従って火力発電が投入可能となる時期以降は火力又はガスタービンが採用されることとなろう。

なお上記のVECOの供給力のうちスチームタービンは第2次大戦中の製品でかなり老朽化して居るので供給力に余裕が出来た時点で廃止されるものとする。

ディーゼルエンジン発電機は最も古いものでも1964年の設置であるので開発計画期間中使用するものとした。

需要バランス

上で求めた必要開発量とVECOの供給力によるバランスを1974年～78年についてとると次のようになる。但し1977年まではVECO系統のみの開発量とし1978年は全セブ島の開発量をとっている。

Table 6-8 Supply and Demand Balance (1974-1978)

Year	(in MW)				
	1974	1975	1976	1977	1978
Peak Demand	59.6	69.0	80.0	92.3	121.0
Supply Capability	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6
Balance	-8.0	-17.4	-28.4	-40.7	-69.4

Note: Power demand until 1977 is that of VECO, and in 1978 it includes the entire Cebu.

上表に見る如く1974年末においてすでに8MWの電力不足を生じ1975年には17.4MWとなる。77年で41MW、78年には約70MWとなる。

開発計画案

上記の電力不足を解消し可能な限り低価格で電力を供給するためにスチーム、ガス、ディーゼルの組合せによる開発計画案を幾つか作成した。

上の考察に基き1987年までの開発計画案として次の5案を準備した。計画に組入れた機種及び出力は系統規模、製作可能出力などを考え火力50MW75MW、ガスタービン25MW及びディーゼル10MWである。但し火力75MWユニットは系統規模から考えて1982年以降にしか投入しないこととしてある。

結局火力発電の入りうる1978年前の電力不足を救うものはガスタービン及びディーゼルしかなく逆に1978年以降にディーゼル又はガスタービンを投入することも前述の系統容量増加の

Table 6-9 kW and kWh Balance in Cebu System

Plan GS-2

	Unit	1969	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Max. demand	MW	84.1	96.6	110.8	128.7	145.8	165.0	184.7	213.0	241.3	272.9	309.0	350.0
Energy requirement	GWh	421	483	555	645	732	829	928	1,073	1,219	1,381	1,567	1,777
Installed capacity													
VECO	MW	56.1	56.1	56.1	56.1	42.5*	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5
NPC	"	50	50	100	100	150	150	225	225	225	300	300	375
Total	"	106.1	106.1	156.1	156.1	192.5	192.5	267.5	267.5	267.5	342.5	342.5	417.5
Available energy production													
VECO	GWh	310	310	265	265	201	201	201	201	201	201	201	201
NPC	"	130	173**	416	416	702	702	1,134	1,134	1,134	1,566	1,566	1,998
Total	"	440	483	681	681	903	903	1,335	1,335	1,335	1,767	1,767	2,199
Reserve capacity	MW	22	9.5	45.3	27.4	46.7	27.5	82.8	54.5	26.2	69.6	33.5	67.5
"	%	26	10	41	21	32	17	45	26	11	26	11	19
Reserve energy	GWh	19	0	126	34	171	74	407	262	116	386	200	422
"	%	5	0	23	5	23	9	44	24	10	28	13	24

Note: * Steam turbines of 13.6 MW (5.0 MW steam x 2 units, 1.8 MW steam x 2 units) will be retired.

** Plant factor of gas turbines is 39%.

テンポ及び必要ピーク供給力の点で現実的でなく火力発電以外は考えられなかった。従ってガスタービンとスチームの組合せ及びディーゼルとスチームの組合せのみである。

なお比較のために供給予備力について1978年以降NPCレポートの如く最大容量機の1台分を持つという考え方に基く開発計画をも作成した(GS-3案)。但し、1975年まではガスタービンとした。

計画案の符号にGSのあるものはガスタービンとスチームの組合せでありDSはディーゼルとスチームの組合せをあらわしている。名案ともTable 6-9に1例を示す様にkW及びkWhの両供給力において各年の系統の要求を満す様新規電源を組入れ作成してある。

(1) GS-1案

1976	25 MW x 2	gas turbine
1978	50 MW x 1	steam turbine
1980	50 MW x 1	ditto
1982	50 MW x 1	ditto
1984	50 MW x 1	ditto
1986	75 MW x 1	ditto
1987	75 MW x 1	ditto
<hr/>		
Total	400 MW	

この案の開発計画は次の通り

即ち2台のガスタービンの後50MWユニットのスチームを4台投入する案である。

(2) GS-2案

1976	25 MW x 2	gas turbine
1978	50 MW x 1	steam turbine
1980	50 MW x 1	ditto
1982	75 MW x 1	ditto
1985	75 MW x 1	ditto
1987	75 MW x 1	ditto
<hr/>		
Total	375 MW	

50MWユニットのスチームを2台投入後75MWユニットを採用してユニット容量の格上げによりスケールメリットを狙ったものである。

(3) GS-3案

1976	25 MW x 2	gas turbine
1978	75 MW x 2	steam turbine
1982	75 MW x 1	ditto
1985	75 MW x 1	ditto
1987	75 MW x 1	ditto
<hr/>		
Total	425 MW	

これは25 MW x 2台のガスタービンを投入する所はGS-1, GS-2と同様であるが1978年以降は予備力の考え方を最大ユニットの1台分としたものでNPCレポートに対する比較のために作成したものである。1978年より75 MWユニットを採用している。

(4) DS-1案

1976	10 MW x 3	diesel engine
1977	10 MW x 2	ditto
1978	50 MW x 1	steam turbine
1980	50 MW x 1	ditto
1982	50 MW x 1	ditto
1984	50 MW x 1	ditto
1986	75 MW x 1	ditto
1987	75 MW x 1	ditto
<hr/>		
Total	400 MW	

この案はGS-1のガスタービン部分をディーゼルにおきかえたものでディーゼルエンジンは台数が多いので1976年と77年に分けて投入してある。

(5) DS-2案

1976	10 MW x 3	diesel engine
1977	10 MW x 2	ditto
1978	50 MW x 1	steam turbine
1980	50 MW x 1	ditto
1982	75 MW x 1	ditto
1985	75 MW x 1	ditto

1987	75 MW x 1	ditto
Total	375 MW	

この案はGS-2のガスタービンをディーゼルにおきかえたものである。
各案の投入計画をまとめてTable 6-10に示す。

Table 6-10 Installation Schedule in Alternative Plans

Year	(in MW)				
	GS-1	GS-2	GS-3	DS-1	DS-2
1976	50	50	50	30	30
77	-	-	-	20	20
78	50	50	150	50	50
79	-	-	-	-	-
80	50	50	-	50	50
81	-	-	-	-	-
82	50	75	75	50	75
83	-	-	-	-	-
84	50	-	-	50	-
85	-	75	75	-	75
86	75	-	-	75	-
87	75	75	75	75	75
Total installed capacity	400	375	425	400	375

開発計画の評価

Table 6-10で示した5つの開発計画は多少その設備規模は異なるがほぼ同じ機能をもつものと考えられるので便益は同じとみなし評価は所要資金（又はkW当り所要資金）及び発電原価の2つの面より行なうこととした。考慮した範囲は発電設備のみとし関連送変電設備は各案に共通として考慮しなかった。

(1) 建設費

建設費はスチームタービンについては建設期間3年と考え25：50：25%の割合で支出されるものとした。

ディーゼルは2年とみて20：80%としガスタービンは建設期間も短いので1年間で全支出が行なわれるとした。又厳密に云えば火力機の1号機と2,3号機の建設原価には差があり、1号機が高く2,3号機と安くなるがここでは各案の比較であるのでこれらの平均値をとってある。

1974～1986年間にわたって支出される全投資額を割引率を用いて1974年初にもどしたものをTable 6-11に示した。

(2) 発電原価

1976年より1987年までの各GS-2開発計画案に基づく年間の発電経費及び発電原価をTable 6-13に示す。

年間の発電経費はTable 6-6で算出している年間の固定費及びkWh当り可変費を用いて次の様に算出した。

全需要電力量よりVECOの設備による発電々力量を差引いた残りを各年度における最大ユニットにより分担発電し未だ供給力が不足する時は順次単機容量の小さい火力で発電する。スチームのみで不足する時はディーゼル又はガスタービン発電をも使用する。火力発電の可能発生電力量はTable 6-3に示す如くプラントファクター70%としてディーゼルは60%ガスタービンは30%として計算してある。

各火力ユニット及びディーゼル、ガスタービンなどの発生電力量が求めれば kWh 当り可変費が求まり固定費と合わせて全経費が求められる。

これらの経費は運転開始以降耐用年数間にわたって毎年均等に支出されるものとした。

各案の比較

Table: 6-11及びTable 6-12に各開発計画案の比較を示した。

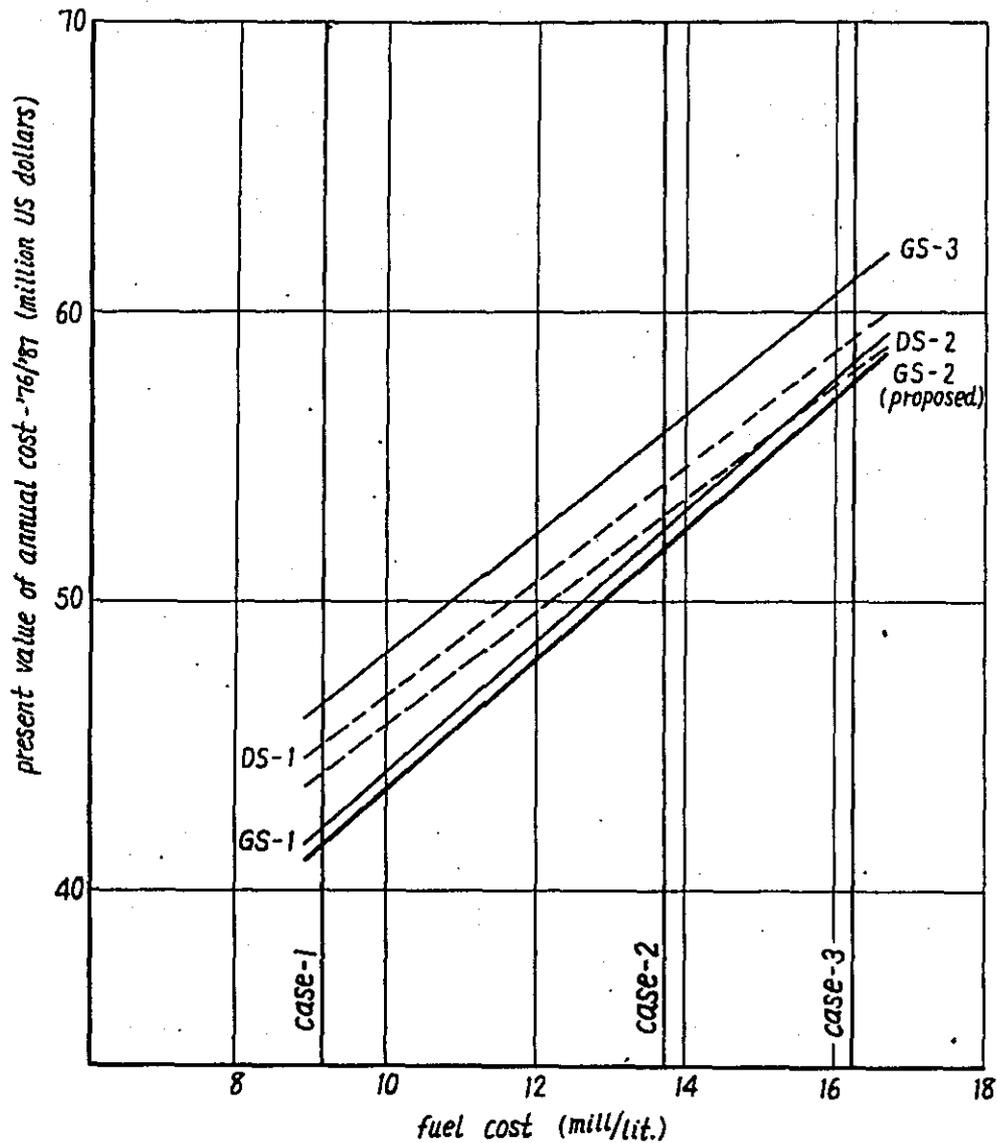
まず建設費については各案により設備出力が異なるが総建設費においてGS-2案が最も安く次いでDS-2、GS-1案の順となっている。kW 当りでは大きなユニットを採用しているGS-3案がもっとも安くGS-2、GS-1がこれに続いている。支出年度の相違を考慮して、1974年初における現在価値では割引率7%のときGS-2案が最低であり2位GS-1、以下DS-2、DS-1、GS-3となった。この順位は割引率を4~10%に変化させても変わらない。

次に1976~1987年の間における年経費についてみると金利を外貨3.5%内貨7%とした場合燃料コストはケース2この時もっともこの期間の年経費が少いのはGS-2案でありGS-1、DS-2、DS-4、GS-3と続く。燃料費がこれよりも安いケース1では全く同様であるが高い場合のケース3では2位と3位が入れ変りGS-2、DS-2、GS-1、DS-1、GS-3となったがGS-2は変わらない。この年経費を各年における発電々力量（発電所出口におけ

Table 6-11 Comparison of Alternative Plans in Construction Cost

Plan	Priority	Total construction cost		Present worth in 1974 (thousand US \$)		Total output (MW)
		Thousand US \$	\$/kW	Discount rate		
				7%	10%	
GS-1	2	71,350	179	43,290	35,890	400
GS-2	1	65,650	175	41,140	34,310	375
GS-3	5	73,750	174	49,870	42,850	425
DS-1	4	76,100	190	47,330	39,680	400
DS-2	3	70,400	188	44,860	38,110	375

Fig. 6-5 Present Value of Annual Cost



る)にて割った発電原価を求めたものをFig 6-6及び6-9に示した。

GS-1案及びGS-2案では1975, 76年においてガスタービンによる発電のために発電原価は高いが1978年スチームの運開により急激に低減し1983年頃より10ミル/kWhの線をわり1987年には9.5ミル/kWhとなる。

GS-3は1978年の設備投入量が過大なため発電原価の低減が遅れる。1984年以降はGS-1, GS-2, とほぼ同じとなっている。

DS案では最初からあまり高くはないが低減もゆっくりして10ミル/kWh以下となるのは1985~86年となっている。

上述の建設費及び年経費の両面より判断してGS-2案がもっともすぐれており、これにGS-1が続くことが判明した。DS案はガスタービンに比し初期投資が大きいためGS案より下位となった。GS-2案は25MW×2台のガスタービン, 50MW×2台のスチーム及びその後

Table 6-12 Comparison of Alternative Plans in Annual Cost

(Thousand US dollars)

Plan	Priority	**Case 1		***Case 2		****Case 3	
		Total	Present worth* in 1976	Total	Present worth* in 1976	Total	Present worth* in 1976
GS - 1	2	73,260	42,250	90,870	52,570	100,960	58,520
GS - 2	1	72,320	41,850	89,600	51,980	99,440	57,810
GS - 3	5	79,360	46,560	95,400	55,970	104,420	61,290
DS - 1	4	78,240	45,140	94,160	54,220	103,310	59,320
DS - 2	3	75,830	44,100	91,530	53,050	100,260	58,040

Note: *Discount rate is set at 7 percent

		Bunker C	I.D.O.
** Case 1:	Fuel cost	13.65 mills/lit. (9.1 centavos/lit.)	21.33 mills/lit. (14.29 centavos/lit.)
*** Case 2:	"	20.45 mills/lit. (13.70 centavos/lit.)	31.72 mills/lit. (21.25 centavos/lit.)
**** Case 3:	"	24.25 mills/lit. (16.25 centavos/lit.)	38.43 mills/lit. (25.75 centavos/lit.)

7.5 MWユニットを投入する案でありこれらのユニットはガスタービンを含めていずれも過去に充分の製作実績があり技術的には問題はない。従ってこの案をもってセブ島の電力系統を構成して行くものとする。

第1期の工事概要

前述のスタディによりGS-2案が現段階で技術的にも経済的にも最も妥当と考えられることが判明したのでセブ電力系統の開発計画はこの案に基き行なわれることを勧告する。

とりあえずの第1期工事としては2.5 MWのガスタービンユニットを2台、1975年中に完成し1976年からの電力需給に貢献させると共に本格的な火力発電を目指して1978年初めより50 MWのスチームタービン第1号機を運転開始させるものとする。

これに関連してセブ全島の電化達成の骨組を形成するためセブ島の殆どの町をカバーする送電網を整備するものとしVECO系統との連系は1976のガスタービンの運転にあわせて行ない残りの農村地域への送電は1978年までに実施するものとした。

6-6 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セブ島に集中電源と送電網を建設することによってセブ電力系統を形成しセブ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。然しこのプロジェクトの実施機関であるNPCはヴィサヤ地域事務所が1972年8月に開設されたばかりであり、セブ島には電力設備は一切持っていない。この様な現情を考えこのプロジェクトの

Table 6-13 Power Development Program Annual Cost and Energy Cost (GS - 2)

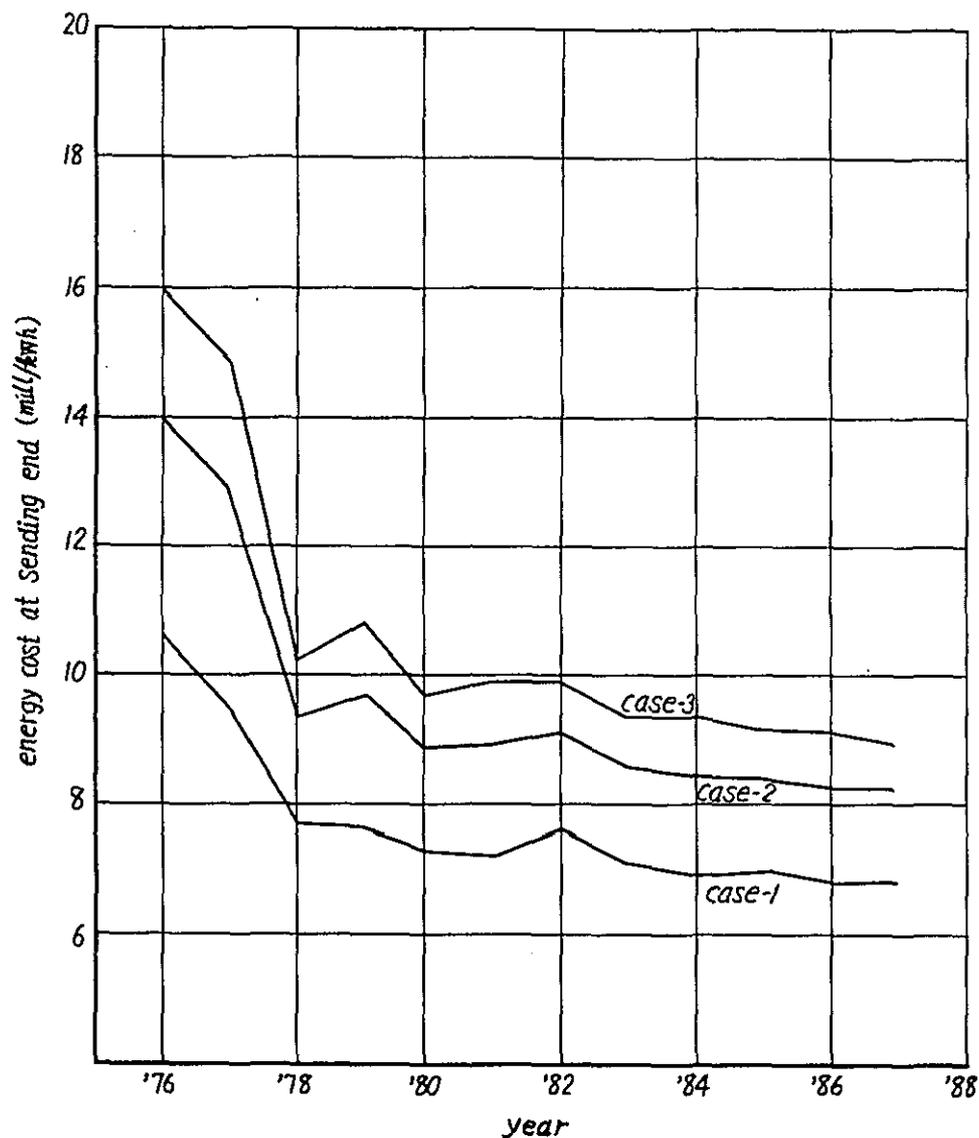
	Unit	1 1976	2 1977	3 1978	4 1979	5 1980
Required capacity						
Gas turbines	MW	50	50	50	50	50
Steam turbines	"	-	-	50	50	100
Energy requirement						
VECO plants	GWH	421	483	555	645	732
Gas turbine units	"	310	310	265	265	201
50 MW steam units	"	111	173	14	104	8
75 MW	"	-	-	276	276	523
(1) Fixed cost						
Gas turbines	10 ³ \$	437	437	437	437	437
50MW steam units	"	-	-	968	968	1,935
75 " "	"	-	-	-	-	-
Total	"	437	437	1,405	1,405	2,372
(2) Variable cost						
i) Case 1						
Gas turbines	10 ³ \$	961	1,498	121	900	69
50 MW steam	"	-	-	1,068	1,068	2,024
75 " "	"	-	-	-	-	-
Total	"	961	1,498	1,189	1,968	2,093
ii) Case 2						
Gas turbines	"	1,419	2,212	179	1,330	102
50MW steam	"	-	-	1,578	1,578	2,991
Total	"	1,419	2,212	1,757	2,908	3,093
iii) Case 3						
Gas turbines	"	1,716	2,674	216	1,607	123
50MW steam	"	-	-	1,863	1,863	3,530
75 " "	"	-	-	-	-	-
Total	"	1,716	2,674	2,079	3,470	3,653
(3) Annual cost (1 + 2)						
Case 1	"	1,398	1,935	2,594	3,373	4,465
Case 2	"	1,856	2,649	3,162	4,313	5,465
Case 3	"	2,153	3,111	3,484	4,875	6,025
(4) Unit energy cost						
Case 1	mill/kWh	12.60	11.18	8.94	8.88	8.41
Case 2	"	16.72	15.31	10.90	11.35	10.29
Case 3	"	19.40	17.98	12.01	12.83	11.35
(5) Present value in 1976						
Discount rate (7%)	-	0.935	0.873	0.816	9.763	0.713
Case 1	10 ³ \$	1,307	1,689	2,117	2,574	3,184
Case 2	"	1,735	2,313	2,580	3,291	3,896
Case 3	"	2,013	2,716	2,843	3,720	4,296

Note:

	Variable Cost (mill/kWh)		
	Case 1	Case 2	Case 3
Gas turbine	8.66	12.79	15.46
50MW steam	3.87	5.72	6.75
75 " "	3.58	5.29	6.24

6	7	8	9	10	11	12	Total
1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	
50	50	50	50	50	50	50	-
100	175	175	175	250	250	325	-
829	928	1,073	1,219	1,381	1,567	1,777	-
201	201	201	201	201	201	201	-
76	0	9	80	1	68	4	-
552	313	449	524	351	470	330	-
-	414	414	414	828	828	1,242	-
437	437	437	437	437	437	437	5,244
1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	17,416
-	1,351	1,351	1,351	2,702	2,702	4,053	13,510
2,372	3,723	3,723	3,723	5,074	5,074	6,425	36,170
658	0	77	692	8	588	34	5,606
2,136	1,211	1,737	2,027	1,358	1,818	1,277	15,724
-	1,482	1,482	1,482	2,964	2,964	4,446	14,820
2,794	2,693	3,296	4,201	4,330	5,370	5,757	36,150
972	0	115	1,023	12	869	51	8,284
3,157	1,790	2,568	2,997	2,007	2,688	1,887	23,241
4,129	3,980	4,873	6,210	6,399	7,937	8,508	53,425
1,174	0	139	1,236	15	1,051	61	10,012
3,726	2,112	3,030	3,537	2,369	3,172	2,227	27,429
-	2,583	2,583	2,583	5,166	5,166	7,750	25,831
4,900	4,695	5,752	7,356	7,550	9,389	10,038	63,272
5,166	6,416	7,019	7,924	9,404	10,444	12,182	72,320
6,501	7,703	8,596	9,933	11,473	13,011	14,933	89,595
7,272	8,418	9,475	11,079	12,624	14,463	16,463	99,442
8.23	8.83	8.05	7.78	7.97	7.65	7.73	-
10.35	10.60	9.86	9.76	9.72	9.52	9.47	-
11.58	11.58	10.87	10.88	10.70	10.59	10.45	-
0.666	0.623	0.582	0.544	0.508	0.475	0.444	
3,441	3,997	4,085	4,311	4,777	4,962	5,409	41,853
4,330	4,799	5,003	5,404	5,828	6,180	6,630	51,981
4,843	5,244	5,514	6,027	6,413	6,870	7,310	57,809

Fig. 6-6 Trend of Energy Cost of GS-2 (Fuel Cost: Case 1, 2 and 3)



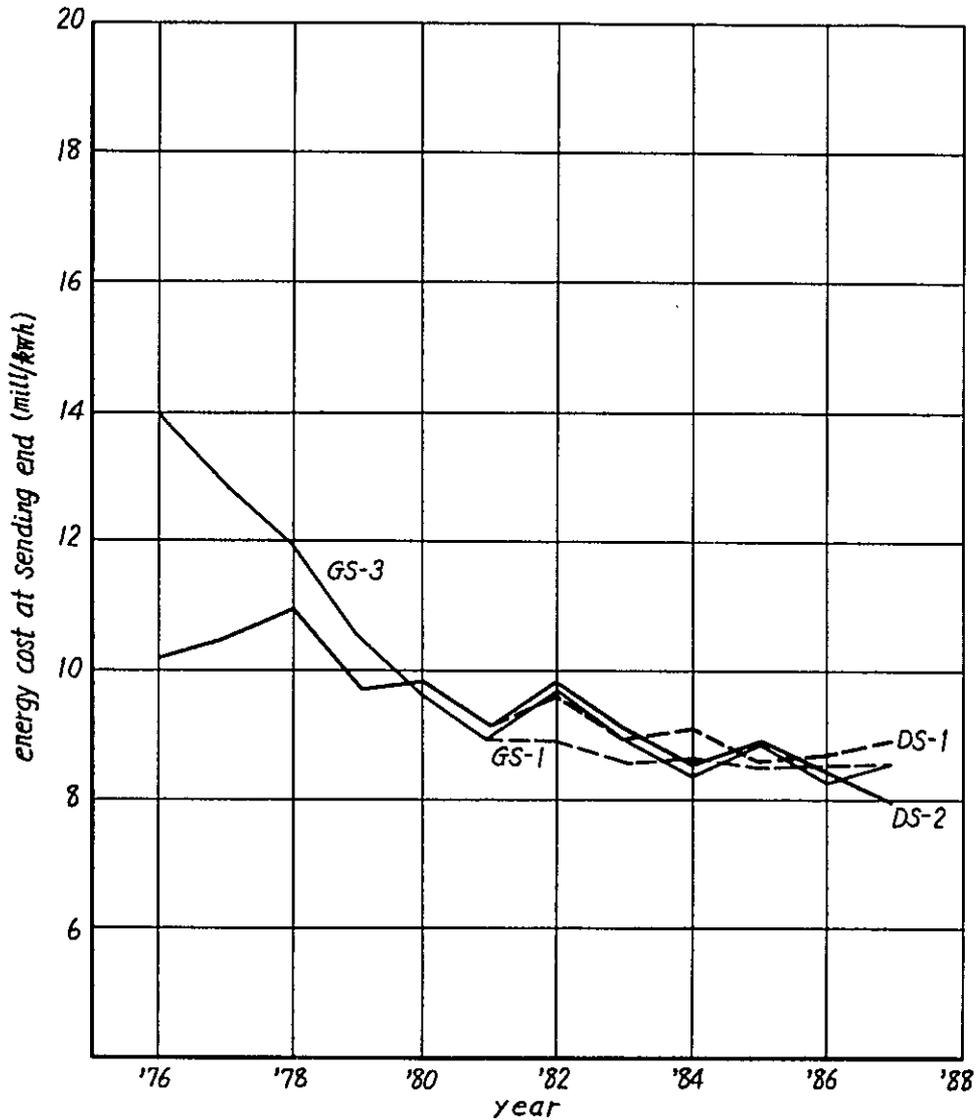
より円滑なる遂行を計り所期の目的を充分發揮できるようにするため下記の施策をとることを勧告する。

(1) セブ電力系統委員会

セブ島で最大の電力事業者はVECOであり、セブ全島の電力需要の90%以上をその供給区域下に擁している。VECOは現在その需要を賄うために必要な発電設備を全て所有し運転している。1972年11月7日付の大統領令No.40によりNPCは発送変電部門の建設運用に当り配電事業はCooperative及び民間電気事業者等により行なわれることは国の政策として明らかにされているのでセブ島においてNPCが発送変電設備をもちVECOに電力を売ることには別に問題はない。

しかし、NPCの最大の需要家でもあるVECOとの完全な協調なしにはセブ電力網の完全な

Fig. 6-7 Trend of Energy Cost (Fuel Cost-Case 2)
excluding GS-2



建設も又運用も不可能と考えられる。

従ってNPC及びVECOとの間にセブ電力系統委員会（仮称）とでも称すべき連絡機構を設け常に緊密なる連絡の下にプロジェクトを推進する必要がある。この委員会で討議されるべき議題は次の如きものと考えられる。

需給状況

受給地点の決定、その具体的受渡方法

送变电計画

技術仕様の統一

系統運用上の諸問題

系統運用上の諸問題（電力潮流・電圧及び負荷制御）

老朽設備廃止の時期

Table 6-14 Investment Schedule (Plan GS-2)
(in thousand US dollars)

Power Plant	Year of Completion		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Total
			Total	FC	DC	Total	FC									
Gas turbine 25MW No. 1 & No. 2		Total	4,750													4,750
		FC	4,270													4,270
		DC	480													480
Steam turbine 50MW 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
75MW 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
		FC									2,800	6,080	2,160			11,040
		DC									700	1,520	540			2,760
Total		Total	7,150	5,400	4,350	5,400	5,450	7,600	2,700	3,500	7,600	7,600	7,600	7,600	2,700	13,800
		FC	6,190	4,320	3,480	4,320	4,360	6,080	2,160	2,800	6,080	6,080	6,080	6,080	2,160	65,650
		DC	960	1,080	870	1,080	1,090	1,520	540	700	1,520	1,240	1,520	540		52,990

FC : Foreign currency

DC : Domestic currency

VECO 以外には小規模な電気事業者しか存在せず VECO とはだいぶその事情を異にするが同様趣旨の委員会を持つことがやはり必要と思われる。

(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は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、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ところ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。パターン火力 1 号機 (75 MW) が NPC 最初の火力発電所であり、引続き 2 号機 (150 MW) 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。セブ系統で採用予定の火力発電はユニット容量 50 MW で規模から云ってパターン火力を下廻り NPC の 3 台目のスチームタービンであるガスタービンはフィリピンでも最初のユニットとなるので事前に充分な訓練をつんでおく必要がある。NPC の技術者は従来からのいきさつに上り土木技術者の層は厚いが電気技術及び機械技師の数は充分とは云えないようである。特に実際に火力発電所を建設し運営して行く上で中心的存在となる中堅技術者が不足していると考えられるのでこれからの養成計画はこの辺に重点がおかれるべきと考える。

以上を考慮して作成した訓練計画 (案) は次の通りである。

特に火力発電所は従前に比しかなり自動化がとり入れられて来たとは云え未だ多くの人手を要する。幸い NPC のパターン火力 2 号機も建設中であり、積極的にオンザ ジョブ トレーニングを実施することを計画した。

運転員の 1/3 以上はセブ火力の運転に際して経験者である様配慮した。

送変電設備関係については NPC は充分な経験を有しているので特別の訓練計画はたてなかった。又次にのべる需要想定及び開発計画の関係では NPC の計画能力を強化するためのトレーニングを計画に折込んである。

(3) 需要想定及び開発計画の見直し

この報告書に記載されている需要想定は最も新しいデータに基き各種の将来計画等をも勘案して作成されたもので現時点で最も信頼できるものと信ずるが需要想定は本来不変のものではなく多くの仮定の上に組立られたものである。経済の変動は 1970 年の変動制相場の採用などに見られる如く何人にも予測し難い側面をも有して絶えず変動しており電力需要も又これにより変動を免れない。従って計画者又は企業者は需要想定に使われた条件に変更を来たしていないか常に吟味すると共に最新のデータをもって需要想定を最新なものとしておかなければならず開発計画も常に修正されていなければならない。

我々の報告書においては NPC の技師達がこの様な修正作業を容易に行ないうる様需要想定及び開発計画の項においてはその手法を詳細に記述してある。これに基き少くとも年 1 回前年の電

Table 6-15 Training Program

No.	Class	Engineer	Man-month	Objective	Place of training
1	Senior engineer	Electrical	1 x 2	planning and supervision of steam power plant	electric power utility and manufacturer's shop abroad
2	Middle class	Electrical Mechanical	3 x 9	supervision of construction work of steam power plant	Bataan thermal power plant Philippines
3	ditto	Architectural (or civil) Electrical Mechanical	2 x 9	ditto	electric power utility abroad
4	ditto	Electrical Mechanical	2 x 4	detailed design and preparation of specification	electric power utility abroad
5	ditto	Electrical Mechanical	2 x 6	operation and maintenance of steam turbine	Batan thermal power plant Philippines
6	ditto	Electrical Mechanical	2 x 3	operation and maintenance of gas turbine	manufacturer's shop and electric power utility abroad
7	ditto	Electrical	1 x 3	load forecast and development program	electric power utility abroad
8	Operator	Electrical Mechanical	15 x 3	operation and maintenance	Bataan thermal power plant Philippines

Fig. 6-7 Training Schedule

Training Number	1974	1975	1976	1977	Remarks
1	■				planning and supervision
2	□	□			supervision of construction
3		■			supervision of construction
4	■				design and specification
5			□		O & M of steam turbine
6		■			O & M of gas turbine
7			■		load forecast & development program
8			□ □ □ □ □ □ □ □	□ □ □ □ □ □ □ □	O & M of steam turbine operator

■ Training abroad
 □ Training within the Philippines

力統計が入手した時点での見直しを強く勧告するものである。

(4) 燃料費について

第6章の開発計画及び第8章の経済評価において明らかな如く燃料費の発電原価に占める割合は約60%に及ぶので燃料費の10%の上昇は発電原価に6%の上昇をもたらす。これは最終的には需要家が負担することになる。

燃料価格は種々の外的要因により影響されNPCの努力の範囲外のこともあるが電気事業者として良質で安い電気を供給して行く上で安い燃料の入手は不可欠の要素であるのでこの点に充分の努力を傾ける必要がある。

特に長期間安定した値段で購入できる様パターン火力の例も参考にして契約を結ぶことを勧告する。

第7章 プロジェクトの概要

7-1 発電所

7-1-1 発電所地点の選定

一般に、火力発電所地点を選定する場合は、次のような条件に留意しなければならない。すなわち、

- (a) 電力需要の中心地に近いこと。
- (b) 複水器冷却用水およびボイラー用水が十分に得られること。
- (c) 必要な敷地面積が確保でき、土地価格があまり割高でないこと。
- (d) 地盤が堅固で基礎工事がしやすいこと。
- (e) 資材および燃料の搬入に便利であること。
- (f) 市街地から隔離されており、大気汚染および騒音などの公害を他に及ぼすおそれの少ないこと。
- (g) 洪水、高潮などの災害のおそれが少ないこと。

これらの条件に照し合せて考えると、NPC案のリロアン地点は妥当であると判断される。ただし、真水の水源については早急に調査して存否を確認すべきことを勧告する。

なお、1985年以後需要の急増に対処するため新たな電源が必要となってくると思われるが、その設置地点としてはやはり需要の中心であるセブ市にできるだけ近いことが望ましく、NPCの踏査によって見出されたナガ、またはカルカル地点が次期発電所候補地点として適当であろう。

7-1-2 発電所の一般的配置

最初ガスタービン発電機(25MW)2基、続いて汽力発電機(50MW)1基を設置し、その後逐次に汽力発電機50MW1基、同じく75MW2基を増設することを考慮して、基本的にはNPC案に従って一般的配置を計画した。(配置図案、Drawing 7-1を参照されたい。)

敷地面積は検討の結果、NPC案の10ヘクタール程度で、十分であると考えたのでそれを採用する。

ガスタービン発電機は最終的には汽力発電所建屋の南側に、パワーブロックとして並べて配置されるものであるが、最初の汽力機の建設工事の際は、あまり発電所建屋の近くにあると工事の邪魔になったり、塵埃による悪影響を被ることも憂慮されるので、一時的により離れた場所に仮置きすることも考慮することが必要であり、またガスタービン発電機はパッケージ形であるので、ユニット設置の融通性はこのような場合非常に有用である。また、ガスタービン発電機は汽力発電所の工事用および起動用動力源としても使用することができる。

汽力発電所は半屋外式とするが、セブの気象条件およびNPCのBataan火力発電所の実績を考慮しても、適当であると思われる

汽力発電所建屋は、主機2基毎に1つの中央制御室を設けるものとし、最初の汽力機(50MW)が完成した後、そこからガスタービン発電機および開閉所機器を遠方制御することが可能であり、

また、個々に制御するよりも系統運用上明らかに合理的である。

発電所本館、修理工場、倉庫、冷却水循環設備、燃料、プラントなどの付属設備はほぼNPC案通りの計画とし、また開閉所の母線接続は115KVはNPC標準の1 $\frac{1}{2}$ しゃ断器方式を採用したが、69kVはかなり運用融通性があり、比較的経済的な切替母線方式とした。

7-1-3 主要機器の諸元

(1) ガスタービン発電設備

a. ガスタービン発電機（蒸溜油燃焼）

形式	単純開放サイクル一軸、パッケージ形
出力（大気温度15℃、1気圧にて、ピーク定格）	25,000 kW
発電機出力	30,000 kVA
電圧	13.8 kV
周波数	60 Hz
力率	0.85（遅れ）
台数	2

b. 主要変圧器

形式	屋外3相3巻線送油風冷式
容量	60,000 kVA/60,000 kVA/25,000 kVA
電圧	13.2 kV/115 kV/69 kV
台数	1

(2) 気力発電設備

a. ボイラ（C重油燃焼）

形式	屋外形非再熱式
容量	210～215 T/H
蒸気圧力	106～96 kg/cm ²
蒸気温度	530～515℃
台数	1

b. 蒸気タービン

出力	50,000 kW
蒸気圧力	102～92 kg/cm ²
蒸気温度	525～510℃
真空	700～690 mmHg
回転速度	3,600 rpm
台数	1

c. 発電機

出力	59,000 kVA
----	------------

電圧	13.8 kV
回転速度	3,600 rpm
周波数	60 Hz
力率	0.85 (遅れ)
台数	1

d. 主要変圧器

形式	屋外 3 相 3 巻線送油風冷式
容量	60,000 kVA / 60,000kVA / 25,000 kVA
電圧	13.2 kV/115 kV/69 kV
台数	1

(3) 開閉所およびその他の電気設備

a. 送電線引出し回線数

115kv	2 回線
69kv	3 回線

b. その他の電気設備

汽力発電機の起動用動力および汽力機停止時の共通所内用動力を得るためガスタービン発電機の回路に共通変圧器を 1 台設ける。

その結果、この発電所は全体として系統から受電しなくともブラックスタートが可能である。

なお、主要電気機器の接続方式については Drawing 7-2 を参照されたい。

7-2 送電設備

7-2-1 基本的考え方

(1) 信頼度レベル

VECO の供給区域はセブ市、マンドゥェ市などセブ首都圏を含み、セブ島の電力需要のほとんどをしめ、この地域に対する電力供給には高い信頼度が要求される。

一方、セブ島の大部分をしめる地方の未電化区域に対しては、安価で十分な電力を供給しながら電化率を引き上げるため信頼度がある程度低くとも経済的な送電線が期待される。

以上の考えより、VECO に対しては送電線 1 回線停止でも供給支障を与えないよう配慮し、地方の未電化区域に対しては木柱の 69 kV 1 回線を使用し送電することとした。

(2) 電圧レベル

VECO への送電電圧

リロアン地点の発電所は、1976 年にガスタービン 50 MW で運転を開始するが、1985 年にはその設備は 300 MW に達し、その電力の 90% 以上が VECO へ供給される。

一方、VECO はリロアンより、西へ約 13 km のバニラッドに 115 kV / 13.8 kV の変電所の建設を計画中であり、既に一部資材は到着している。したがってリロアンの発電所から VECO への送電電力の大きさと VECO のバニラッド変電所の計画より VECO への送電電圧は 115 kV とし

た。

しかし、将来の新しい電源地点からV E C Oへの送電電圧は115kV以上が必要となろう。1987年頃セブ市南方のナガ、またはカルカル附近に予想される発電所からV E C Oへの送電電力は1990年で約200MW、1990年代の中頃には、それら地点からは約500～700MWの送電電力になるものと推定できる。したがって1987年頃に建設される発電所の送電電圧は、230kVクラスの電圧の採用について検討すべきであろう。

地方への送電電圧

毎年2%ずつの電化率の拡大に伴う電力需要の伸び率は、大きなものはあるが、それでも、全体で1985年約25MW、1990年で42MW程度であり、1977年までに低電化区域に新設する送電線の送電電圧は長期的にみても基本的には69kVで十分である。

69kV変電所より負荷への一次配電線は、フィリピンの標準的な電圧である13.8kVを採用する。

(3) 送変電計画

リロアン・シボンガ間は69kV送電線とし、トレドへはナガより分岐することとした。これによりナガ・シボンガ間の汐流は比較的小さいものとなる。更に将来1987年頃ナガ又はカルカル附近の新しい電源—V E C Oとは多分230kVで連系することとなろう—と69kV系統を連系すればナガ・リロアン間の69kV送電線の汐流は非常に小さなものとなりリロアン・ナガ間の送電線は長期的にみても69kVで十分である。

ダナオ方面へも69kV送電線を採用することにより1990年頃までの需要に対し十分対処できる。

V E C Oへは、バニラッド変電所を通してのみ電力を供給することとしたが、必要ならば、69kV送電線のナガ附近よりV E C Oの供給区域であるサン・フェルナンド、ナガ、ミグラニラなどへ電力を供給することも考えられる。この場合でも1987年頃までは、ナガ・リロアン間の69kV送電線は1回線で送電可能である。

7-2-2 送変電設備

1978年までのこの計画に含まれる送電線をTable 7-1に示す。リロアンの発電所とV E C Oのバニラッド変電所間約13kmに115kV変電線2回線を1976年までに建設する。送電線は、鉄塔を使用し、477MCM、ACSRの導体を使用する。

次に1978までに69kVと13.8kVの送電線および7つの69kV/13.8kVの変電所を作り、セブ全島をカバーする。(Drawing 7-3参照)を69kV送電線は全長265kmであり、NPCで実績の多い木柱を使用し、336.4MCM、ACSRを使用する。但し、マクタンへの69kV送電線は、送電電力が小さいので336.4MCM、ACSRを使用する。又マクタン・マンダウェ間の海峡部は、鉄塔を利用し横断することも可能と考えるが、美観上などより、1973年に完成予定のマンダウェ・オボン橋(860m)を利用し、ケーブルで送電することとした。橋の利用については建設者、管理者と施工上及び安全性などについて十分な協議を行う必要がある。

13.8kVの配電線は全長約250kmであり、木柱を使用し、2/0AWG、ACSRの導体を使用する。69kV/13.8kV変電所は各々5MVAの変圧器を設置する。

7-3 工事工程

本プロジェクトの竣工予定は、大まかに言えばガスタービン発電設備の完成時期と汽力発電設備の完成時期との2段階に分けることができる。工期のより長い汽力発電設備について述べると、このレポートの提出される1973年3月末以後、資金調達、詳細設計および仕様書作成が行なわれ、1974年末には工事請負契約が締結できよう。その後、製作および据付に発注後30ヶ月かかるとして、1977年中には完成可能であろう。それに対して、ガスタービン発電設備は1974年半ばに発注すれば製作据付期間主要変圧器および開閉所を含み16ヶ月として、1975年中に完成できるものと考えられる。

したがって送電線および変電設備は上記の竣工時期に合わせるように、115kV送電線は1975年、その他の69kV送電線および変電設備は1977年に完成させることが必要である。

なお、プロジェクトの主要工事工程についてはFig 7-1を参照されたい。

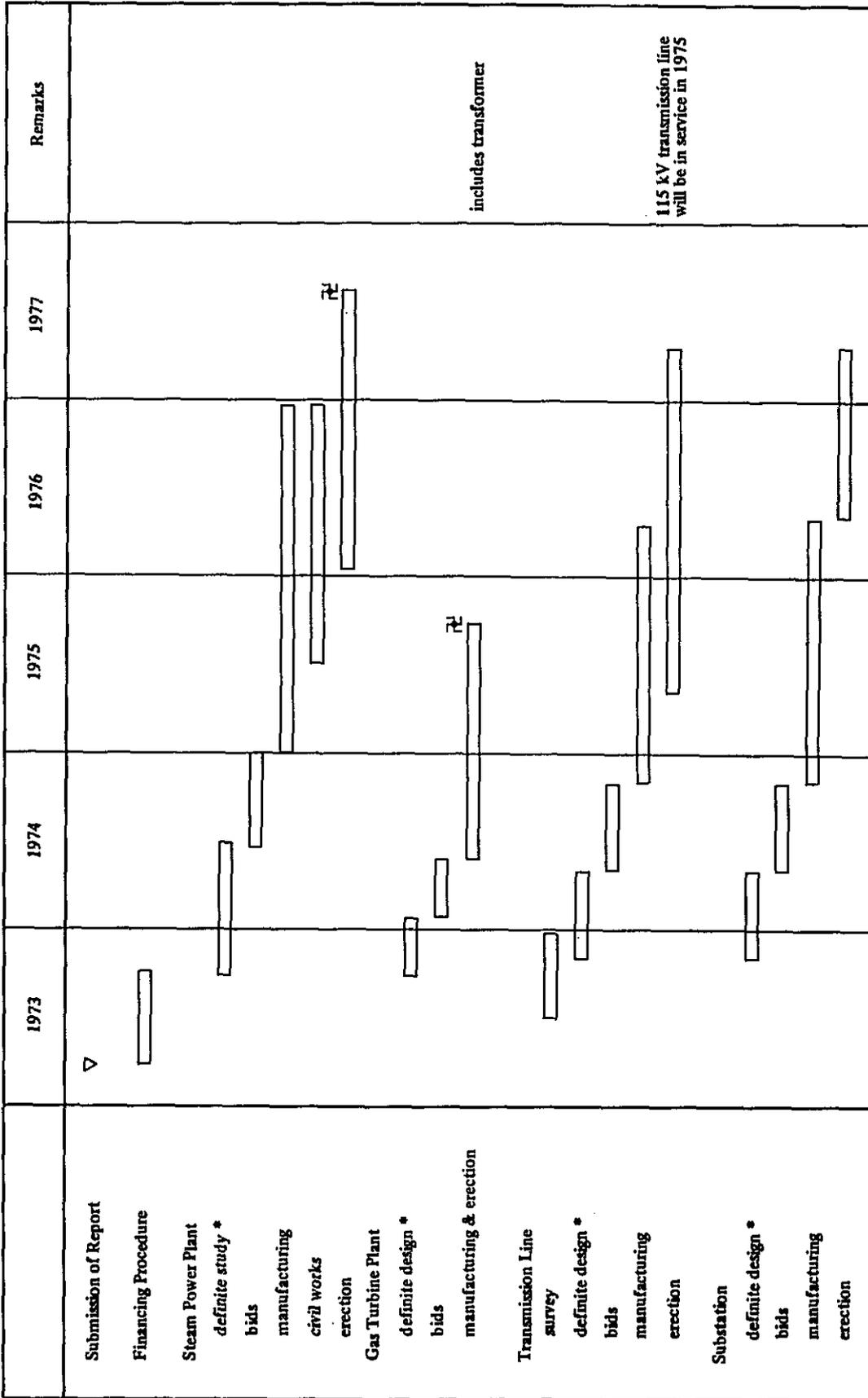
Table 7-1 Transmission Lines

Transmission Line	Voltage (kV)	No. of Circuit	Length (km)
Liloan - Banilad	115	2	13
Liloan - Mactan	69	1	15
Liloan - Danao	69	1	19
Lioan - Naga	69	1	39
Danao - Sogod	69	1	29
Sogod - Bogo	69	1	34
Naga - Toledo	69	1	25
Naga - Sibonga	69	1	28
Sibonga - Dumanjug	69	1	23
Sibonga - Boljoon	69	1	53
Bogo - Tabogon	13.8	1	14
Sogod - Borbon	13.8	1	10
Sogod - Catmon	13.8	1	5
Sogod - Tabuelan	13.8	1	18
Tabuelan - Tuburan	13.8	1	12
Toledo - Balamban	13.8	1	16
Balamban - Asturias	13.8	1	7
Toledo - Pinamungajan	13.8	1	16
Pinamugajan - Aloguinsan	13.8	1	7

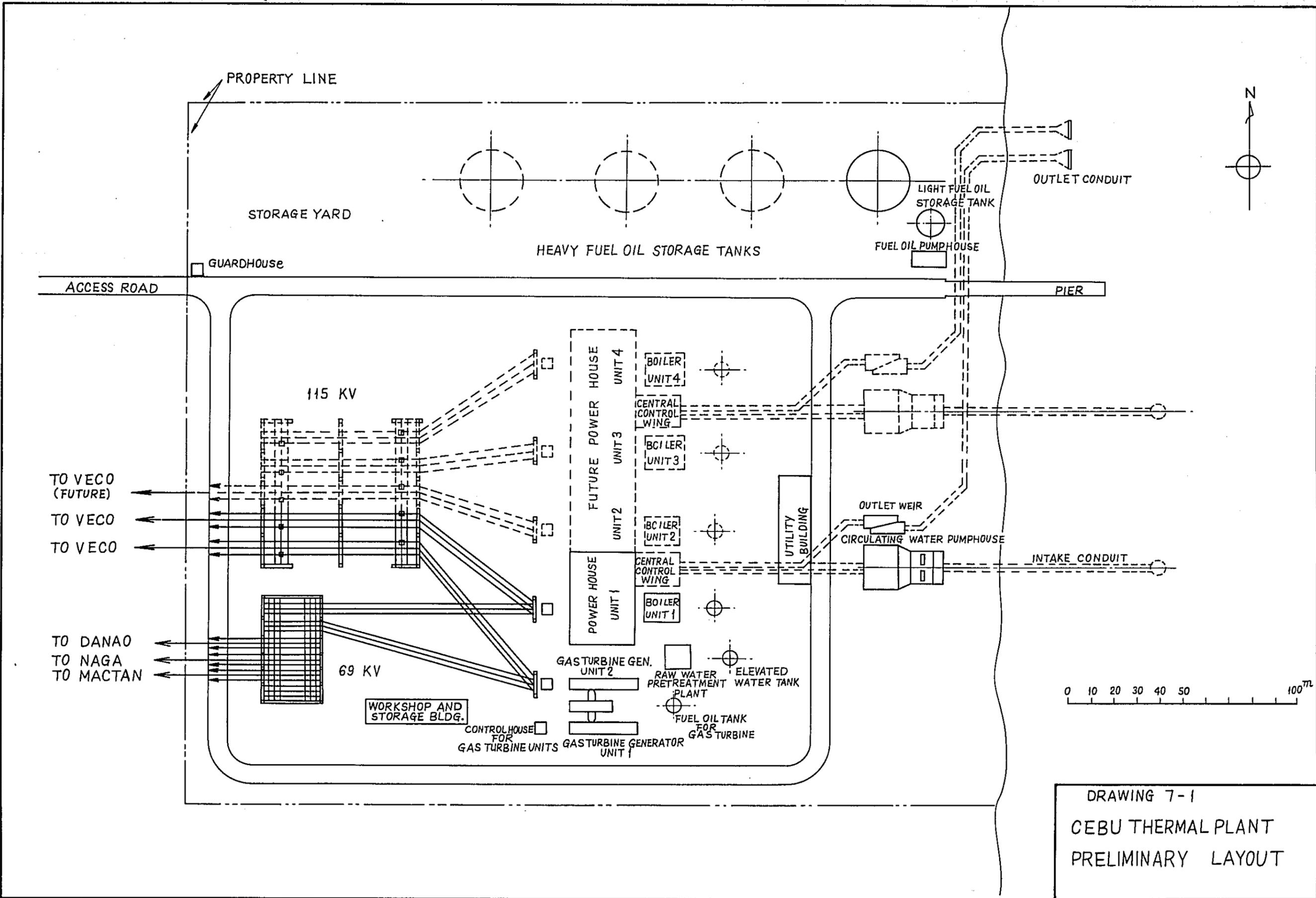
Table 7-1 Transmission Lines (cont'd)

Transmission Line	Voltage (kV)	No. of Circuit	Length (km)
Sibonga - Carcar	13.8	1	11
Sibonga - Argao	13.8	1	16
Boljoon - Alcoy	13.8	1	11
Alcoy - Dalaguete	13.8	1	7
Boljoon - Malabuyoc	13.8	1	19
Malabuyoc - Ginatilan	13.8	1	10
Ginatilan - Samboan	13.8	1	4
Boljoon - Oslob	13.8	1	14
Oslob - Santander	13.8	1	17
Bogo - Caputatan	13.8	1	4
Caputatan - San Remegio	13.8	1	5
Caputatan - Sugar Central	13.8	1	9
Sugar Central - Medellin	13.8	1	3
Sugar Central - Daan Bentayan	13.8	1	15
Total			528

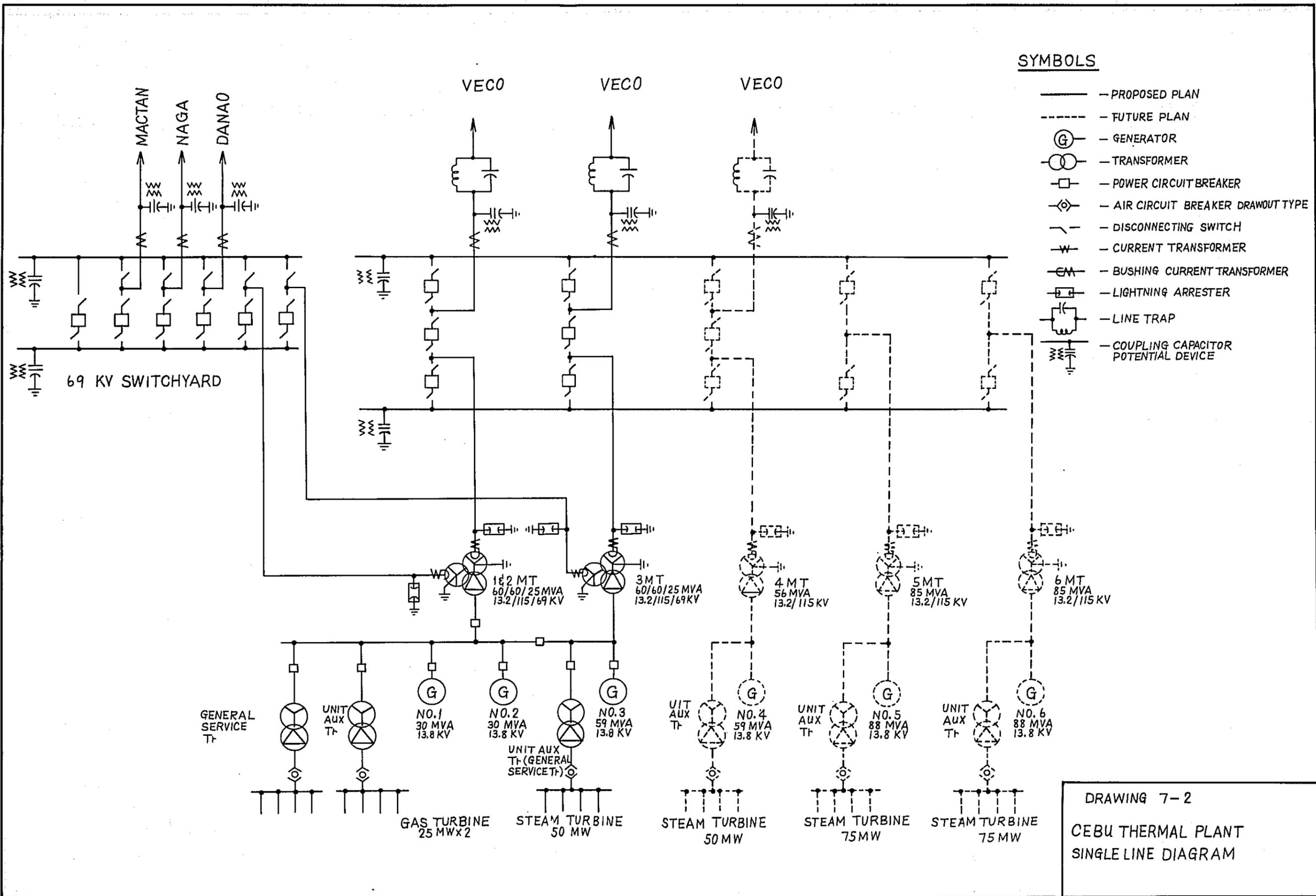
Fig. 7-1 Construction Schedule of Cebu Power Grid Project

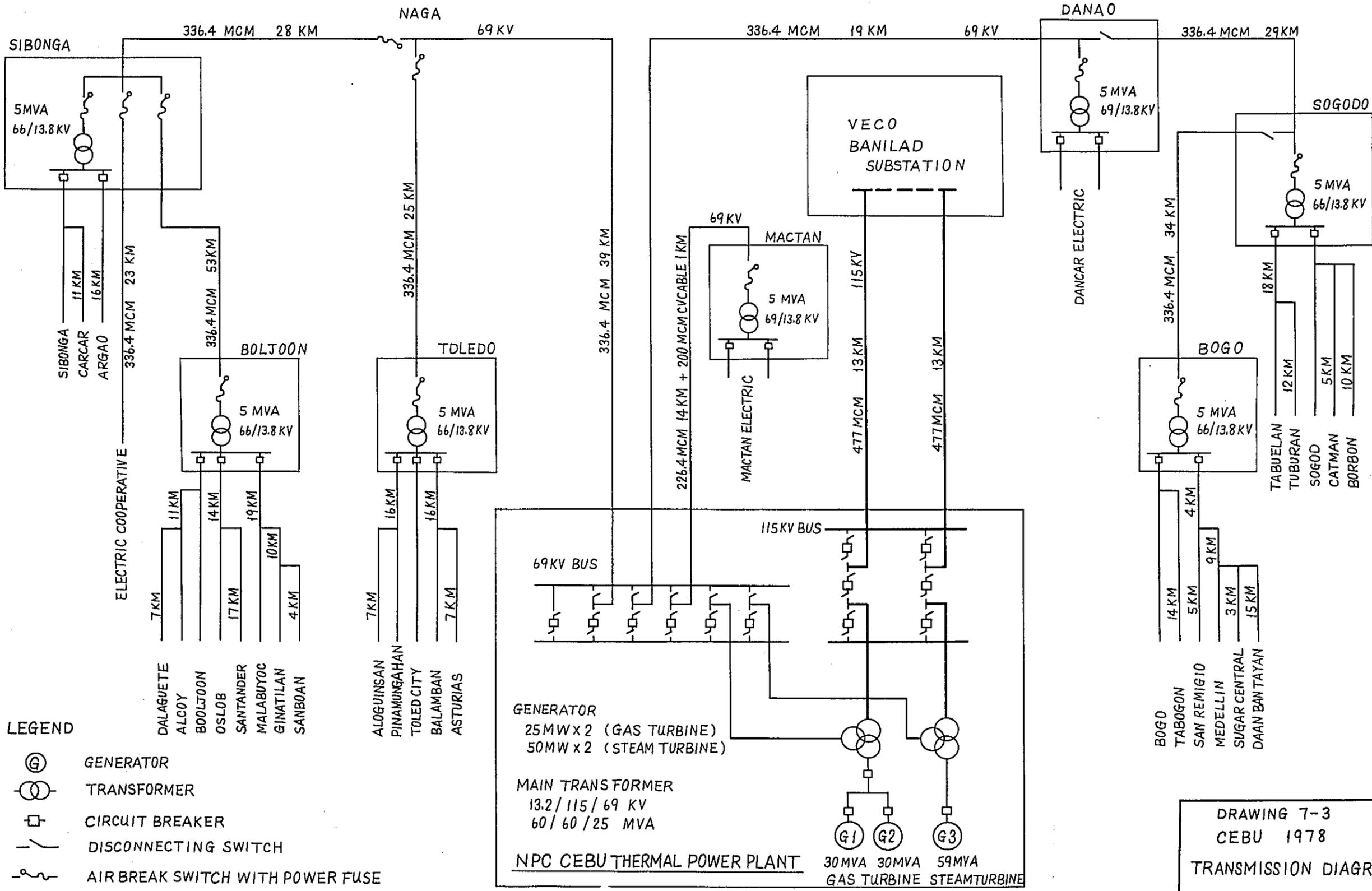


Note: * includes preparation of specifications.



DRAWING 7-1
 CEBU THERMAL PLANT
 PRELIMINARY LAYOUT





DRAWING 7-3
 CEBU 1978
 TRANSMISSION DIAGRAM

第8章 工事費及び経済評価

8-1 工事費算定

8-1-1 工事費算定の範囲

この章で取扱う工事費算定の範囲は第7章で詳述したセブ島の電力系統形成に当面必要とされる電源開発計画及び関連送変電設備計画に対するものであり1973年から1978年までに必要とされるものである。発電設備については25MW×2台のガスタービン及び50MW×1台の蒸気タービンを、送変電設備ではセブ島の電力業者又は産業負荷に卸売りをするために必要な所までをカバーしている。これはVECOに対しては115kV送電線の受電端まででありダンカー及びマクタン電力では69kV送電線端、その他の小規模電気事業者では13.8kVブイダーにて彼らの変電所まで電力を送り届ける所までを考慮している。

8-1-2 工事費算定の基準

設備の増強計画に必要な火力発電機器、変電設備及び送電線などの機器類は全て国外より輸入するものとした。

送電線については115kVは鉄塔を使用するが69kV以下の送電線はNPCのプラクティスに従い木柱で計画したのでフィリピン産のクレオソート注入柱を利用する。

機器及び資材の価格

機器の価格は第1章において述べた方針に基き全て国際競争入札において得られるであろう価格をとった。この為最近におけるフィリピン及びエカフェ地域で得られた経験を十分に折り込んだ。送電線及び変電所建設についてはNPC提供の資料に基きkm当り及びkVA当りの単価より算定した。

内外貨

外貨は機器資材のCIF価格及び据付工事費の1部としフィリピン国内での陸上輸送費及び据付工事費の大部分は内貨にて支出されるものとした。又火力発電所関連の土木工事費は内貨にて計上した。

租税

NPCはその新しいチャーターによって全ての租税を免除されているので計上していない。

建設中利子

建設中利子は金利を外貨分3.5%、内貨分7.0%と想定し第7章に示す建設工事期間を考慮して算出した。

外貨分の金利については第9章のフィナンシャルスケジュールにおけるスタディを基に又内貨についてはNPCの発行するボンドを想定して決めたものである。

予備費

火力発電所の工事費はその大部分が機器代でしめられている関係で水力発電所工事に比し未知の要素は少い。従って通常は直接工事の5%を予備費としているがセブ火力の場合実施設計が未

だ行なわれていないことを考え、安全のためこれを8%として計上した。ガスタービン及び送変電工事については5%とした。

エンジニアリング料

エンジニアリング料としては実施設計、仕様書作成、建設工事の監督などの費用として総工事費の5%を採用した。

換算率

所要資金は全てアメリカドルにて表示したがこの際使用したドルペソの換算率は1ドル = 6.7ペソである。

8-1-3 所要資金

以上の条件により算出した本計画の所要資金をTable 8-1に示す。

1987年までの総所要資金は20.1百万ドルであり構成別ではガスタービン4.8百万ドル、(24%) スチームタービン10.8百万ドル(54%)及び送変電設備4.5百万ドル(22%)である。このうち外貨分は14.7百万ドル(73%)内貨分5.4百万ドル(17%)である。

Table 8-1 Capital Requirement of Project

Plant	(in thousand US dollars)		
	Foreign currency	Domestic currency	Total
Gas turbine power plant (25MW x 2)	4,300	470	4,770
Steam turbine power plant (50MW x 1)	8,420	2,400	10,820
Transmission plant	2,000	2,480	4,480
Total	14,720	5,350	20,070

ガスタービン及びスチームタービンの機器類がプロジェクトの主要部を構成しているため外貨所要額の割合が比較的高くなっている。これら工事費算出の詳細内訳をTable 8-3~Table 8-6に示した。

ガスタービンは1,2号機平均でkW 当り95ドルであるがスチームタービンは今回設置する1号機の工事費にガスタービン及び将来増設されるスチームタービンの土地造成費、増設機の取水設備及び開閉所の主要部分など先行投資部分を含むためにkW 当り216ドルとなっている。将来増設される2号機では175ドル程度まで低下することが期待される。

8-1-4 NPC 予算との比較

NPC 作成になるセブ電力システムのフィージビリティ報告書において見積られている工事費と今回のプロジェクトの工事費を比較すると次の通りである。

上のNPCの発電プラントは75MW×2=150MWのスチームタービンに対するものであり我々の発電プラントはガスタービンとスチームの合計100MWに対する工事費である。又NPCの送電プラントには火力発電所の付属開閉所が含まれているが本報告書では含まれて居らず

発電プラントの方に計上してあるなど内容の違いがあり単純に個々の比較はできないが総所要資金において15.7百万ドル外貨所要額において11.6百万ドル少ない資金にてNPCの計画と同じく1980年までの需要に対処できることになった。この相違の原因は第6章において説明した様に予備力についての考え方の違いによるものである。

Table 8-2 Construction Cost by Year

	(in thousand US dollars)				
	1974	1975	1976	1977	Total
Steam power plant	320	2,600	6,000	1,900	10,820
Foreign currency	120	2,100	4,700	1,500	8,420
Domestic currency	200	500	1,300	400	2,400
Gas turbine plant	950	3,820			4,770
Foreign currency	950	3,345			4,295
Domestic currency		475			475
Transmission plant	200	200	2,040	2,040	4,480
Foreign currency	80	80	920	920	2,000
Domestic currency	120	120	1,120	1,120	2,480
Grand total	1,470	6,620	8,040	3,940	20,070
Foreign currency	1,150	5,525	5,620	2,420	14,715
Domestic currency	320	1,095	2,420	1,520	5,355

Table 8-3 Cost Estimation
Gas Turbine Power Plant (25 MW x 2)

	(in thousand US dollars)		
	Total	Foreign currency	Domestic currency
Foundation	125	-	125
Gas turbine set	3,740	3,520	220
Miscellaneous plant equipment	190	140	50
Switchyard & transformer	355	325	30
Contingency	220	200	20
Interest during construction	50	40	10
Engineering	90	70	20
Total	4,770	4,295	475

Table 8-4 Cost Estimation
Steam Power Plant (50 MW x 1)

(in thousand US dollars)

	Total	Foreign currency	Domestic currency
Structural & improvement	1,460	290	1,170
Boiler plant equipment	2,730	2,340	390
Turbogenerator unit	3,300	3,020	280
Accessory electric equipment	390	330	60
Miscellaneous power plant equipment	130	90	40
Switchyard & transformer	880	880	80
Contingency	720	570	150
Interest during construction	620	510	110
Engineering	590	470	120
Total	10,820	8,420	2,400

Table 8-5 Construction Cost of Transmission Plant

(in thousand US dollars)

	Foreign currency	Domestic currency	Total
Direct cost			
Transmission line	1,142	1,988	3,130
Substation	610	115	725
Sub-total	1,752	2,103	3,855
Contingencies	88	105	193
Engineering	92	110	202
Interest during construction	68	162	230
Total	2,000	2,480	4,480

Table 8-6 Detailed Construction Cost of Transmission Plant

1. Transmission		(in thousand US dollars)				
Voltage (KV)	Length (km)	Unit construction cost		Construction cost		Total
		Foreign currency	Domestic currency	Foreign currency	Domestic currency	
115	13	10.6	15.0	138	195	333
69	265	2.9	4.65	791	1,300	2,094
13.8	250	0.85	1.97	213	493	706
Total	528			1,142	1,988	3,130

2. Substation		(in thousand US dollars)			
	Voltage (kV)	Transformer capacity (MVA)	Construction cost		Total
			Foreign currency	Domestic currency	
Mactan	69/13.8	5	80	15	95
Danao	69/13.8	5	85	15	100
Sogodo	69/13.8	5	85	15	100
Bogo	69/13.8	5	80	15	95
Toledo	69/13.8	5	85	15	100
Sibonga	69/13.8	5	95	20	115
Boljoon	69/13.8	5	85	15	100
Naga	69	-	15	5	20
Total			610	115	725

Table 8-7 Comparison of Construction Cost

	(in thousand US dollars)								
	Generation plant			Transmission plant			Total		
	Total	FC	DC	Total	FC	DC	Total	FC	DC
NPC report*	26,280	20,080	6,200	9,720	6,400	3,320	36,000	26,480	9,520
This report	15,590	12,870	2,870	4,480	2,000	2,480	20,070	14,720	5,350
Difference	10,690	7,360	3,330	5,240	4,400	840	15,930	11,760	4,170

Note: FC stands for foreign currency and DC domestic currency

* Indirect costs were distributed to each plant in proportion to its direct cost.

8-2 経済評価

8-2-1 経済評価について

プロジェクトの経済評価については内部収益率及びレートベース方式による報酬率により行なうものとする。

いずれの場合にも発電原価の約60%をしめる燃料費が大きな問題であるが将来の燃料費を適確に予測することは極めて難しい。我々は次の3通りの燃料費に基いて経済評価を行ない燃料費の変化によりプロジェクトの評価がどう変わるかを調べてある。

燃料費の選定理由は第6章において説明した通りケース1はパターン火力での購入契約に基く(1972年6月現在に換算)のものであり、ケース2は1972年12月現在の政府機関に対する卸売り値段である。我々はセブ火力発電所にはこの値段で購入できると予測している。ケース3は1972年のセブの石油販売会社の見積りでありケース2より20%高い価格である。

評価はいずれの場合もこのプロジェクト単独に行なっているもので、この結果はかなりきびしくそして安全側にあるものである。即ちこのプロジェクトによる投資で送変電設備はセブ全島にわたりほぼ完成され2台目以降の蒸気タービンが投入された場合には送変電設備の新設を必要とせずに発生電力量を送ることが出来るのでその経済性は格段とよくなる筈である。

従って長期的に見ればこゝで行なわれている評価によりこのプロジェクトがよいことはまちがいない。このことは第1巻の第7章投資計画において行なっている経済評価とこの章で行なっている評価とを比較することにより容易に理解できよう。

第1巻での評価では販売電力量単価及び燃料費はこのレポートのレート2燃料ケース2に相当している。報酬率は1980年において10%を超え、その後も年々増加して料金値下げの可能性をしめしている。一方こゝで行なわれている評価では報酬率が10%を超えるのは1986年においてである。この相違は第1巻ではGS-2計画全体の評価であり、この章では第1期工事単独の評価であることに原因している。

8-2-2 内部収益率

本プロジェクトの投資に対する内部収益率は次式により算出した。

$$I = \sum_{t=1}^{33} \frac{(R_t - C_t)}{(1+i)^t}$$

こゝにIはプロジェクトの総投資額で建設中利子を含まずプロジェクトの運転開始する1977年末の現価に換算したものをとる。

R_tは第t年における販売電力量収入でありC_tは同じく第t年目の年間経費であるが運転維持費、燃料費を含み金利・償却は含まないものをとる。従って燃料費によって大きく左右される。

iは求める内部収益率である。期間tとしては火力プラントの耐用年数である33年をとった。

電力料金

販売電力量収入は料金制度によって異なる。NPCは新チャーターにより各地域毎にその電気料金を決定することが出来、又その料金はその地域において収支相償うものでなければならない。セ

プにおいてはNPCの既設々備はないので新たに決定しなければならないがその際考慮すべき点は次の通りと考えられる。

即ちセブの電気料金はNPCの発電原価に適切な報酬を加えたもので、しかも民間の電力会社の発電原価に等しいか或いは下まわるものであることが要請される。又ルソン ミンダナオ におけるNPCの料金水準とバランスのとれたものであることが望ましいが前述の様に独立採算制をとっているためにこの条件は必ずしも満されない。

- (1) セブ電力システムの第1期工事を行なった場合の送変電設備の費用を含めた受電端での発電原価はFig 8-1に示す通りである(燃料ケース2の場合)。この発電原価に報酬として1.0%を見込むと販売電力量単価は概略 kWh 当り 14.5 ミルが予想される。燃料ケース1の場合は12.3ミル、ケース3の場合は15.5ミル程度となろう。
- (2) 私営の電力会社が新設のディーゼル エンジン により発電した場合の推定原価はTable 8-8に示す通りである。NPCと私営電力との発電原価の差は使用できる資金の金利と税金によって生ずるものである。

Table 8-8 Estimated Energy Cost of Private Utility

Fuel cost	Energy cost
Case 1	13.9 mills/kWh (9.3 centavos/kWh)
Case 2	15.6 mills/kWh (10.4 centavos/kWh)
Case 3	16.6 mills/kWh (11.1 centavos/kWh)

私営電力の場合、使用金利は12%税金としては輸入税、補償税として建設費の20%、資産税、教育税として建設費の3%を見込んで計算した。発電規模は50MW、プラントファクター60%であり、VECOを発電主体と想定している。他の私営電力は小規模なので発電原価はこの値をはるかに上廻るものと考えられる。

- (3) NPCの1971/1972の年報によるとこの期間の地域別の電力卸売りによる電気料金収入は次の様になっている。

Table 8-9 NPC's Averaged Revenue per kWh

	in mills/kWh (centavos/kWh)			
	Luzon	Visayas	Mindanao	Average
Utilities	9.3 (6.2)	12.2 (8.2)	4.6 (3.1)	8.7 (5.8)
Non-utilities	8.4 (5.6)	12.2 (8.2)	3.9 (2.6)	7.3 (4.9)
Average	8.7 (5.8)	12.2 (8.2)	4.0 (2.7)	7.8 (5.2)

上表中の数字にはMERALCO関係は除外してある。これは電力の相互融通を含む特殊なケースと考えられるからである。又ヴィサヤスに関する数字は小水力による供給に対するものである。

世銀は将来の建設費を生み出すために8%以上の報酬率を確保する様NPCに要求し次の様な年度別の電気料金を考えている。

	mills/kWh (centavos/kWh)				
	1972	1973	1974	1975-76	1977
Luzon	8.85 (5.93)	9.6 (6.43)	10.9 (7.3)	10.9 (7.3)	10.9 (7.3)
Mindanao	4.0 (2.67)	4.0 (2.67)	4.0 (2.67)	5.0 (3.37)	5.5 (3.70)

本報告書で計画している発送変電設備は全て1976年以降の運開であるのでルソン・ミンダナオとの比較には1976年以降の数値を用いる。

即ち前者はkWh 当り10.9ミル、後者は5.5ミルである。電源の構成はミンダナオが水力、ルソンは水力主体にバターン火力があるがミンダナオの料金は非常に安い水力発電のためルソンの半分となっている。

セブの場合は電源が火力であり発電原価も高いので料金のみルソン或いはミンダナオと合わせるわけには行かないが燃料ケース2の場合で求めた私営電力の発電原価はルソンの42%も高いので新しい料金は極力安くなる様設定するものとする。

以上より考えてNPCの卸売り料金は次の様な組合わせで仮定した。

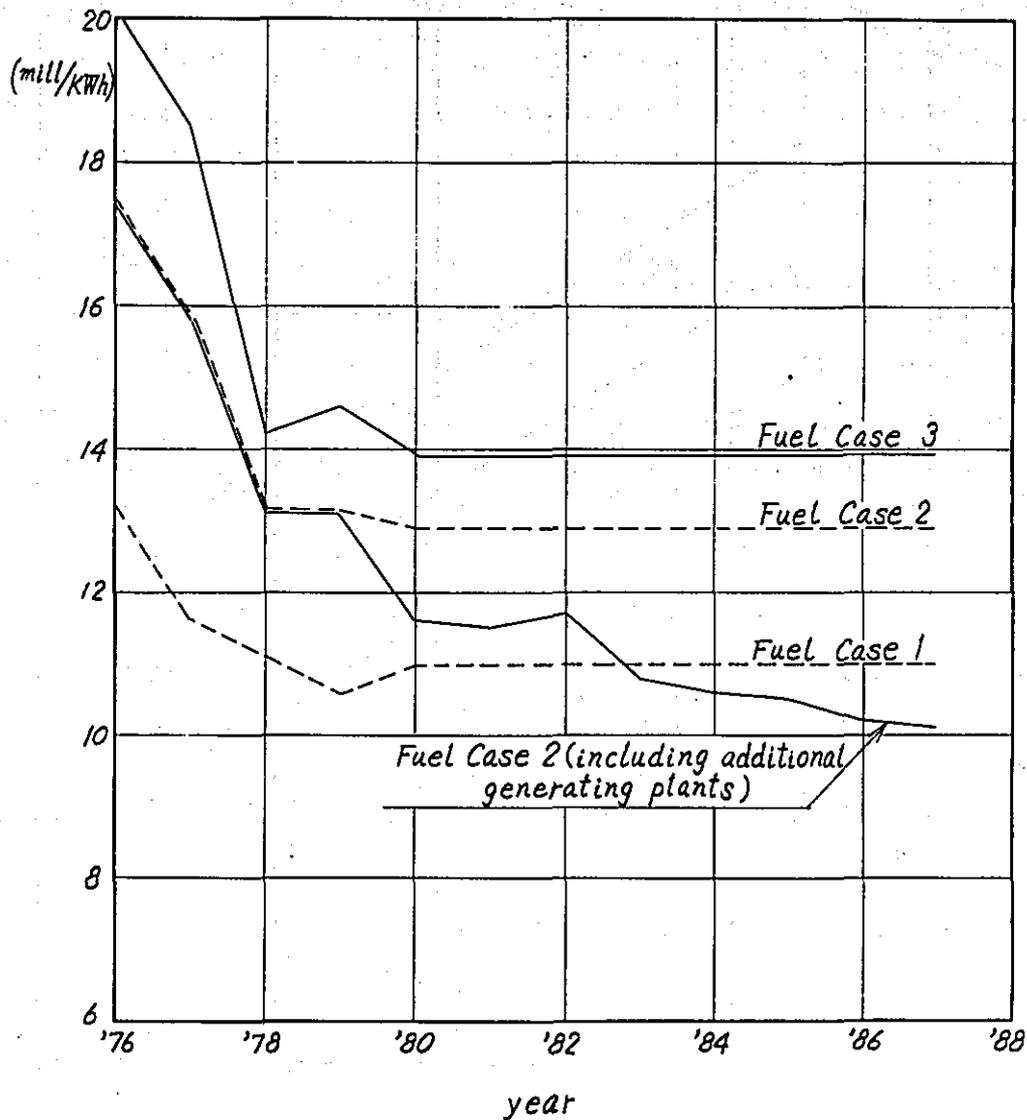
NPCの報告書で仮定しているVECOへの売電単価10.4ミル(7セントボ)は不可能と考えられる。

Table 8-10 Presumed Sales Price

	VECO		Others	
	mill/kWh	(centavos/kWh)	mill/kWh	(centavos/kWh)
Rate 1	13.4	(9)	16.4	(11)
Rate 2	14.9	(10)	17.9	(12)
Rate 3	16.4	(11)	19.4	(13)

このレートはVECOに対してはVECOの推定発電原価を下まわりその他の電力会社に対しては格段の安さであるので農村地域に住む需要家はセブ市とそれほど変らぬ安い電気を享受することが出来よう。

Fig. 8-1 Trend of Energy Cost at Receiving End (GS-2)



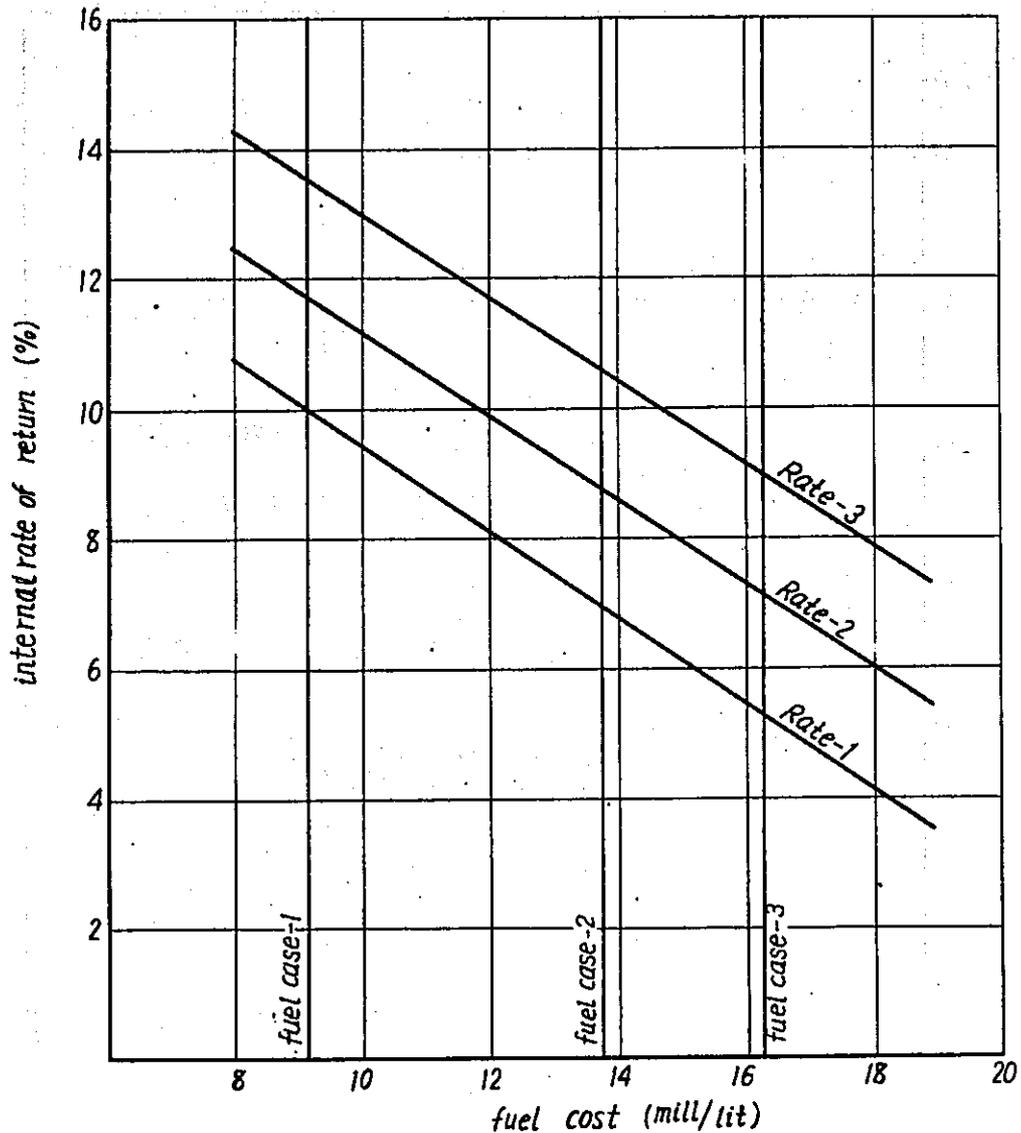
以上の条件を基に計算した結果、内部収益率は次の通りとなった。(Fig 8-2 参照)

Table 8-11 Internal Rate of Return

Fuel cost	Internal Rate of Return (%)		
	Case 1	Case 2	Case 3
Rate 1	10.1	7.0	5.3
Rate 2	11.8	8.9	7.2
Rate 3	13.6	10.7	9.0

上表で燃料の価格により適用すべき料金が変わる。後述のレートベースの報酬率と合わせ考えると燃料ケース1では一番安いレート1でも充分と判断されるが、燃料ケース2ではレート2を、燃料ケース3ではレート3の適用が必要となる。燃料ケース2ではレート1の適用は無理と判断される。

Fig. 8-2 Internal Rate of Return



8-2-3 報酬率

フィリピンにおいて電気料金は原価主義を原則としてレートベース方式を採用している。レートベースは電力供給に使用した有効かつ必要な財産及び機器から減価額を差引いた現在価額に営業費の2カ月分に相当する運転資金とその他繰延資産のような非現金項目を加えた額と規定されている。

事業報酬はこのレートベースに報酬率をかけたものであるがPSCの認める報酬率は12%を超えない率としている。NPCはそのチャーターによって非営利組織であるため報酬率は10%を超えてはならないとされている。

報酬率決定に当ってはローン、ボンドその他の負債に対する金利は費用には含まれぬことになっている。NPCでは新しいプロジェクトの評価に当っては8%以上の報酬率を得ることが望ましいとされている。内部収益率の場合と同様燃料費及び売電単価によって報酬率は大きく左右

されるのでこれらの条件を変えて試算した。試算期間は1987年までとした。計算結果を、Table 8-10に示した。これは燃料費がケース2のときVECOに対して、kWh当り13.43ミル（10セントポ）（レート2）で売った場合のものである。運転開始初年度の1976年には営業収入は赤字であるがスチームタービンの入る1978年より報酬率は7%が確保され翌年の1979年には8%を超える。

その他の条件の場合の報酬率はTable 8-13に示した。望ましい報酬率は8%以上という基準でみると燃料ケース1の場合にはレート1の適用で充分この基準をまもれレート2、レート3とすれば基準をはるかに上まわる報酬率が得られる。燃料ケース2となるとレート1では1987年になっても7.8%の報酬しか得られずやゝ苦しいのでレート2以上の適用が必要となろう。更に燃料ケース3ではレート2では苦しくレート3とすれば8%の報酬率は充分確保できる。

こゝに示された傾向は内部収益率と全く同じ傾向であり一定の報酬率を確保するには燃料費の上昇に応じ売電単価をスライドさせなければならないことが明瞭である。

結論

以上の考察よりこのプロジェクトは燃料費に応じた、しかも民間の電力会社の発電原価よりも安い電気料金制を適用してもNPCに要求されている一定の報酬率を確保することができることが判明したが、電気料金は国民生活に大きな影響をもちフィリピン政府も極力これを上昇させまいと努力しているのでできる限り低い水準にあることが望ましい。そのためには安い金利の資金の導入が是非必要となると同時に燃料費の高騰を極力抑制する努力が必要とされる。

Table 8-12 Cebu Electric Power Grid

	Calculation of Rate of Return											
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Energy sales (million kWh)												
VECO	109	170	225	317	219	219	219	219	219	219	219	219
Utilities	0	0	46	52	58	58	58	58	58	58	58	58
Sales price per kWh (mill/kWh) (centavos/kWh)												
VECO	14.93(10)											
Utilities	17.92(12)											
Gross revenue												
VECO @ 14.93 mill/kWh	1,628	2,538	3,509	4,733	3,270	3,270	3,270	3,270	3,270	3,270	3,270	3,270
Utilities @ 17.92 mill/kWh	0	0	824	932	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039
Total	1,628	2,538	4,333	5,665	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309
Operating cost												
Generation	110	110	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Transmission	10	10	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Fuel	1,420	2,313	1,758	2,909	1,636	1,636	1,636	1,636	1,636	1,636	1,636	1,636
Depreciation	157	157	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588
Total	1,697	2,490	2,847	3,998	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727
Operating income	-69	48	1,486	1,667	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584
Rate base												
Net operating assets	5,170	5,013	19,756	19,168	18,580	17,992	17,404	16,816	16,228	15,640	15,052	14,464
Materials & supplies	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

(cont'd)

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Re-payments	5	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2 Months operating cost	283	416	475	668	455	455	455	455	455	455	455	455
Total	5,468	5,444	20,261	19,866	19,065	18,477	17,889	17,301	16,713	16,125	15,537	14,919
Rate of return	0.88	7.33	8.39	8.31	8.57	8.85	9.16	9.48	9.82	10.20	10.62	

Table 8-13 Rate of Return on Various Conditions

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Fuel cost												
Case 1	4.19	9.54	8.10	10.42	8.94	9.23	9.53	9.86	10.21	10.58	10.97	11.42
Case 2			5.25	5.60	6.13	6.32	6.53	6.75	6.99	7.24	7.52	7.83
Case 3			3.66	2.74	4.57	4.71	4.87	5.03	5.21	5.60	5.60	5.82
Rate 1												
Rate 2												
Case 1	7.23	14.33	10.19	13.22	11.13	11.49	11.87	12.27	12.71	13.18	13.67	14.21
Case 2		0.88	7.33	8.39	8.31	8.57	8.85	9.16	9.48	9.82	10.20	10.62
Case 3			5.73	5.54	6.74	6.96	7.19	7.43	7.69	7.97	8.27	8.59
Rate 3												
Case 2	1.70	5.53	9.40	11.15	10.47	10.81	11.16	11.54	11.95	12.38	12.85	13.36
Case 3			7.80	8.29	8.91	9.20	9.49	9.81	10.15	10.52	10.92	11.35

第9章 資金計画

9-1 工事資金の借款

本プロジェクトに必要な総工事費は第8章に示す如く建設期間中の利子を除き外貨14,095千ドル内貨5,075千ドル合計19,170千ドルである。これらの資金は全て外部からの借款でまかなわれるものとし、借款条件は次の如く想定した。

(1) 外貨

年利子率 7.5%および3.5%

返済方法 期間25年 据置5年を含む 元本均等返済

但し据置期間中も金利は支払られるものとしこれは内貨分に含めて調達するものとした。外貨分はフィリピンにおいて調達可能な国際金融機関の金利及び円借款を想定したものである。

(2) 内貨

年利子率 7%

返済方法 期間14年 据置4年を含む
元利均等償還

内貨分はNPCの発行するボンドにより調達するものとした。

9-2 営業収入

電力販売による収入はVECOへの売電単価はkWh当り14.9ミル(10センタボ)、その他の電力会社へは17.9ミル(12センタボ)と仮定した(レート2)。この単価はNPCの新らしいチャーターで規定されているレートベースでの報酬率が10%を超えずかつ8%を上まわる値を維持するために必要な売電単価である。この結果ガスタービンが1980年以降予備力として、その発電を考慮しなくてもTable 9-1に示す如く毎年4,309千ドルの営業収入が予想される。なおsteamタービンの燃料費単価は20.45ミル/ℓ(13.7センタボ:燃料ケース2)と想定した。

9-3 資金計画

建設費の外貨分に対する金利7.5%、内貨分7.0%の場合のキャッシュフローをTable 9-2に示す。キャッシュジェネレーションは1976、1977の2年間のみ黒字であるが1978年以降内貨分の返済が完了する1987年まで連続して赤字であり1987年の累計赤字は530万ドルになっている。第8章で求めたこのプロジェクトの内部収益率は8.9%であるのにキャッシュジェネレーションにおいて大巾な赤字を生ずるのは内貨調達のためのNPCボンドの償還期間が14年と短いことに基因している。

Table 9-1 Income Statement

	1974	1975	1976	1977	1978
Sales of energy (GWh)	-	-	109	170	281
VECO (GWh)	-	-	(109)	(170)	(235)
Utilities (GWh)	-	-	-	-	(46)
Sales price					
VECO (mill/kWh)	-	-	14.93	14.93	14.93
Utilities	-	-	-	-	17.92
(1) Operating revenue	-	-	1,628	2,538	4,333
VECO	-	-	(1,628)	(2,538)	(3,509)
Utilities	-	-	-	-	(824)
(2) Operating expenses	-	-	1,697	2,490	2,847
Production	-	-	(110)	(110)	(373)
Transmission	-	-	(10)	(10)	(128)
Fuel	-	-	(1,420)	(2,213)	(1,758)
Depreciation	-	-	(157)	(157)	(588)
(3) Net income (1-2)			-69	48	1,486

Note: fuel cost: Case-2, power rate: Rate-2

Table 9-2 Cash Flow Statement

	1	2	3	4	5
	1974	1975	1976	1977	1978
(1) Sources					
Internal cash generation					
Net income (before interest)	-	-	-69	48	1,486
Depreciation	-	-	157	157	588
Total cash generation	-	-	88	205	2,074
Borrowings					
Foreign loan	1,125	5,370	5,290	2,310	-
Domestic loan	384	1,532	3,184	2,487	-
Total borrowings	1,509	6,902	8,474	4,797	-
Total sources	1,509	6,902	8,562	5,002	2,074
(2) Disbursement					
Foreign currency	1,125	5,370	5,290	2,310	1,057
Domestic currency	384	1,532	3,184	2,487	1,229
Total disbursement	1,509	6,902	8,474	4,797	2,286
(3) Cash flow	0	0	88	205	-212
(4) Accumulated total	0	0	88	293	81

Note: fuel cost: Case 2, power rate: Rate-2; 7.5 % interest rate on foreign currency and 7.0 % interest rate on domestic currency

(in thousand US dollars)									
1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
369	277	277	277	277	277	277	277	277	277
(317)	(219)	(219)	(219)	(219)	(219)	(219)	(219)	(219)	(219)
(52)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)
14.93	14.93	14.93	14.93	14.93	14.93	14.93	14.93	14.93	14.93
17.92	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92
5,665	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309	4,309
(4,733)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)	(3,270)
(932)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)	(1,039)
3,998	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725
(373)	(373)	(373)	(373)	(373)	(373)	(373)	(373)	(373)	(373)
(128)	(128)	(128)	(128)	(128)	(128)	(128)	(128)	(128)	(128)
(2,909)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	(1,636)	1,636
(588)	(588)	(588)	(588)	(588)	(588)	(588)	(588)	(588)	(588)
1,667	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584

(in thousand US dollars)									
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
1,667	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584
588	588	588	588	588	588	588	588	588	588
2,255	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,255	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172
1,762	1,709	1,656	1,603	1,550	1,498	1,445	1,392	1,339	1,286
1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	0
2,991	2,938	2,885	2,832	2,779	2,727	2,674	2,621	2,568	1,286
-736	-766	-713	-660	-607	-555	-502	-449	-296	+886
-655	-1,421	-2,134	-2,794	-3,401	-3,956	-4,458	-4,907	-5,303	-4,417

Table 9-3 Cash Flow Statement

	1	2	3	4	5
	1974	1975	1976	1977	1978
(1) Sources					
Internal cash generation					
Net income (before interest)	-	-	-69	48	1,486
Depreciation	-	-	157	157	588
Total cash generation	-	-	88	205	2,074
Borrowings					
Foreign loan	1,125	5,370	5,290	2,310	-
Domestic loan	339	1,272	2,712	1,923	-
Total borrowings	1,464	6,642	8,002	4,233	-
Total sources	1,464	6,642	8,090	4,437	-
(2) Disbursement					
Foreign loan	1,125	5,370	5,290	2,310	493
Domestic loan	339	1,272	2,712	1,923	1,013
Total disbursement	1,464	6,642	8,002	4,233	1,506
(3) Cash flow	0	0	88	204	568
(4) Accumulated total	0	0	88	292	860

Note: fuel cost: Case 2, power rate: Rate-2; 3.5 % interest rate on foreign currency and 7.0 % interest rate on domestic currency

Table 9-4 Estimated Borrowing & Disbursement Schedule

(in thousand US dollars)

Year	Net requirement		Interest		Borrowing		Interest on borrowings		Disbursement	
	FC	DC	FC	DC	FC	DC	FC	DC		
1974	1,125	300	39	21	1,125	339	39	24	1,125	339
1975	5,370	1,045	227	94	5,370	1,272	227	113	5,370	1,272
1976	5,290	2,300	412	255	5,290	2,712	412	301	5,290	2,712
1977	2,310	1,430	493	355	2,310	1,923	493	436	2,310	1,923
1978	0	0	493	0	0	0	0	0	493	0
Total	14,095	5,075		725	14,095	6,246	1,171	874		

- Note: 1. FC : Foreign currency (Annual interest rate 3.5%)
 DC : Domestic currency (" 7.0%)
2. Interest on FC loan is capitalized and included in the DC borrowings but in 1978 it is payable from power sales earning.

(in thousand US dollars)									
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
1,667	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584	1,584
588	588	588	588	588	588	588	588	588	588
2,255	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,198	1,173	1,149	1,124	1,099	1,075	1,050	1,025	1,001	976
1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	0
2,211	2,186	2,162	2,137	2,112	2,088	2,063	2,038	2,014	976
44	-14	10	35	60	84	109	134	158	1,196
904	890	900	935	995	1,079	1,188	1,322	1,480	2,676

外貨分の金利を4.0%に変え、他の条件は変えない場合には1978年までに累計761千ドルの黒字となる。1979～1983年の間は赤字を生ずるが1984年以降は又黒字に転ずる。従って金利4.0%のケースがこのプロジェクトのキャッシュジェネレーションにおける限界点と考えられ、キャッシュジェネレーションにおいても健全性を維持するためには4%より低い金利の外貨が必要とされる。4%以下の低金利の融資が期待できるのは現状では日本政府からの円借款のみであり、この場合の金利は3.5%である。Table 9-3に外貨に対する金利3.5%内貨に対しては7.0%の場合のキャッシュフローを示した。Table 9-5からTable 9-6にはその計算根拠を示してある。この場合には1980年に少額の赤字を呈するだけで1976年から1988年までキャッシュフローにおいて黒字であり、特に1986年以降は内貨分のボンドの償還が終了するため、年々120万ドルのキャッシュが出来ることを示している。金利の条件は上と同じで電気料金のみをレート1に下げた場合のキャッシュフローでは1976年より1987年まで連続して赤字となりレート1の適用は、燃料ケース2の場合には無理であることを示している。

以上より考えて、このプロジェクトを円滑に遂行し資金面においても健全性を維持するためには3.5%程度の低金利の資金が必要である。

Table 9-5 Amortization Schedule for Foreign Currency

(in thousand US dollars)

Year	Principal	Interest	Total	Outstanding	
				14,095	
1	1979	705	493	1 198	13,390
2	80	"	469	1,173	12,685
3	81	"	444	1,149	11,981
4	82	"	419	1,124	11,276
5	83	"	395	1,099	10,571
6	84	"	370	1,075	9,867
7	85	"	345	1,050	9,162
8	86	"	321	1,025	8,457
9	87	"	296	1,001	7,752
10	88	"	271	976	7,048
11	89	"	247	951	6,343
12	90	"	222	927	5,638
13	91	"	197	902	4,932
14	92	"	173	877	4,229
15	93	"	148	853	3,524
16	94	"	123	828	2,819
17	95	"	99	803	2,114
18	96	"	74	779	1,410
19	97	"	49	754	705
20	98	"	25	729	0

Annual interest rate : 3.5 %

Table 9-6 Amortization Schedule for Domestic Currency

(in thousand US dollars)

Year	Principal	Interest	Total	Outstanding	
				7,120	
1	1978	514.6	498.4	1,013.0	6,605.4
2	79	550.6	462.4	"	6,054.8
3	80	589.2	423.8	"	5,465.6
4	81	630.4	382.6	"	4,835.2
5	82	674.5	338.5	"	4,160.7
6	83	721.8	291.2	"	3,438.9
7	84	772.3	240.7	"	2,666.6
8	85	826.3	186.7	"	1,840.3
9	86	884.2	128.8	"	956.1
10	87	946.1	66.9	"	10.0

Interest rate : 3.5%

第10章 電力のもたらす社会・経済効果の考察

10-1 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き、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 10-1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。経済発展という観点から考えると、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、過密の問題を引き起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、鉱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

フィリピン経済全般に影響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。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。がヴィサヤス、セブの現状は概ねフィリピン全体の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。

10-2 電力開発のもたらす社会・経済効果

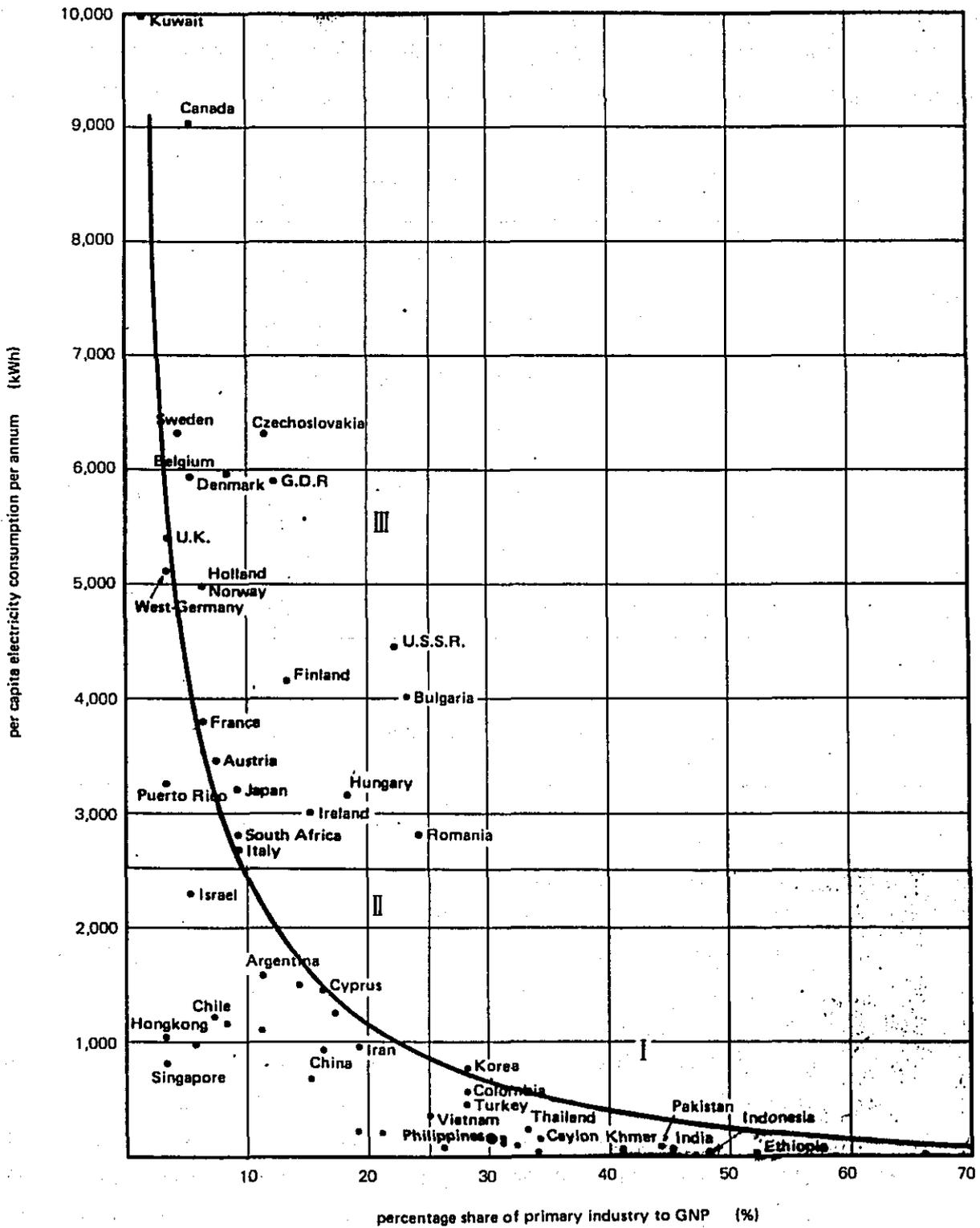
今回の調査の結果報告される電力開発が実現されることによって、社会、経済に対して与えられる影響は大別すると(1)プロジェクトの建設による直接効果と(2)プロジェクトの完成後の間接的效果に分けられる。

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ピン国内或いはヴィサヤス地域内に還元されうるかはその地域経済モデルが明確にならなければ判明し難い。)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な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の発表ではフィリピン全体のGNPは2,610.0百万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406.0ミリオンペソ)従って今回の

Fig. 10-1 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 10-1 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 10-1 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 10-3 Population Projection and Proposed Served Population

Year	Cebue			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 10-2 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 10-2 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 10-3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、わずかに電気の恩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カラジオ、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は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。

フィリピンの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。フィリピンの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 センタボ/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。仮に電気的最终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 10-4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はいじめて可能になる。

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 10-4 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

1. 概 要

1990年における農村需要 107,770 MWh を達成するために、コーポラティブまたは電気事業者を通じて、主に配電設備のために投資すべき額を想定した結果、約 80.5 百万ペソと概算された。

2. セブ・コーポラティブにおける配電線設備投資額の分析

セブ・コーポラティブのフィジビリティ・レポートによれば需要と配電設備投資額は次のとおりである。

Table A2-1 Load and Investment in Cebu Electric Cooperative

Year of Operation	Load (MWh)	Investment (thousand pesos)	Load increase investment for expansion (MWh)
Construction	—	8,055	—
1 1974	5,676	1,299	—
2 1975	7,440	597	1,196
3 1976	9,960	762	1,775
4 1977	12,096	652	1,140
5 1978	14,352	838	1,045
6 1979	17,244	705	1,457
7 1980	20,424	745	1,456
8 1981	23,712	745	1,246
9 1982	27,518	791	1,435
10 1983	31,524	745	1,254
Total	—	15,934	12,004

ここで便宜上需要の伸びを次のように分けて考える。

- a. 初期投資により1年目に発生する需要（電化率急増）
- b. 毎年の設備拡張投資による需要増加（電化率漸増）
- c. 需要家あたりの使用量の伸び

上記の表の数値に基づいて、投資と需要の相関関係を定量的に扱ってみる。

(1) 初期投資による1年目の需要の発生

初期投資額 = 建設中投資額 + ½ (1年目投資額) とすれば

$$\text{初期投資額} = 8,055,000 + \frac{1}{2} \times 1,299,000$$

$$= 8,705,000 \text{ (ペソ)}$$

単位発生電力量あたり初期投資額

$$= 8,705,000 / 5,676 = 1,530 \text{ (ペソ/MWh)}$$

(2) 拡張投資による需要増加

これはみかけの増加需要から需要家あたり使用量の伸びを差引いたものと考えられる。この場合後者の伸び率はフィジビリティ・レポートによれば各年13～8%，平均10%が予想されている。

したがって、拡張投資による需要増加計

$$= 12,000 \text{ (MWh)}$$

総拡張投資 = 15,934,000 - 8,705,000

$$= 7,229,000 \text{ (ペソ)}$$

単位負荷増当り平均拡張投資額

$$= 7,229,000 / 12,000$$

$$= 600 \text{ (ペソ/MWh)}$$

ここに初期投資は、一次配電線などの主要設備建設に対するものであり、拡張投資は二次配電線などの末端設備延長に向けられる。

(3) 農村電化費用の想定

前項における分析結果に基づき、次のような前提条件を設定してセブ全島における投資額を想定する。

- a. 島内の地域差は無視し、投資と需要との相関は前項のセブ・コーポラティブのケースが全島で一律に適用できるものとする。
- b. 需要増分あたりの設備投資額は、前項の初期投資額と拡張投資額との中間をとり、約 1,100 ペソ/MWh とする。
- c. 現存する農村の配電線はいずれ老朽化していくので、全て新規に投資していくものとする。

Table A 2-2 に示されたように、農村における需要合計から需要家あたりの使用量の伸び（この場合年率7%）を差引くと、1974年以後1990年までに約55,600 MWh が設備投資により喚起されたことになる。

ゆえに上記bの関係から推定投資額は

$$1,100 \times 55,600 = 61,200,000 \text{ (ペソ)}$$

なお、この推定値はセブ・コーポラティブの運営開始（1974年）以後の配電設備投資を与えるものであり、セブ・コーポラティブの建設中の投資は含まれていない。

L_n : n年における負荷 (MWh)

r : 需要家当り消費伸率 (年率7%)

dL_n : 投資による需要増 (MWh)

とすれば

$$dL_n = L_n - (1+r)L_{(n-1)} \quad (n = 1, 2, \dots, 16)$$

$$\begin{aligned} \sum_{n=1}^{16} dLn &= \sum_{n=1}^{16} Ln - (1+r) \sum_{n=1}^{16} L_{(n-1)} \\ &= L_{16} - L_0 - r \sum_{n=1}^{16} Ln \\ &= 55,630 \text{ (MWh)} \end{aligned}$$

セブ・コーポラティブのフィジビリティ・レポートによれば、それは自己の地域の需要を満たすため、発電設備をも設備するようになっているが、1977年にはNPCの系統が運用するので、それ以後の発電設備は不要となる。したがってこのコーポラティブが、上記想定投資額以外に投資すべき設備は次のとおりである。

配電設備 (1974年まで)	8,055,000 ペソ
送電設備 (1974年まで)	681,000 ペソ
変電設備 (1974年まで, 5 MVA)	
(1978年, 2 × 5 MVA)	3,039,000 ペソ
発電設備 (1974年まで, 3 × 1.5 MVA)	
1975年, 1.5 MVA)	6,180,000 ペソ
付帯設備 (1974年まで)	
(1978, 1983年)	1,290,000 ペソ
計 (予備費を含まず)	19,245,000 ペソ
採用値	19,300,000 ペソ

ゆえにセブ農村電化のためにコーポラティブまたは、電気事業者によって投資されるべき額はセブ・コーポラティブを含めて

$$61,200,000 + 19,300,000 = 80,500,000 \text{ (ペソ)}$$

すなわち約 80.5 百万ペソと推定される。

Table A2-2 Load Forecast for Rural Area

n	Year	Load: Ln (MWh)	Load increase owing to investment:
0	1974	7,360	—
1	1975	9,580	1,710
2	1976	12,080	1,830
3	1977	14,950	2,020
4	1978	18,210	2,210
5	1979	21,890	2,410
6	1980	26,050	2,630
7	1981	30,740	2,870

Table A2-2 Load Forecast for Rural Area (cont'd)

n	Year	Load: Ln (MWh)	Load increase owing to investment:
8	1982	36,000	3,110
9	1983	41,920	3,400
10	1984	48,540	3,690
11	1985	55,950	4,010
12	1986	64,220	4,350
13	1987	73,440	4,720
14	1988	83,700	5,120
15	1989	95,110	5,550
16	1990	107,770	6,000
Total - -			55,630

APPENDIX 3

系統解析

本レポートにおいて提案された系統について系統解析を行い、その特性が十分満足すべきものであることを確認した。計算は、電力汐流、短絡容量および将来時点における過渡安定度について、デジタル計算機により行った。Fig A-12に計算に使用したインピーダンスマップを、計算結果をFig A-1～A-16に示す。

(1) 汐流計算：汐流計算により系統の電力、無効電力分布と系統電圧を適正に保つための変圧器タップについて検討した。

a) セブの系統は電源が1ヶ所に集中しており、非常に長い69 kV送電線と13.8 kV配電線により全島に電力を供給しているため、電源から遠い個所の電圧は、ピーク時とオフピーク時では送電線の電圧降下の違いにより大きく変化する。このため、69 kV系統電圧は発電所側で、13.8 kV、電圧は69 kV / 13.8 kV変電所の変圧器タップにより調整し、系統の電圧変動を少なくする。

b) 発電所変圧器の69 kV側には±5%程度のLRTを設置すれば69 kV系統の電圧は数パーセントの変化に抑えることができる。

c) 69 kV / 13.8 kV変電所変圧器には10.25～9.25%のLRTを設置し13.8 kV電圧を調整する。

d) 将来13.8 kV配電線の送電容量が不足したり、電圧降下及び配電損失が大きくなる時には、69 kV送電線を建設しなければならない。BogoからMedellinへ、SogodからTabuelan方面、ToledoからAsturias方面へは1990までに69 kV送電線を建設することとなる。

e) 1987年、1990年には、セブ市南方のNaga付近に発電所を想定し計算した。

1990年における230 kV送電線の汐流は約220 MWである。

発電所よりVECOへの送電電圧は230 kVとした。

(2) 短絡容量：115 kV系統の短絡容量は1990年で約2,000 MVAとなり、しゃ断器のしゃ断容量は、3,500 MVA程度以上考える必要がある。

69 kV系統の短絡容量は、1990年で最大110～1,100 MVAであり、最小は1978年のオフピーク時であり、89～350 MVAである。又、13.8 kV配電線の69 kV変電所の至近端の短絡容量は最大40～100 MVA（1990年）、最小は30～50 MVA（1978年のオフピーク時）である。

なお、69 kV系統の1線地絡電流は発電所に近いところで3相短絡電流より若干大きく、遠方では3相短絡電流の60～70%程度である。

(3) 過渡安定度：セブ市南方に新しい発電所が建設された後について、送電線事故時の発電機相互の安定性について計算したが、結果は安定であり、送電線1回線の事故で発電機が脱調するようなことはない。

Fig. A-1 Power Flow at Peak Time in 1978

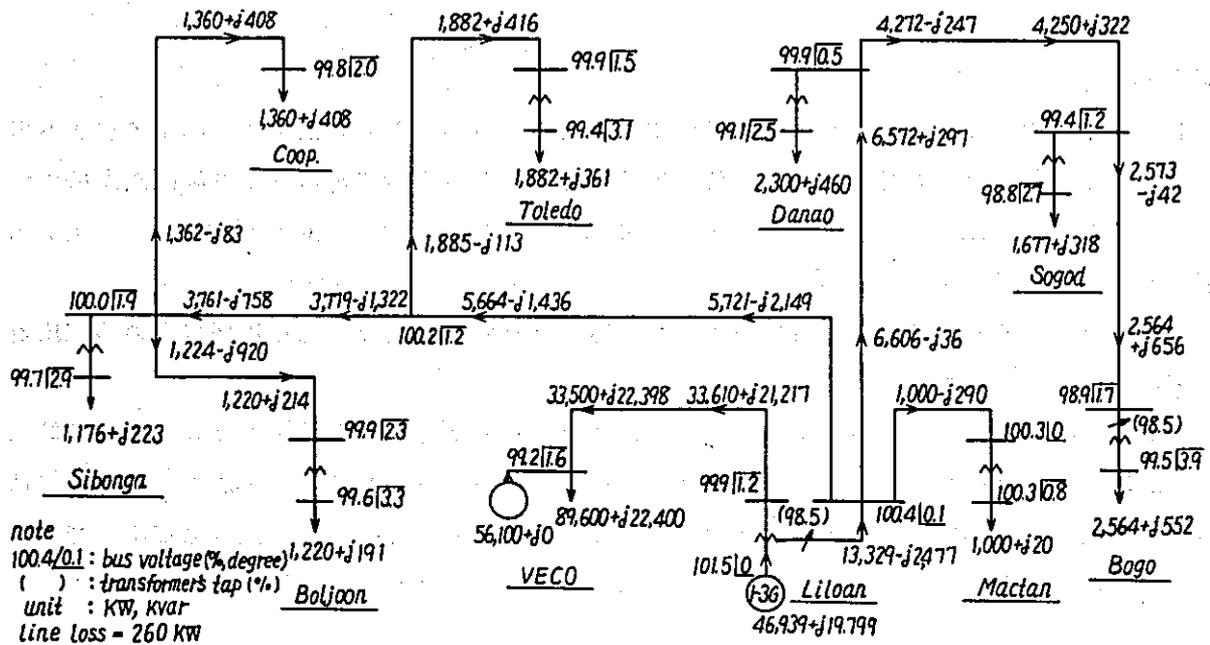


Fig. A-2 Power Flow at Off Peak Time in 1978

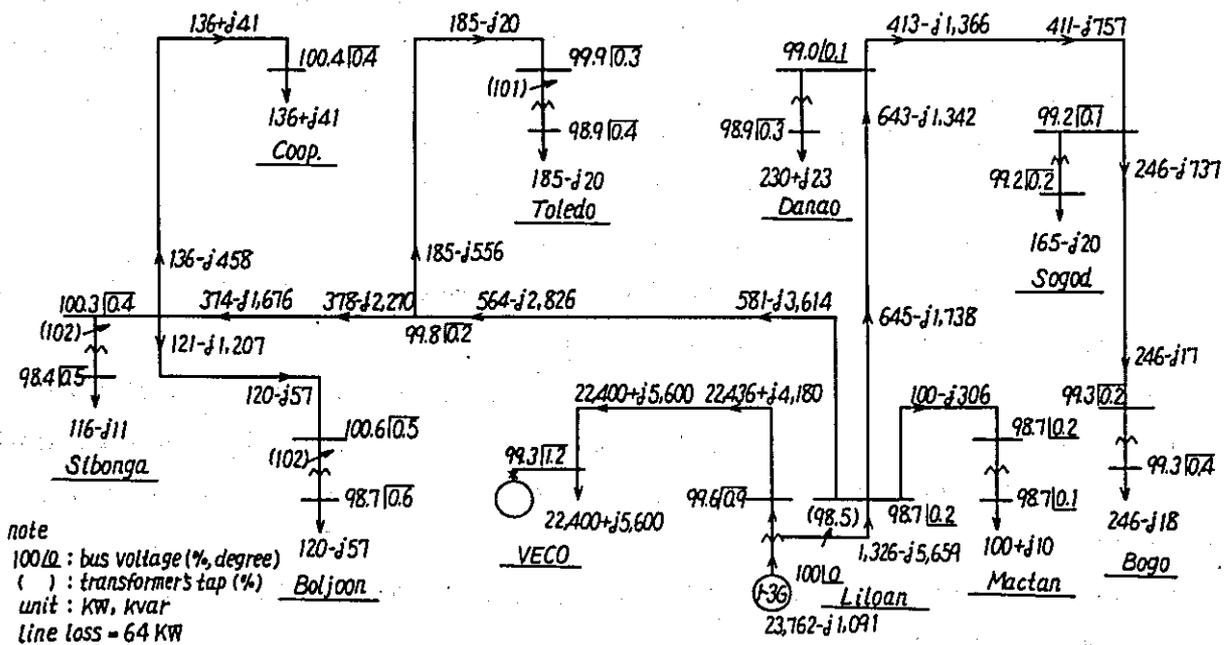


Fig. A-5 Power Flow at Peak Time in 1990

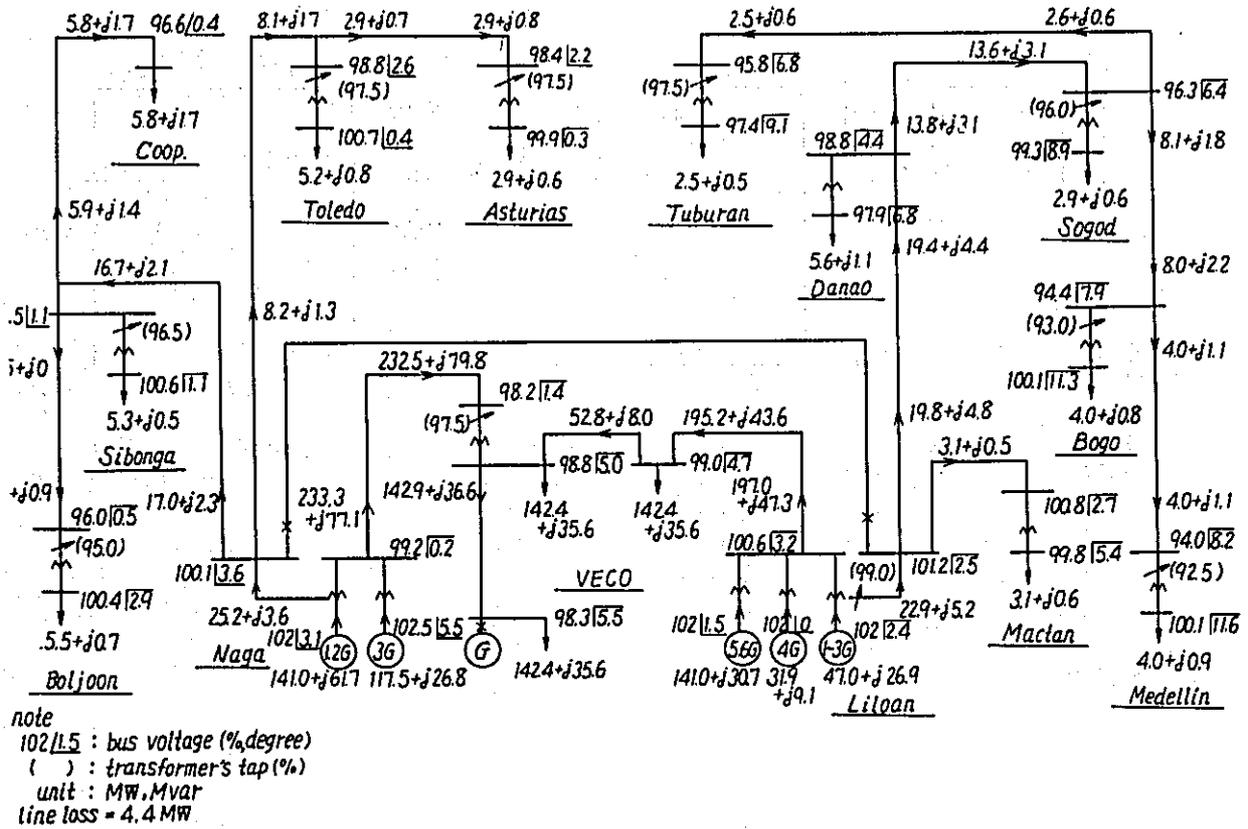


Fig. A-6 Power Flow at Peak Time in 1990 (Loop Operation)

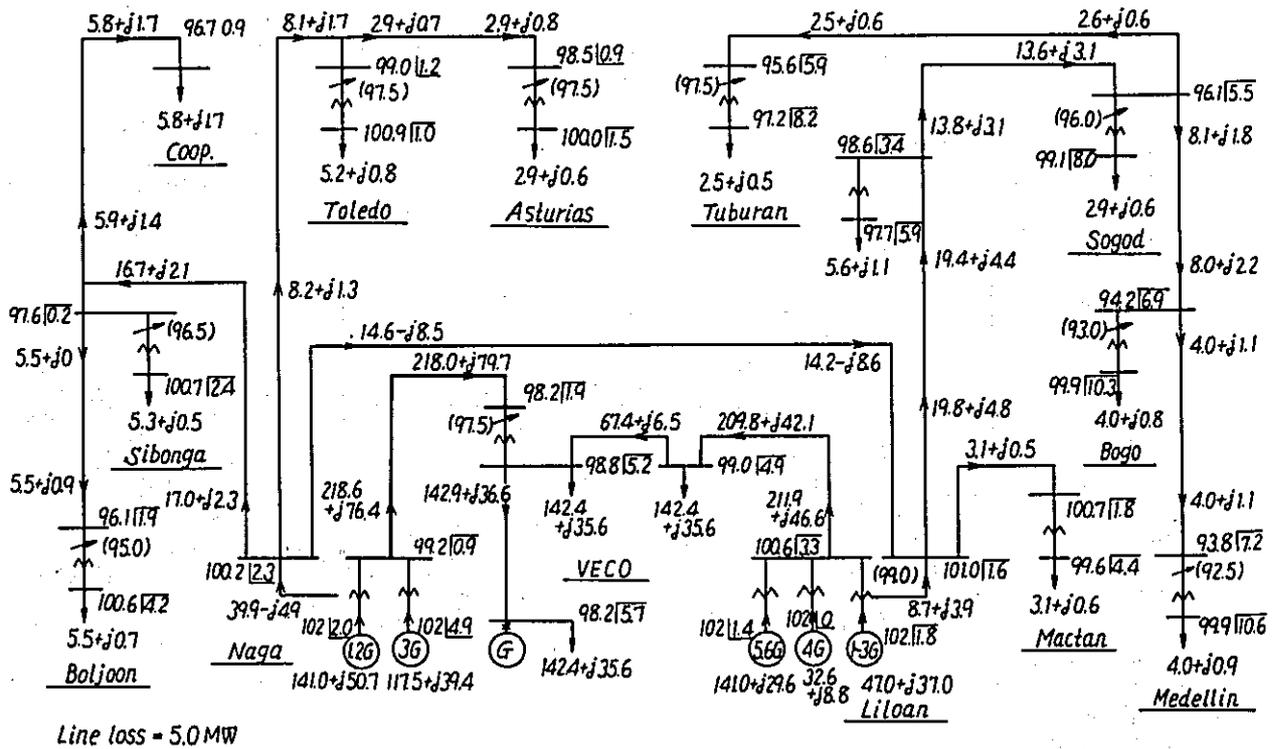


Fig. A-7 Three Phase Short Circuit Capacity at Peak Time in 1978

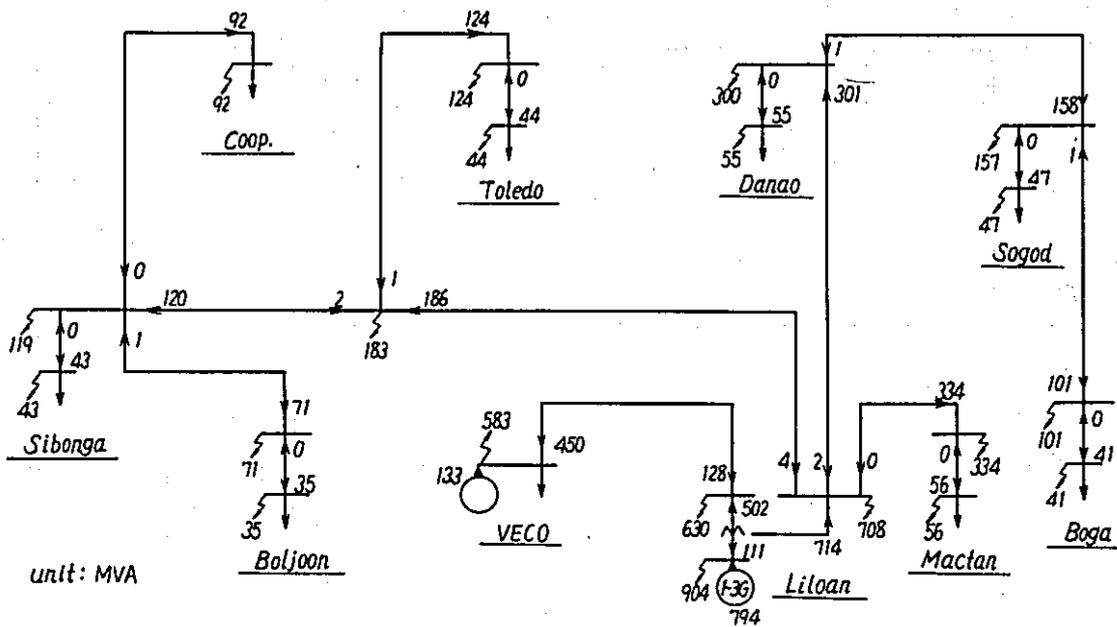


Fig. A-8 Three Phase Short Circuit Capacity at Off Peak Time in 1978

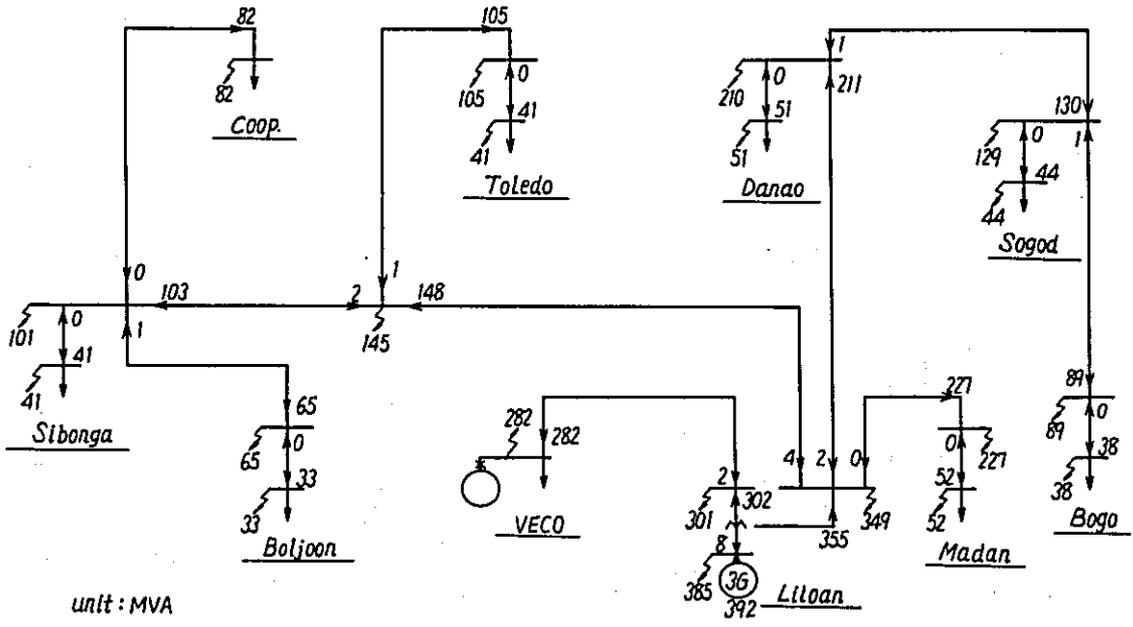


Fig. A-9 Three Phase Short Circuit Capacity in 1985

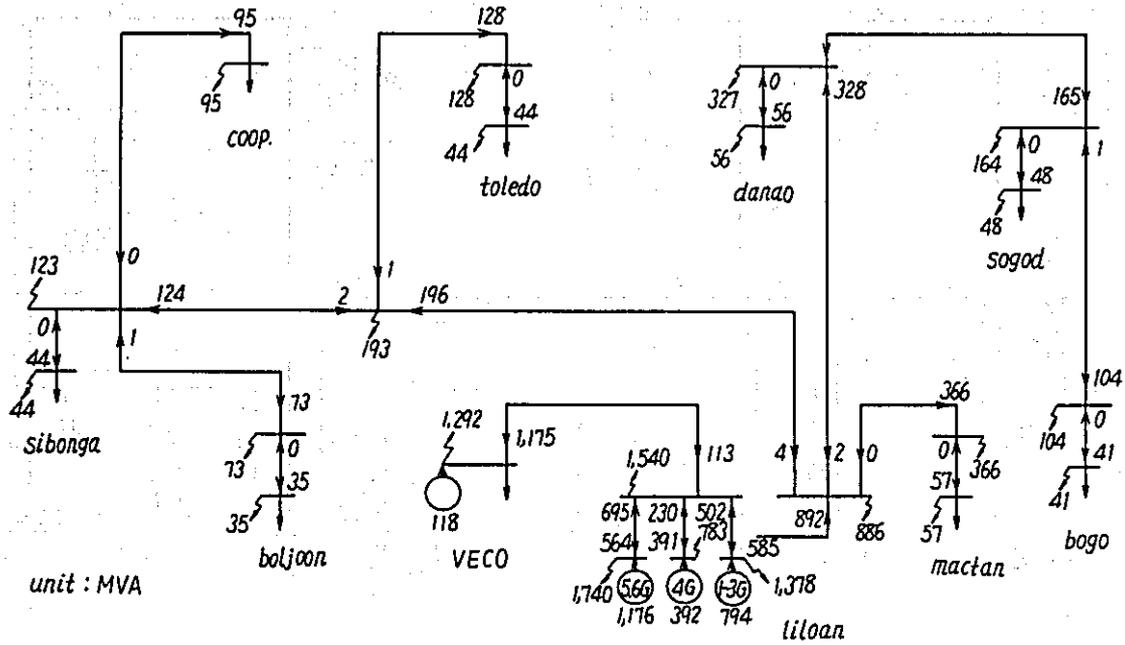


Fig. A-10 Three Phase Short Circuit Capacity in 1987

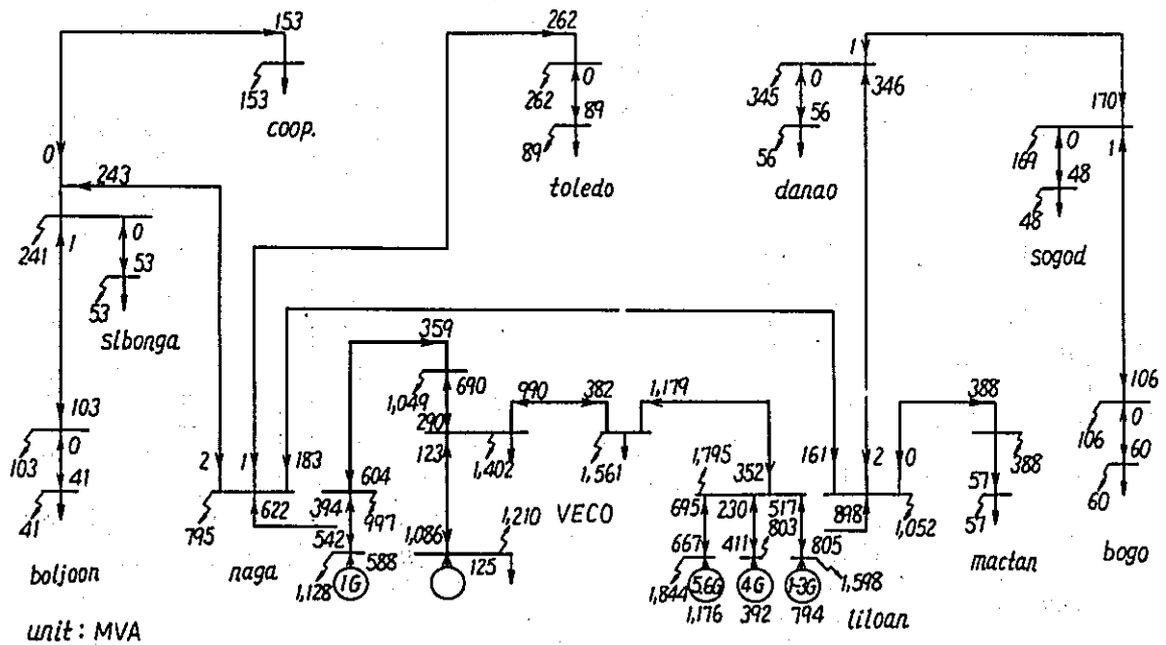


Fig. A-11 Three Phase Short Circuit Capacity in 1990

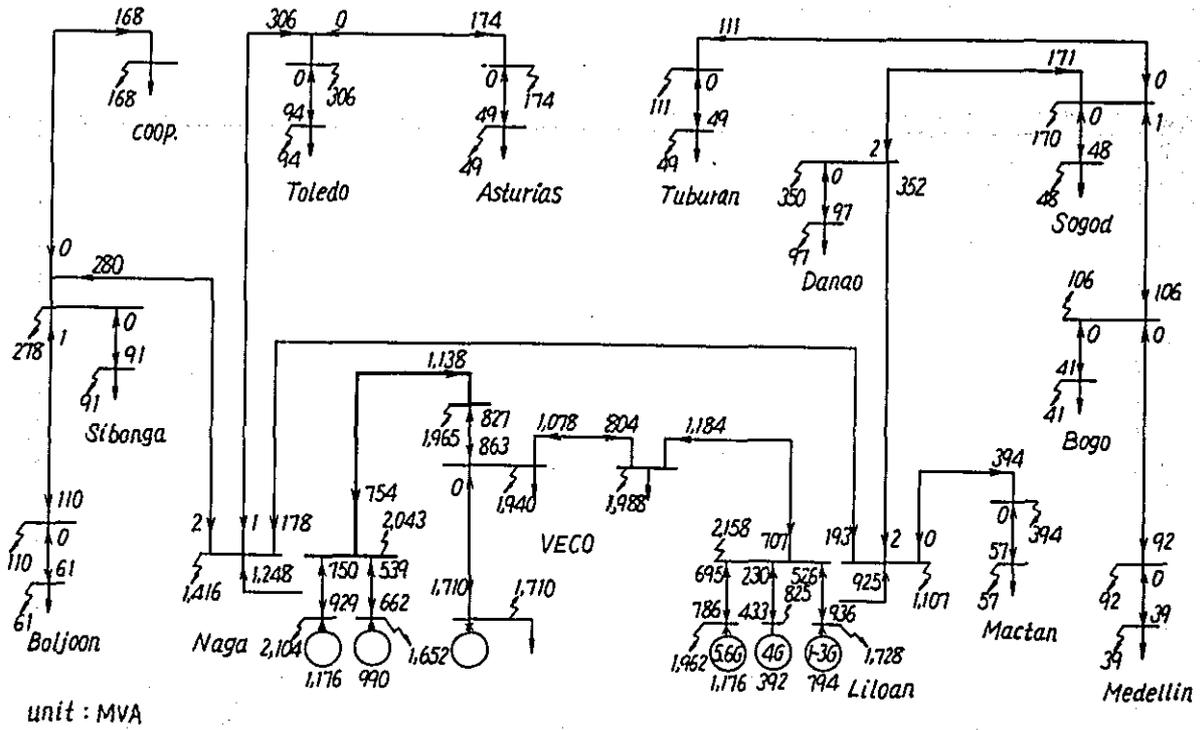


Fig. A-12 Percent Impedance Map for Positive Phases Sequence in 1990

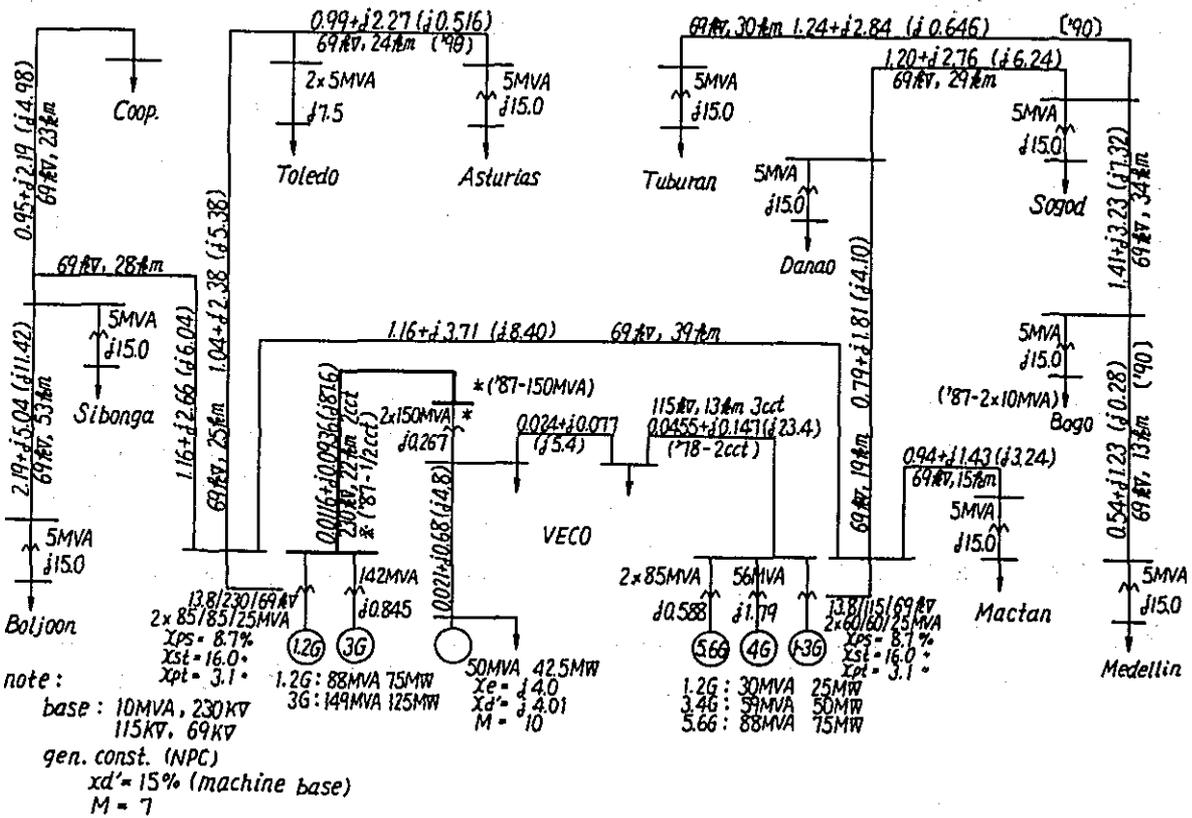


Fig. A-13 Swing Curve of Transient Stability in 1987 Peak
 LILOAN-BANILAD Line 1 cct 3 lg, C. B. Open (0.14 Sec)

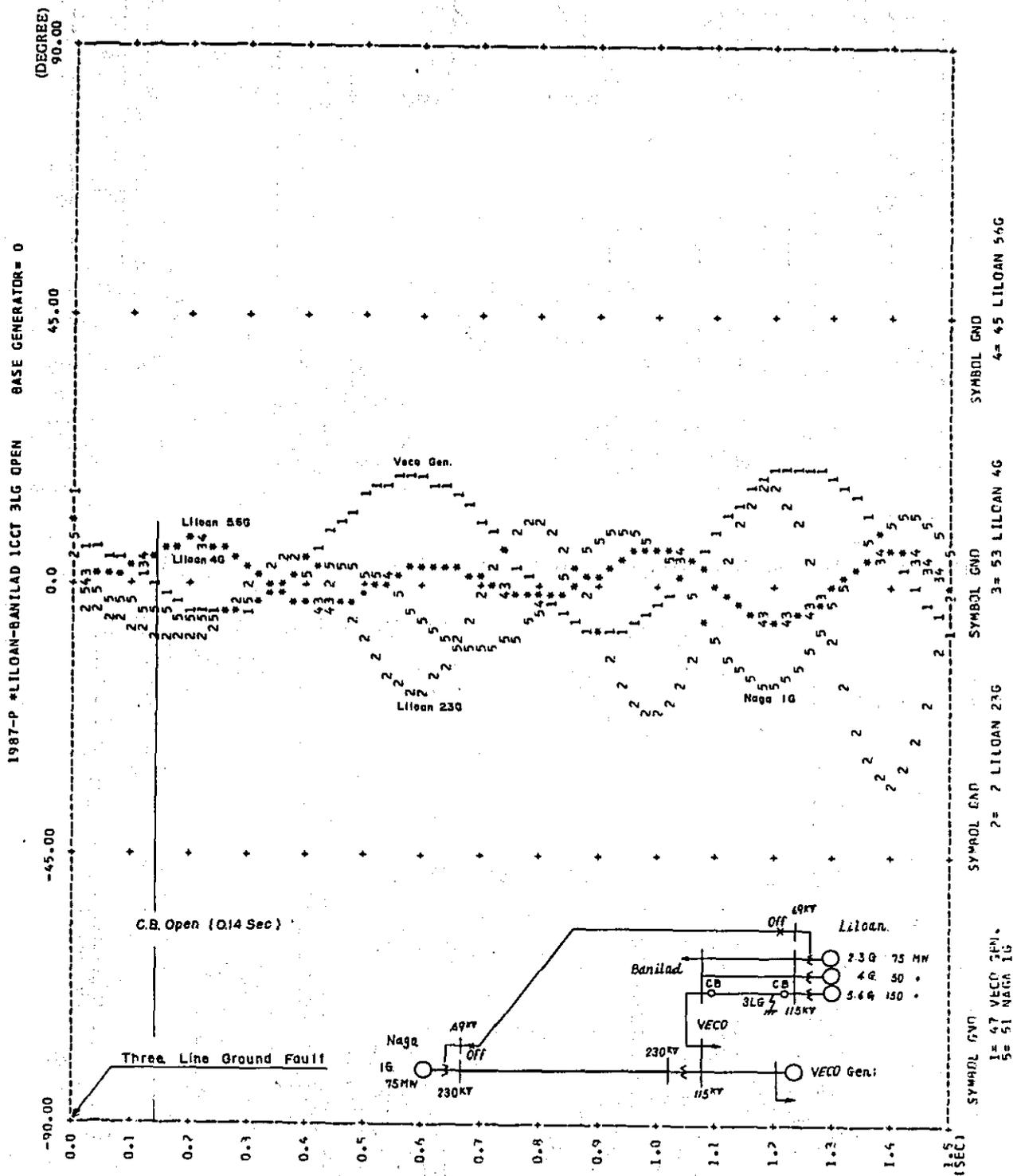


Fig. A-15 Swing Curve of Transient Stability in 1990
 LILOAN-BANILAD Line 1 cct 3 lg, C. B. Open (0.14 Sec)

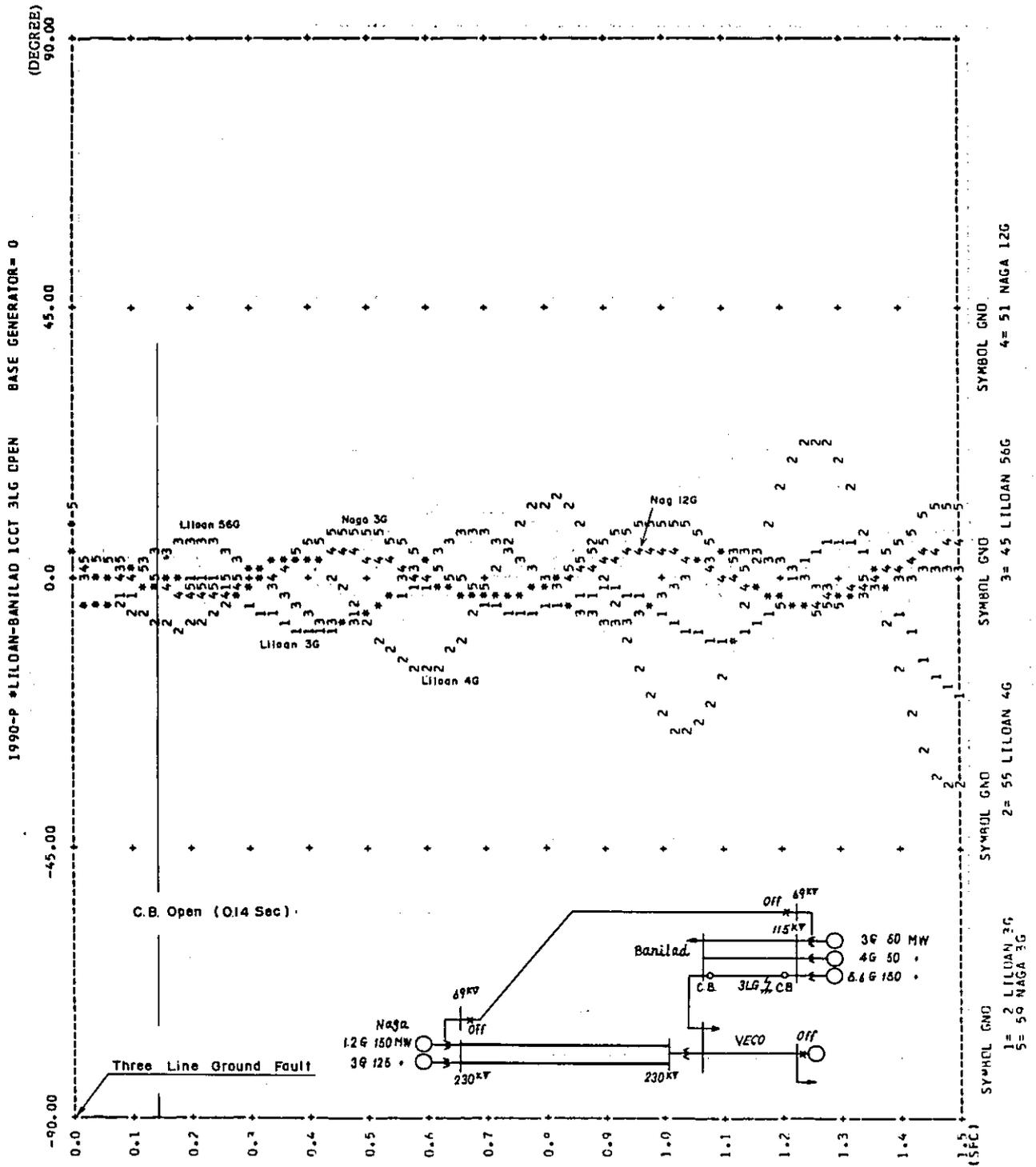


Fig. A-16 Swing Curve of Transient Stability in 1990
 NAGA-VECO Line (230 kV) 1 cct 3 lg, C. B. Open (0.1 Sec)

