フィリピン共和国

レイテ・ミンダナオ送電計画

調 査 報 告 書

1984年 3 月

国 際 協 力 事 業 団

フィリピン共和国

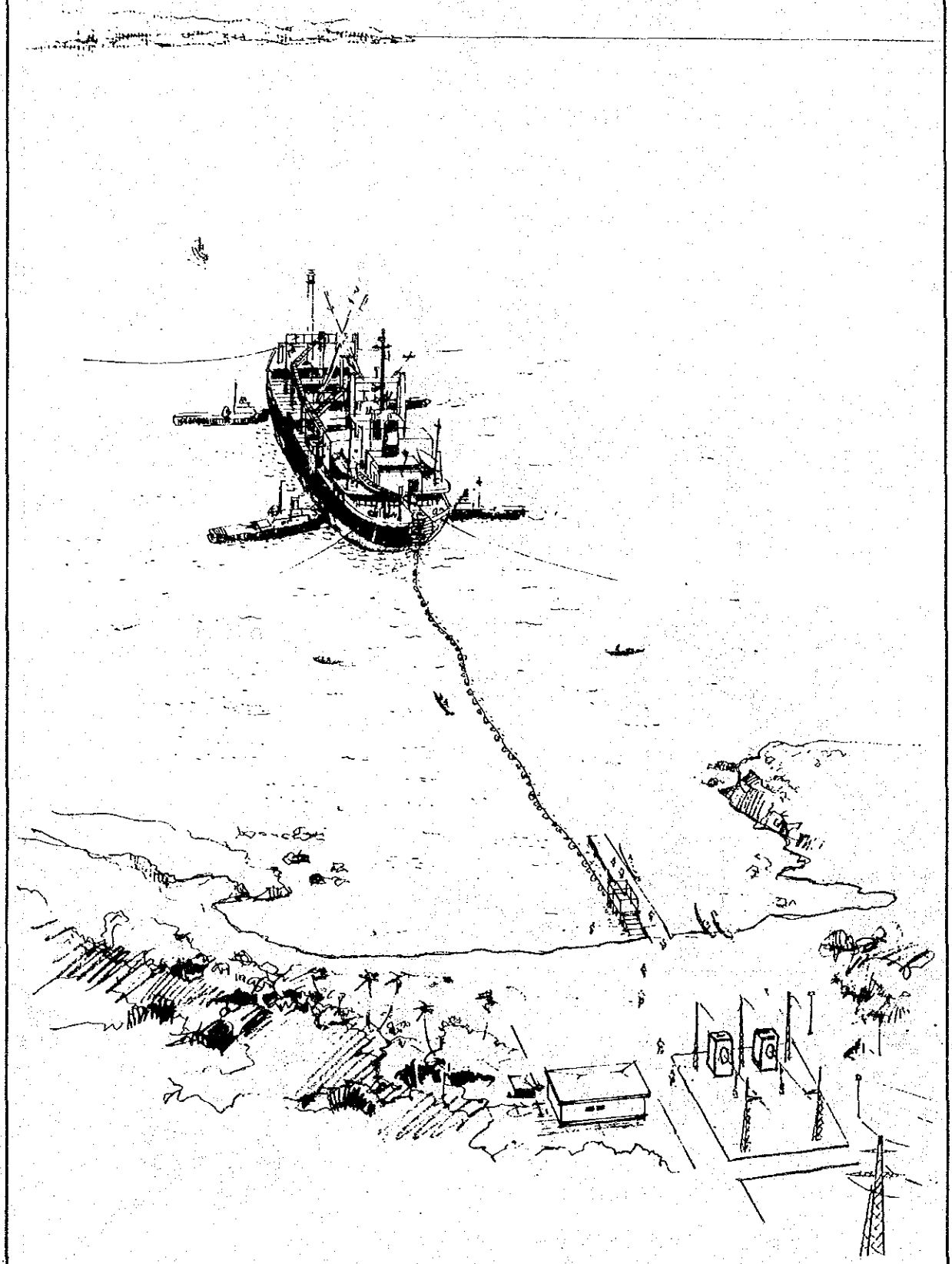
レイテ・ミンダナオ送電計画

調査報告書

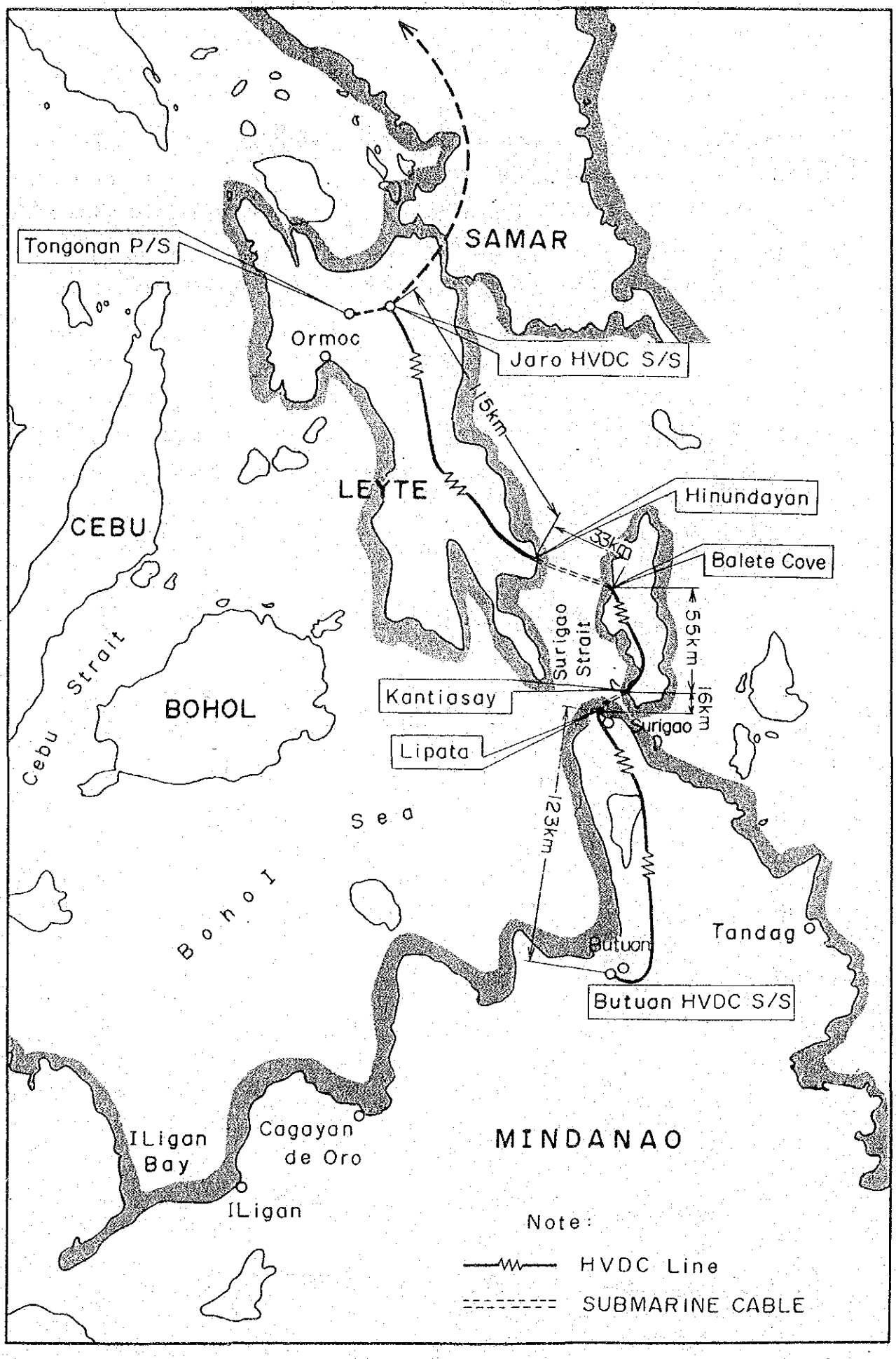
1984年3月

国際協力事業団

Artist's Imaginary View of Landing Point for DC ±350 kV Sumbarine Cables Transmission Line Route



Transmission Line Route



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，同国のレイテ・ミンダナオ送電計画のフィジビリティ・スタディを行うこととなり，その実施を国際協力事業団に委託した。当事業団は，電源開発株式会社，田子信雄氏を団長とする調査団を編成し，1983年1月より1984年1月までの間，3次に亘って派遣し，フィリピン共和国政府関係機関の協力のもと現地調査を実施した。

本報告書は，現地調査並びに収集した資料に基づき，帰国後，検討，解析して作成したものである。

本報告書が，フィリピン共和国の経済開発の促進の一助として寄与でき又，両国間の友好親善に貢献できれば幸いである。

終りに，今回の調査に当たって御協力を賜ったフィリピン共和国政府，外務省，通商産業省および在フィリピン大使館の関係各位に対し，心から謝意を表するものである。

1984年3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

ここにフィリピン共和国レイテ・ミンダナオ送電計画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，レイテ島とミンダナオ島間に送変電設備を建設する事により同国最大電力系統のLuzon電力系統と第2位のMindanao電力系統が連系可能となり，この送電方式について技術的，経済的な妥当性を調査検討することであります。

この目的のため，電源開発株式会社と日本工営株式会社が共同企業体を構成し，電源開発株式会社 田子信雄 を団長とする7名の専門家よりなる第1次調査団を編成して，1983年1月17日より3月17日までの60日間にわたる現地調査を行い，架空送電線，変換所，電極，無線中継局等について地形調査，ルート調査を行うとともに諸資料の収集を実施しました。

海底ケーブル・ルート調査につきましては，5名の専門家よりなる第2次調査団で1983年6月14日より8月12日までの60日間，更に海底起伏状態の詳細調査について8名の専門家よりなる第3次調査団で1983年11月28日より1984年1月26日までの60日間，実施しました。

以上の現地調査をふまえて，ルソン地域，レイテ・サマール地域，ミンダナオ地域の電力需要想定，送電計画，予備設計，電力系統解析，工事費積算，建設工事工程，経済評価，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たものであります。

本プロジェクトは，先にJICAが行ったLuzon-Leyte送電計画と連系運転するもので，レイテ島内に豊富に埋蔵する地熱資源のより一層の開発に寄与する可能性を有すると同時にLuzon電力系統，Leyte－Samar電力系統，Mindanao電力系統それぞれの供給信頼度を向上させるもので，本プロジェクトの完成がフィリピン国の発展のために，大きな貢献をするであらうと確信いたします。

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，外務省，通商産業省，在フィリピン日本大使館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。

1984年3月

フィリピン共和国　レイテ・ミンダナオ
送電計画調査団
団長　田子信雄

目　　次

APPENDIX

第1章　緒　　論

第1章　緒　　論

1.1　経　緯

フィリピン国は，世界でも随一の多島国であり，その数は 7,000 以上である。その中でも，首都マニラがあるルソン島は北部に位置し，面積が一番広く，人口も多く産業が発達している。第2の面積を持つミンダナオ島は南部に位置し，豊富な水力資源を有し，その水力発電を利用する工場が近年政府の産業振興政策により Iligan，Cagayan de Oro 両市を中心に多く誘致され，人口・産業面でこの国第2位の地位を占める。

ルソン島とミンダナオ島との間には Samar，Leyte，Bohol，Cebu，Negros および Panay 島からなる Visayas 地域がある。

フィリピン国の電力供給の責任を持つフィリピン電力公社（National Power Corporation－NAPOCOR）は，その電力供給区域を，ルソン，ビサヤス，ミンダナオに別けて管理しており，その各々の電力系統は単独系統を構成している。

Luzon 電力系統は，北部の水力発電所，中部の石油火力発電所および近年開発された地熱発電所が南部にある。Visayas 電力系統は各島とも単独系統であり，ディーゼル発電，中小水力発電が主たる供給源であったが，レイテ島で地熱，Cebu 島で石炭火力発電所が建設され運転に入っている。Negros 島でも地熱発電所が建設中である。Mindanao 電力系統は，Agus 水系の水力発電所と Aplayaディーゼル発電所が主な供給源であるが，現在 Agus 水系および Pulangi水系の水力発電所の工事を鋭意進行中であり急激な電力需要増が見込まれる工場負荷に対処しようとしている。

1973 年の石油危機は，非産油国であるフィリピンも例外でなくエネルギー危機にみまわれ，フィリピン政府は一早く，輸入石油依存度を減少し，国産エネルギー開発の政策を立案した。即ち，新エネルギーとして，水力，石炭，地熱の開発に努力することとなった。この中でも，量的に最も多く石油を代替したのは世界有数のポテンシャルを有する地熱であった。この地熱発電は1977 年に 3 MWの実験プラントが作られ，翌1978年から商業発電されている。これまでに開発された地区は，ルソン島の Tiwi（220 MW），Mak-ban（220 MW）とレイテ島の Tongonan（112.5 MW）である。この他，ネグロス島の Palimpinon（112.5 MW）が建設中である。特にレイテ島は地熱資源が豊富で，フィリピン随一の埋蔵ポテンシャルを持つ Tongonan の他，Biliran，Burauen，Anahawan 地区があり，Biliran は既に試掘が成功し 200 MW以上の埋蔵ポテンシャルが確認されたと聞いている。Tongonan発電所の発電々力はレイテ・サマール地区の電力需要に供給するのみならず，第3期開発以降の電力を首都マニラ地区に送電することにより石油火力発電所の石油燃料の節減に貢献する。この Tongonan の地熱電力をルソン島に送電するため Luzon-Leyte 送電計画が立案された。

この計画は，レイテ島の Tongonan 地区からルソン島の Naga までの直流送電を主体とした長距離送電線で，さらに Naga よりマニラ近郊の San Jose 変電所まで 500 kV 交流送電線と連系され，その総延長は 800 km におよぶものである。直流送電線のフィジビリティー調査をフィリピン政府は日本政府に要請し，国際協力事業団は1981年3月から調査団を現地派遣した後，1982年3月に報告書をまとめフィリピン政府に提出した。この報告書をもとに NAPOCOR は，この計画の実現化を進めている。

フィリピン政府は，今回さらにこの国第2位の電力需要を持つミンダナオ島とレイテ島の間を結ぶ送電計画を立案し，日本政府に対してフィジビリティ・スタディの実施を要請して来た。日本政府の要請を受けた国際協力事業団は，1982年7月に事前調査団を派遣し，本調査について協議を行い合意書を取り交し，1983年1月より第1次調査団の派遣となったものである。フィリピンの電力系統は大別して Luzon，Visayas，および Mindanao の3系統に分けられる。上記の Luzon－Leyte 送電計画で Luzon 電力系統と Visayas 電力系統の一部である Leyte・Samar 電力系統が連系される。さらに本計画の実施により，ルソン，レイテ，ミンダナオを結ぶ送電幹線が完成することとなり，Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統は連系され，相互に電力融通が可能となり電力供給信頼度が向上することになる。

1.2 調査の目的と範囲

本調査の目的は，事前調査団によって調印された合意書に基づき，事前調査団作成の「レイテ・ミンダナオ送電線計画事前調査報告書」を参考として最適開発計画を策定し，報告書を作成するものである。調査内容は次のとおりである。

1.2.1 第1次調査

(1) 資料の収集

需要想定に関する資料，系統解析に関する既設電気設備および将来計画の資料，気象に関する資料。

(2) 変換所地点調査

レイテ島 Jaro 地点，ミンダナオ島 Butuan 地点および Kirahon 地点を変換所候補地点として調査を行う。

(3) 電極および電極線調査

接地電極地点の選定調査および電極線ルートについて車輛およびヘリコプターによる調査，接地電極地点については干潮時の水位に関する資料収集。

(4) 架空送電線ルート調査

Jaro から Tagoloan（Kirahon）経由 Davao までの架空送電線について，ヘリコプター，車輛による調査。

(5) 海底ケーブルルートおよびランディング地点の調査

レイテ島とDinagat島間のSurigao海峡，Hanigad島とミンダナオ島間のHinatuan水道の2区間について，予定されたルートをヘリコプターによる調査。

レイテ島Hinundayan，Dinagat島のBalete Cove，Hanigad島のHanigad，ミンダナオ島のBilanbilanの海底ケーブル・ランディング候補地点とケーブルヘッド設置ケ所を車輛，ボートおよびヘリコプターによる調査。

(6) 無線中継所地点調査

地図上で予定した地点をヘリコプターおよび車輛による概略調査。

(7) 既設変電所の拡張調査

本プロジェクトの引込変電所として，既設Butuan S/S，Tagoloan S/SおよびDavao S/Sの調査。

1.2.2 第2次調査

(1) 海底ケーブル・ルート調査

レイテ島とDinagat島間のSurigao海峡，Hanigad・Nonoc島とミンダナオ島間のHinatuan水道の海底ケーブル・ルートの海底地形，海底地質，潮流速度，航行船舶数の調査。

(2) ケーブル陸上部調査

ケーブル・ランディング地点からケーブルヘッド設置ケ所までの概略調査。

(3) 資料収集

海底ケーブル布設に関する資料として船舶航行状況，投錨の可能性，漁業の状況，潮流，干満等の海象状況について関係機関に接触して資料を得る。

1.2.3 第3次調査

(1) 海底ケーブル・ルート調査

Surigao海峡，Hinatuan水道の海底ケーブルの最も良いルートを選定するため，海底地形，海底の潮流調査。

1.3 調査団の編成

(1) 調査団の構成

前回のLuzon-Leyte送電計画のフィジビリティ・スタディを実施し，JICAに報告書を提出した電源開発㈱と日本工営㈱の共同企業体が，本フィジビリティ調査を今回も共同で実施することとし，海底ケーブル，交流送電線，電力需給および経済・財務分析等を日本工営㈱が担当し，直流送電技術を主体としたその他の部門については電源開発㈱が担当する。

(2) 調査団の編成

調査団は次のメンバーにて編成され，その担当職務および参加状況は次のとおりである。

団長	田子 信雄	電源開発㈱	総 括	①	ⓘⓝ	ⓔⓝ
	矢吹 誠	〃	送 電	①		
	加賀美 浩	〃	電力系統		ⓘⓝ	ⓔⓝ
	井上 哲郎	〃	系統解析	①	ⓘⓝ	
	植田 正紀	〃	通信・給電	①		
	佐野 孝義	〃	直流変換	①		
副団長	塚原 澄雄	日本工営㈱	副総括，送電	①	②	③
	柳沢 公彦	〃	電力需要，経済・財務分析	①		
	山口 祐三	〃	海底調査		②	③
	大村 輝夫	〃	〃		②	③
	志村 栄一	〃	〃		②	
	志茂 啓司	〃	〃		②	③
	渡辺 義人	〃	〃			③
	黒田 昭男	〃	〃			③
	梅津 清孝	〃	〃			③
	八木 正直	〃	海底調査資料解析			
	太田 慶弘	〃	海底ケーブル・ルート調査			③

（注：①,②,③，は参加した現地調査の次数，ⓘⓝ および ⓔⓝ はNAPOCORに対する調査方針および調査結果の中間報告を意味する）

1.4 現地調査日程

現地調査は，第1次，第2次に分れて調査することとなり，第1次調査は陸上部送電線，変換所，通信，需要想定，系統解析等，海底ケーブル・ルート調査以外の分野総てを実施した。第2次調査は，Hinatuan Passage，Surigao Strait を横断する海底ケーブル・ルートの調査を実施した。

第2次調査で，海底ケーブル・ルートの一部で海底起伏が大きく，海底ケーブル布設に問題がある区間が発見されたので，追加調査として，第3次調査を実施し，より詳細な海底状況を測定出来る機器を使用して，海底ケーブル布設の可能性調査を実施した。

第1次調査　58. 1. 17 ～ 58. 3. 17　60日間

参加　団長以下　7名

第2次調査　58. 6. 14 ～ 58. 8. 12　60日間

参加　副団長以下　5名

第3次調査　58. 11. 28 ～ 59. 1. 26　60日間

参加　副団長以下　8名

現地調査に先だち，57. 11. 20 ～ 57. 12. 4間，団長以下3名がNAPOCORにInception Report の説明をし，現地調査計画について充分なる打合せを持った。

現地調査は，計画スケジュールに基づきNAPOCORの全面的な協力により実施された。中間報告（ System Engineering Report ）の説明は，58. 10. 12 ～ 58. 10. 26間 団長以下2名で打合せを持ちNAPOCOR の合意を得た。

1.5　報告書作成の基本方針

NAPOCOR と調査団との間で打合せのうえ取りきめた事項にしたがい，Leyte-Mindanao 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し，報告書を作成するため，次のような基本方針をたて，NAPOCORとの間で打合せし確認した。

1.5.1　電力需要想定

本調査では Mindanao 電力系統，Luzon 電力系統および Leyte・Samar 電力系統の 2000 年迄の期間について電力需要想定を行う。

Mindanao 電力系統および Luzon 電力系統については過去の電力消費トレンドを基にして電力消費の所得（ GRDP ）弾力性を予測する手法によって電力需要を想定したのち，NAPOCOR が行った需要想定と比較検討する。

Leyte・Samar 電力系統については，北部レイテの Isabel を中心に工業開発計画が実施に移されており，電力需要は近い将来，飛躍的に増加することが予想されるため，過去のトレンドによらず，主として，この地域の工業化計画および政府策定の地域開発計画に基づいて電力需要想定を行う。

1.5.2　連系容量の決定

1990年，1995年における Mindanao 電力系統の電力潮流，3相短絡容量，安定度の計算を行う。又，1990年，1995年，2000年における Luzon 電力系統，Mindanao 電力系統のそれぞれの予備力を計算し，予備力の節減量を算出する。この予備力の節減効果から連系送電容量を想定する。

ミンダナオ島の交直変換所の位置は，これら系統解析の結果より技術的，経済的観点から判断して決めるものとする。

1.5.3 交直連系系統の安定運転解析

(1) Mindanao 単独系統での検討

1990，1995年時点での潮流計算，安定度計算を行い，既設設備増強の必要性等の検討を行う。

Luzon-Mindanao 間が連系された時点での潮流計算を行い，潮流ネックになる送電線等の有無を検討する。

短絡容量計算を行い，既設しゃ断器のしゃ断容量に問題無いか検討する。

(2) 交直連系系統の安定運転解析

交流連系および直流連系（2端子および3端子）での安定運転解析を1990年 200 MW（第1期），1995年 400 MW（第2期）断面で実施する。

解析結果の安定運転判定条件としては，

交流連系

最も厳しい連系送電線の1回線事故 3LG－0で，Tongonan および Mindanao 電力系統内の発電機のスウイングカーブが減衰傾向にあり，かつ電圧が大きく変動しないこと。

直流連系（2端子および3端子）

Mindanao 電力系統 Butuan 変換所近傍送電線1回線 3LG－0（2端子，3端子）および Luzon 電力系統 Naga 変換所近傍 500 kV 送電線1回線 3LG－0（3端子のみ）で変換器を一旦停止し再起動させても連系交流系統の発電機のスウイングカーブが減衰傾向にあり，かつ電圧が大きく変動しないこと。

また，電圧安定度面で問題が出れば，変換所に同期調相機あるいは SVC（Static Var Compensator）を設置して解析を行う。

1.5.4 予備設計と建設費

本プロジェクトは，海底ケーブル2区間総亘長 49 km を含む長距離送電計画であり，レイテ島の Jaro HVDC S/S からミンダナオ島の変換所候補地の Butuan まで 342 km，Kirahon まで 437 km におよぶものである。

本プロジェクトは先に計画された Luzon-Leyte 送電計画と連系され，レイテ島内で発電される Tongonan 地熱発電所の送電電力と密接な関係を有する。送電方式については，Luzon-Leyte 送電計画の Naga と Jaro HVDC S/S とミンダナオ島の Butuan HVDC S/S と一体運用とする直流3端子送電方式，Jaro HVDC S/S と隣合せて，ミンダナオ島向けに新たに変換所を設置し，ミンダナオ島の変換所と運転する直流2端子送電方式および交流送電方式について技術的，経済的な比較検討を行い，本計画にとって最適な送電方式を選定した上で架空送電線，海底ケーブル，変換所（既設変電所の拡張設備も含む）および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である。

1.5.5 建設工程

本フィジビリティ・スタディ後に続く詳細設計，工事資金手当，工事入札，工事等の所要期間を考慮すると本計画は早くとも1990年始めでないと工事完了とならない。従って，本計画にとって1990年以降，どの時点に運転を開始するのが最も効果的であるかを検討し，その運転開始期日を目標として，合理的，経済的な日程で調査，設計，製作，建設，試験を実施する工程表を作成する。

1.5.6 経済評価

本プロジェクトの経済評価は，本プロジェクトの建設コストと本プロジェクトが完成したことにより得るメリット即ち予備力の低減，経済融通電力，送電ロスの低減のメリットで比較するものである。又，本プロジェクトとLuzon-Leyte送電計画を含めた総合経済評価も行うものとする。この場合の評価はTongonanの地熱発電プロジェクトを含めた評価とする。

1.5.7 資金計画と財務分析

資金計画は，本プロジェクトの所要工事費の年度別支出計画および融資条件の想定をも含むものとする。

財務分析は，本プロジェクトの送電計画という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，Tongonan地熱発電プロジェクトを含めて両プロジェクトによって可能となる追加的売電収入を，そのために必要とされる資本支出および費用支出と対応させることによって行う。

その際，財務的内部収益率（FIRR）はLeyte-Mindanao送電計画のみを対象とする単独評価のほかに，Luzon-Leyte送電計画をも加えた総合評価をも行うものとする。

第2章　結論と勧告

第2章　結論と勧告

Leyte-Mindanao 送電計画について調査，検討を行った結果，得られた結論および勧告を以下に述べる。なお本プロジェクトの概要は以下のとおりである。

変換設備（Jaro HVDC S/S は Luzon-Leyte 送電計画と共用される）

直流変換所名：　Butuan HVDC S/S

地点：　ミンダナオ島，Butuan S/S 隣接地

容量：　第1期　200 MW

第2期　200 MW

計　400 MW

送電設備

直流架空電線

電圧：　第1期　DC＋350 kV

第2期　DC±350 kV

亘長：　293 km

直流海底ケーブル

亘長：　49 km

電極線

Jaro HVDC S/S ～ Managasnas　：　28 km

Butuan HVDC S/S ～ Carmen　：　30 km

通信設備

マイクロ回線亘長　：　289.5 km

〃　中継局　：　4ケ所

VHF 回線亘長　：　121.5 km

〃　端局　：　4ケ所

2.1 結　論

(1) 送電規模は最終400 MWとする。

本プロジェクトはNAPOCOR作成のLuzonおよびMindanao 電源開発計画の電力需給バランスから1992年に運転開始するのが妥当であるとの結論を得た。

本プロジェクトは両電力系統の電力需給バランスの観点から第1期，第2期に分れて開発し，第1期は1992年初め，第2期は1997年初めに運転開始とする。

第1期の送電規模は200 MWであり，常時の送電々力は100 MW，予備力融通可能送電々

力が100MWとなる。第2期の送電規模は400MWとし，常時の送電々力が200MW，予備力融通可能送電々力が200MWとなる。

(2) 送電方式は直流3端子送電方式が有利であり，Mindanao電力系統との連系地点はButuanとする。

最終容量400MWとして，Jaro HVDC S/Sからミンダナオ島連系地点の候補地としてTagoloan S/S（変換所位置はKirahon）とButuan S/S（変換所位置は変電所隣接地）を選定し，送電方式としてDC±350kV 3端子送電方式，DC±250kV 2端子送電方式，AC 230kV送電方式を比較した結果，直流3端子方式はLuzon-Leyte送電計画で建設が予定されているJaro HVDC S/Sを共用出来るので建設コストが低廉で，運転保守費用の面からも優位であり，他送電方式と比較して最も経済的である。

Luzon-Leyte送電計画は第2期計画において1991年初めにDC±350kV，900MWの設備になるので，本プロジェクトの1992年の運開スケジュールはこの面からも妥当であり，直流3端子送電方式の採用が可能である。

ミンダナオ島の連系地点はMindanao電力系統の潮流計算，安定度計算，短絡容量計算を行い，技術的，経済的な観点からButuan S/Sとし，変換所は変電所隣接地を選定した。

本プロジェクトの2期工事に際しては直流送電系統の安定度上Butuan HVDC S/Sに同期調相機あるいはSVC（Static Var Compensator）が必要となる。

(3) HVDCシステムは最終双極構成とし，片極増設が最適である。

DC±350kV 3端子送電方式の増設パターンについて経済比較を行った結果，1992年の第1期段階ではButuan HVDC S/Sは200MWの片極方式とし，1997年の第2期段で更に200MWの片極増設を行い，最終400MWの変換設備容量とする。

(4) 海底ケーブル・ルートおよびケーブルの選定

レイテ島とミンダナオ島との最短コースはPanaon島経由であるが，Panaon島とミンダナオ島との間は水深が500m以上あり海底ケーブル・ルートとして不適当でありDinagat島，Nonoc島経由の迂回ルートを取ったため海底ケーブルは2区間総計49kmとなる。

レイテ島のHinundayanからDinagat島のBalete Coveまで亘長33km，Surigao海峡を横断して布設する。Hinatuan Passageの横断ルートはNonoc島のKantiasayよりミンダナオ島Lipataとし亘長16kmである。

使用するケーブルは技術，経済性の面より600mm² OFケーブルを選定した。

(5) 通信回線

Naga HVDC S/S，Jaro HVDC S/SとButuan HVDC S/S間はHVDCシステム運転上，高信頼度，高速度の情報伝送を必要とするためマイクロ波回線を建設するものとする。

このため，Jaro HVDC S／S，Butuan HVDC S／S 間にはマイクロ波回線のための4中継局を設置する。又，海底ケーブル・ターミナルにはVHF局を設置し，監視のための情報伝送を行う。

(6) 建設工事費と工事工程

第1期工事は1988年に着工し1991年末竣工，第2期は1994年着工し，1996年末竣工とし1983年価格での工事費は次のとおりである。

単位：10^3 USドル

	外　　貨	内　　貨	計
第 1 期	122,637	33,498	156,135
第 2 期	32,677	7,636	40,313
計	155,314	41,134	196,448

(7) 経済評価および財務分析は本プロジェクトのみを対象とした場合の単独評価とルソン島とミンダナオ島を結ぶ直流連系送電設備全体を対象とした総合評価の2つに分けて評価を行った。なお評価にあたってはLuzon-Leyte送電計画での便益が本プロジェクトと2重計上がされることがないよう留意した。

a) 経済評価

単独評価の便益は，両電力系統を連系することによる予備力節減メリット，経済融通電力，送電線損失電力量の軽減の3つの便益からなる。一方コストは本プロジェクトの建設工事費，耐用年数間の運転維持費である。

総合評価の便益は，Luzon電力系統にTongonan地熱発電所から送電される電力コストとLuzon電力系統の石油火力発電所の燃料費の焚増による電力コストとの差を便益とし，一方Mindanao電力系統にTongonan地熱発電所から送電される電力についてはMindanao電力系統の石炭火力発電所の発電コストとの差を便益とした。一方コストはNaga HVDC S／SからJaro HVDC S／Sを経由し，Butuan HVDC S／Sまでの総建設工事費，耐用年数間の運転維持費とTongonan地熱発電所の№7ユニットより№22ユニットまでの総建設工事費，運転維持費およびPNOCより購入するスチーム・コストを含んでいる。

b) 財務分析

単独評価の便益はTongonan地熱発電所の電力をMindanao電力系統に送電することによる売電収入を便益とした。一方コストは本プロジェクトの建設工事費，Tongonan地熱発電所の建設工事費，スチーム・コストおよびそれらに対応する運転維持費である。

総合評価の便益はTongonan発電所の電力をLuzonおよびMindanao電力系統に送電することによる売電収入を便益とした。コストとしては本プロジェクトおよびLuzon-Leyte送電

計画の工事費，Tongonan 地熱発電所の7号機から22号機までの建設費およびスチーム・コストならびに運転維持費とした。

以上の便益とコストをもとにしたキャシュ・フロー・ディスカウント法による評価の結果は次のとおりである。

	経済評価 (EIRR)	財務評価 (FIRR)
単独評価	21.3 %	7.8 %
総合評価	14.4 %	12.5 %

世界銀行は資本の機会費用の観点からフィリピンにおける好ましい経済的内部収益率は，14 %以上であるとしている。本プロジェクトは単独評価において 21.3 %，総合評価においても14.4 %といずれも14 %を超えており，妥当なプロジェクトであると云える。

一方，財務分析の結果は，財務的内部収益率は単独評価の場合 7.8 %なので，本プロジェクトを実施する場合には政府間の開発援助資金等の低金利の資金が望ましいことが判る。

2.2 勧 告

2.1の結論にもとづき以下に述べる事項を勧告する。

本プロジェクトは技術的・経済的に妥当なプロジェクトであり，実現に向ってNAPOCORは必要な行動をとるべきである。ただし，運転開始は1992年であるため，実施設計(D/S)等の調査開始は1988年であるが，下記事項に今後留意すべきである。

(1) 本プロジェクトと他プロジェクトの関連について

本プロジェクトはレイテ島内の Tongonan とその他地熱発電所開発計画，Luzon-Leyte 送電計画と密接な関係があるので本プロジェクトを進めるにあたり，これらプロジェクトの進捗状況との関係に留意する必要がある。

(2) 用地取得について

Dinagat 島南部，Nonoc 島はMarinduque Mining and Industrial Corporation(MMIC)のニッケル鉱採取地域となっている。

架空送電線路はこの Mining 地域を通過するので用地取得にあたっては MMIC と相談の上，最終ルートを選定すべきである。

変換所，送電線，マイクロ波無線局等の用地取得は工事スケジュールに合わせ工事がスムースに進捗するよう余裕をもって取得しておくこと。

(3) 今後の現地調査について

a) 海底ケーブル布設調査

特にHinatuan Passage の Nonoc 島寄りは干満時の潮流が早い上，この Passage に

は船舶の往来，漁船の操業も多いので，ケーブルの布設時期については気象・海象および船舶の規制も含む調査をあらかじめ行っておく必要がある。

b）塩害調査

直流送電設備は塩害が重要な問題であるので，区域全般にわたり着塩量測定をし，塩害資料を整備しておくこと。

c）接地電極地点調査

接地電極について地形，地質，干満時の海水位等の調査をすると共に大地電流に対して電食を及ぼす付近民家，工場の埋設施設の調査を行っておくこと。

d）マイクロ波回線について

マイクロ波回線，VHF回線の使用周波数についてあらかじめ関係機関と交渉を持つ必要があり，中継局位置選定についてもあらかじめ検討しておくこと。

予備回線としての他機関のマイクロ波回線の使用可否についても関係当局と交渉しておくこと。

第3章　フィリピンにおける電気事業

第3章　フィリピンにおける電気事業

3.1　電力市場

3.1.1　電気事業とその組織

フィリピンにおける電気事業はエネルギー省（MOE）によって集約的に管轄され，そのもとで主として2つの政府機関が電力の安定供給の責任を分担している。

即ち，(i)MOE の管轄下で発送電の責任を全般に担当する電力公社（NAPOCOR）と(ii) The ministry of Human Settlement の管轄下で配電を担当する電化事業団（NEA）である。MOE は原子力エネルギー委員会および石油公社（PNOC）をも管轄している。

フィリピンの電力はNAPOCORの外に，マニラ電力会社（MECO），民間電気事業と116（1980年初現在）の電気協同組合などによって供給されている。中でもMECOは最大の発電設備をもち，その容量はNAPOCORの設備をかなり上回るものであった。NAPOCORとMECO は設備の効率的運用と開発を促進するため，1975年以来，その統合について協議を行って来たが，1978年7月11日に漸く MECO の発電設備をNAPOCORへ売却することが合意され，1978年11月1日付をもって総計1,150MWにおよぶMECOの発電設備はNAPOCORへ移管された。

3.1.2　電力需給

NAPOCOR の全発電設備容量は，4,324MW（1982年）に達している。その内訳は石油火力57％，水力29％，地熱13％，石油・石炭混合火力1％である。地域的に見ると全設備の81％がルソン島，残りの6％および13％が，夫々ビサヤス地域およびミンダナオ島にある。1978～82年の過去5年間のNAPOCOR設備容量増加率は年率19％である。NAPOCORの設備容量実績をTable 3－1に示す。1977～82年のNAPOCORの発電設備は年率9％で増加している。1982年発電量実績は17,413GWhで，その内訳は石油火力58％，水力21％，地熱火力21％である（Table 3－2）。MECOの1980年実績販売電力量の構成は工業用39％，商業用32％，家庭用27％となっている。又，1975から80年までの電力消費は工業用6％，家庭用10％の年率で増加している（Table 3－3）。

1980年現在，フィリピン全体で39％の家庭が電力供給をうけている。

地理的にはルソン島で54％，ビサヤス地域21％，ミンダナオ島22％の家庭がサービスを受けている。（Table 3－4）。

NAPOCORの1982年の平均電力料金はルソン島で46.70センタボ／kWh，ビサヤス地域54.44センタボ／kWh，ミンダナオ島18.59センタボ／kWh であり，全国平均は42.99セン

タボ／kWh（Table 3－5）であった。又，1977～82年の年平均料金上昇率はルソン島21％，ビサヤス地域13％，ミンダナオ島34％であり，全国平均は24％であった。

3.2 レイテ島地熱エネルギーの現況と開発計画

3.2.1 背　景

レイテ島地熱資源の調査は，Tongonan地域について1973年から開始された。Tongonan地熱田はレイテ島北西部山地の南西斜面山麓に位置し，Upper Mahiao川およびSamba-loran川の流域にある。地熱田は標高400mから700mにあり4 km^2の広さをもつ。

Tongonan 地熱発電計画の科学的調査および開発はニュージランド政府の技術協力とフィリピン国側三機関すなわち，NAPOCOR，PNOCおよびEDCの合同作業によって進められている。1976年10月21日，最初の調査用生産井がMahiao地域に掘削され，1977年7月には最初の3MW地熱パイロット発電所がOrmoc市へ電力供給を始めた。

現在112.5MW（37.5MW 3ユニット）の地熱発電所が完成している。（1号機は1983年5月，2号機は1983年7月，3号機は1983年9月）。これらの完成は，レイテ島のIsabel地区PASAR銅精練工場の電力供給源となっている。今回のLeyte－Mindanao送電計画は，Leyte－Samar電力系統とMindanao電力系統を結ぶことにより，Tongonan地熱発電の開発を有効利用することを目指している。又，Luzon－Leyte送電計画はLeyteからLuzonまでTongonan地熱電力を送電することを目指しており，目下，NAPOCORと日本のOECFの融資のもとに詳細設計の段階に入っている。

3.2.2 Tongonan地熱発電計画の技術的・経済的特徴

(1) 現在の開発状況

Tongonan計画の実施可能性調査および予備設計は1978年ニュージランドのコンサルタントとNAPOCOR，PNOC，EDCの協同作業で行われた。[(1)] それによると112.5MWの地熱資源の第1期開発が技術的および経済的に可能であると確認された。NAPOCORによれば[(2)]，Tongonan 112.5MWの技術諸元は以下の如くである。

a）可能地熱田面積　　107,625 ha

b）熱エネルギー　　最小200℃

注：(1) Tongonan Geothermal Power Station, Preliminary-Design Peport, KRTA, October 1978

(2) Capsule Peport, Tongonan Geothermal Power Project, NAPOCOR, 1979

c) 蒸気井

掘削済	17本
112.5MW用に利用予定	11本
予備	3本
再注入用	3本

d) 蒸気井深度　3,700～6,600 ft

e) 発電容量　112.5MW(37.5MW 3ユニット)

f) 送電線

Tongonan — Isabel	33.9 km,	138 kV (2回線)
〃 — Tunga	43.9 km,	69 kV
〃 — Wright	110.0 km,	138 kV

112.5MWの建設費のうち，NAPOCOR分は491百万ペソと見積られ，これは土木作業，電気機器供給，建設作業，コンサルティングサービスなどをカバーする。又，EDC分としては，270百万ペソが見積られており，蒸気溜め，排水処理システム，掘削井費用，用地費，研究開発費等をカバーする。

(2) 将来の開発予定

Tongonan地熱発電の将来開発予定は，NAPOCORの最新情報によれば以下の如くである。

Tongonan発電プラント	設備容量	操作開始年
No. 1 — No. 3	3×37.5MW=112.5MW	1983(運転中)
No. 4 — No. 6	3×37.5MW=112.5MW	1986
No. 7 — No. 8	2×55 MW=110 MW	1988
No. 9 — No. 12	4×55 MW=220 MW	1989
No. 13 — No. 16	4×55 MW=220 MW	1991
No. 17 — No. 20	4×55 MW=220 MW	1992
No. 21 — No. 22	2×55 MW=110 MW	1993
総　計	1,105 MW	

上記のように，Tongonan地熱の最終的容量は1,105MWに達すると期待されている。非公式に1,000MW以上あると言われるTongonan地熱田の発電ポテンシャルは，今回の現地調査期間中，公式には確認できなかった。それ故，本調査ではNAPOCORの上記計画をそのまゝ採ることにした。

Table 3-1 Installed Capacity by Geographical Location and by Plant Type, 1977 to 1982

Unit: MW

Item	1977	1978	1979	1980	1981	1982	(%)
LUZON	752	1,902	2,994	3,226	3,156	3,511	(81)
Hydro	521	527	544	556	556	856	
Oil-Based	231	1,375	2,230	2,230	2,105	2,105	
Geothermal	-	-	220	440	550	550	
VISAYAS	42	73	93	103	224	263	(6)
Hydro	2	2	2	2	2	2	
Oil-Based	37	68	88	95	166	202	
Geothermal	3	3	3	6	6	9	
Coal-Oil Dual Fired	-	-	-	-	50	50	
MINDANAO	213	213	429	487	523	550	(13)
Hydro	202	202	382	382	382	409	
Diesel	11	11	47	105	141	141	
PHILIPPINES	1,007	2,188	3,516	3,816	3,903	4,324	(100)
Hydro	725	731	928	940	940	1,267	(29)
Oil-Based	279	1,454	2,365	2,430	2,412	2,448	(57)
Geothermal	3	3	223	446	501	559	(13)
Coal-Oil Dual Fired	-	-	-	-	50	50	(1)

Source: "1982 Annual Report" NAPOCOR

Table 3-2 Gross Energy Generation by Geographical Location and by Plant Type, 1977 to 1982/1

Unit: GWh

Item	1977	1978	1979	1980	1981	1982 (%)
LUZON	10,380/2	11,222/2	12,504/2	13,115	13,666	14,398(83)
Hydro	1,270	1,755	1,731	1,873	2,033	1,832
Oil-Based	9,110	9,467	10,120	9,173	8,894	9,011
Geothermal	-	-	653	2,069	2,739	3,555
VISAYAS	55	230	243	321	503	777(4)
Hydro	12	11	8	9	8	10
Oil-Based	42	216	231	304	464	676
Geothermal	1	3	4	8	31	31
Coal-Oil Dual Fired/3	-	-	-	-	-	60
MINDANAO	901	1,045	1,146	1,650	1,819	2,238(13)
Hydro	899	1,026	1,129	1,620	1,683	1,909
Oil-Based	2	19	17	30	136	329
Geothermal	-	-	-	-	-	-
PHILIPPINES	11,336	12,497	13,893	15,086	15,988	17,413(100)
Hydro	2,181	2,792	2,868	3,502	3,724	3,751(21)
Oil-Based	9,154	9,702	10,368	9,507	9,494	10,016(58)
Geothermal	1	3	657	2,077	2,770	3,586(21)
Coal-Oil Dual Fired/3	-	-	-	-	-	60(-)

/1: Includes generation of power plants under test run

/2: Includes energy generation of MECO plants

/3: Generation of Cebu Coal Thermal Plant broken down into: 60 GWh Coal and 186 GWh Oil-based

Source: "1982 Annual Report" NAPOCOR

Table 3-3 Energy Sales of MECO by Customers

Unit: GWh

Customers	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Growth p.a. '75/'80 (%)
Residential	1,418	1,486	1,623	1,786	2,015	2,228 (27)	9.5
Commercial	1,812	1,958	2,177	2,323	2,508	2,617 (32)	6.7
Industrial	2,386	2,571	2,764	2,990	3,349	3,259 (39)	6.4
Street Lights	45	47	49	51	52	55 (1)	4.1
Resale	228	255	281	187	63	57 (1)	-24.2
Total	5,889	6,317	6,894	7,337	7,987	8,216(100)	6.9

Source: "1980 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry", NAPOCOR Corporate Planning

Table 3-4 Status of House Connection in 1978 and 1980

Unit: 10^3

Region	1978			1980		
	With (%)	Without (%)	Total	With (%)	Without (%)	Total
Luzon	1,661 (43.5)	2,154 (56.5)	3,815	2,163 (54.1)	1,834 (45.9)	3,997
Visayas	241 (14.5)	1,412 (85.5)	1,653	369 (21.3)	1,362 (78.7)	1,731
Mindanao	205 (13.4)	1,327 (86.6)	1,532	350 (21.8)	1,255 (78.2)	1,605
Total	2,107 (30.1)	4,893 (69.9)	7,000	2,882 (39.3)	4,451 (60.7)	7,333

Source: Processed from "1980 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry," NAPOCOR Corporate Planning

Table 3-5 Average Power Rates of NAPOCOR by Region

Unit: centavo/kWh

Region	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Luzon	18.10	18.16	22.77	36.40	44.80	46.70
Visayas	29.21	29.49	30.80	40.62	49.82	54.44
Mindanao	4.26	11.00	13.66	16.51	18.00	18.59
Philippines	14.41	17.23	22.12	34.22	41.66	42.99

Source: "1982 Annual Report" NAPOCOR

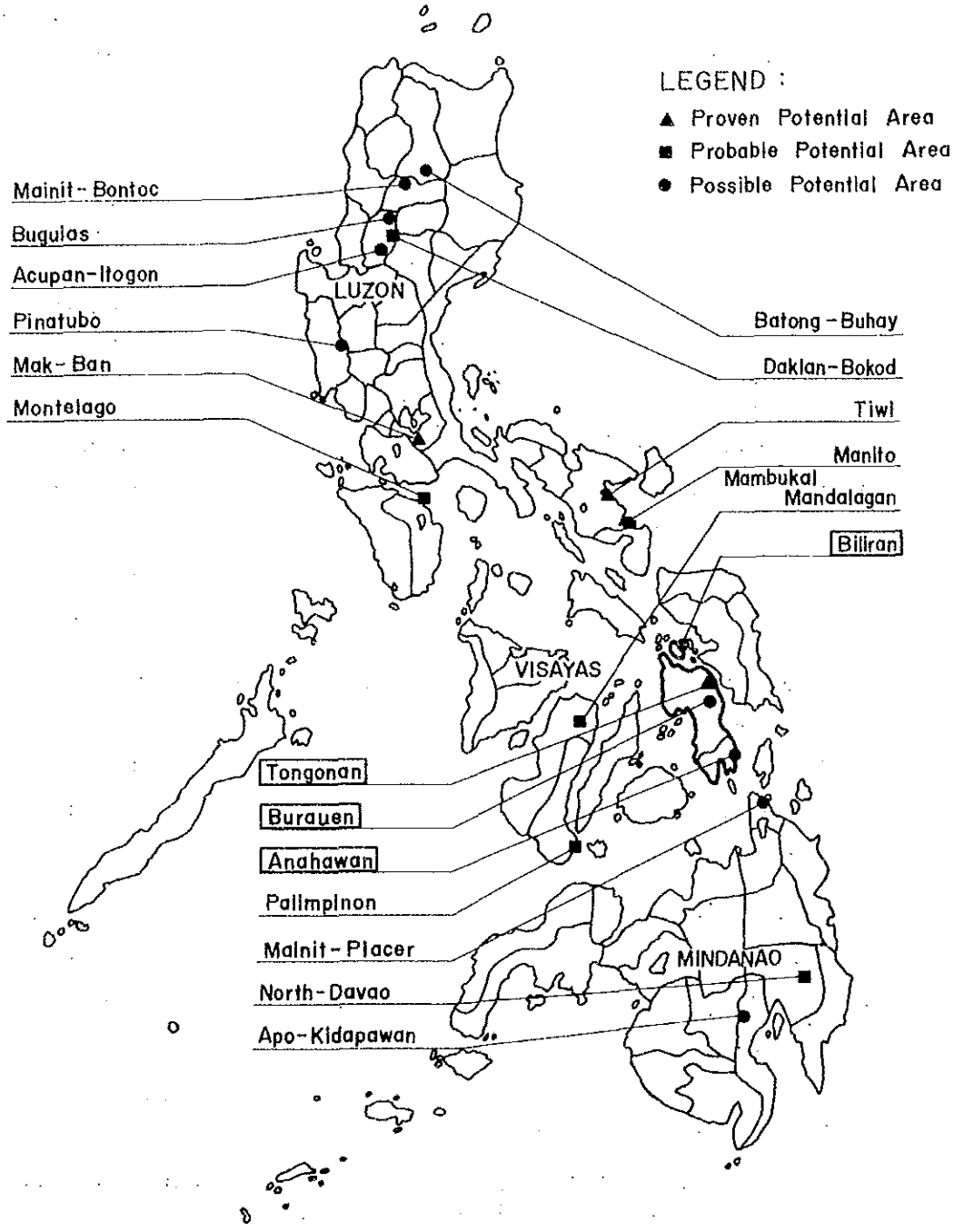
Table 3-6 Potential Geothermal Areas in the Philippines

Region	Geothermal area/location	Proven potential area	Probable potential area	Possible potential area	Entities involved
4	Makiling-Banahaw, Laguna	x			NPC/Union Oil (PGI)
5	Tiwi, Albay	x			NPC/Union Oil (PGI)
7	Palimpinon-Dauin, Negros Oriental	x			PNOC-EDC/KRTA
8	Tongonan, Leyte	x			PNOC-EDC/KRTA/ NAPOCOR
1	Daklan-Bokod, Benguet		x		BED/ELC
4-A	Naujan-Montelago, Oriental Mindoro		x		BED/ELC
5	Manito, Albay		x		PNOC-EDC (under negotiation by PGI)
6	Mambucal-Mandalagan, Negros Occidental		x		PNOC-EDC
11	Manat-Masara, North Davao		x		PNOC-EDC
1	Acupan-Itogon, Benguet			x	BED/ELC
1	Buguias, Benguet			x	BED/ELC
1	Mainit-Bontoc, Mt. Province			x	BED/ELC
2	Batong Buhay, Kalinga-Apayao			x	BED/ELC
2	Cagua, Cagayan			x	BED/ELC
3	Pinatubo, Zambales			x	BED/ELC
4	Mabini, Batangas			x	BED/ELC
5	Bulusan, Sorsogon			x	BED/ELC
8	Biliran Island, Northern Leyte			x	PNOC-EDC/BED ELC
8	Burauen, Northern Leyte			x	PNOC-EDC/KRTA
8	Anahawan, Southern Leyte			x	BED/ELC
10	Mainit-Placer, Agusan Norte			x	BED/ELC
12	Apo-Kidapawan, North Cotabato			x	

NAPOCOR - National Power Corporation
PGI - Philippine Geothermal, Inc.
PNOC-EDC - Philippine National Oil Company - Energy Development Corporation
KRTA - Kingston, Reynolds, Thom and Allardice, Ltd.
BED - Bureau of Energy Development
ELC - Electroconsult
Proven - Sufficiently explored by drilling, thereby establishing certainty as to presence of economic geothermal potential
Probable - Sufficient exploratory and production well.
Possible - Geological reserves.

Source: Five-Year Energy Program 1981 - 85, MOE, July 1980.

Fig. 3-1 Potential Geothermal Areas in the Philippines



3.2.3 レイテ島における他の地熱資源

フィリピンは「環大平洋火山帯」の一部である高熱流域に存在するので，ずっと以前から地熱ポテンシャルは経済的なエネルギー源であると認識されてきた。エネルギー省作成の1981～85エネルギー5ケ年計画によれば，地熱ポテンシャル地区として 22 ケ所の地点があげられている（Table 3－6）。

Tongonan は「確認済ポテンシャル地区」4ケ所のうちの1つとしてあげられている。レイテ島には，この他に3ケ所が「可能ポテンシャル地区」としてあげられている。Biliran 島，北レイテの Burauen.，南レイテの Anahawan 等であり Fig.3－1 にその位置を示す。

今回の現地調査中に得た最新情報によると，これら3ケ所の地熱ポテンシャル地区の現況は次のようにまとめられる。Biliran 島では，3つの井戸が掘削済みであり，そのポテンシャル容量は 200 MW くらいになろうと言われている。

Burauen では 1983 年に試掘が計画されている。Anahawan では初期調査が近い将来予定されているのみである。

これらの地熱地域の地熱ポテンシャルについては，不明確な点も依然多く，本調査では上述の3ケ所はエネルギー供給源としては一つもとりあげていない。

3.3 フィリピンの電力系統

3.3.1 概　要

フィリピンにおける電力系統はルソン島における Luzon 電力系統，Leyte 島，Samar 島，Cebu 島等より成る Visayas 地区電力系統およびミンダナオ島における Mindanao 電力系統の3ブロックに分かれており，各々の系統では現在，下記電圧階級が採用されている。

Luzon 電力系統　：230 kV，115 kV，69 kV

Visayas 電力系統　：138 kV，　69 kV

Mindanao 電力系統　：138 kV，　69 kV

Luzon 電力系統においては，北部の水力電源および南部の地熱電源の開発に応じ 230 kV系統が拡大され，また，500 kV による送電も計画されている。

一方，Visayas 電力系統は供給範囲が狭く需要も少ないことから，138 kV の系統で構成されている。

これらに加えNAPOCORでは，レイテ島の豊富な地熱を利用した電力を高電圧直流送電（HVDC）により Luzon 電力系統に送電する計画に着手している。

以下，Luzon，Leyte－Samar および Mindanao 電力系統の概要について述べる。（Fig. 3－2，3－3．Table 3－7，3－8）

3.3.2 ルソン島の電力系統

ルソン島ではマニラ都市圏に人口が集中し，また，同圏内および近郊に工場が多い。このためルソン島北部の水力電源や南部の地熱電源といった比較的遠隔地の電源から大電力消費地であるマニラ都市圏に電力を送電すると共に，マニラ市を中心とする中央部においては，石油火力を主力として電力供給を行っている。

ルソン島においては，将来においてもマニラを中心として需要が拡大していくものと想定されている。従って，遠隔地電源をマニラに送電するためと，地方電化のための基幹送電系統として，北部水力電源および南部地熱電源からマニラに至る230 kV送電系統やマニラ周辺の変電所と建設中の原子力，石炭火力，揚水式水力を結ぶ230 kV外輪系統によってルソン島北部から南部に至る230 kV基幹送電系統の整備を行っており，現在一部運開した新しい中央給電指令所により南北連系電力系統の効率な運用を行うこととしている。

230kV基幹送電系統では，1980年中頃迄の需要増と電源開発に充分対応できるものであるが，ルソン島南部の電源開発，さらにはレイテ地熱電源をLuzon電力系統で受電するには送電容量が不足する。

このため，NAPOCORはルソン島南部電力系統について検討した結果，マニラ周辺のSan Jose，KalayaanからNagaに至るAC500 kV送電線（約340 km）を建設し，南部電源の送電とLeyte地熱電力の送電を行うことを計画している。

このAC500kV送電については既に詳細設計を終了している。

3.3.3 Leyte－Samarの電力系統

Leyte－Samar島においては，現在1983年に操業を開始したIsabel地区における138,000トン／年の銅精錬所の他は際立った大口消費は無く，前述のルソン島に比べ1／100以下の電力需要があるにすぎない。

Isabel地区で消費するエネルギーは1983年に運開したTongonan 1～3号機（112.5MW）により供給されている。

また，1984年にはLeyte－Samar間のSan Juanico海峡を138 kV送電線で横断し，Tongonan地熱の豊富な電力をSamar島に供給して，Leyte島の電化と共にSamar島の電化も急速に計る計画であり海峡横断部の鉄塔設計は1983年末に終了している。

レイテ島においては上記の外Tongonan 4～21号機（990MW）の地熱開発計画があり，これら全てをLuzon島に供給すべく現在，HVDC送電方式による詳細設計を実施している。

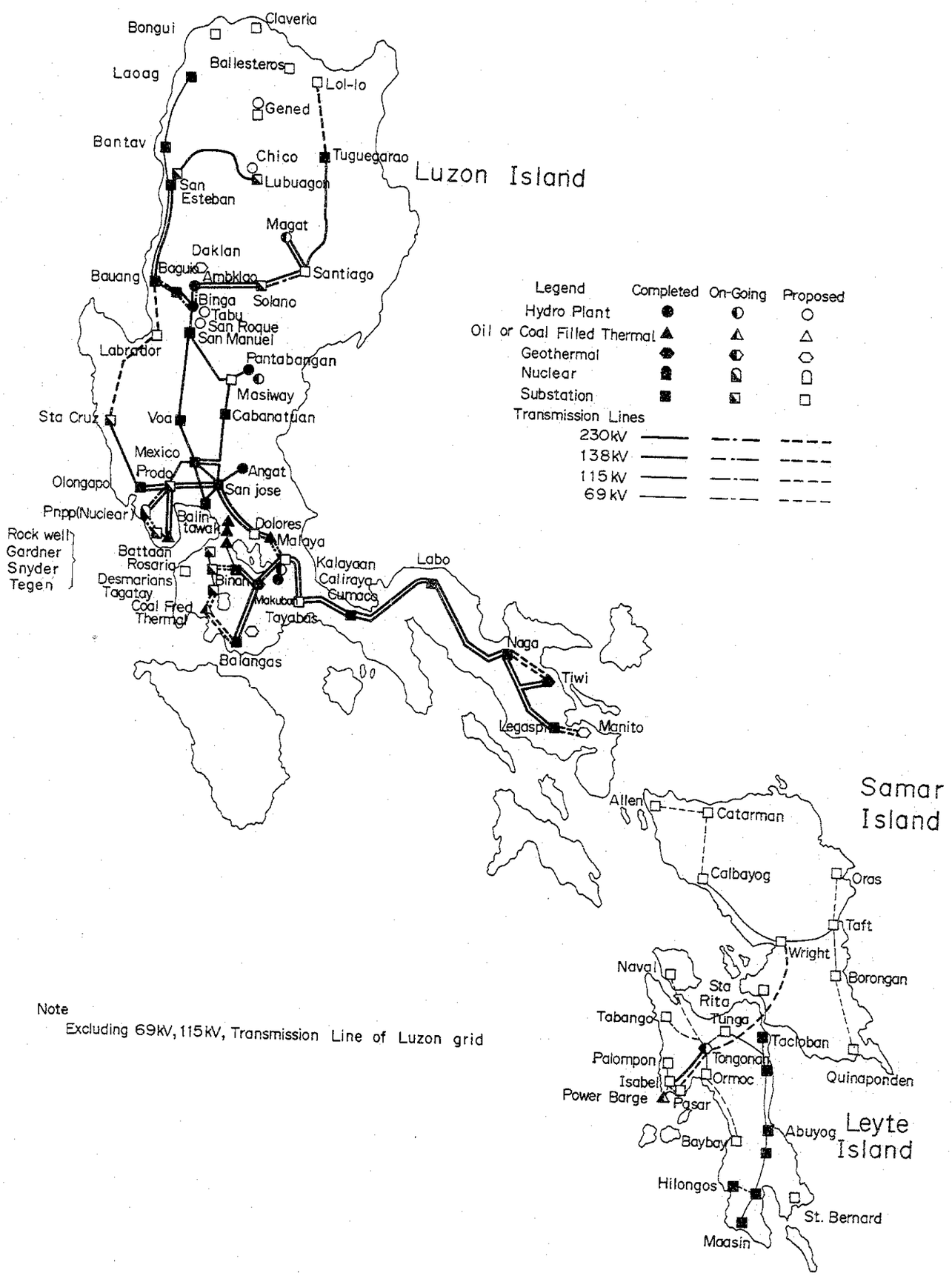
3.3.4 ミンダナオ島の電力系統

ミンダナオ島は西北部を中心に工業化が進められており，これに伴って水力を中心として電源開発および138 kV送電網の整備拡充が行われている。

供給力は現在，Agusに代表される水力電源が主体となっており，これらは将来にわたっても主要な電源となるが，1980年代後半からは以後の需要増加に対処出来るようBislig石炭火力さらには電力供給の信頼度向上をも計るべくレイテ島Tongonan地区との連系をも計画されている。

送電網の整備については，現在138 kV系統を中心にTagoloan S/S（建設中）～Kibawe S/S～Kabacan S/S間2回線およびButuan S/S～Bislig P.P～Davao S/S間1回線(将来は2回線に増設の予定）の建設を行っており，これらの完成によりMindanao電力系統の拡充が図られることになる。

Fig. 3-2 Leyte, Samar, and Luzon Grid in 1982



Note

Excluding 69kV, 115kV, Transmission Line of Luzon grid

Fig. 3-3 Mindanao Grid in 1982

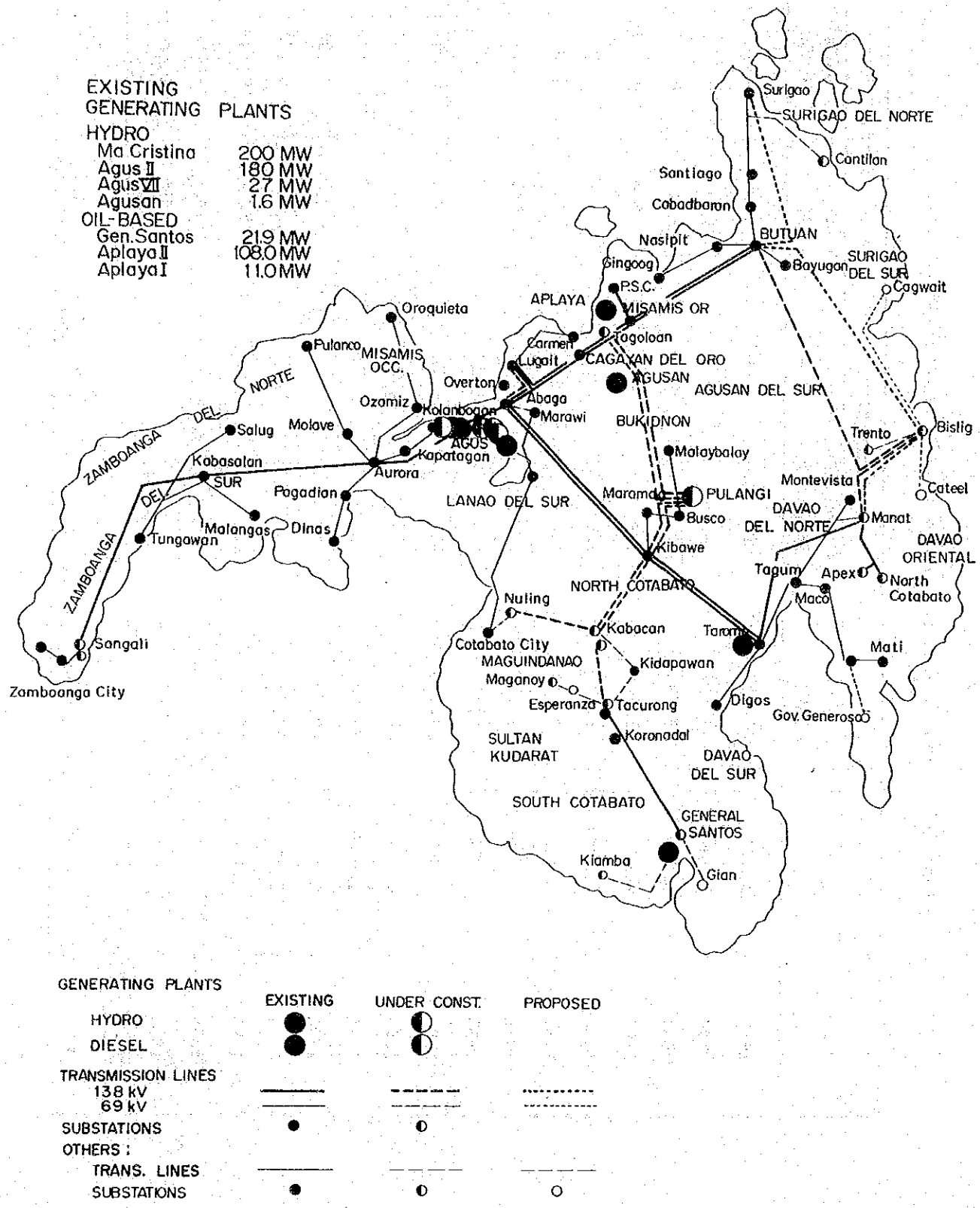


Table 3-7 Load Forecast of Luzon, Leyte - Samar and Mindanao Grids

Year	Luzon Grid		Leyte-Samar Grid		Mindanao Grid	
	Demand (MW)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)
1982	2,263	14,481	21	45	357	2,101
1983	2,525	15,495	46	239	452	2,763
1984	2,705	16,580	76	355	554	3,512
1985	2,890	17,740	112	680	645	4,044
1986	3,100	18,980	128	848	779	4,844
1987	3,315	20,310	131	867	799	4,985
1988	3,545	21,730	134	938	863	5,466
1989	3,790	23,250	155	1,020	946	5,988
1990	4,060	24,880	169	1,101	1,004	6,340
1991	4,300	26,370	175	1,145	1,111	7,047
1992	4,560	27,955	184	1,196	1,197	7,587
1993	4,835	29,630	—	—	1,321	8,405
1994	5,125	31,410	—	—	1,441	9,163
1995	5,430	33,295	201	1,307	1,554	9,877
1996	—	—	—	—	1,673	10,648
1997	—	—	—	—	1,797	11,454
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2000	6,928	42,480	233	1,527	2,201	—

Table 3-8 Generation Expansion Plan of Luzon, Leyte - Samar and Mindanao Grids

(MW)

Year	Luzon Grid						Leyte-Samar Grid				Mindanao Grid				
	Hydro	Geo.	Coal therm.	Nucl.	Oil therm.	Total	Geo.	Power Barge	Diesel	Total	Hydro	Diesel	Coal therm.	Geo.	Total
1982	854	495	0	0	1,925	3,274	3	32	20	55	409	177	0	0	586
1985	1,214	660	300	620	1,925	4,719	115.5	64	25.7	205.2	976	235	0	0	1,211
1990	1,604	1,100	600	620	1,925	5,849	228.0	64	25.7	317.7	1,201	235	200	0	1,636
1995	1,754	1,650	1,200	620	1,925	7,149	—	—	—	—	1,673	235	400	110	2,418
1997	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,851	235	400	110	2,596