No. 18

フィリピン共和国

ビサヤス地域
送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画
調査報告書

昭和55年9月

国際協力事業団

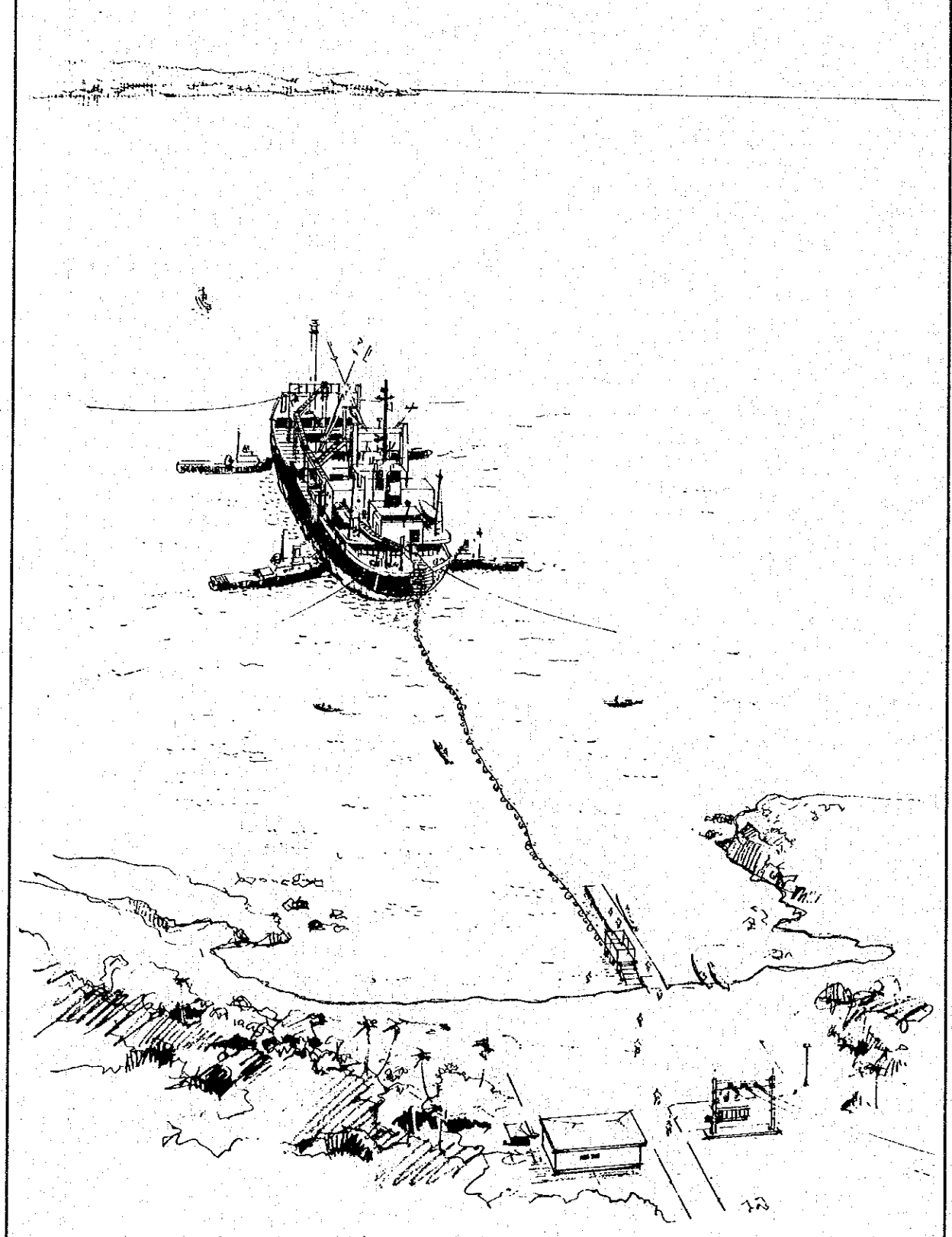
フィリピン共和国

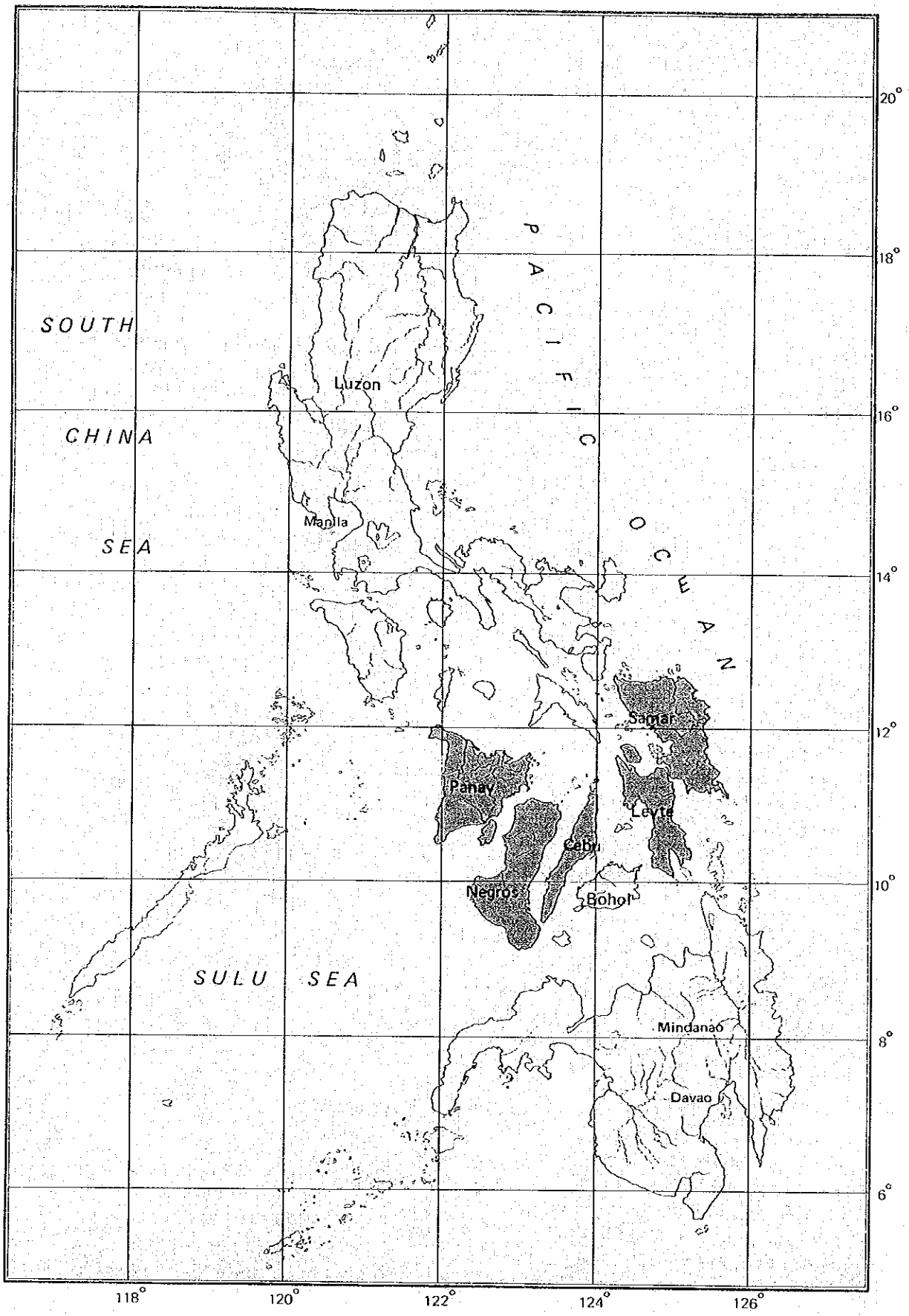
ビサヤス地域
送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画
調査報告書

昭和55年9月

国際協力事業団

Artist's Imaginary View of Landing Point for 138 kV Submarine Cable




SOUTH
CHINA
SEA
Luzon
Manila
PACIFIC
OCEAN
Samar
Panay
Leyte
Cebu
Negros
Bohol
SULU SEA
Mindanao
Davao
20°
18°
16°
14°
12°
10°
8°
6°
118°
120°
122°
124°
126°

ま　え　が　き

日本政府は，フィリピン共和国政府の要請に基づき，同国のビサヤス地域における主要送変電計画及び海底ケーブルによる島間連系計画に関するフィージィビリティ調査を行うこととなり，その実施を国際協力事業団に委託した。事業団は，この計画の重要性を考慮し，1980 年 1 月 10 日から 3 月 9 日に至る 60 日間にわたり，電源開発株式会社　若森敏郎氏を団長とする各分野の専門家 7 名からなる調査団を派遣し，フィリピン共和国政府関係機関の協力を得て現地調査を実施した。

本報告書は，現地調査及び収集した資料に基づき，帰国後調査検討を行い，その成果を取りまとめたものである。

本報告書がフィリピン共和国の電力系統開発に寄与するとともに，日本との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

終わりに，今回の調査の実施に当たられた団員各位に謝意を表するとともに，熱意ある支援と協力を戴いたフィリピン共和国政府関係機関の方々を始め，外務省，通商産業省及び在フィリピン共和国日本大使館の関係各位に対し，この機会に心より感謝の意を表わすものである。

1980 年 9 月

国際協力事業団
総裁　有田圭輔

伝　　達　　状

国際協力事業団
総裁　有田圭輔　殿

こゝにフィリピン共和国ビサヤス地域送変電計画および海底ケーブルによる島間連系計画に関する調査報告書を提出致します。

本調査の目的は，貴職の委託要請にしたがって，ビサヤス諸島における主幹送変電計画および海底ケーブルによる島間連系送電計画に関する技術的・経済的開発の可能性を調査研究することでありました。

この目的のために，電源開発株式会社 若森敏郎を団長とする7名の専門家よりなる調査団が編成され，1981年1月10日から3月9日までの60日間にわたり現地調査を行い，地形，地質，気象などの基礎的資料をはじめ，本調査に必要な電力の供給，需要および送電に関する諸資料の収集にあたりました。調査団は，帰国後，現地調査の結果をもとに，ビサヤス地域における電力需要想定，連系送電計画，予備設計，電力系統解析，工事費積算，建設工事スケジュール，経済評価，資金計画ならびに財務分析の調査検討を行い，その成果を本調査報告書にまとめました。

本プロジェクトは，ビサヤス地域の社会経済開発の進展にともない急増しつつある電力需要を，最も有効にかつ円滑に賄うために，フィリピン国政府が，その早期実現を強く望んでいるものであり，現在，世界的なエネルギー情勢の不確実性と緊迫化が進むなかで，本プロジェクトが今後一段と推進されるであろうことを確信するものであります。

本報告書を提出するにあたり，本調査の実施に多大のご協力を賜りましたフィリピン共和国政府関係機関の方々をはじめ，在フィリピン日本大使館，外務省，通産省ならびに国際協力事業団の関係各位に対しまして深甚の謝意を表するものであります。

1980年9月

フィリピン共和国ビサヤス地域送電系統拡張および
海底ケーブルによる連系計画調査団
団長　若森敏郎

目　　次

APPENDIX

第1章　緒　　論

第1章　緒　　論

第1章 緒　　論

1.1 経　緯

フィリピン共和国のビサヤス地域は，同国の中央部に位置する6つの主要な島から構成されており，同国の経済活動に重要な地位を占めている。この地域の電力拡張計画は1972年に国際協力事業団（JICA）の前身である海外技術協力事業団（OTCA）から日本政府調査団が派遣され，3ケ月の現地調査後，1973年3月にフィリピン政府に提出された"ビサヤス地域電力長期計画調査報告書"が基礎になって，現在開発計画が進められている。すなわちフィリピン電力公社（NAPOCOR）は，この報告書をもとに，各島における発変電設備の増強を行ってきたが，現状では上述の報告書において提案された各島連系は実現していない。

NAPOCORは近年における同地域の電力需要の伸びに対処するため，日本プラント協会（JCI）が1978年8月に作成した"ビサヤス地域電力系統調査報告書"をもとに，同地域に対して日本より発電船の導入を決定するとともに，上記報告書において勧告されたごとく，各島独立に存在する電力系統を，138kV基幹送電線および138kV海底ケーブルによって相互連系することを計画した。

フィリピン政府は上述の発電船計画との関連において，フィリピン共和国ビサヤス地域の送電線，関連変電所および海底ケーブルによる連系送電計画のフィジィビリティ・スタディを日本政府に要請した。日本政府はこの要請に基づき国際協力事業団（JICA）に，この調査を実施せしめることとし，JICAによって，今回，調査団が派遣されたものである。

1.2 調査の目的と範囲

このフィジィビィリティ・スタディの目的は上述の日本プラント協会が実施した"ビサヤス地域電力系統調査報告書"およびNAPOCORが1979年に作成したビサヤス地域における系統拡張計画，またNAPOCORが事前に準備した，海底ケーブルによる連系送電計画に関する各種調査資料にもとづき現地調査を実施し，各島独立に存在する電力系統を138kV基幹送電線および138kV海底ケーブルによって連系する計画の技術的，経済的な妥当性を検討することにある。

現地調査は，次の事項に留意して行われた。

(1) 現在および将来における電力設備計画の評価のためのデーターの収集

(2) 過去と現在における電力需要の実績と負荷パターンの調査

(3) 将来の電力需要の伸びの予測に必要なデーターの収集

(4) 発変電設備の拡張および将来計画に関する調査

(5) 送電線，海底ケーブルのルートおよび変電所計画地点の選定と踏査

(6) 本計画地域をカバーする関連送配電網計画に関する資料収集

(7) 送電線，海底ケーブルおよび変電所の予備設計のための資料収集

なお，現地調査にあたってはNAPOCORの計画を充分聴取した上で，対象地域の主要電力会社（VECO，PECOなど）および電化組合を訪問し，直接資料を入手することに努めた。

138 kV基幹送電線については，既にNAPOCORによってルートが選定されているため，このルートに沿って，ジープ，ヘリコプターによる現地踏査を行った。特に，138 kV海底ケーブルの布設地点については，海図や定期刊行物によって事前に充分な調査をするとともに，対象水域を管轄する地方港湾局（PPA）及びその水域を航行する船舶を誘導する水先案内人事務所を訪問し，同水域における海底の状況，沈没船，その他障害物の有無，ケーブル布設に最適な季節などについて聴取した。ケーブルの陸揚げ地点および架空送電線との接続地点は，現地踏査とともに調査船による海上からの調査を実施した。

調査団の主たる調査目的は，ビサヤス地域の138 kV連系送変電計画であるが，本プロジェクトと密接に関連するネグロス島のPalimpinonおよびレイテ島のTongonan 地熱エネルギーの開発地点を，あわせて踏査し，現状把握に努めた。

レイテ・サマール連系送電線（木柱，ACSR 336.4 MCM）については既に日本よりの融資が約束されているので，その建設は所与の条件としたが，調査団は，レイテ・サマール両島の電力需要想定および電力系統解析を行い，この送電線のSan Juanico 海峡横断部について調査団が調査し設定した2ルートについて，夫々長径間大型鉄塔の予備設計を行い工事費を算出して経済比較を行う。また調査団はレイテ・サマール連系として新たにこの区間に138 kV送電線を必要とする時期には，本報告書において調査団が行う138 kV送電線（鉄塔，ACSR 336.4 MCM 1回線）の予備設計および工事費が参考となる様報告書をとりまとめることとした。

1.3 既存の報告書との関連

本調査に関する日本側の既存の報告書としては，1973年3月に海外技術協力事業団（OTCA）によって作成された"フィリピン共和国ビサヤス地域電力長期計画調査報告書"がある。この報告書は，当時のビサヤス地域各島の電力需給の現状を詳細に調査した上で，各島の15ケ年に亘る長期開発計画を策定したもので，現在この地域の開発計画は，この報告書を基礎に進められている。今回の調査対象である各島の連系計画についても，この報告書に既に述べられており，パナイーネグロス間およびネグロス―セブ間を海底ケーブルで連系することが提案され，実施時期を1980 年代の前半と示唆している。また，レイテ―サマール間連系についても述べている。

さらに，1978年にフィリピン政府が，日本より発電船を購入してビサヤス地域の電力系統に導入するにあたり，JCIが作成した"ビサヤス地域における電力系統調査報告書"がある。この報告書によれば，発電船の導入にあたっては，パナイ―ネグロス―セブの各電力系統を連系してこれを運用することが最も経済的であることを指摘している。

本プロジェクトに関連するフィリピン共和国側の資料としては，エネルギー省発行の"1979

年から1988年にいたるエネルギー10ケ年計画"（Ten-Year Energy Program 1979-1988）がある。このレポートは，10年間のエネルギー計画を説明するとともに，地熱発電所の意欲的な開発計画を含む長期電力開発計画の基本政策を述べている。

1.4 調査団の編成

調査団は電源開発㈱および国際協力事業団からなる次の7名のメンバーにて構成され，その担当職務は次の通りであった。

団長	若森敏郎（としろう）	電源開発㈱海外技術協力部	総括
団員	村井立（たてし）	電源開発㈱企画部	経済評価
団員	南弘隆	電源開発㈱工務部	系統計画
団員	加賀美浩	電源開発㈱海外技術協力部	需要想定
団員	磯雅夫（まさお）	電源開発㈱工務部	送電，海底ケーブル
団員	宮嶋幸一	電源開発㈱海外技術協力部	設備計画
団員	浅井功	国際協力事業団	コーディネーター

1.5 現地調査日程

調査団は，相手側受入れ機関であるNAPOCORと，調査団受入れに関する諸調整を行う必要があったため，第1次調査団と本隊調査団とに分けて派遣された。

第1次調査団はNAPOCORと調査業務の範囲，調査行程およびNAPOCORの調査団に対する便宜供与など具体的に取決め，この内容を調査実施計画協定書および覚書にとりまとめ，本隊と合流した。

現地調査は1980年1月中旬より約1ケ月半にわたって実施された。調査は現地におけるNAPOCORの全面的な協力によって順調に行われ，調査団の帰国に先立ち現地踏査の結果に関する所見をNAPOCORに提出した。

1.6 報告書作成の基本方針

現地調査によって収集された諸資料をもとに，NAPOCORと調査団との間で取決められた諸事項にしたがいビサヤス地域の138 kV主幹送電設備を建設するための技術的，経済的な妥当性を検討するために次の様な基本方針を相互に確認した。

1.6.1 電力需要想定

電力需要想定は発電設備計画の基本であるが，同時に送変電計画の基本でもある。

本調査団はNAPOCORが1979年9月に実施した電力需要想定をクロスチェックし，その妥当性を確認することとした。すなわち，ビサヤス地域における過去の電力需要実績，電化率，

将来の人口動向，新規工業需要の動向，電化組合の配電網拡張計画をベースにして，調査団独自でも電力需要想定を行うこととした。

なお自家発電設備の老朽化に伴うNAPOCORからの電力購入の可能性についても考慮することとした。

1.6.2 系統解析と連系送電容量の決定

送変電計画を立案する上で不可欠な電力系統解析を実施するにあたっては，1985年時点，1990年時点における電力系統における需給バランスを想定し，電力潮流・電圧分布・母線および発電機の位相角を検討し，また必要な調相設備容量を検討する。この検討結果をもとに，138 kV連系送電線，関連変電所の変圧器容量および海底ケーブルの容量を決めるものとする。

送電線故障条件を設定し，発電機の過渡安定度の検討を行うものとした。なお，連系送電線の便益を評価するために，各島の電力需要の不等性，発電設備の機種別，ユニット規模別の事故停止率を調査し，海底ケーブルの連系容量をパラメーターにした供給力の不足確率などの検討を行い，本プロジェクトの経済性評価を行う。

1.6.3 予備設計と建設費の算定

送電線，海底ケーブル，変電所，通信施設について予備設計を行い，建設費を算定するものとする。詳細な設計はフィジィビリティ・スタディ後につづく実施設計（D/S）段階において行われるとしても，フィジィビリティ・スタディ（F/S）において見積られる建設費の積算は，資金計画や経済評価に重大な影響を与えるので，出来るだけ精度の高いものが要求される。このため，F/S段階でも，可能な限り精度の高い技術計算や図面の作成に努力し，建設費の算定を行う。

1.6.4 建設スケジュール

電源設備の増強や連系送電線の建設は電力需要の増加に合せてすすめる必要がある。同時に，建設スケジュールの作成にあたっては，建設を担当する建設業者の能力，機器製造業者における発注資材の生産能力，輸送能力などを総合的に検討した上で最も経済的でしかも無理のない工程を組むことが必要である。

調査団は，本プロジェクトの特殊条件である海底ケーブルの布設計画については，以上のほかに海象条件などを考慮し，全体工程を作成することにした。

1.6.5 経 済 評 価

連系送電線建設のメリットは個々に存在する独立電力系統を連系することによって，個々の独立系統に必要な予備力を削減し電力融通による需給の安定化を図り，大規模発電設備建設

を可能にして発電原価を低減せしめることにある。

このためには，厳密な経済評価を行って，連系送電線の有効性が証明されなければならない。本報告書では，供給信頼度の向上，必要予備力の低減および広域開発の3つの面から経済性の評価を行う。

1.6.6 資金計画と財務分析

資金計画については，本プロジェクトに関する年度別所要工事費および融資条件についてもふれるものとする。財務分析は本プロジェクトの性格からみて，プロジェクト単独で評価することは困難なので，NAPOCORのビサヤス地域全体における電力設備計画とそれに対応する料金収入と費用支出で評価するものとする。

第2章　結論と勧告

第2章　結論と勧告

第2章 結論と勧告

ビサヤス地域送変電計画および海底ケーブルによる島間連系計画について調査，研究を行った結果以下に述べる結論が得られた。

2.1 結　論

(1) ビサヤス地域の電力設備拡張計画はNAPOCORによって緒についたばかりであるが，現在18％と想定されるこの地域の電化率を向上させるための努力が，ビサヤス地域全域に亘って進められており至近年の電力需要の伸びは年平均14.0％と高い。この地域の電化はいずれも政府機関であるNAPOCORと国家電化局（NEA）が進めており，前者は大規模電源開発と関連送電設備の建設を，後者は電化組合をとおして，フランチャイズ・エリア内の69 kV以下の送配変電設備の建設と運転保守に当っている。

(2) ビサヤス地域の電力設備拡張計画が順調に進展すればビサヤス地域全体では1995年まで年平均12％の電力需要の伸びが期待出来る。又本プロジェクトとの関連ではパナイ・ネグロス・セブ3島の電力需要の伸びは1978年より1995年までの年平均伸び率は11.9％レイテ・サマール島の年平均伸び率は43.1％に達する。なおレイテ・サマール島の電力需要の大部分はレイテ島のIsabelまたはその近傍に予定されている工業需要家の電力需要である。

(3) ビサヤス地域の電力需要の伸びに対処するため，NAPOCORは1977年から1979年までの3年間に総計90.7MWの新規発電設備の建設を行った。その内訳はパナイ島のディゼル発電設備14.6MW，ネグロス島のディゼル発電設備11.0MW，セブ島のディゼル発電設備51.1MW，ボホール島のディゼル発電設備11.0MW，およびレイテ島の地熱発電設備3.0MWからなる。なお1976年以前のNAPOCORの発電設備は2ケ所の水力発電所の設備出力合計2.0MWを有するのみであった。

NAPOCORは1976年より1993年までの電力設備拡張計画を進めており現在建設中の発電所の総設備出力は285.5MW（うちセブ島の石炭火力55.0MW，セブ島のディゼル54.0MW，レイテ島の地熱発電所112.5MW，発電船2隻64.0MW），1993年末の発電設備出力は1,240MWに達する予定である。

(4) 上記発電プロジェクトの流通設備としての送変電設備は1979年末現在138kV以下の送電線の総亘長は428km，変電所は5ケ所，総変圧器容量は127.7MVAに達している。1993年末には69kV以上の送電線の総亘長は2,550km，変圧器の総設備容量は570MVAに達する見込である。なおこの外にNEAの監督下にある電化組合が建設する69kV送電線および変電所がある。

(5) これら発送変電設備の建設のために1976年から1993年までに必要なNAPOCORの投資

額は1980年価格で1,189.2百万USドルこのうち外貨分は824.7百万USドルおよび内貨分は364.5百万USドルと想定されている。

(6) このような背景のもとで建設が予想されている海底ケーブルを含む主幹送電線および関連変電所の計画の技術的および経済的可能性について調査研究を行った結果，本計画は有効な送変電計画であると結論される。本プロジェクトの概要は次のとおりである。

i) パナイ・ネグロス・セブ3島連系送変電計画

－ 138kV架空送電線（鉄塔）

1回線区間	：	154 km
2回線区間	：	148 km
計		302 km

－ 海底ケーブル（XLPE単相ケーブル）

区　間	：	3ケ所
総亘長	：	23.6 km

－ 変　電　所

変電所数	：	3ケ所（合計70MVA）
開閉設備の追加	：	2ケ所

陸上部の架空送電線の支持物は1回線区間および2回線区間とも鉄塔を使用し，導体は240mm² ACSRを採用した。これはNAPOCORの原案が木柱であり，又導体は336.4 MCMと比較すれば電流容量は27％大きい。本プロジェクトが3島の電力系統を構成する上での背骨に当り送電線の信頼度の高いこと，又電線サイズの選定に当っては，送電ロスを評価した結果，支持物を鉄塔とし，又導体サイズは240mm²を選定したものである。

海底ケーブルについてはＯＦ（油入）ケーブルとＸＬＰＥ（架橋ポリエチレン）ケーブルの経済比較を行ってＸＬＰＥケーブルを選定したが，その差は僅少である。ＸＬＰＥケーブルは布設後の保守は原則的には不要であり，そのメリットは大きいが初期投資は大となる。したがって，入札時にはケーブルの種別を限定せず入札を行い入札価格とその後の維持費を厳密に計算し最終的にＯＦケーブルかＸＬＰＥケーブルかいずれかを選定することが良い。

ii) レイテ・サマール2島連系送変電計画

－ 138kV架空送電線（鉄塔）

1回線区間	：	113 km（陸上）
2回線区間	：	2 km（海峡）
計		115 km

－ 変　電　所　1ケ所：　30MVA

全区間を鉄塔で建設するものとし，海峡部分については将来の送電容量の増加が便なるよう最初から2回線鉄塔とし2回線架線とした。なお導体は海峡部は陸上部の336.4 MCM ACSRと同一の電流容量で高張力電線である200 mm² AACSRを採用した。なおレイテ・サマール2島連系送変電設備についてはすでに日本側の融資が決まっているので，本報向書の予備設計，工事費および経済評価は次の機会に必要となるこの区間の138 kV送電線の調査，検討を行ったものである。但し，海峡部分の予備設計は，1983年までに完成する上記プロジェクトの一部を構成するものである。

Table 2—1 より Table 2—4 までに本プロジェクトの設備諸元を Fig.2—1 に本プロジェクトのビサヤス地域における位置関係を示す。

(7) パナイ・ネグロス・セブ3島を連系する海底ケーブルを含めた送変電計画の総建設費は，1980年3月現在の価格で53,788千USドル，そのうち外貨分は41,797千USドル，内貨分は11,991千USドルである。本プロジェクトの完成予定年（1984年末）までの期間のコスト上昇を外貨分について7.0％，内貨物について12.0％と仮定すれば，完成時の推定建設費は68,256千USドル，そのうち外貨分51,247千USドル，内貨分17,009千USドルとなる。Table 2—5 に工事費の内訳を示す。

一方レイテ・サマール2島連系の送変電計画の総建設費は1980年3月現在の価格で8,661千USドル，そのうち外貨分は5,378千USドル，内貨分は3,283千USドルである。

(8) 連系のメリット

i) パナイ・ネグロス・セブ3島連系

一般的に云って連系することによって電力系統が拡大される場合，いくつかの連系メリットが考えられるが，3島連系の場合は供給予備力の節減メリットと3島連系による電源の広域開発のメリットの2つのメリットを金額で評価し，これを便益（Benefit）とし一方3島連系に要する送変電設備の投資額をコスト（Cost）とし，その比である便益・コスト比率（B/C）が1.0よりも大であれば本プロジェクトは経済的にみても有利であると判定した。

設備予備力の節減は1990年時点において69.3 MWであり，この設備出力をNAPOCORが現在ビサヤス地域で建設している発電設備の中で最もkW当りの建設費が低廉なディゼル発電所に置換て評価すればその値は35,204千USドルである。一方広域開発によるメリットは本プロジェクトが完成する1985年より1990年までの6年間における非石油系燃料による3島間の電力融通量よりC重油による燃料コストと他の非石油燃料コスト（石炭，地熱）の差を評価しこれを便益とした。このような電源の広域開発によるメリットは，本プロジェクトが完成する1985年の現価に換算すれば16,808千USドルとなる。従って2つのメリットの合計は52,012千USドルとなる。

一方コストである3島連系のための総建設費（エスカレーションを除く）は53,788千

USドルであるが，3島連系のためのみに必要な送電設備に限定すればそのコストは34,229千USドル（ケース1）である。ネグロス島内の138kV主幹送電線2回線は主として，ネグロス島内の電力需給バランス上通過する電力潮流の大きさより必要なものであるが，総建設費よりこの2回線送電線の建設のために必要な建設費の50％を除いたコストを3島連系に必要なコストとすればそのコストは46,439千USドル（ケース2）となる。以上2つのケースについて便益・コスト比率を算定すれば次の如くなる。

ケース1の場合

$B/C = US\$52,012 \times 10^3 / US\$34,229 \times 10^3 = 1.52$

ケース2の場合

$B/C = US\$52,012 \times 10^3 / US\$46,439 \times 10^3 = 1.12$

以上の評価より本プロジェクトは経済的に有利なプロジェクトであり，さらに金額評価の対象とならない周波数および電圧変動巾の縮小，異常事態における各島間の電力融通のメリットを考慮するとその有利性はさらに大となる。

ii) レイテ・サマール2島連系

レイテ・サマールの2島連系は電源構成がTongonan地熱発電所のみという特殊な系統構成となるので3島連系の場合のような供給予備力の節減効果は無い。しかし地熱発電所の1kWh当りの燃料コストはC重油を使用するディゼル発電所の燃料コストより低廉なのでこの差に着目し評価するものとする。なお既に述べた如く，調査団が行った連系送変電計画は，同一区間内に建設することが既に決っている138kV送電線の次に必要となった時期（1990年以降となる）に建設が可能となるがその時期を決めることは困難である。従って評価は予備設計にもとづく1980年の総建設費から算定される送電線およびWright受電変電所の年経費（コスト）がこの送電線を通過する電力量にTongonan地熱発電所の1kWh当りの蒸気コストとディゼル発電所のC重油の1kWh当りの燃料費の差を上述の電力量に乗じた値を便益とし，便益・コスト比率が1.0となるWright変電所での電力量を求め評価した。その結果便益・コスト比率が1.0となる電力量は28.3百万kWhであり最大電力に換算して約6.0MW以上の電力がTongonan地熱発電所よりWright変電所に送電されれば，本プロジェクトのB/Cは1.0以上となる。

(9) パナイ・ネグロス・セブ3島の陸上部分の送変電設備および3島を結ぶ海底ケーブルの建設工期は経済的な工事施工方法のもとで，機器購入・据付仕様書の作成から工事の竣工まで約4年間が必要である。特に海底ケーブルの布設工事がクリティカル・パスであり，NAPOCORによる布設地点の海象，海底地質などの概要調査を1981年3月項までに終了しておく必要がある。建設工程はFig.2－2に示すとおりである。

(10) 本プロジェクト（パナイ・ネグロス・セブ3島連系）の財務分析を単独に行うことはそ

の性格上困難である。ビサヤス地域のNAPOCORが所有する発送変電設備は，原価主義のもとで電気料金が決められている。したがって現行電気料金制度のもとで，1976年から1993年までにビサヤス地域に投資される発送変電設備の中に本プロジェクトの必要投資額を組込み，ビサヤス地域全体の財務分析を行い評価するものとした。

その結果は，現行電気料金制度のもとでは，本プロジェクトの金利，元本の返済は困難で，1982年および1984年に電気料金を10％ずつ上げることが必要である。

この結果ビサヤス地域全体でのネット・インカムは1985年より黒字に転じ1988年単年度の黒字額は27.7百万USドル，1992年には77.6百万USドルとなる。一方キャシュ・フローは1984年より黒字に転じ，累化のキャッシュ・フローは1991年になって黒字に転ずる。

2.2 勧　告

2.1の"結論"にもとずき以下に述べる事項を勧告する。

(1) 本プロジェクトはビサヤス地域の送変電計画の背骨を構成するものであり信頼度を考慮し支持物は全て鉄塔とし，パナイ・ネグロス・セブ3島の架空送電線の電線サイズはACSR 240mm²とすべきである。又，レイテ・サマール2島の架空送電線の電線サイズはACSR 336.4MCMとし，海峡横断部は陸上部と同一の電流容量を有する高張力電線AACSR 200mm²を採用すべきである。

海底ケーブルはXLPEケーブル単相を採用したが入札時の価格および布設後の維持費を考慮し最終的にケーブルの種類を決めるべきである。

変電設備および開閉設備は既設々備との接続および他系統への電力供給のために必要であり，又通信設備は本プロジェクトの運用上必要であり，Table 2—3に示す設備を建設すべきである。

(2) 建設スケジュールについて

本プロジェクト（パナイ・ネグロス・セブ3島連系）の建設工事は1982年に着手1984年末に完成すべきである。

従ってこれに合せて調査工事，詳細設計，機器購入・据付仕様書の作成等の諸準備を行うこと，またFig.2—2に示す全体工程に従って借款交渉等の諸準備を遅滞なく進めること。

(3) 今後の現地調査について

NAPOCORは下記調査を行うことが必要である。

i) 架空送電線ルート沿いの地形測量および地質調査

1981年3月までにルート沿いの地形測量および鉄塔位置の地形測量を行うこと。又水田地帯などの軟弱地質地帯に対しては鉄塔建設地点の地盤支持力調査を行うこと。

ii) 海底ケーブル布設ルート沿いの調査

海底ケーブル布設ルートの詳細調査はケーブル受注業者に実施させるが少くとも海底地形および底質についての予備調査はNAPOCORが1981年3月までに調査を終了しておくこと。

iii) レイテ・サマール海峡横断部の調査

調査団によって選定されたルートに沿った地域の地形測量および鉄塔建設予定地点の地形測量および地質調査を可及的速やかに実施すること。

iv) ケーブルターミナル予定地点ならびに架空送電線ルートの臨海地域の代表的地点にパイロット碍子を設置して，海塩による碍子汚損量の測定を行うこと。なお，この調査は最終設計完了後も継続して実施することが望ましい。

(4) 用地の取得について

変電所用地および送電線ルートの用地確保には時間を要するものと思われる。従って調査団が選定した変電所位置附近の用地の取得および送電線予定ルート沿いの鉄塔予定地，線下補償等について関係者とネゴに入ること。

(5) 資金調達について

本プロジェクト（パナイ・ネグロス・セブ3島連系）の必要な工事費の資金調達について関係機関と打合せを行い本プロジェクト実現のための精力的な努力を行うこと。

Table 2-1 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Overhead Transmission Lines

General figures	
Rated voltage, frequency	AC 138 kV 3ø 60 Hz
Conductor	240 mm^2 ACSR
Ground wire	70 mm^2 GSC
Insulator (250 mm Disc type)	8 or 10 pieces single string
Structure	Steel tower
Foundation	Concrete base with base plate

Length of sections

Island	Section		No. of circuits	Length (km)
Panay	Sta. Barbara (SS)	- Jaro (CT)	1	17
Guimaras	Salag (CT)	- Barcelona (CT)	1	18
Negros	Pagayon (CT)	- Pulupandan (SS)	1	4
do	Pulupandan (SS)	- Kabangkalan (SS)	2	68
do	Kabangkalan (SS)	- Amlan (PP)	2	80
do	Amlan (PP)	- Jilocon (CT)	1	5
Cebu	Liloan (CT)	- Naga (PP)	1	110
	Sub Total		1	154
			2	148
	Total			302

Note: SS : Substation
PP : Power plant
CT : Cable terminal

Table 2-2 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Submarine Cables (XLPE 1ø Submarine Cable)

General figures	
Rated voltage, frequency	138 kV, 60 Hz
Conductor size	300 mm^2 (Copper)
Current capacity	610 A (for sand bottom)
	500 A (for mud bottom)
Insulating material	XLPE
Armouring	8 mm ø galvanized steel wire
Out side diameter	Approx. 110 mm

Length of sections (One phase cable length)

Strait	Section		Length	Max. water depth
Iloilo	Jaro CT	- Salag CT	3.7 km	42 m
Guimaras	Barcelona CT	- Pagayon CT	12.8 "	18 "
Tañon	Jilocon CT	- Liloan CT	7.1 "	220 "

Table 2-3 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Transformation Facilities

General figures	
Rated voltage, frequency	AC 138 kV, 3ø/AC 69 kV 3ø, 60 Hz
Bus circuit	1.5 CB/1.5 CB System
Switch yard construction	Conventional steel structure
Main transformer type	Out door, 3ø Auto-transformer
" voltage	138 kV/69 kV/13.8 kV
" connection	Y - Y - Δ

Number of feeders and transformer capacity for the project

Substation	138 kV feeder	69 kV feeder	Tr. capacity	Remarks
Sta. Barbara	1	—	—	Additional
Pulupandan	5	1	30 MVA	
Kabangkalan	6	2	10 "	
Amlan	5	2	30 "	
Naga	1	—	—	Additional

Telecommunication Facilities

Equipment	System and main items
Power line carrier	3 ch. 27 dBm/35 dbm type metaric return system, for line protection, load dispatching telephone, etc.
UHF telecommunication equ.	6 ch. 10 W (400 MHz) for line protection, load dispatching telephone, etc.
VHF mobile radio	25 W (150 MHz) Line maintenance
Fault locator	Pulse radar system, Type - C

Table 2-4 Leyte - Samar Interconnected transmission Lines

Overhead Transmission Lines

General figures	
Rated voltage, frequency	AC 138 kV 3ø 60 Hz
Conductor	336.4 MCM ACSR
	200 mm^2 AACSR *
Ground wire	70 mm^2 GSC
	70 mm^2 GSC *
Insulator (250 mm Disc type)	8 or 10 pieces single string
	10 pieces double string *
Structure	Steel tower
Foundation	Concrete base with base plate

Length of section

Island	Section	No. of circuits	Length (km)
Leyte	Tongonan (PP) - Uban (Leyte)	1	64
Leyte -Samar	Strait crossing	2	2
Samar	Uban (Samar) - Wright (SS)	1	49
	Sub-total	1	113
		2	2
	Total	—	115

Note SS : Substation

PP : Power plant

* : Conductor and grounding wire which will be used for crossing of the strait.

Table 2-5 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Construction Cost

	Construction cost (10^3 US$)			Remarks
	F.C.	D.C.	Total	
- Overhead Transmission Lines				
Sta. Barbara SS - Jaro CT	588	297	885	1 cct
Salag CT - Barcelona CT	619	315	934	"
Pagayon CT - Pulupandan SS	138	70	208	"
Pulupandan SS - Kabangkalan SS	3,635	1,747	5,382	2 cct
Kabangkalan SS - Amlan PP	4,277	2,054	6,331	"
Amlan PP - Jilocon CT	173	87	260	1 cct
Liloan CT - Naga PP	3,977	2,361	6,338	"
Sub Total	13,407	6,931	20,338	
- Submarine Cables				
Jaro CT - Salag CT	2,542	77	2,619	
Barcelona CT - Pagayon CT	8,015	77	8,092	
Jilocon CT - Liloan CT	4,654	77	4,731	
Sub Total	15,211	231	15,442	
- Transformation facilities				
Sta. Barbara Substation	317	57	374	Switch yard extension
Pulupandan Substation	1,583	466	2,049	
Kabangkalan Substation	2,738	885	3,623	
Amlan Power Plant	1,707	506	2,213	
Naga Power Plant	448	80	528	Switch yard extension
Sub Total	6,793	1,994	8,787	
- Telecommunication Facilities	886	201	1,087	
Total of direct cost	36,297	9,357	45,654	
- Indirect Cost	5,500	2,634	8,134	
Total construction cost	41,797	11,991	53,788	(in 1980 prices)
Escalation	9,450	5,018	14,468	
Grand total	51,247	17,009	68,256	

Fig. 2-1 Power System Expansion Program in Cebu - Negros - Panay and Leyte - Samar Is.

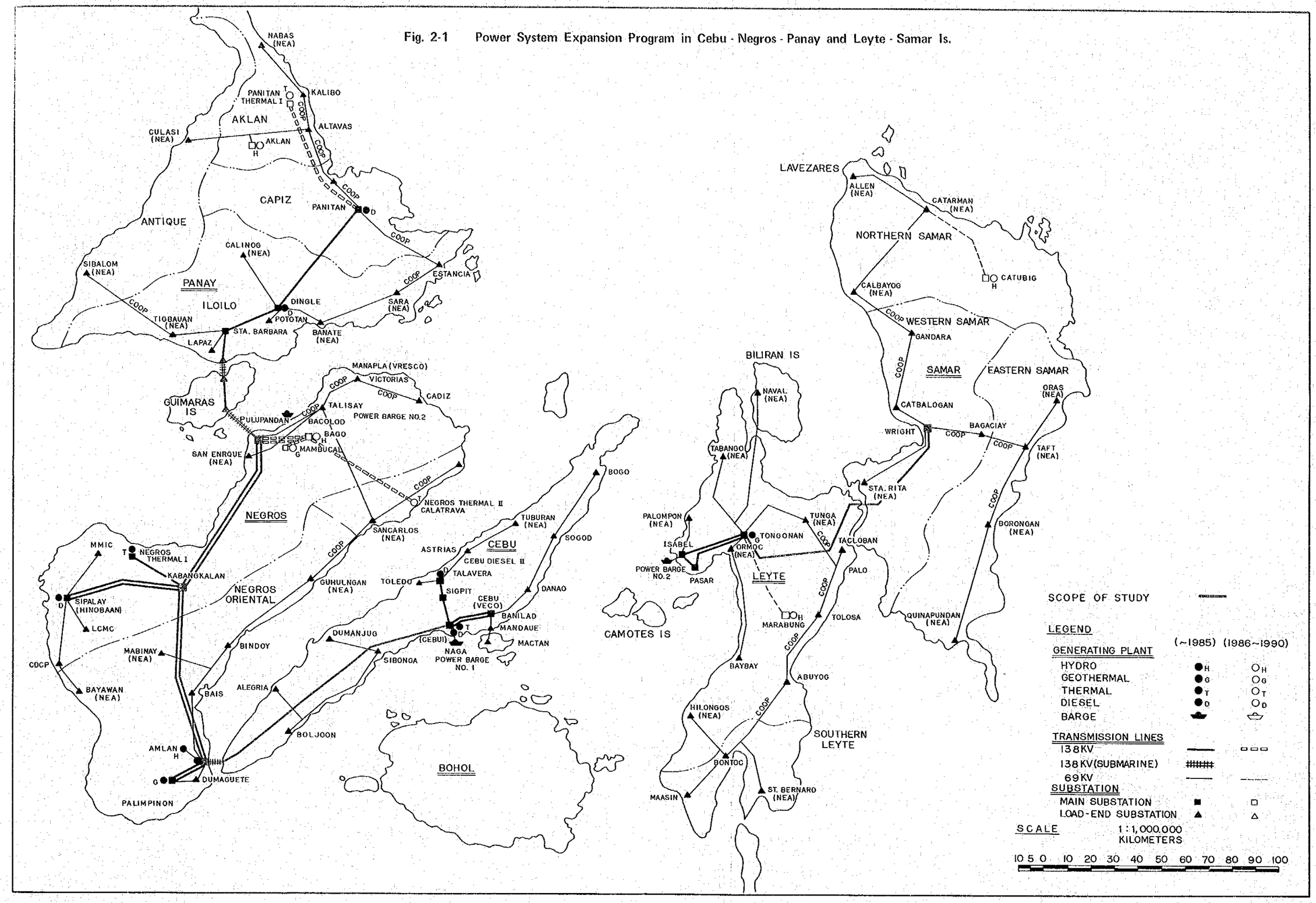
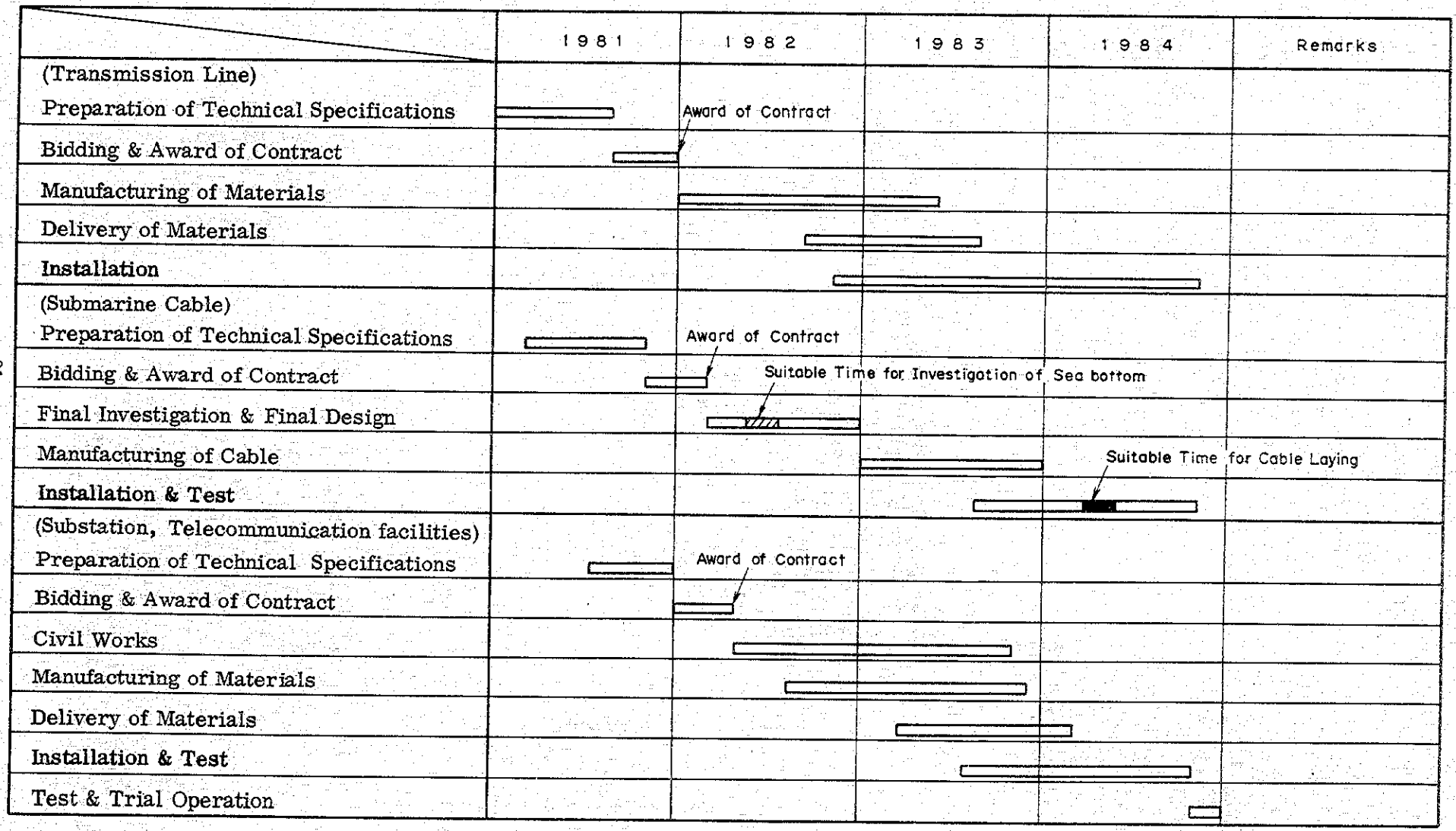


Fig. 2-2 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project Construction Schedule



第３章　フィリピン国の電気事業

第3章　フィリピン国の電気事業

第3章　フィリピン国の電気事業

3.1　フィリピン電気事業の現状

3.1.1　国内エネルギー資源の概況

(1)　石　　炭

現在，フィリピン国における石炭の想定埋蔵量は，約13億トン前後といわれている。このうち，稼行対象となりうる確定あるいは推定埋蔵炭量ならびにこれに地質上の安全率および採掘実収率を乗じた実収炭量については，今後の地表調査やドリリング等の地質精査によって確認されるであろう。

エネルギー10カ年計画（Ten-year Energy Program 1979－1988）によれば，国内炭の生産，供給網および市場の開発によって，将来石炭資源をエネルギー供給の主流にもっていきたいとしており，石炭市場としては，現在の需要家のほかに，NAPOCOR が建設するであろう石炭火力を考えており，現在の消費量 265,000 メートルトンが，1988年には 4,972,000メートルトン（うち石炭火力用が87％を占める）に達するものと予測している。

新規石炭鉱床として，Semirara 島，Naga および Cebu に計画がある。これにつぐく有望鉱床地域として Batan 島，Polillo島，Surigao del Norte，Zamboanga del Sur および Cagayan Valley が含まれる。

Table 3-1　Coal Development Program

Year	Reserves (Million metric tons)			(10^3 metric production tons)
	Proved	Indicated	Potential	
1979	150	80	920	330
1983	300	310	540	2 430
1987	500	540	110	4 200
1988	550	600	—	5 400

Data Source: Ten-year Energy Program

(2)　石油・天然ガス

1979年における総エネルギー供給量に占める石油の割合は，約91％で，1973年石油危機当時の約95％に対して4％の低下となった。これは，水力および地熱等の代替エネル

ギーの開発利用が進められたためで，1988年にはこの割合を，さらに68%程度に引下げる政策が進められている。総石油供給量のうち90%が輸入に依存しており，そのまた90%が，政治的に不安定な中近東から輸入される。したがって，国内石油資源の開発は，フィリピンの国際収支の改善および国民経済の発展にとってきわめて重要な意味をもっている。

Palawan島沖合における最近の油田探査は，この地域が油田地帯であるとの期待をもたらした。NIDO企業体は，最初の原油生産の準備を鋭意進めている。石油に関する探査活動は，今後10年間に，203の探査井を目標に計画されており，うち133井が沖合，他は沿岸にある。将来，国内で生産される石油のシェアが徐々に増加され，1988年代には，国内石油需要の36%を賄うであろうと期待されている。

Table 3-2 Oil and Gas Development Plan

Year	No. of wells			No. of contracts	Seismic lines (10^3 km)	Footage (10^3 ft.)
	On-shore	Off-shore	Total			
1979	11	12	23	3	10	173
1983	37	66	103	13	36	787
1987	63	122	185	23	61	1 417
1988	70	133	203	26	66	1 554

Data Source: Ten-year Energy Program

(3) 地　熱

1978年の地熱法および大統領令第1442号にもとづき，地熱開発は，官民共同してとりくむことになった。1978年においては，56.6MW相当の蒸気が新規開発され，同年末の発生蒸気は，累計305MW相当となった。

エネルギー10カ年計画によれば，10年後の1988年末には，発生蒸気は1,895MW相当，発電設備出力は892MWに達する見込みである。開発目標地点は，全部で8カ地点で，現在開発中の3カ地点，Tiwi (Albay)，Makiling-Banahaw (Laguna) およびTongonan (Leyte) に加えて新規5カ地点，Manito (Albay)，Palimpinon (Southern Negros)，Mambucal (Negros Occidental)，Manat (Davao) およびKalinga (Mountain Province) が計画中である。

地熱は，石油代替エネルギーとして，フィリピン国において最も期待されるものの一つである。

Table 3-3 Geothermal Development Program

Year	No. of fields	No. of wells	Geothermal steam availability (MW)	Installed generating capacity (MW)
1978*	3	30	305	3
1979	4	89	470	278
1983	7	301	1125	562
1987	8	481	1675	782
1988	8	528	1895	892

Data Source: Ten-year Energy Program

Note: * figures are actual

(4) ウラニウム

ウラニウム探査は，1973年から1978年の間に，81カ地点，45,231フィートの掘削を行ったが，今後の10年間は，有望地点の輪郭を把握するための放射線測定および地質化学的調査が，全国的規模で実施されるであろう。この第一次探査活動の結果，有望地点に関するウラニウム採鉱の確実性が判明するであろう。

ウラニウム鉱床有望地域としては，ルソン地域のIlocos Norte，Isabela，Tarlac，Bulacan，Camarines Norte，Mindro，Masbate，Palawan，ビサヤス地域のSamar，Panay，Leyte，Cebu，Negrosならびにミンダナオ地域のZamboanga，DavaoおよびCotabatoがあげられる。

(5) 水　力

水量とその落差によって河川およびその支流において得られる水力は，再生可能なエネルギー資源の一つである。フィリピン国においては，地形，降水量および気象パターンが，地域ごとに相異するため，水力発電方式も地域ごとに特長づけられる。

ルソン地域における水力は，貯水池式および多目的水力発電が主流を占める。これは，ルソン地域が，乾季と雨季に明確に区分されており，乾季における灌漑用水の確保および雨季における洪水調節の必要性にもとづくものである。また，ルソン系統の尖頭負荷の尖鋭化に備えて，揚水式発電も考慮されつつある。

ビサヤス地域には，主な河川はほとんどなく，分散型小水力が主流となっている。

ミンダナオ地域では，降水量が年間を通じて，ほゞ均等であるため，灌漑や洪水調節のための水の総合的管理の必要性は，それほどではないので，その豊富な水力は，専ら大規模な水力発電用に利用されている。

フィリピン全域の包蔵水力は，合計8,000MW程度と想定されているが，1978年現在で

そのうちの約9％が開発済である。NAPOCORの電力拡張計画によれば，1983年には想定包蔵水力の約20％，1987年には約37％，1990年には約57％前後を開発する予定になっている。

Table 3-4 Installed Capacity by Plant Type
End of 1978

Type	MW	%
Hydro	746	23.6
Oil thermal	1 880	59.4
Diesel	536	16.9
Geothermal	3	0.1
Total	3 165	100

Data Source: Ten-year Energy Program

以上のほかに，再生可能な国内エネルギー資源の一つである水力の有効利用という観点から，フィリピン全地域にわたり，基礎的な水文資料から知られている小水力地点773カ所，合計推定包蔵水力887MWの開発促進が期待されている。

Table 3-5 Major Hydroelectric Plants Operated by NAPOCOR
End of 1978

Plant	Location	Date of operation	Capacity (MW)	Annual energy availability (GWh)
Ambuklao	Bokod, Benguet	Dec. 1956	75	398
Angat	Norzagaroy, Bulacan	Sep. 1967	212	552
Binga	Itogon, Benguet	May 1960	100	437
Caliraya	Lumban, Laguna	Feb. 1950	32	188
Maria Cristina	Iligan, Lanao del Norte (AgusVl)	Jul. 1953	200	1 066
Pantabangan	Nueva Ecija	Apr. 1977	100	450

Data Source: Ten-year Energy Program

Table 3-6 Mini-Hydro Potentials

Region	No. of sites with data	No. of sites without data	Total No. of sites	Estimated potential of sites with data (MW)
Luzon	478	1248	1726	564
Visayas	207	1327	1534	194
Mindanao	88	1191	1279	129
Total	773	3766	4539	887

Data Source: Ten-year Energy Program

(6) 非在来型エネルギー

在来型に属しない新しいエネルギー，例えば太陽エネルギー，風力，バイオマスなどの開発活動が本格的に開始されたのは1977年に入ってからである。この新エネルギー開発の基本政策は，まず第1段階として，これらの実現可能な新エネルギーのうち，電力系統にリンクされない孤立した地方において広汎に利用できるものを選択し，地方の諸条件に適合した，しかも簡単に実用化できる技術を採用することに重点をおいている。新エネルギーのなかで，現在最も考慮されているものに，発電用燃料としてのIpil-Ipil（早生樹木）の利用およびアルコール燃料としての砂糖キビの利用がある。

同時に，第2段階として，将来大々的に石油に代替するための高水準の新エネルギー技術の開発努力が必要である。この新エネルギー技術の開発計画には，太陽熱，風力，燃料アルコールを含むバイオマス，そして温泉などのエネルギー利用についての都市圏あるいは地方における総合エネルギーシステムの開発が含まれており，これらの技術開発促進をバックアップするためには，国際機関との技術協力関係の確立や情報収集，調査活動の積極的推進が必要である。

3.1.2 電気事業者

(1) 電気事業体制

フィリピンの電気事業は，全国的規模で発送変電設備の計画，建設および保守・運転を行い，地方電化組合を含むすべての需要家に対し電力を供給する責任を負う最大唯一の国営事業体であるNAPOCORならびに限られた地方地区に対してのみ供給責任を有する800余りの小規模公私営電気事業者によって営まれている。電気事業に対するフィリピン政府の基本政策は次のとおりである。

(a) 全国電化を達成するために，各島における需要中心地と発電設備を結ぶ送電網を確立し，配電を担当する電化組合を設立する。

(b) NAPOCORの供給系統が及ばない地方地域においては，同地域の電化組合，私営電気事業体または地方自治体に対し固有の発配電設備の所有および運転を許可する。

National Electrification Adminstration（NEA）の第一義的機能は，各地域における配電と電化組合の監督である。現在，民間および地方公共団体等が所有している配電システムは，今後徐々に電化組合の全国的なシステムの中に組みこまれていくであろう。

エネルギー10カ年計画によれば，1978年末における事業用発電設備容量は以下のとおりである。

Table 3-7 Installed Generation Capacities (End of 1978)

Utilities	Installed capacity	Share
NAPOCOR	2,196 MW	69.4 %
MECO	522 MW	16.5 %
Cooperatives	133 MW	4.2 %
Others	314 MW	9.9 %
Total	3,165 MW	100 %

Data Source: Ten-year Energy Program 1979 - 1988
Note: MECO — Manila Electric Power Co.

同年末における発電設備の電源構成は，水力23.6%，石油燃焼火力59.4%，ディーゼル16.9%，地熱0.1%であり，家庭電化率は，全国で29.1%であった。

1973年から1978年にいたる事業用発電実績は，以下のとおりである。

Utilities Power Generation Profile

Year	Generation	Annual increase ratio
1973	10,910 GWh	—
1974	11,108 GWh	1.8 %
1975	12,221 GWh	10.0 %
1976	13,252 GWh	8.4 %
1977	13,833 GWh	4.4 %
1978	14,961 GWh	8.2 %

1973 to 1978 annual average increase ratio 6.5%

1978年における発電電力量を燃料種別でみると，石油62.8％，ディーゼル油20.4％，石炭0.6％，水力16.2％，地熱0.01％である。

(2) NAPOCOR

NAPOCORは，1936年，フィリピンにおける水力資源の調査開発を目的として設立されたもので，その後水力および火力などの電源開発を担当するなど活動範囲が大巾に拡大された。現在におけるNAPOCORの事業方針は，1971年9月のNational Power Corporation Charterおよび1972年9月の大統領令第40号によって明確に定められている。その大要は次のとおりである。

NAPOCORは，あらゆるエネルギー源から発生する電力を，全国的規模において管理し，開発し，生産し，送電すること，ならびに国の経済社会開発政策に沿って，最小コストで電力の長期安定供給をはかることを目的とする。この目的のために，ルソン，ビサヤスおよびミンダナオの全域にわたって電力を供給する一切の電力設備を総合システムとして自ら所有し運転する権限を与えられている。したがって，NAPOCORが推進する電力拡張計画策定に対する基本的考え方は次のとおりである。

(a) 大統領令第40号にもとづく電気事業諸目的の達成と国策の遂行。

(b) 全国的規模での家庭電化の強力なる推進

(c) 1980年までに国の基幹送電系統の整備。

(d) エネルギー資源利用の多様化。

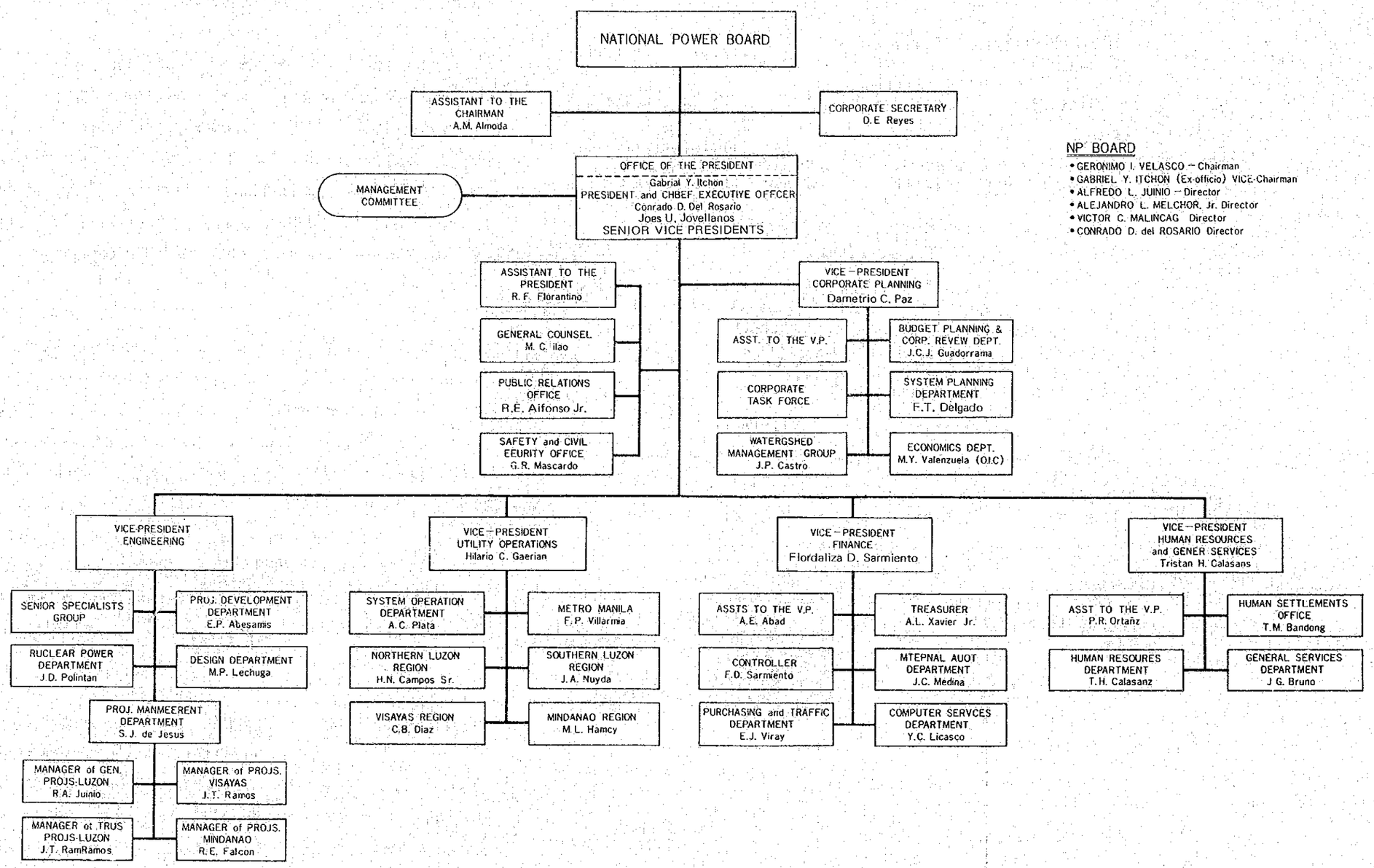
(e) 石油危機をふまえての国内電力資源の加速的開発促進。

以上の目的遂行のために編成されたNAPOCORの組織の概要はFig.3－1に示すとおりである。

NAPOCORの電力供給先は，電化組合，大口産業需要家，配電網を有する公・私営電気事業体などであるが，電力の販売に適用されている電気料金制度の概要は，Table 3－8のとおりである。NAPOCORの電気料金制度は，フィリピン国の島しょ的地形上の制約から系統間の連繋がないため，各系統ごとに定められており，料金単価についても，各系統ごとの電源構成に左右されバラツキがみられる。

1979年11月末におけるNAPOCORの発電設備総容量は3,599MWで，その電源構成は，水力26％，地熱6％，火力68％であった。また，需要種別ごとの消費電力量をみると，1978年においては，住宅用23.5％，商業用24.1％，工業用46.8％，その他5.6％で，Table 3－9に示すとおりである。

Fig. 3-1 NATIONAL POWER CORPORATION ORGANIZATION CHART



3.1.3 電力市場

(1) 現　状

1979年11月末におけるNAPOCORの発電設備容量は，約3,599MWで，1979年における年間発生電力量の推定実績は13,712GWhである。この発生電力量によって，農業，工業および商業用などの電力需要を賄い，全国世帯数の約30%に対し家庭用電力を供給している。

ルソン，ビサヤスおよびミンダナオの3地域間に，電力供給面における質的量的格差や発電コストのバラツキがあり，電力供給能力の向上に対して一層深刻な問題を提供している。なかでも，ビサヤス地域の供給能力の水準は最も低い。この電力供給能力の立ちおくれを回復することの必要性は，フィリピン政府がとくに認識するところであり，全国的規模での電源開発計画が意欲的に実施されてきたが，人口増加や経済活動拡大にともなう電力需要の急速な成長ならびに国家エネルギー計画の焦点的政策であるエネルギー源の多様化は，電力設備拡張とエネルギー資源探査活動の双方により多くの資金が必要となり電力開発の重荷は倍加された。

(2) 需要想定

フィリピン国における電力系統は，ルソン系統，ビサヤス系統群およびミンダナオ系統の3つに大別される。各系統の長期電力需要想定は，NAPOCORがこれを実施している。最近，NAPOCORが策定した電力拡張計画に盛込まれた長期電力需要予測をみると，フィリピン全国で，1978年実績尖頭負荷は2,129MWで，5年後の1983年には3,464MW，1990年には6,021MWに成長するものと想定されている。尖頭負荷の伸び率は，1974年～1978年実績において年平均約8%，予測伸び率は，1979年～1983年で年平均約11.8%，1984年～1990年で，年平均約7.8%である。1978年におけるフィリピン全国の需要電力量実績は13,259GWhで，1983年には21,005GWh，1990年には37,510GWhに達するものと予測されており，予測伸び率は，1979年～1983年の年平均約11.7%，1984年～1990年で年平均約8.3%となっている。詳細は，Table 3－10に示すとおりである。

(3) 開発計画

フィリピン国における電力開発計画の目標は，国家エネルギー政策の枠内で，1990年までに全国の完全電化を達成することにある。

NAPOCORが策定している1990年にいたる長期の電力拡張計画によれば，Table 3－11に示すとおり，総発電設備出力は，1983年には4,946MW，1987年には7,311MW，1990年には9,204MWに達する見込みである。この開発テンポは毎年約500MWの発電設備の新増設を意味する。とくに，ビサヤス地域については，国の地域開発政策を反映して毎年約100MWの新増設が見込まれており，ミンダナオ地域については，豊富な水力資源の開発