

フィリピン共和国

レイテ送電計画

調査報告書

1982年2月

国際協力事業団

鉦計資

82-2(1/2)

フィリピン共和国

レイト送電計画

調査報告書

JICA LIBRARY

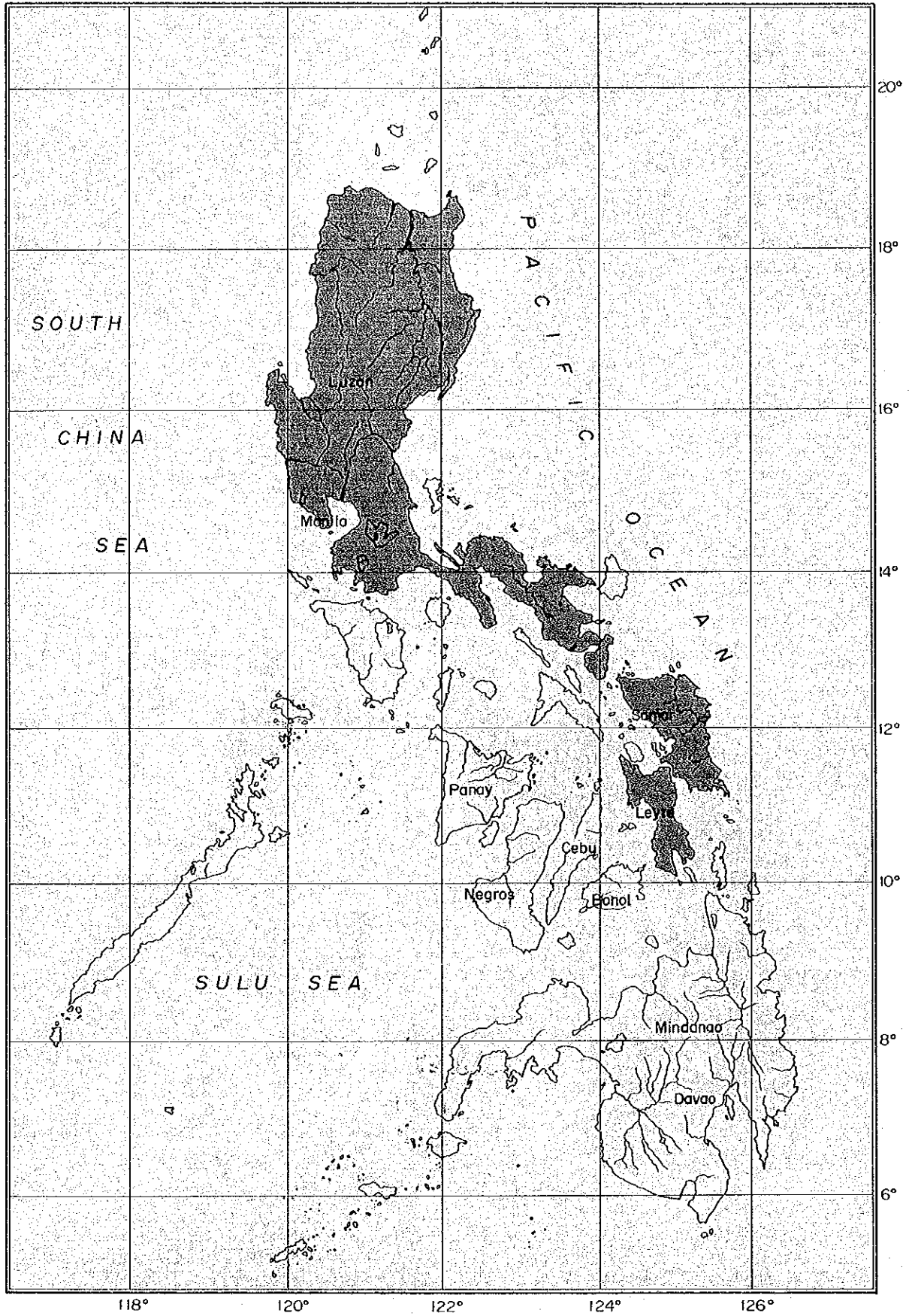


1045979[0]

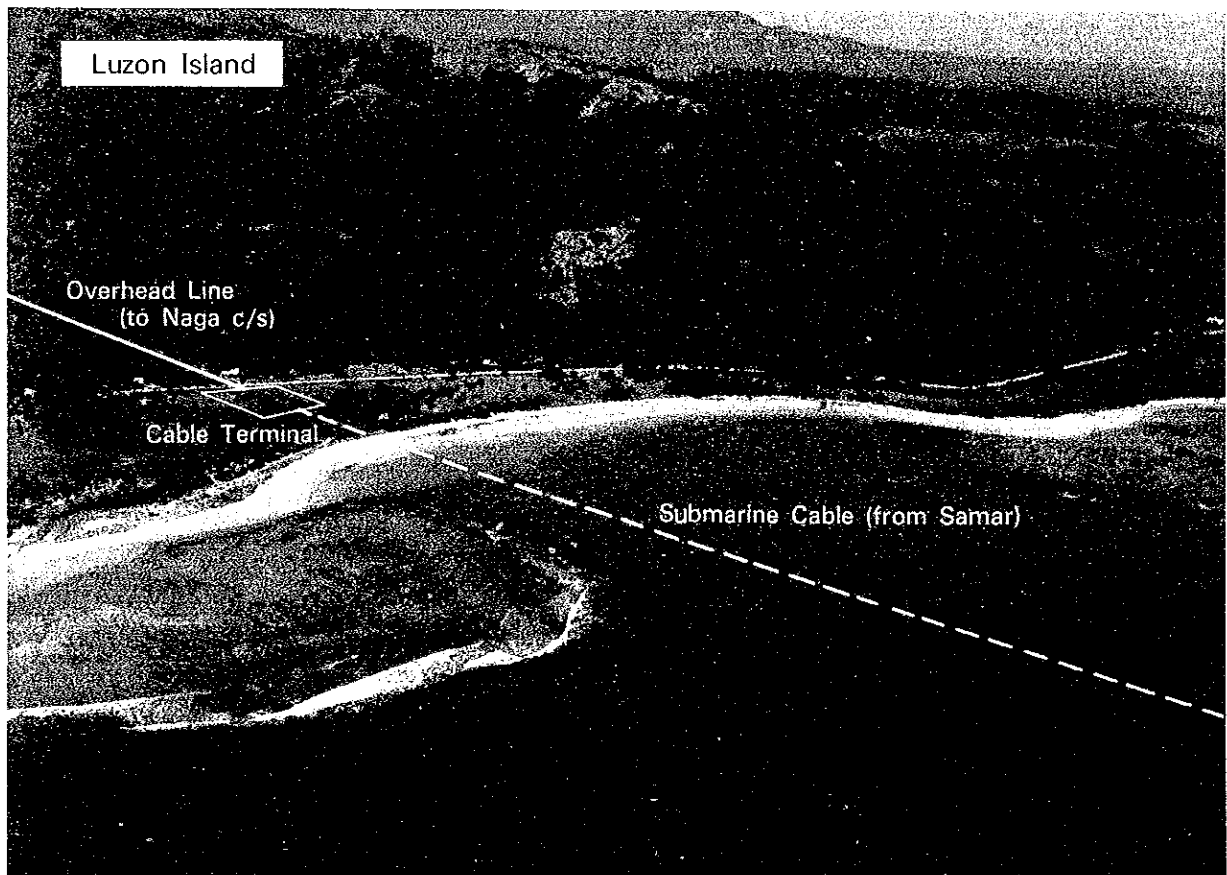
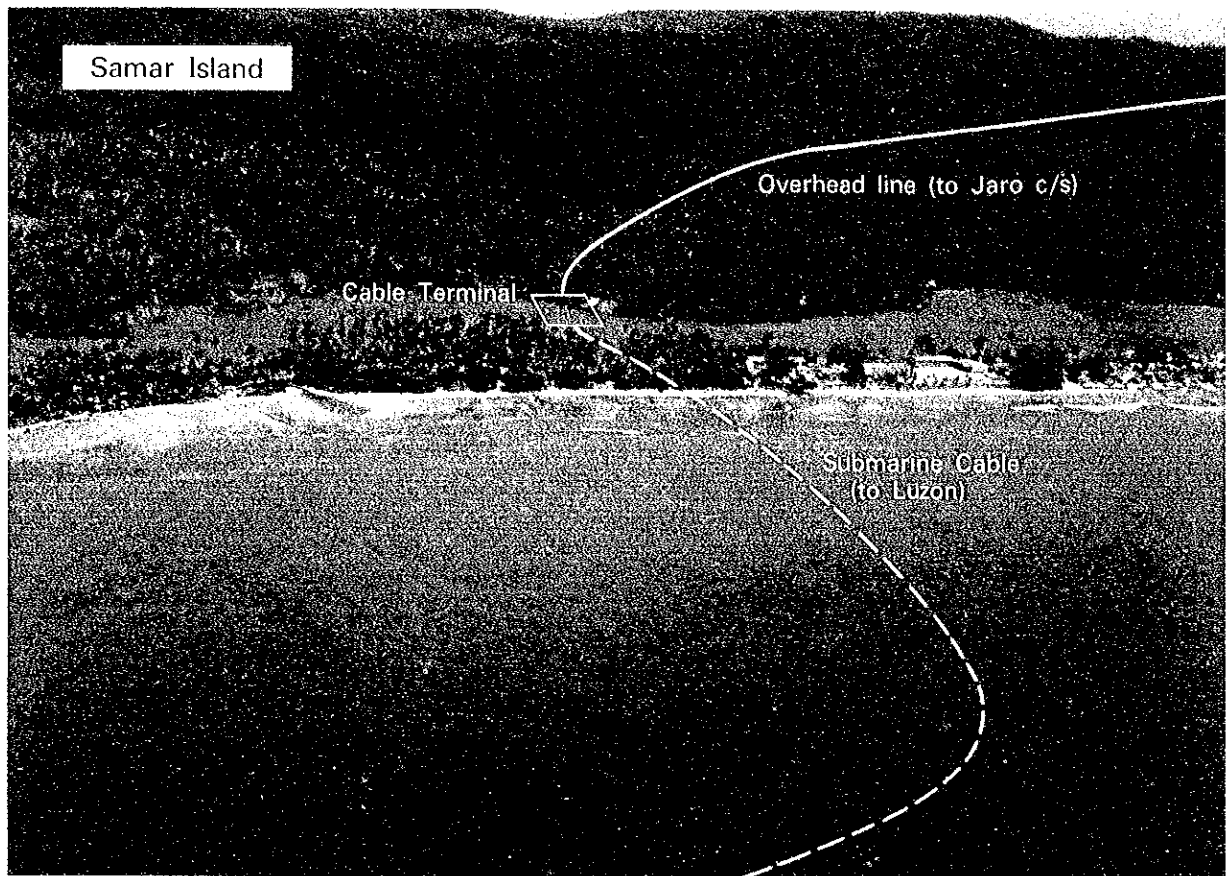
1982年2月

国際協力事業団

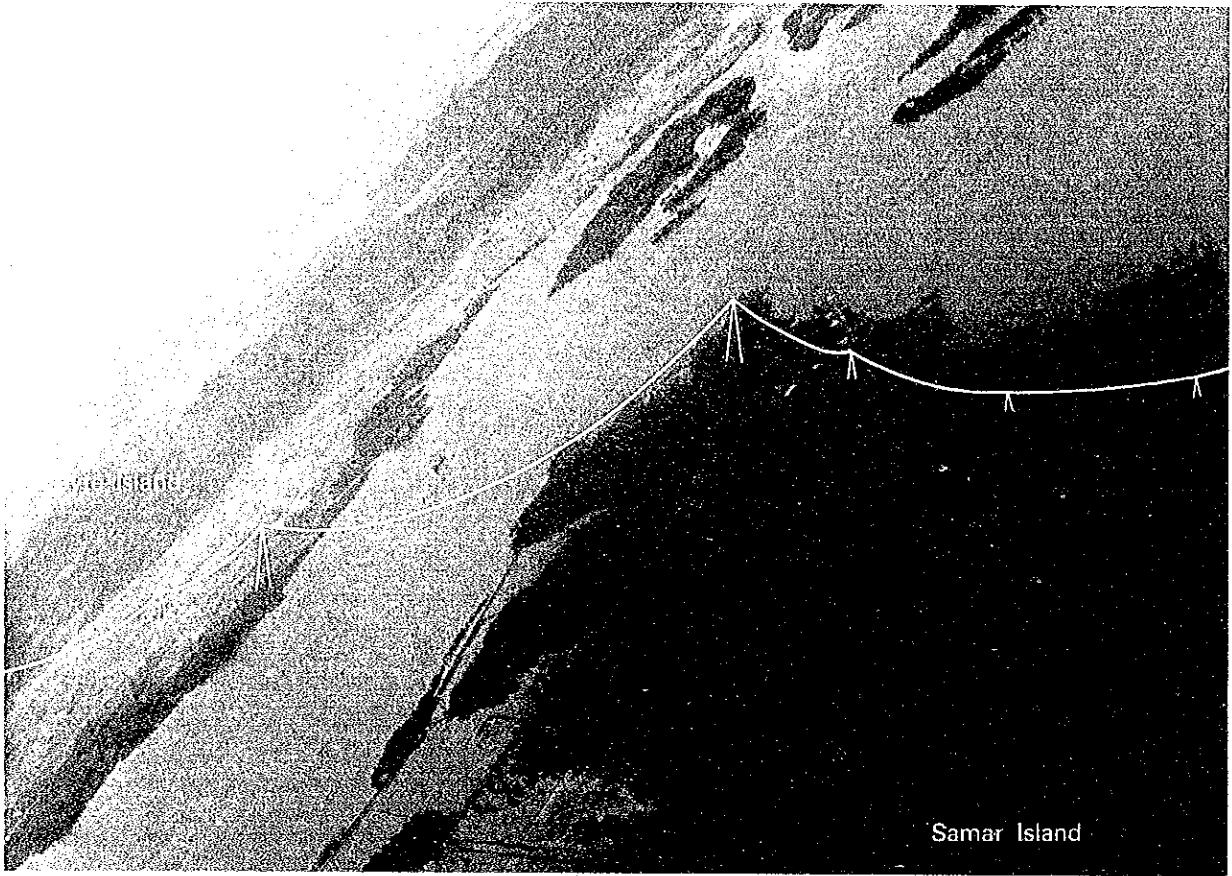
國際協力事業団	
設立 57.3.10	118
開 84.8.27	64.4
登録No. 14013	MPN



Proposed Cable Landing Sites (San Bernardino Strait)



Overhead Transmission Line (San Juanico Strait)



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・北沢 仁氏を団長とする調査団を編成し、1981年3月2日より30日間にわたり10名を、7月5日から21日間にわたり3名を、また10月7日より15日間にわたって4名をそれぞれ現地へ派遣した。

同調査団は、プロジェクトの基本的諸条件について、フィリピン共和国政府関係者と意見を交換し、ルソン、レイテおよびサマール地区の建設予定地の実地踏査を行った。帰国後、同現地調査によって得られた結果及び資料に基づき、さらにデータの検討、解析を行い、予備設計を実施した。

本報告書はこれらの成果を取りまとめたものである。

本報告書が本計画を一層押し進め、両国間の友好関係の促進に貢献できれば幸いである。

最後に、本調査に際し、多大の協力をいただいたフィリピン共和国政府、在フィリピン日本大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し心から謝意を表するものである。

1982年2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、レイテ島における地熱発電による電力のルソン系統への送電方法について技術的、経済的な妥当性を調査研究することにあります。

この目的のために、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 北沢 仁を団長とする 10 名の専門家よりなる第 1 次調査団を編成して、1981 年 3 月 2 日より 3 月 31 日までの 30 日間にわたる現地調査を行ない、海底ケーブル、変換所、海中電極、架空送電線、無線中継局等について、地形調査、ルート調査を行ない、需要想定のための諸調査、気象などの基礎的資料の収集を実施しました。

これら現地調査の結果をもとにレイテ送電基本計画を作成して基本的な検討を行ない、更にフィリピン側の計画変更要請を受入れた追加現地調査をそれぞれ 1981 年 7 月および 10 月に実施して計画の完成、資料の充実を期しました。

以上の現地調査をふまえて、レイテ・サマール地域とルソン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ない、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、フィリピン国政府がたてた長期開発計画の根幹をなすエネルギーの石油依存度低減という方針のための重要な具体策となるものであって、レイテ島で開発される地熱エネルギーを、1日も早く主要消費地であるマニラ首都圏へ送電して石油消費を減らすことを強く望まれており、世界的なエネルギー事情の緊迫化の進むなかで、本プロジェクトの完成がフィリピン国の発展のために、非常に大きな貢献をす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ものであります。

1982 年 2 月

フィリピン共和国レイテ
送電計画調査団
団長 北沢 仁

目 次

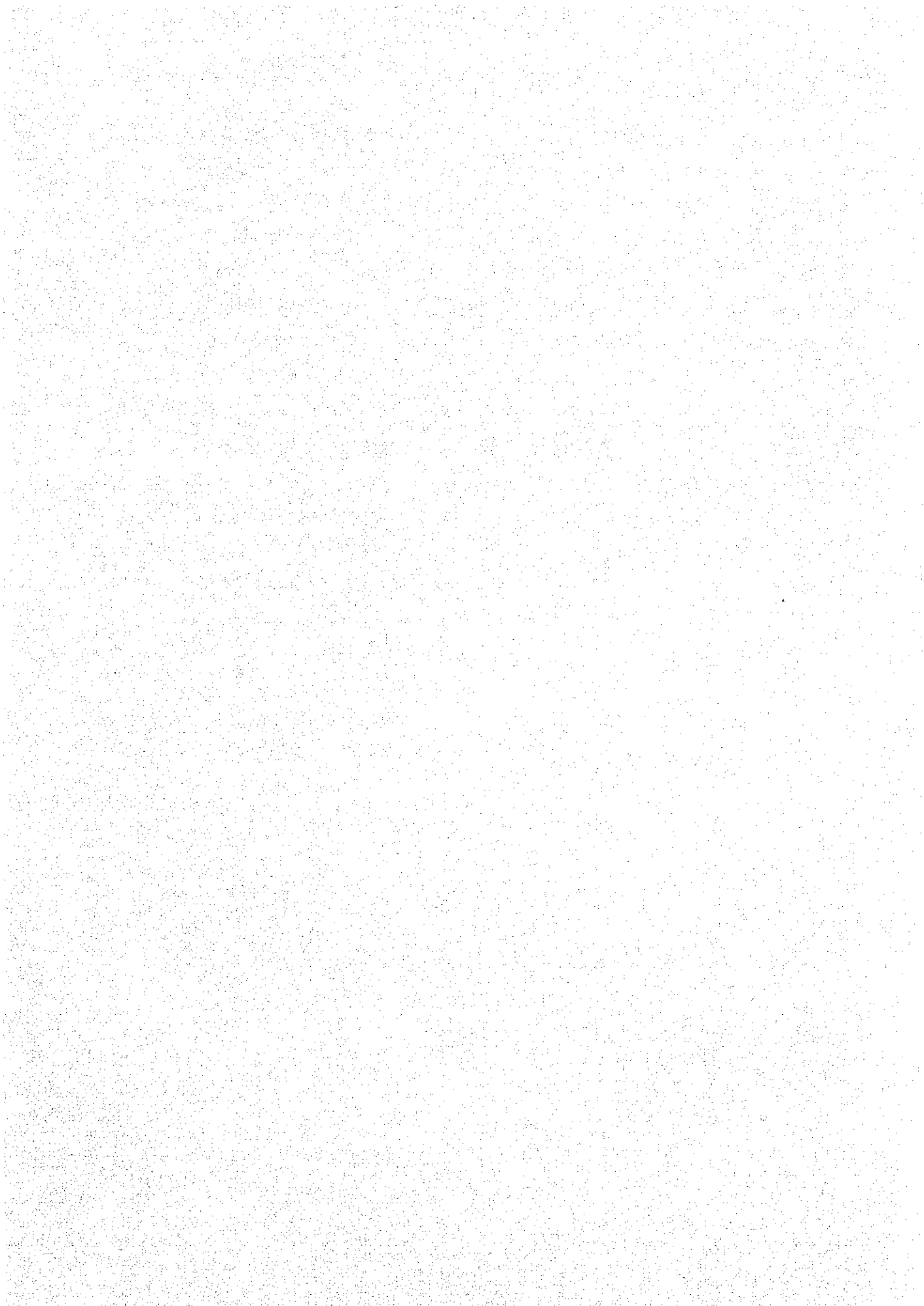
第1章	緒 論	
1.1	経 緯	1
1.2	調査の目的と範囲	1
1.3	調査団の編成	2
1.4	現地調査日程	3
1.5	報告書作成の基本方針	3
1.5.1	電力需要想定	4
1.5.2	交直連系々統の安定運転及び解析	4
1.5.3	予備設計と建設費	4
1.5.4	建設工程	5
1.5.5	経済評価	5
1.5.6	資金計画と財務分析	5
第2章	結論と勧告	
2.1	結 論	7
2.2	勧 告	29
第3章	フィリピンにおける電気事業	
3.1	電力市場	33
3.1.1	電気事業とその組織	33
3.1.2	電力需給	33
3.2	Tongonan地熱エネルギーの現況と開発計画	40
3.2.1	背 景	40
3.2.2	Tongonan地熱発電計画の技術的, 経済的特徴	40
3.3	フィリピンの電力系統	45
3.3.1	概 要	45
3.3.2	ルソン島の電力系統	45
3.3.3	レイテ・サマール島の電力系統	51
第4章	電力需要予測	
4.1	概 論	55

4.1.1	電力需要予測の目的	55
4.1.2	予測方法	55
4.2	ルソン系統における電力需要	56
4.2.1	ルソンの負荷実績	56
4.2.2	ルソンの需要予測	56
4.3	レイテ・サマール系統における電力需要	61
4.3.1	レイテ・サマール地域の経済・電力需要現況	61
4.3.2	レイテ・サマール地域における開発の展望	71
4.3.3	レイテ・サマール系の需要予測	75
4.3.4	レイテ・サマール系の余剰電力	77
第5章	レイテ送電計画	
5.1	レイテ送電計画の送電々力	83
5.1.1	ルソン系統の需給バランス	83
5.1.2	レイテ地熱発電計画	83
5.1.3	レイテ送電計画による送電々力	83
5.2	レイテ送電計画の開発時期	93
5.3	送電計画	93
5.3.1	交流送電と直流送電	93
5.3.2	直流送電パターン	96
5.4	HVDCシステム	101
5.4.1	レイテ直流送電計画の概要	101
5.4.2	電圧及び電線サイズの選定	103
5.5	通信システム	108
5.5.1	通信回線の構成	108
5.5.2	通信設備の概要	108
第6章	予備設計	
6.1	予備設計の考え方	113
6.1.1	オ1期システム構成	113
6.1.2	増設の方法	113
6.1.3	オ1期オ2期の施行範囲	115
6.1.4	HVDCシステムの運転形態	115
6.1.5	HVDCシステムの運転	116

6.2	送電線	117
6.2.1	気象条件	117
6.2.2	直流架空送電線	119
6.2.3	海峡横断架空送電線	125
6.2.4	直流海底ケーブル	130
6.2.5	138 kV 交流架空送電線	144
6.3	接地電極および接地電極線	149
6.3.1	大地帰路送電	149
6.3.2	接地電極および接地電極線	150
6.4	変換所	159
6.4.1	適用規格	159
6.4.2	気象条件	159
6.4.3	信頼度目標値	160
6.4.4	連系交流系統の系統条件	160
6.4.5	変換所の概略設計	160
6.4.6	絶縁協調	176
6.4.7	変換所のレイアウト	177
6.4.8	変換所の設備	183
6.5	通信システム	184
6.5.1	設計条件	185
6.5.2	必要設備	186
第7章	系統解析	
7.1	前提条件	193
7.1.1	系統条件	193
7.1.2	計算条件	193
7.2	計算結果	200
7.2.1	1986年	200
7.2.2	1991年	201
7.2.3	1993年	201
7.3	要約	213
第8章	工事費と建設スケジュール	
8.1	工事費	215

8.2	建設スケジュール	223
第9章 経済評価および財務分析		
9.1	経済評価	231
9.1.1	経済評価のための基本的な考察	231
9.1.2	経済評価の結論	233
9.2	財務分析	237
9.2.1	財務分析のための基本的な考察	237
9.2.2	財務分析の結果	238
APPENDIX		
A-1	計画地域の気象と設計風速	
A-2	碍子の塩分附着量調査	
A-3	San Bernardino 海峡調査結果	
A-4	直流送電の特質	
A-5	超速応励磁及びPSS	
A-6	現地調査入手資料リスト	
A-7	現地調査実績日程表	
A-8	経済評価	

第1章 緒 論



第1章 緒 論

1.1	経 緯	1
1.2	調査の目的と範囲	1
1.3	調査団の編成	2
1.4	現地調査日程	3
1.5	報告書作成の基本方針	3
1.5.1	電力需要想定	4
1.5.2	交直連系々統の安定運転及び解析	4
1.5.3	予備設計と建設費	4
1.5.4	建設工程	5
1.5.5	経済評価	5
1.5.6	資金計画と財務分析	5

第1章 緒 論

1.1 経 緯

フィリピン共和国政府は、1977年9月開発5ヶ年計画の実施と、開発10ヶ年計画および2000年までの長期開発計画を発表した。その中で、フィリピンのエネルギーの石油に対する依存度を計画的に減らすことを大きな目標として掲げ、現状の95%を1987年には70%に、更に2000年までには50%にまで下げようというものである。そのため、水力、石炭、地熱のような国産のエネルギーの開発に努力することとしている。

レイテ島に於いても1970年代の始めより地熱の開発が進められ、Tongonon においてはすでに1977年7月には3000kWのテストプラントが運転を開始し、現在は37.5MW×3台の工事中であり、1983年にはレイテ島 Isabel 工業団地を含むレイテ・サマール地区に電力を供給することになっている。更にTongonon 地区に於いては440MWの地熱開発が確認され、1985年までにその建設を実施し、1993年迄に更に550MWの開発がNAPOCORにより計画されている。これらの電力は何れも首都マニラ地区に送ることにより石油の節約に大きく貢献しようというものである。

レイテ島Tongonon 地区からマニラ首都圏までは途中に海底ケーブルによるSan Bernardino 海峡横断を含む約800kmにも及ぶ長距離送電線となり、その送電線計画の妥当性については十分な検討を要するものである。

これらのことを背景にして、フィリピン電力公社は、日本工管(株)に対してプレリミナリ・フィジビリティ・スタディを依頼し、その報告書が1980年4月提出された。更にフィリピン政府は日本政府に対してレイテ送電計画のフィジビリティ・スタディの実施を要請し、日本政府の要請を受けた国際協力事業団が実施することになり、今回の調査団の派遣となったものである。

本調査団の派遣に先立ち、1980年12月国際協力事業団による事前調査が実施され、本調査団の調査範囲等について協議が行なわれ、合意書(Implementing Arrangement)が作られた。この合意書はその後フィリピン政府の変更要請に基づき、1981年10月一部改訂をしている。

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「レイテ送電線計画事前調査報告書」および日本工管(株)作成の「レイテ送電計画プレリミナリ・フィジビリティ・スタディ」を参考にして、レイテ送電計画の妥当性について技術的、経済的に調査検討することである。

現地調査は次の項目について行われた。

(1) 海底ケーブル調査

ルソン島～サマル島間の San Bernardino 海峡について海底地形、海底表面の地質、潮流速度、航行船舶数等の調査を実施し、図面、報告書を作成。

(2) 変換所地点調査

レイテ島 Jaro 地点、ルソン島 Legaspi および Naga 地点でそれぞれ変換所用地の調査を行なう。

(3) 電極および電極線調査

接地電極の候補地点および電極地点と変換所を結ぶ電極線ルートの調査を車輛、ボートおよびヘリコプターにより調査

(4) 架空送電線ルート調査

Tongonan から Naga に至る架空送電線のルートについて、ヘリコプター、車輛により調査

(5) 無線中継所地点調査

主として地図上で予定した地点をヘリコプター又は車輛により概略調査

(6) 各種資料収集

需要想定のための資料、既設電気設備についての資料、設備拡張計画に関する資料、設計資料等できるだけ多くの現地資料を収集する。

海底ケーブル布設に関する資料として San Bernardino 海峡の船舶航行状況、投錨の可能性、漁業の状況等について関係機関に接触して資料を得る。

1.3 調査団の編成

(1) 共同企業体の構成

フィジビリティ調査は限られた期間内に充分有効な調査を行わねばならず、本プロジェクトの予備調査報告書 (Preliminary Feasibility Report on the Leyte Power Transmission Project, April 1980) をフィリピン電力公社 (NAPOCOR) に提出した日本工営協と、日本国で最も多くの直流送電技術に経験を有する電源開発協が共同で本フィジビリティ調査を実施することとし、電力需給および海底ケーブル調査等を日本工営協が担当し、直流技術を主体としたその他の分野を電源開発協が担当する。

(2) 調査団の編成

調査団は電源開発協、日本工営協および国際協力事業団から成る次のメンバーにて構成され、その担当職務および参加状況は次の通りである。

				(①, ②, ③は参加した現地調査回数)
団長	北沢 ひとし	電源開発協	総括	①, ②, ③
	上川路和男	"	通信・給電	①

酒井 満	電源開発(株)	直流変換	①, ②
井上 義一	"	系統解析	①
磯 ただ	"	送電	②, ③
佐藤 稔	"	"	①
田中 昭	"	開発計画	③
柳沢 公彦	日本工営(株)	経済解析	①
山口 祐三	"	海底調査	①
渡辺 義人	"	"	①
大村 輝夫	"	"	①
志茂 啓司	"	"	①
小沢 勝彦	国際協力事業団	コーディネーター	③

1.4 現地調査日程

現地調査は、当初2回実施する予定で才1回の調査で全体の調査を行ない、才2回目は補充調査と確認のため実施することとした。その後NAPOCORの申し入れにより、ルソン側の変換所をLegaspiからNagaに変更することになったため、追加調査としてNaga変換所を中心とする才3次調査を行った。

才1次調査 56.3.2～56.3.31 30日間

参加 団長以下 10名

才2次調査 56.7.5～56.7.25 21日間

参加 団長以下 3名

才3次調査 56.10.7～56.10.21 15日間

参加 団長以下 4名

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なわれ、調査団の帰国に先立ち現地踏査の結果を報告し、打合せ議事録を作成してNAPOCORに提出した。

1.5 報告書作成の基本方針

既存の資料を参考にし、現地調査によって収集された諸資料をもとに、NAPOCORと調査団との間で打合せのうえ取り決めた事項にしたがい、レイテ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、次の様な基本方針をたて、NAPOCORとの間で相互に打合せを行い、確認した。

1.5.1 電力需要想定

本調査ではルソン電力系統及びレイテ・サマル電力系統の1981-2000年の期間について電力需要想定を行なう。

ルソン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(GDP)弾力性を予測する方法によって電力需要を想定したのち、NAPOCORが行なった需要想定と比較検討することとした。

レイテ・サマル電力系統については、この地域では急速な工業化計画があり、すでに部分的に実施段階にあることを顧慮して、過去のトレンドによらず、主としてレイテ・サマル地域の工業化計画及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こととした。

1.5.2 交直連系々統の安全運転及び解析

直流系統は、電源-送電線-負荷から成っている。これは送電線を介して回転機が接続された慣性を有する電気系統となる。この様な電気系統における送電々力は系統間の相差角によって一義的に決るものである。

一方、直流系統は、回転機のような慣性を有しておらず、迅速に、人為的に送電々力を制御できる特性を有している。

このような異なる電気的特性を有する両系統を連系する場合、両系統の協調的な運転が必要であり、十分これを確認して計画を立案されねばならない。

このために、交流及び直流系統をできるだけ忠実に模擬した回路を作成し、これを電算機又はアナログ・シミュレータに入力して、実系統で起りうる厳しい事故条件に対して交直連系々統が安定であることを確認する。

1.5.3 予備設計と建設費

本送電計画は、Tongonan 開閉所からNaga 変換所にいたる亘長約445 kmにも及び、輸送される電力も最終 900 MWと非常に大きく、かつ約 23 kmの海底ケーブルを含むいわゆる長距離大電力送電計画である。

又、本送電計画によって輸送される電力は、ルソン島で消費される電力に対してかなりの比率を占めることになるので、送電設備の予備設計に当っては、供給信頼度に十分配慮する必要がある。

上記の本計画に与えられた要求に対して、従来の交流送電の他、新しい技術である直流送電設備も検討対象として与えられた要求を満足させねばならない。

交流送電と直流送電について技術的、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(変電所)及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とする。

詳細な設計は、フィジビリティ・スタディ後続く詳細設計(D/S)段階において行われるとしても、フィジビリティ・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、でき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。

1.5.4 建設工程

Tongonan 地熱発電所の建設は、石油依存度の低減、天然資源の活用等の見地からすれば1日も早いことが望まれる。一方、発電機、送電設備の建設を経済的に行なうためには妥当性のある建設期間を見込む必要がある。

レイテ送電計画について、NAPOCORはTongonan 地熱発電所4号～11号機の運転開始を1986年としており、詳細設計、契約、建設工事一切を含めて、すでに今から45ヶ月程度しか残されていない。この様に限られた日程で、いかに合理的、経済的に調査、設計、製作、建設、試験を実施していくかは、プロジェクト全体にとって非常に重要な問題である。

又、海底ケーブル、送電線、無線中継所等については相当な調査期間を見込む必要があり、特に海峡横断部の調査については出来るだけの期間を予定すべきである。

以上、あらゆる条件を考慮して最善の工程表を作成し、目標の達成を期したい。

1.5.5 経済評価

本プロジェクトの経済評価は代替送電設備のコストと本プロジェクトのコストとの間で比較するものとする。この場合代替送電設備としては、Tongonan 地熱電源を電力需要の中心であるルソン島のマニラ市郊外に位置するSan Jose 変電所まで技術的・経済的に送電する交流超高压送電線が考えられる。

一方、NAPOCORは現在San Jose 変電所からルソン島南部に位置するNaga 変電所までAC 500 kV 送電線の建設計画を進めている。したがって本プロジェクトの経済評価の範囲は基本的にはNaga 変電所とTongonan 地熱電源地帯に位置するTongonan 開閉所の間であり、この間に代替設備としてAC 500 kV およびAC 230 kV 送電線を考慮するものとする。

なお本プロジェクトの送電線は電力系統間を接続する連系送電線と異なり、Tongonan 地熱電源を送電する電源線として建設されるものなので、経済評価の上で供給信頼度の向上、要予備力の低減および広域運営のメリットのような附加的なメリットは無いので考慮しない。

1.5.6 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 Tongonan 地熱発電計画を含め両プロジェクトの電力設備計画とこ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。

なお NAPOCOR は地熱火力の開発によって既存の石油火力を停止させることを電源開発計画の基本としており、この場合石油火力の償却は地熱開発の収益でカバーされなければならないが、この点についても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

2.1	結	論	7
2.2	勧	告	29

第2章 結論と勧告

レイテ送電計画について調査・検討を行った結果、得られた結論及び勧告を次に述べる。

2.1 結論

(1) 送電規模は最終 900MW である。

レイテに於ける地熱開発計画と余剰電力との関係から、ルソンのマニラ首都圏へ送れる電力は 1986 年 400MW, 1991 年 600MW, 1992 年 800MW, 1993 年 900MW であって、必要とされる送電設備の容量は、1986 年 450MW, 1991 年 900MW となる。

即ち、NAPOCOR のルソン系統電源開発計画 (Table 2-1 参照) によれば、レイテ島 Tongonan 地区の開発は (現在 3MW のパイロットプラント稼動中) まず 1983 年までに 37.5MW×3 台の開発を行なってレイテ・サマル地区の需要をまかなうことになっている。その後更に 1985 年末までに 55MW×8 台の開発が確認されていて、この電力はマニラ首都圏へ送られることになっていて、そのためには 1986 年始めには 400 MW 以上の送電設備を必要としている。レイテ地区における最終的開発規模は NAPOCOR の計画では Tongonan 21 号機までとなっており、4 号機から 21 号機までの合計設備出力は 990 MW となり、こゝから所内電力等を差引いた Dependable Power は 900 MW となり、レイテ・サマルの余剰電力としてルソンへの送電電力は 900 MW 程度となる。変換所増設は倍増が最も有利であることから才 1 期 450 MW, 才 2 期 900 MW とした。

(2) 直流送電が最も有利である。

最終容量 900 MW として Tongonan S/Y から Naga C/S までの送電距離約 455 km の送電方法として、AC 500 kV, AC 230 kV および DC ± 350 kV 直流送電とを比較した結果 (Table 2-2 参照), 500 kV 昇圧の時期, 費用を考慮した 1 期 2 期合計の建設費は、1986 年価格にして次の如くなる。

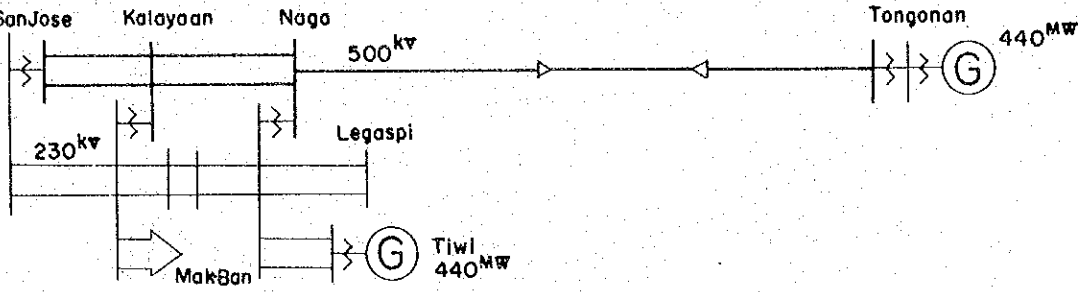
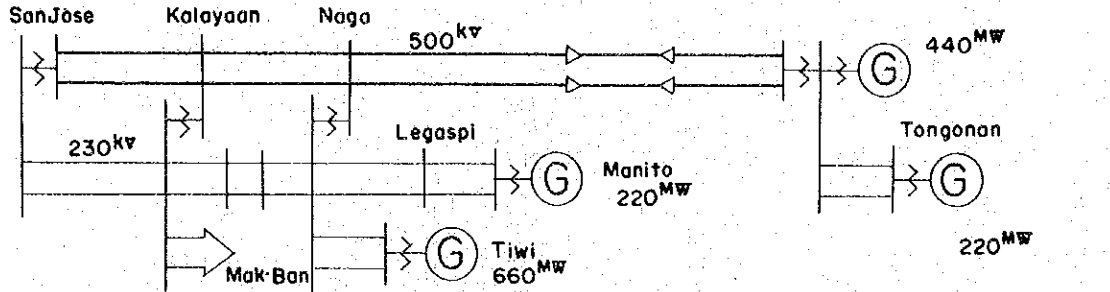
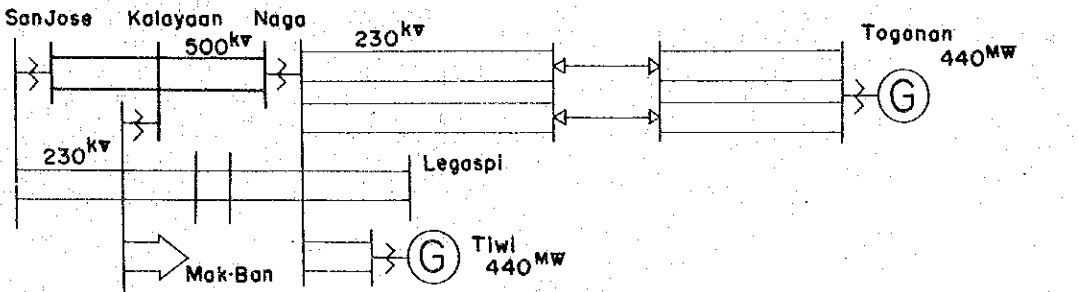
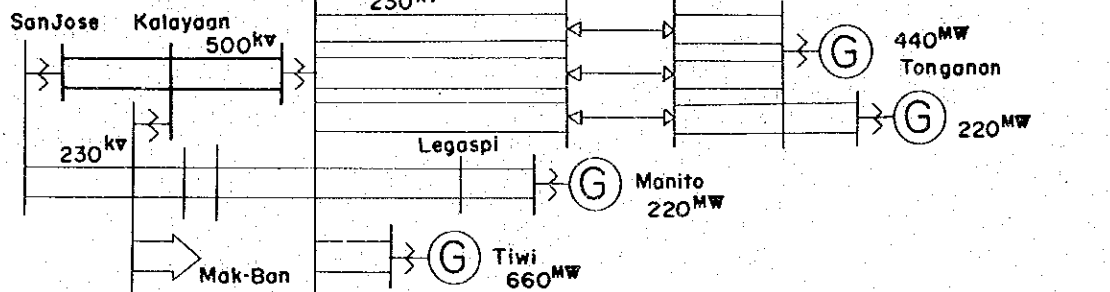
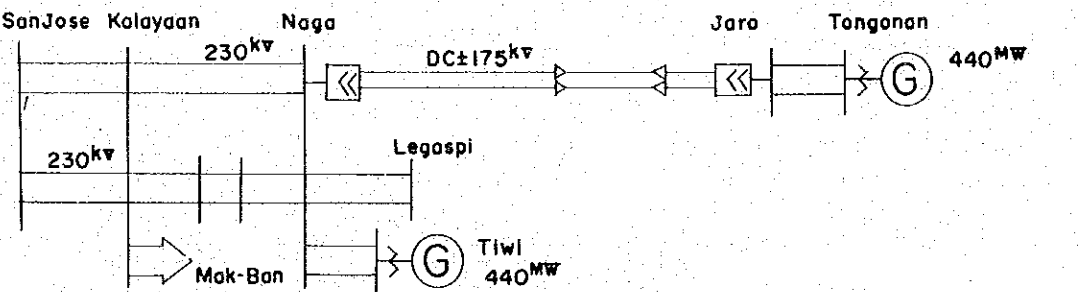
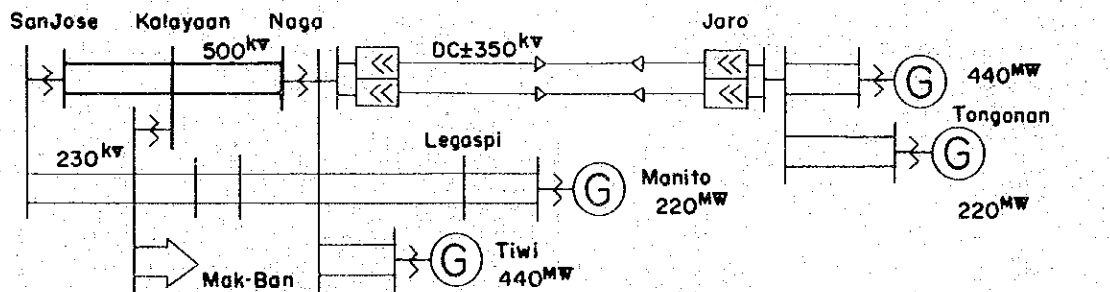
AC 500 kV	US \$ 552 × 10 ⁶	100 %
AC 230 kV	" 410 "	74.3 %
DC ± 350 kV	" 320 "	58.0 %

送電損失, 運転保守費用等を考慮し, 30 年間について評価した場合 (才 9 章参照) HVDC

Table 2-1 Luzon Grid Generation Expansion Program On-Going, Firm and Probable Projects

Year of Comm.	Plant Addition	Installed Capacity (MW)						Dep. Cap.	Peak Demand	Res. Cap.	Res.	Available Energy (GWh)	Energy Capability and Requirement (GWh)							
		Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nuc.	Oil Ther.	Total						System Capability						Generation Level	Surplus (Dep.)
													Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nuc.	Oil Ther.	Total		
1980	Existing	542	440			2,230	3,212	2,880	2,070	470	23	19,097	2,050	2,283			13,871	18,204	13,113	5,091
1981	Masiway (1 x 12)	554	440			2,105	3,099	2,816	2,240	235	11	48	2,098	3,176			13,297	18,571	13,750	4,821
1982/7	Tiwi Geo 5-6 (110)	854	550			1,925	3,329	3,066	2,400	325	14	794	2,248	3,672			13,510	19,430	15,080	4,350
1982/5	Kalayaan 1 (150)											150								
1982/8	Kalayaan 2 (150)											150								
1983/9	Magat 1-4 (360)	1,214	605			1,925	3,744	3,387	2,565	482	19	1,103	3,042	4,036			13,510	20,588	16,140	4,448
1983/11	Mak-Ban Geo 5 (55)											397								
1984/2	Mak-Ban Geo 6 (55)	1,214	660	300		1,925	4,099	3,707	2,745	622	23	397	3,501	4,731	830		13,510	22,572	17,240	5,332
1984/8	Coal Ther. I (300)											1,989								
1985	PNPP 1 (620)	1,214	770	300	620	1,925	4,829	4,157	2,940	1,067	36	3,910	3,501	5,558	1,989	1,684	13,510	26,242	18,420	7,822
	Tiwi Geo 7-8 (110)											794								
1986	Coal Ther. II (300)	1,214	1,265	600	620	1,925	5,624	4,927	3,145	1,382	44	1,989	3,501	9,131	3,978	3,367	13,510	33,487	19,680	13,807
	Tongonan 4-11 (440)											3,176								
	Daklan 1 (55)											397								
1987	Manito Geo 1-2 (110)	1,214	1,375	600	620	1,925	5,734	5,127	3,365	1,262	38	794	3,501	9,925	3,978	3,639	13,510	34,553	21,030	13,323
1988	Tiwi Geo 9-10 (110)	1,214	1,540	600	620	1,925	5,899	5,327	3,600	1,177	33	794	3,501	11,116	3,978	3,356	13,510	35,961	22,475	13,486
	Daklan 2 (55)											397								
1989	San Rogue (390)	1,604	1,650	600	620	1,925	6,399	5,755	3,850	1,315	34	1,153	4,654	11,910	3,978	3,910	13,510	37,962	24,020	13,942
	Tiwi Geo 11-12 (110)											794								
1990	Manito 3 & 4 (110)	1,604	1,870	600	620	1,925	6,619	5,955	4,120	1,245	30	794	4,654	13,498	3,978	3,910	13,510	39,550	25,675	13,875
	Mak-Ban 7 & 8 (110)											794								
1991	Tongonan 12-15 (220)	1,647	2,090	600	620	1,925	6,882	6,177	4,390	1,175	27	1,588	4,853	15,086	3,978	3,910	13,510	41,337	27,320	14,017
	Bonga (43)											199								
1992	Tongonan 16-19 (220)	1,646	2,310	600	620	1,925	7,101	6,377	4,670	1,117	24	1,588	4,853	16,674	3,978	3,910	13,510	42,925	29,070	13,855
1993	Mak-Ban 9-10 (110)	1,756	2,530	600	620	1,925	7,431	6,654	4,975	1,089	22	794	5,373	18,262	3,978	3,910	13,510	45,033	30,930	14,103
	Tongonan 20-21 (110)											794								
	Tabu (110)											520								
1994	Magat 5-6 (180)	2,251	2,530	900	620	1,925	8,226	7,419	5,300	1,529	29	-	6,330	18,262	5,967	3,910	13,510	47,979	32,915	15,064
	Diduyon (345)											957								
	Luzon Coal III (300)											1,989								
1995	Abra III-B (300)	2,551	2,530	900	620	1,925	8,526	7,516	5,645	1,281	23	825	7,155	18,262	5,967	3,910	13,510	48,804	35,030	13,774
1996	Gened (600)	3,711	2,530	900	620	1,925	9,686	8,434	5,985	1,859	31	1,153	9,642	18,262	5,967	3,910	13,510	51,291	37,105	14,186
	Abra II (200)											530								
	Chico IV (360)											804								
1997	Chico II (250)	3,961	2,640	900	620	1,925	10,046	8,731	6,340	1,801	28	1,050	10,692	19,056	5,967	3,910	13,510	53,135	39,310	13,825
	Batangas Geo 1-2 (110)											794								
1998	Luzon Coal IV (300)	3,961	2,750	1,200	620	1,925	10,456	9,101	6,725	1,786	26	1,989	10,692	19,850	7,956	3,910	13,510	55,918	41,645	14,273
	Zamcales Geo 1-2 (110)											794								
1999	Cagayan Geo 1-2 (110)	4,641	2,860	1,200	620	1,925	11,246	9,731	7,125	2,016	28	794	12,242	20,644	7,956	3,910	13,510	58,262	44,120	14,142
	Agos Kanan (280)											875								
	Agbulu (400)											675								
2000	(300)	4,641	2,860	1,500	620	1,925	11,546	10,001	7,555	1,856	25	1,989	12,242	20,644	9,945	3,910	13,510	60,251	46,740	13,511

TABLE 2-2 AC·DC ECONOMICAL COMPARISON (DIRECT COST)

PLAN	1ST STAGE (1986)	2ND STAGE (1991)	Total Const- -ruction Cost Δ
AC 500kV	 <p>Construction Cost US \$ 419×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 500^{kV} T/L 1/2cct (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga, 230^{kV}→ 500^{kV} step up cost 	 <p>Construction Cost US \$ 133×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 500^{kV} T/L 1/2cct (including submarine cable) • Tongonan 138^{kV} T/L 2cct 80km 	US \$ 552 $\times 10^6$
AC 230kV	 <p>Construction Cost US \$ 307×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 230^{kV} T/L 2cctx2route (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga 230^{kV}→ 500^{kV} step up cost 	 <p>Construction Cost US \$ 103×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 230^{kV} T/L 2cct (including submarine cable) • Tongonan 230^{kV} T/L 2cct 80km 	US \$ 410 $\times 10^6$
HVDC $\pm 350kV$	 <p>Construction Cost US \$ 213×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jaro~Naga HVDC ± 175^{kV} bipolar system (including submarine cable) • Tongonan Jaro 138^{kV} T/L 2cct 26 km 	 <p>Construction Cost US \$ 107×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jaro~Naga HVDC System DC Voltage ± 175^{kV}→ ± 350^{kV} • Tongonan 138^{kV} T/L 2cct 80km • SanJose, Kalayaan, Naga 230^{kV}→ 500^{kV} step up cost 	US \$ 320 $\times 10^6$

Note Δ Price in year 1986, Discount rate 10%/year, NO Price escalation.

に対する AC 230 kV の合計費用の比は 1.106 となっている。以上のことから何れの場合も直流送電が最も有利であることが云える。

(3) HVDC は双極構成とし直列増設が最適である。

才 1 期 1986 年 450 MW, 才 2 期 1991 年 900 MW という規模, 建設工程と, ルソン系統に於けるレイテ送電線の重要度等を考慮して直流回路の片極側に事故があっても大地帰路によって定格値の半分まで運転が確保できる双極構成とした。(Table 2-3 参照) 容量を 2 倍にする増設方法にはサイリスタバルブを直列増設して電圧を 2 倍にする方式と, 並列増設により電流を 2 倍にする方式があり, 経済比較, 増設工事の難易等から判断して直列増設を採用することとした。

(4) レイテ送電計画の概要

最終送電容量 900 MW として計画するレイテ送電計画の概要は Table 2-4, Fig. 2-1, Fig. 2-2 に示す如く, 亘長約 430 km (海底ケーブル 23 km) の直流送電線を DC ±350 kV, 1,290 A で使用し, 両端に容量 900 MW の交流変換所を設け, その間をマイクロ回線で結ぶ構成となる。

(5) 電圧及び電線サイズの選定

電圧及び電線サイズは送電計画全体の経済性に大きな影響を与えるので慎重に検討することとし, 建設年経費に電力ロス経費を加えた総合経費が最小となる電圧と電線サイズを選定した。(Fig. 2-3 参照) その結果, 電圧 350 kV, 電線サイズ ACSR 810 mm², 2 導体とした。

(6) 海底ケーブルの選定

San Bernardino 海峡を横断するケーブルは今回の調査によりルソン島 Santa Magdalena 部落の海岸から最深約 160 m の海峡を終えサマル島 Lipata 部落に到る亘長 23 km のルートを選定し, 両部落にケーブル・ターミナルを設けることにした。(Fig. 2-4 参照) 使用するケーブルについては信頼性の点で最も優れている OF ケーブルを考え, 海底地質の詳細は不明であるが, 推定した土壌の熱伝導率により 1,290 A の定格電流に対して 1,000 mm² を選定した。(Fig. 2-5 参照)

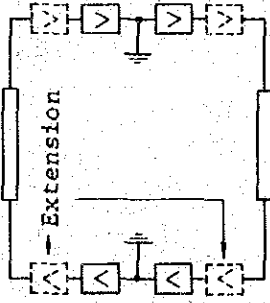
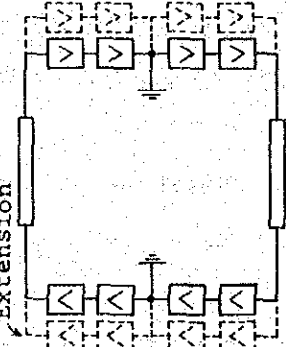
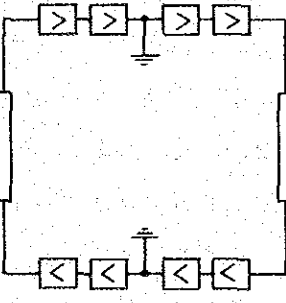
なお, 給油装置については, 本海底ケーブルの規模と保守管理の簡易化の見地から静止型給油装置を採用するものとした。

(7) サイリスタバルブ

交直変換装置の主機であるサイリスタバルブは半導体素子であるサイリスタを所要ヶ数直列接続をして高電圧に耐えるよう設計されたもので, 本プロジェクトにもこのサイリスタバルブを採用する。

バルブは空気絶縁風冷式の 2 アーム積層型とし, 175 kV / アーム, 1,290 A で冷却方式は強制循環風冷 / 水冷とする。(Fig. 2-6 参照)

Table 2 - 3 Comparison of HVDC Patterns

Pattern	HVDC Schemes	Technical Items	Total Construction Cost (%)
1		<ul style="list-style-type: none"> • This extension is common method in the world. • Operates in 6-pulse during the other pole's failure. 	100
2		<ul style="list-style-type: none"> • Parallel extension means new technology of multi-terminal HVDC System, and can be adopted for this project. 	115
3		<ul style="list-style-type: none"> • No additional work 	110

Note: Δ Price in year 1986. Discount rate 10%. No price escalation.

Table 2-4 Outline of Facilities for the Project

i) <u>Converter station</u>	Jaro in Leyte and Naga in Luzon
Location	First stage: DC ± 175 kV, 450 MW Final stage: DC ± 350 kV, 900 MW
Rated voltage and capacity	
ii) <u>Transmission line</u>	
- AC transmission line	Tongonan S/Y - Jaro C/S, 138 kV, 2 cct
Length	26 km
Conductor	ACSR 610 mm ² x 2
- DC transmission line	Jaro C/S - Naga C/S, DC ± 350 kV, bipolar
Length	429 km (incl. 23 km of submarine cable)
Conductor	ACSR 810 mm ² x 2, AACSR 520 mm ² x 2 for only crossing on the strait
Submarine cable	OF, 1,000 mm ² , 2 cables
iii) <u>Electrode</u>	
Location	Managasnas (Carigara bay) Pasacao (Ragay bay)
Electrode line	Jaro C/S - Managasnas electrode: 28 km Naga C/S - Pasacao electrode : 32 km ACSR 410 mm ² x 2
iv) <u>Telecommunication</u>	Micro wave radio link between Tongonan S/Y - Naga C/S

Fig. 2-1 LENGTH OF TRANSMISSION LINE AND ELECTRODE LINE
(PRELIMINARY)

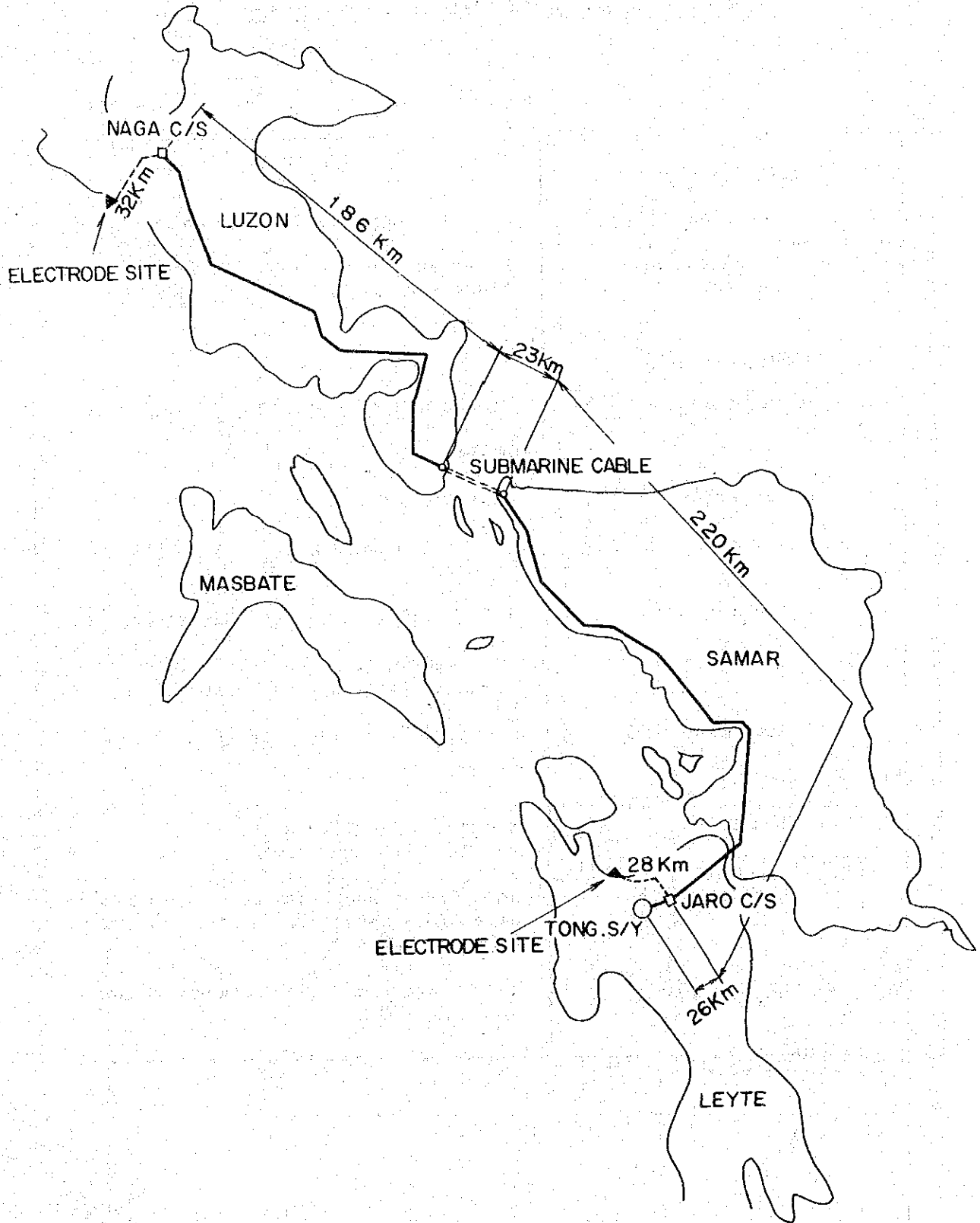
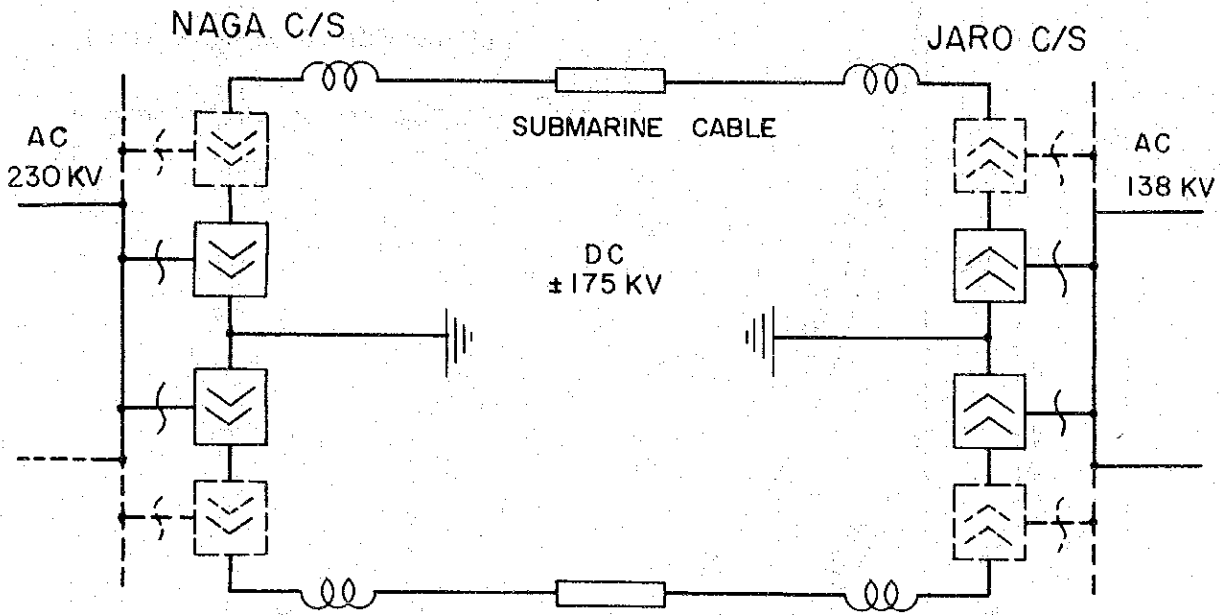


Fig. 2-2 MAIN CIRCUIT DIAGRAM (PRELIMINARY)

(a) FIRST STAGE (450MW)



(b) FINAL STAGE (900MW)

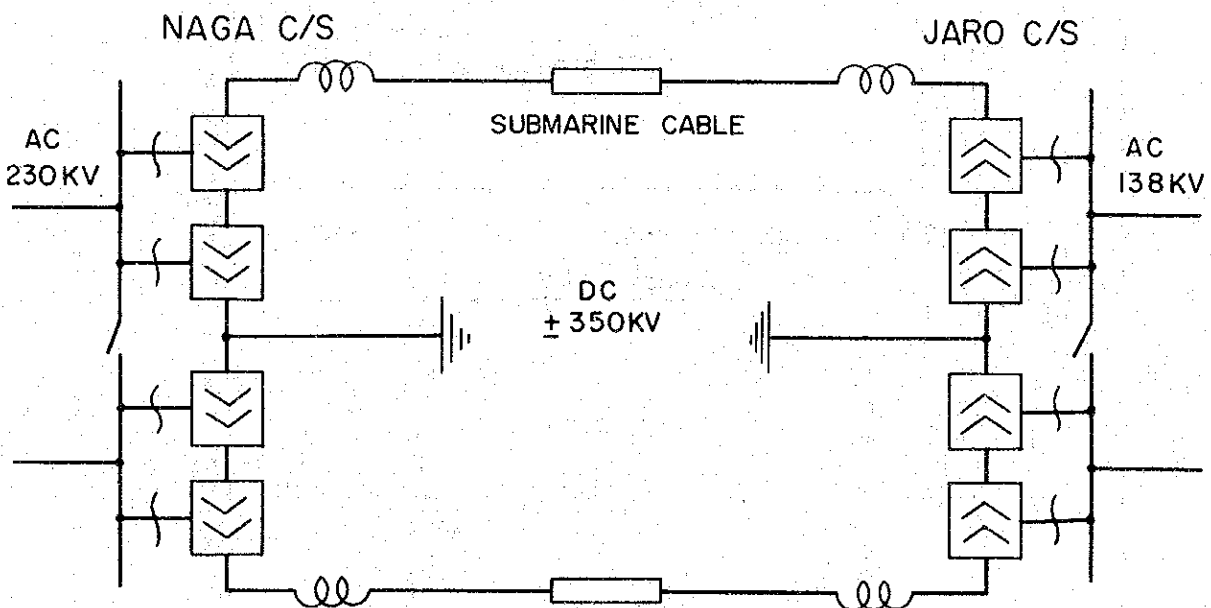


Fig. 2-3 Comparison of Expenses on Voltages and Conductors

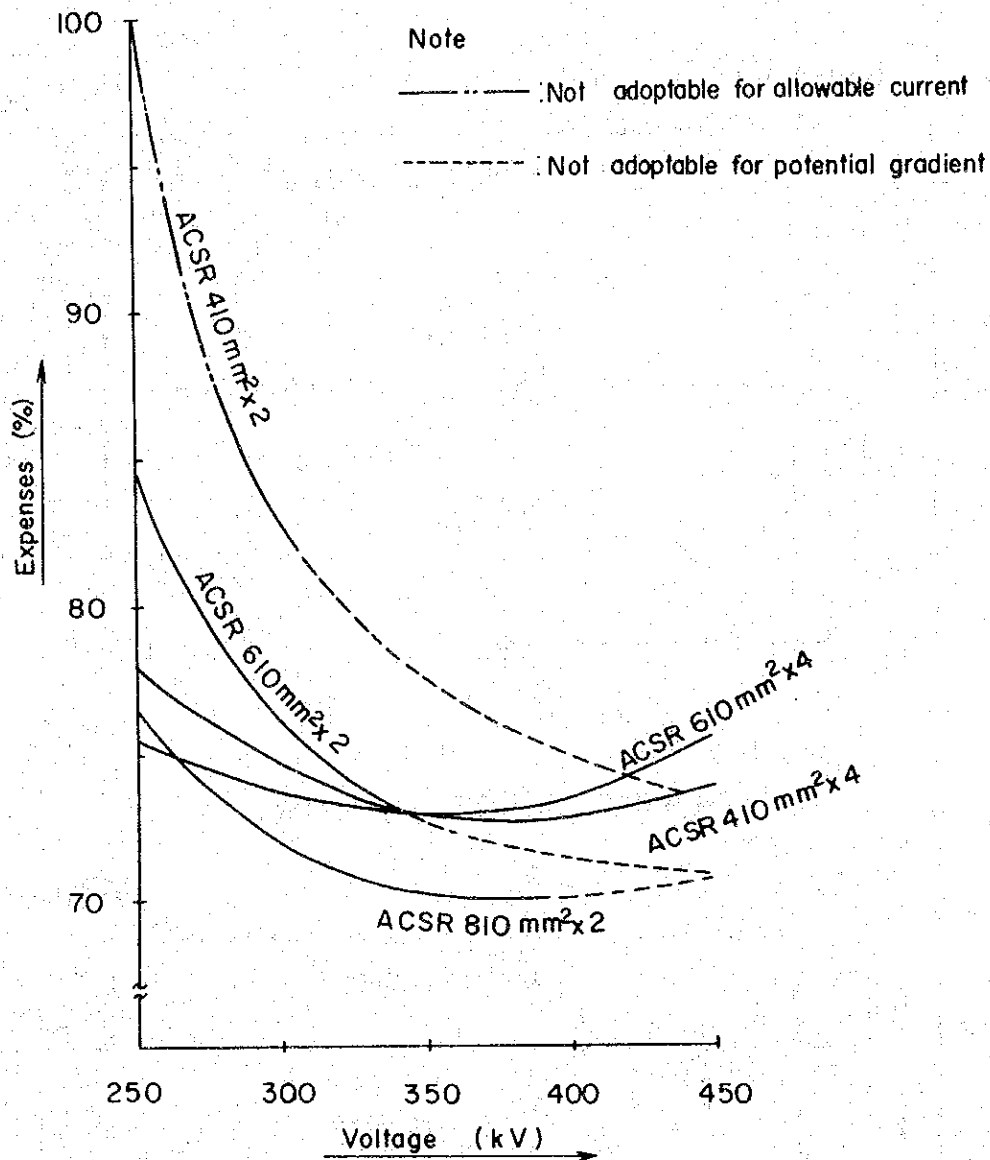


Fig. 2-4 PLAN AND PROFILE OF SUBMARINE CABLE ROUTE IN THE SAN BERNARDINO STRAIT
 (LUZON - SAMAR)

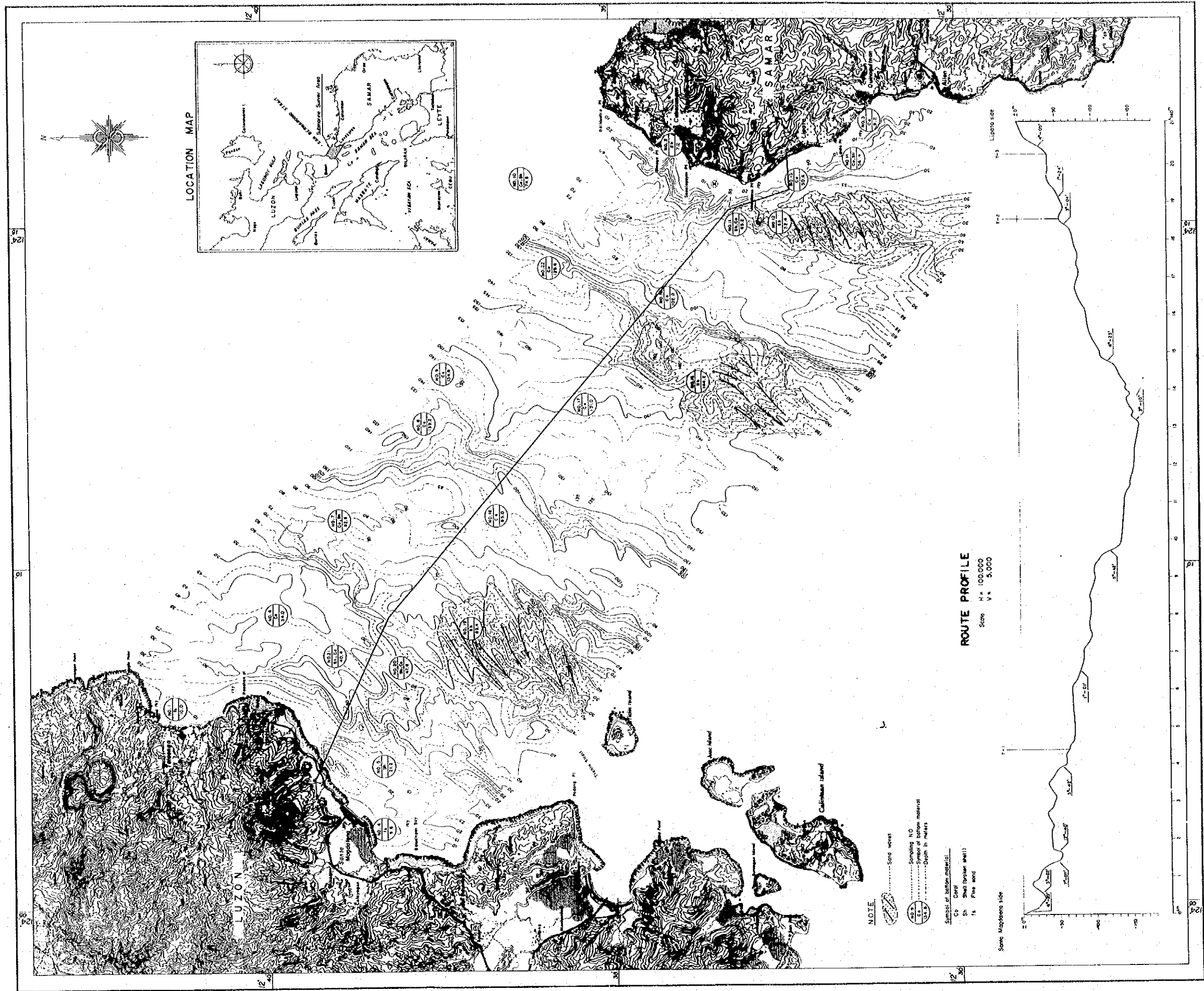
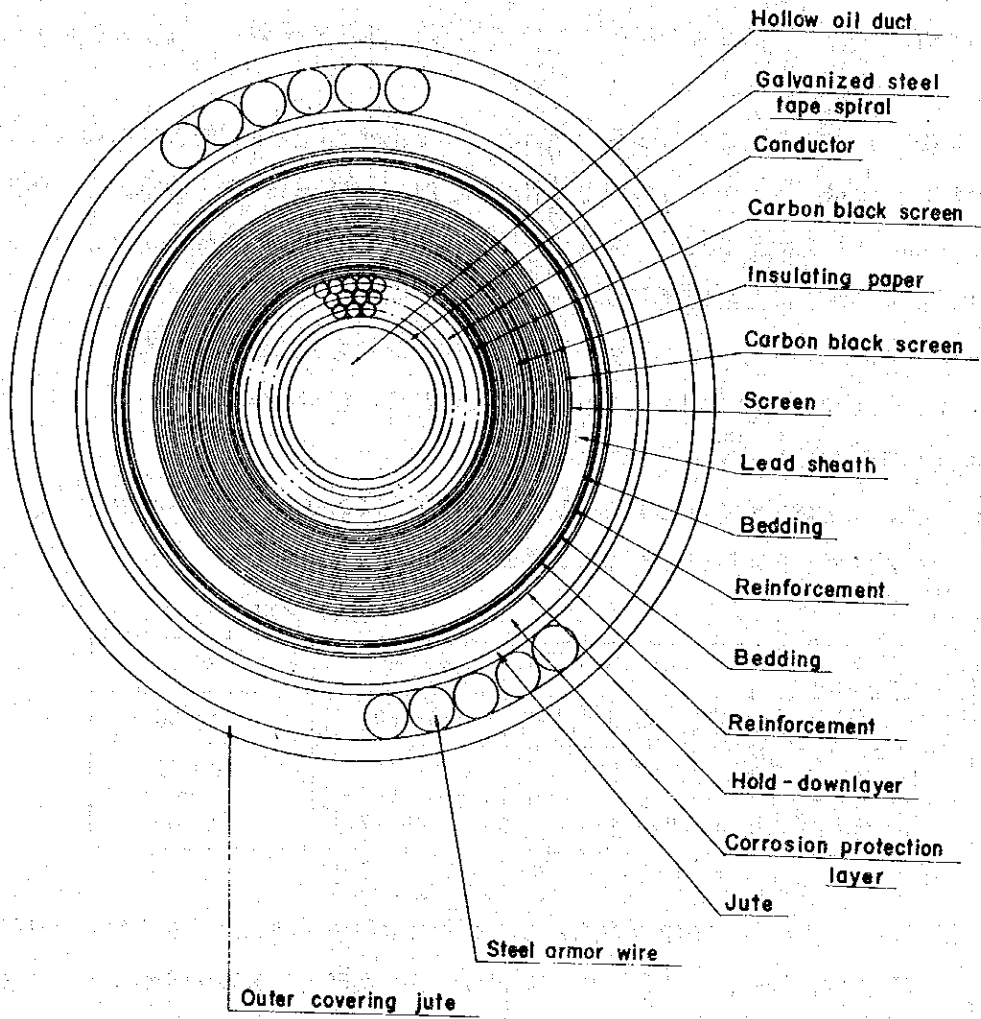


Fig.2-5 Cross Section of Submarine Cable



(8) マイクロ回線の採用

直流送電系統では両端に於ける変換所相互間に制御保護のための高速度信号伝送を必要とし、通信回線の信頼度も直流送電系統以上のものが要求される。それらの要求を満たし更に将来増設の可能性を考え、通過地帯の地形、気象を考慮して予備設計では7GHz マイクロ回線を採用した。7GHz 無線設備は製造実績が豊富であり、費用も比較的安く出来る利点があり性能も良い。

(9) 系統解析

HVDC レイテ送電系統の定常時に於ける汐流、電圧の検討と、送電線地絡事故時の安定度について検討した。

HVDC による送電であるからレイテとルソン系統間には本質的には同期運転上の安定度問題はないが、レイテからの電力はNagaでTiwi, Manito からの電力と一緒にあってSan Jose まで更に約300km 送電されることになり、Tiwi, Manito などのルソン南部系統の安定度によってHVDC の送電々力は決まる。

解析結果は、Tiwi, Manito などに安定度向上対策を実施することにより、1986年に400MW, 1991年600MW, 1993年900MW の送電が可能である。

(10) 建設工事費と工事工程

才1期工事 1985年末竣工450MW, 才2期工事 1990年末竣工900MW, について1981年価格での総建設費は次のとおりである。

(Unit: $\times 10^3$ US \$)

	外 貨	内 貨	計
才 1 期	185,365	67,502	252,867
才 2 期	86,923	21,795	108,718
計	272,288	89,297	361,585

才1期工事の工程は1985年末竣工として45ヶ月の間に詳細設計、入札資料の作成、入札、評価、契約締結、設計、製造、据付、試験等すべてを終了して1986年1月より運転に入る。(Fig. 2-7, 2-8 参照)

Fig.2-6 Thyristor Valve

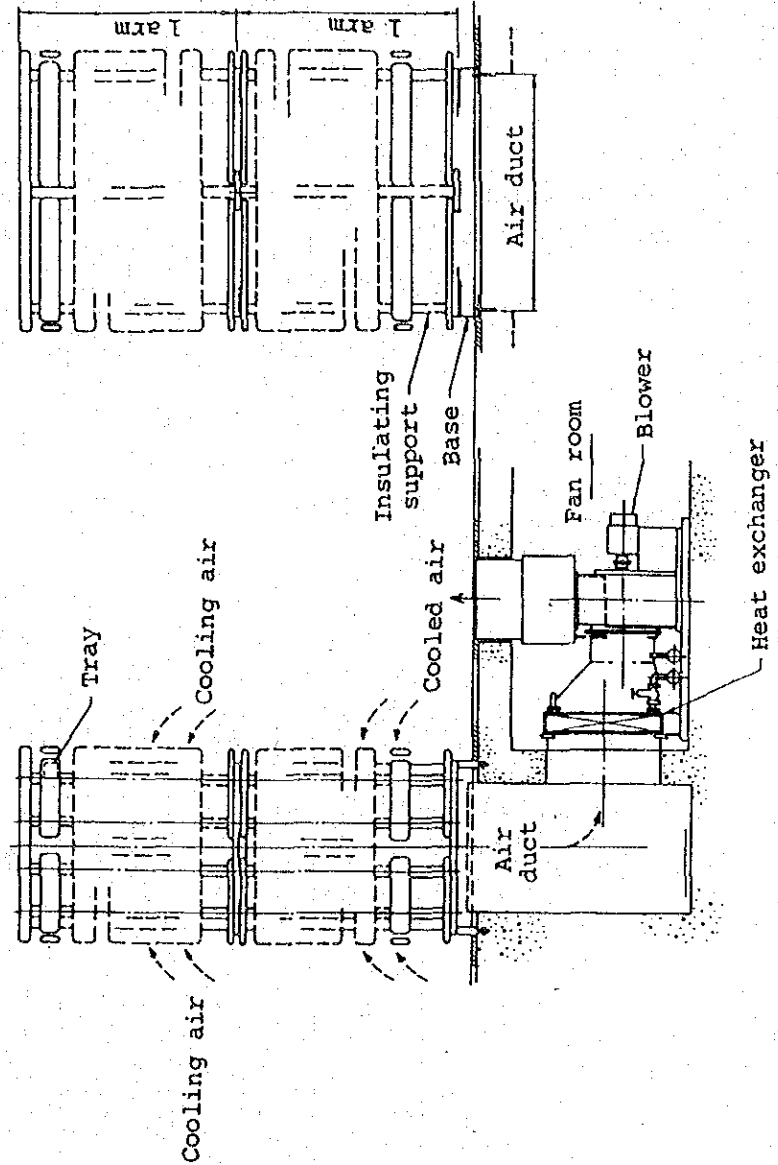


Fig. 2-7 Schedule Leyte Power Transmission Project (First Stage)

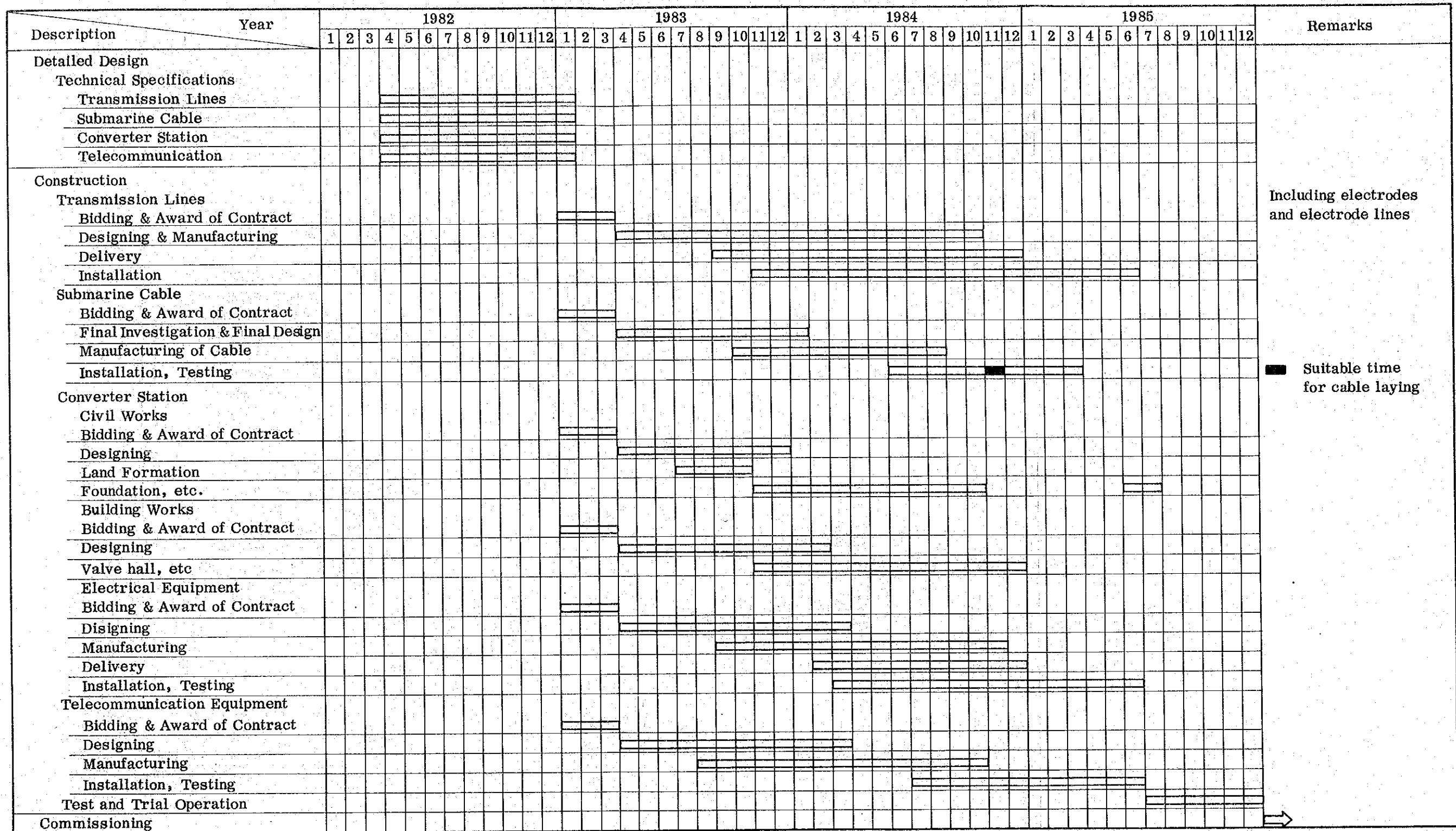


Fig. 2-8 Schedule Leyte Power Transmission Project (Second Stage)

Description	Year	1988												1989												1990												Remarks
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Detailed Design																																						
Technical Specifications																																						
Transmission Lines																																						
Converter Station																																						
Construction																																						
Transmission Lines																																						
Bidding & Award of Contract																																						
Designing & Manufacturing																																						
Delivery																																						
Installation																																						
Converter Station																																						
Civil Works																																						
Bidding & Award of Contract																																						
Designing																																						
Foundation, etc.																																						
Building Works																																						
Bidding & Award of Contract																																						
Designing																																						
Valve hall, etc.																																						
Electrical Equipment																																						
Bidding & Award of Contract																																						
Designing																																						
Manufacturing																																						
Delivery																																						
Installation Testing																																						
Test and Trial Operation																																						
Commissioning																																						

(1) 経済評価と財務分析

HVDC 案とその代替案である AC 230 kV 案について建設費、運転維持費および送電損失コストを含めた30年間のキャッシュフローを10%で割引、結果を比較すると AC 230 kV コストを B、HVDC コストを C として、次の如くなる。

$$B/C = \frac{\text{AC 230kV コスト}}{\text{HVDC コスト}} = 1.106$$

財務分析については、平均電気料金を 75 US mills/kWh としたときの収益率は運転開始後数年で 8% 位となり、本プロジェクト単独での収支は借入金の利率を 6% / 年とすると、運転開始後10年位でかなりの内部留保が可能となる見込みである。

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。

(1) 詳細設計について

才1期工事の竣工を1985年末までに行なうためには遅くとも1982年中に詳細設計を終了し、技術仕様書を含む入札書類の準備を完了し、1983年始めには入札が行なわれなければならない。そのためには詳細設計を1982年のできるだけ早いうちに始める必要がある。

(2) 工事資金の確保

本プロジェクトの建設に必要な資金の調達については、できるだけ早い機会に関係機関と打合せを行ない、資金確保とプロジェクト実現のため精力的な努力を行なうこと。

(3) 今後の現地調査について

NAPOCORは出来るだけ早い機会に下記調査を行なうべく努力すること。

i) 海底ケーブル布設ルート調査

本プロジェクトの工事期間はかなり短かく、ケーブル受注業者による詳細調査は困難であり、調査団による1981年3月の調査結果(Appendix A-3 参照)を参考にしてケーブルの入札前までに十分な調査を行なうこと。

ii) San Juanico 海峡横断の架空送電線については予定地点の地形測量、地質調査を速やかに実施すること。

iii) 接地電極地点の調査について

Jaro, Naga 両変換所からの接地電極について地点選定のための調査、および設計のための詳細調査を行なうこと。

iv) 塩害調査について

直流送電設備にとって特に塩害は重要な問題であり、計画区域全般にわたっての着塩

量測定を出来るだけ早く実施して詳細設計に反映させること。(Appendix A-2 参照)

(4) 用地取得業務について

変換所, 送電線, マイクロ無線局等の用地取得については, これが工事進捗上の支障にならないよう充分余裕をみて早期に実施すること。

(5) マイクロ回線について

7GHzによるマイクロ回線の確保は本プロジェクトにとって必須のものであり, 関係当局との打合せ等を含めできるだけ早いうちに交渉を開始し, 機器発注に支障ないようにすること。又中継局位置の選定についてもできるだけ早いうちに見通しをつける必要がある。

(6) 機器の納入条件について

本プロジェクトに関連する大部分の機器は特殊なものであり, 工程確保, 責任体制の確立, 品質維持等の点からフルターンキー方式とすることが望ましい。

(7) 予備ケーブルについて

予備設計では海底ケーブル2条を始めから布設することにしていて, 予備ケーブルは特に考えていない。しかしながらレイテ送電線のルソン系統に対する重要度を更に高く評価し, より高い信頼度を求める場合には, 更に予備ケーブルを布設しておくことも考えられるが, その場合は更に建設費が 19×10^6 US 程度増加することを見込まなくてはならない。

(8) 運転保守態勢の確立とHVDCトレーニング

HVDCの運転保守は新技術であって, 高度な技術が要求される。1986年運開時までには運転員, 保守員の訓練を充分に行ない, 相当数の技術者にHVDC技術をマスターして貰う必要がある。NAPOCORの技術レベルの向上につながることであり, できるだけ多くの養成を実施するよう努力すること。

(9) Tongonan 地熱発電所との協調運転について

HVDCの運転はTongonan 地熱発電機の運転とは極めて密接な協調が要求される。したがって今後行なわれる地熱発電所の増設の際には協調運転設計を充分盛り込んだものでなければならない。

(10) PSSの設置

新設の発電所のみならず, 既設の発電所にもこのPSS(Power System Stabilizer)を設置する必要があることが系統解析の結果判っており, 安定運転確保のため是非必要である。(Appendix A-5 参照)

(11) EHVの昇圧時期

系統解析の結果としてHVDC2期工事の竣工する1991年までにNaga-San Jose間のEHV送電線は500kVに昇圧する必要がある。

(12) HVDC逆送電の検討

レイテ送電線は電源線としてレイテ島の地熱電力をマニラ首都圏に送ることだけを考え

ているが、将来逆送電が必要となった場合は、その時点で所要短絡容量を含む検討を行なう必要がある。

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	33
3.1.1	電気事業とその組織	33
3.1.2	電力需給	33
3.2	Tongonan 地熱エネルギーの現況と開発計画	40
3.2.1	背景	40
3.2.2	Tongonan 地熱開発計画の技術的, 経済的特徴	40
3.3	フィリピンの電力系統	45
3.3.1	概要	45
3.3.2	ルソン島の電力系統	45
3.3.3	レイテ・サマール島の電力系統	51

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

比国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、そのもとで二つの官営企業体が主として電力の安定供給の責任を分担している。即ち、発送電を担当する電力公社(NAPOCOR)と、配電を担当する農村電化事業団(NEA)である。

MOEは原子力エネルギー委員会及び石油公社(PNOC)をも管轄している。

比国の電力はNAPOCORの外に、マニラ電力会社(MECO)、自家用発電施設をもつ私企業92の電気協同組合などによっても供給されている。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加速的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に達するMECOの発電設備の運転はNAPOCORへ移管となった。

3.1.2 電力需給

比国全発電設備容量は4,075MW(1979年)に達し、そのうちNAPOCORは86%、自家用9%、協同組合は5%を占めている。(Table 3-1)

設備の内訳は、火力56%、水力23%、ディーゼル16%、地熱火力5%である。(Table 3-2) 地理的にみると、5分の4はルソン島、5分の1がビサヤスとミンダナオ島にある。(Table 3-3)

1971-79年の過去8年間の系統容量増加率は年率9.7%である。同期間の発電量増加率は年率7.5%である。

1979年発電量実績は15,033GWhで、その内訳は石油火力77%、水力19%、地熱火力4%(Table 3-4)であり、企業別内訳はNPC92%、自家用6%、協同組合2%となる。(Table 3-5)

MECOの1979年実績販売電力の構成は、工業用42%、商業用31%、家庭用25%となっている。又、1973-79年の6年間の電力消費伸び率は、工業・商業用7.2%、家庭用5.7%の年率である。(Table 3-6)

Table 3-1 Installed Capacity of Electric Utilities
in the Philippines by Type of Ownership

Unit: MW

<u>Ownerships</u>	<u>1967</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>(%)</u>
MECO	554	1,104	1,404	1,672	522	-	-
NAPOCOR	381	578	654	1,006	2,193	3,517	(86)
Other Private Utilities	145	251	249	326	346	376	(9)
Municipal Gov't	16	16	16	10	-	-	-
Cooperatives	-	-	-	49	138	182	(5)
Total	1,096	1,949	2,323	3,063	3,199	4,075	(100)

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-2 Installed Capacity of Electric Utilities
in the Philippines by Plant Type

Unit: MW

<u>Plant Type</u>	<u>1967</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>(%)</u>
Hydro	400	600	600	749	749	929	(23)
Thermal	586	1,136	1,473	1,912	1,912	2,262	(56)
Diesel	110	213	250	399	535	661	(16)
Geothermal	-	-	-	3	3	223	(5)
Total	1,096	1,949	2,323	3,063	3,199	4,075	(100)

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power
Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-3 Installed Capacity of Electric Utilities
in the Philippines by Geographical Location

Unit: %

<u>Region</u>	1972				<u>Total</u> (MW)
	<u>Hydro</u>	<u>Thermal</u>	<u>Diesel</u>	<u>Geothermal</u>	
Luzon	22	74	4	-	1,975
Visayas	4	9	87	-	113
Mindanao	66	0	34	-	235
Philippines	26	63	11	-	2,323

<u>Region</u>	1977				<u>Total</u> (MW) (%)
	<u>Hydro</u>	<u>Thermal</u>	<u>Diesel</u>	<u>Geothermal</u>	
Luzon	22	76	2	-	2,490 (81)
Visayas	1	4	95	0	223 (7)
Mindanao	59	6	35	-	350 (12)
Philippines	24	62	13	1	3,063(100)

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power
Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-4 Energy Generation of Electric Utilities
in the Philippines by Power Source

Unit: GWh

<u>Power Source</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>(%)</u>
Hydro	2,550	2,542	2,278	2,796	2,869	(19)
Oil-Fired	5,885	6,109	10,156	10,887	11,507	(77)
Geothermal	-	-	-	3	657	(4)
Total	8,435	8,651	12,434	13,686	15,033	(100)

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-5 Energy Generation of Electric Utilities
in the Philippines by Type of Ownership

Unit: GWh

<u>Ownership</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>(%)</u>
NAPOCOR	2,420	2,665	3,397	4,172	13,892	(92)
MECO	5,289	5,281	8,047	8,324	-	(-)
Other Private Utilities	726	705	815	823	830	(6)
Cooperatives	-	-	175	361	311	(2)
Total	8,435	8,651	12,434	13,686	15,033	(100)

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-6 MECO
Energy Sales by Customers

Unit: GWh

Customers	1973 (%)	1974	1975	1976	1977	1978	1979 (%)	Growth '73/'79 (% p.a.)
Residential	1,447 (26)	1,302	1,418	1,486	1,623	1,786	2,015 (25)	5.7
Commercial	1,649 (30)	1,629	1,812	1,958	2,177	2,323	2,508 (31)	7.2
Industrial	2,202 (40)	2,248	2,386	2,571	2,764	2,990	3,349 (42)	7.2
Street Lights	44 (0)	43	45	47	49	51	52 (1)	2.8
Resale	225 (4)	216	228	255	281	187	63 (1)	-19.1
Total	5,567(100)	5,438	5,889	6,317	6,894	6,337	7,987(100)	6.2

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

1979年現在、比国全人口の35%が電力供給サービスをうけている。地理的にはルソン島ではその人口の49%、ビサヤス18%、ミンダナオ17%がサービスをうけている。1972-79年の間の電力サービスをうける人口増加率は年率5.8%であった。(Table 3-7)

1979年の平均電力料金 (NAPOCOR) 及び 1973-79年の間の料金上昇率は次の如くである。(Table 3-8)

	1979年 料金	1973-79年上昇率
ルソン	22.77 センタボ/kWh	26 %/年
ビサヤス	30.60 "	26 "
ミンダナオ	13.80 "	36 "

3.2 Tongonan 地熱エネルギーの現況と開発計画

3.2.1 背景

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 アオ川及び Sambaloran 川の流域にある。生産田は標高 400 m から 700 m にあり、4 km² の広さをもつ。

レイテ島地熱資源の調査は、Bao 峡谷及び Mahiao/Maltbog の二地区を含む Tongonan 地帯について 1973 年から開始された。Tongonan 地熱電力計画の科学的調査及び開発は、ニュージーランド政府の技術協力と比国側三機関 NAPOCOR, PNOG 及び 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掘削され、1977年7月には才一号の3 MW 地熱パイロット発電所が Ormoc 市へ電力供給を始めた。

現在、112.5 MW (37.5 MW 3基) の地熱発電所が建設中であり、一号機は 1982年8月、二号機は同年11月、三号機は 1983年2月に完成の予定である。これらの完成はレイテ島 Isabel にて建設中の PASAR 銅精錬計画の操業開始に見合うものである。

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と予備設計は 1978年ニュージーランドのコンサルタントと NAPOCOR, PNOG, EDC の協同作業で行なわれた¹⁾。それによると、才一期開発として 112.5 MW の開発が技術的及び経済的に可能であると確認された。

¹⁾ Tongonan Geothermal Power Station, Preliminary-Design Report, KRTA, October 1978

Table 3-7 Ratio of Population Served by
Electric Utilities

Region	1972		1979	
	With Electricity (%)	Total Population (10 ³)	With Electricity (%)	Total Population (10 ³)
Luzon	34.7	21,535	49.0	25,358
Visayas	20.3	9,565	17.9	11,040
Mindanao	18.2	7,717	16.9	10,182
Total Philippines	27.9	38,817	34.6	46,580

Remarks: /1 Total population with and without electricity.

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power
Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

Table 3-8 NAPOCOR
Average Power Rates by Region

Unit: centavo/kWh

<u>Region</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Luzon	5.56	7.08	12.65	14.03	18.10	18.16	22.77
Visayas	7.57	7.07	13.48	14.20	29.21	29.45	30.60
Mindanao	2.20	2.34	2.98	2.98	4.26	11.00	13.80

Source: 1979 Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry, NAPOCOR Corporate Planning, July 1980

NAPOCOR によれば² Tongonan 112.5MW 計画の技術諸元は以下の如くである。

(i) 可能地熱田面積	107,625 ha
(ii) 熱エネルギー	最小 200 °C
(iii) 蒸気井	
掘削済	17本
112.5MW用に利用予定	11 "
予備	3 "
再注入用	3 "
(iv) 蒸気井深度	3700 - 6600 ft
(v) 発電容量	112.5MW
(vi) 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 設備の建設費は 1981年ベースで 907.3×10^6 ペソ (US\$121 $\times 10^6$ 相当) と見積られ、これは PNO (EDC) 及び NAPOCOR の双方をカバーし、外貨 79.7×10^6 US\$ 及び内貨 309.6×10^6 ペソより成立つ。建設費明細は Table 3-9 に示す。

(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 地熱	容 量	運転開始年
No. 1 - No. 3	3 \times 37.5 MW = 112.5 MW	1983 (建設中)
No. 4 - No. 11	4 \times 55 MW = 440 MW	1986
No. 12 - No. 15	4 \times 55 MW = 220 MW	1991
No. 16 - No. 19	4 \times 55 MW = 220 MW	1992
No. 20 - No. 21	2 \times 55 MW = 110 MW	1993
合 計	1,102.5 MW	

Tongonan 地熱の最終的容量は 1,102.5MW に達すると期待されている。

(3) レイテ島における他の地熱資源

比国は「環太平洋火山帯」の一部である高熱流域に存在するので、地熱ポテンシャルは経済的なエネルギー源であると長い間認識されて来た。エネルギー省作成の 1981-85 エネルギー五ヶ年計画によれば、地熱ポテンシャル地区として 22ヶ所の地点があげられてい

² Capsule Report, Tongonan Geothermal Power Project, NAPOCOR, 1979.

Table 3-9 Breakdown of Project Cost for Tongonan
112.5 MW
(At 1981 price)

	Foreign Currency (\$10 ⁶)	Local Currency (P10 ⁶)	Total (P10 ⁶)
I. EDC Cost ^{/1}			
(1) Steam Collection and Effluent-Disposal System	16.807	87.458	213.511
(2) Well Drilling Costs	15.544	13.481	130.061
(3) Site Expenses	-	16.560	16.560
(4) Head Office & Geoscientific Overhead	0.812	14.792	20.882
EDC Cost Total	33.163	132.291	381.014
II. NAPOCOR Cost			
(1) Civil Works	0.938	82.662	89.697
(2) Electro-Mechanical Works Equipment & Supply	22.943	1.376	173.448
(3) Balance-of-Plant Supply, Erec./Installation	3.000	52.500	75.000
(4) Housing Village	0.400	15.050	18.050
(5) Consulting Services	1.330	3.967	13.942
(6) Eng'g & Adm. Expenses	-	16.964	16.964
(7) General Plant	-	2.337	2.337
(8) Contingency	17.926	2.412	136.857
NAPOCOR Cost Total	46.537	177.268	526.295
III. Project Cost Total	79.700	309.559	907.309 (=\$121.0x10 ⁶)

Remarks: ^{/1} Estimates based on the EDC data of 1980 price level.

る。(Table 3-10)

Tongonan は「確認済ポテンシャル地区」4ヶ所のうちの1つとして記されている。レイテ島にはこの外に3ヶ所が「可能ポテンシャル地区」としてあげられている。即ち、Biliran島、北レイテのBurawen、南レイテのAnahawanであり、Fig. 3-1にその位置を示す。

併しながら、未だ不確定性も多く、準備期間もかなり長いことでもあるので、この調査では、Biliran地区のみをこれら3地区の代表として採り、1991年には、運転開始されると想定した。

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、ルソン島におけるルソン系統、レイテ島、サマール島、セブ島等より成るビサヤス系統及びミンダナオ島におけるミンダナオ系統の3ブロックに分れており、夫々の系統では現在、下記電圧階級が採用されている。

ルソン系統 : 230 kV , 115 kV , 69 kV

ビサヤス系統 : 138 kV , 69 kV

ミンダナオ系統 : 138 kV , 69 kV

ルソン系統においては、北部の水力電源及び南部の地熱電源の開発に応じ、230 kV系統が拡大され、又 500 kVによる送電も計画されている。

一方、ビサヤス系統は、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ルソン系統に送電し、有効活用しようということで本調査に関連の直流送電線の建設を計画している。

以下にルソン並びにレイテ・サマール電力系統の概要について述べる。(Fig. 3-2)

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、又同圏内及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対処している。

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、北部水力電源及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

Table 3-10 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	Burawen 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

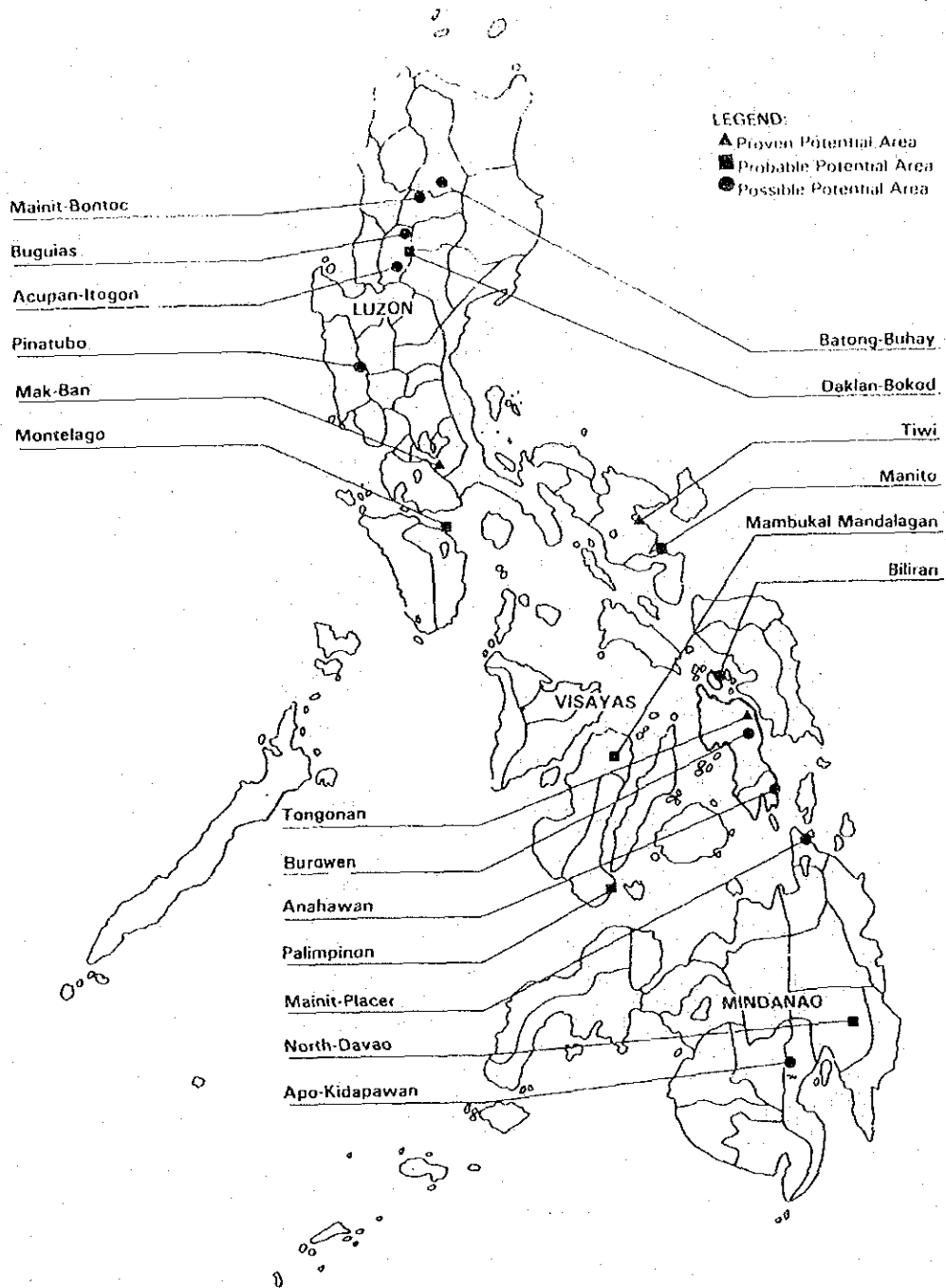
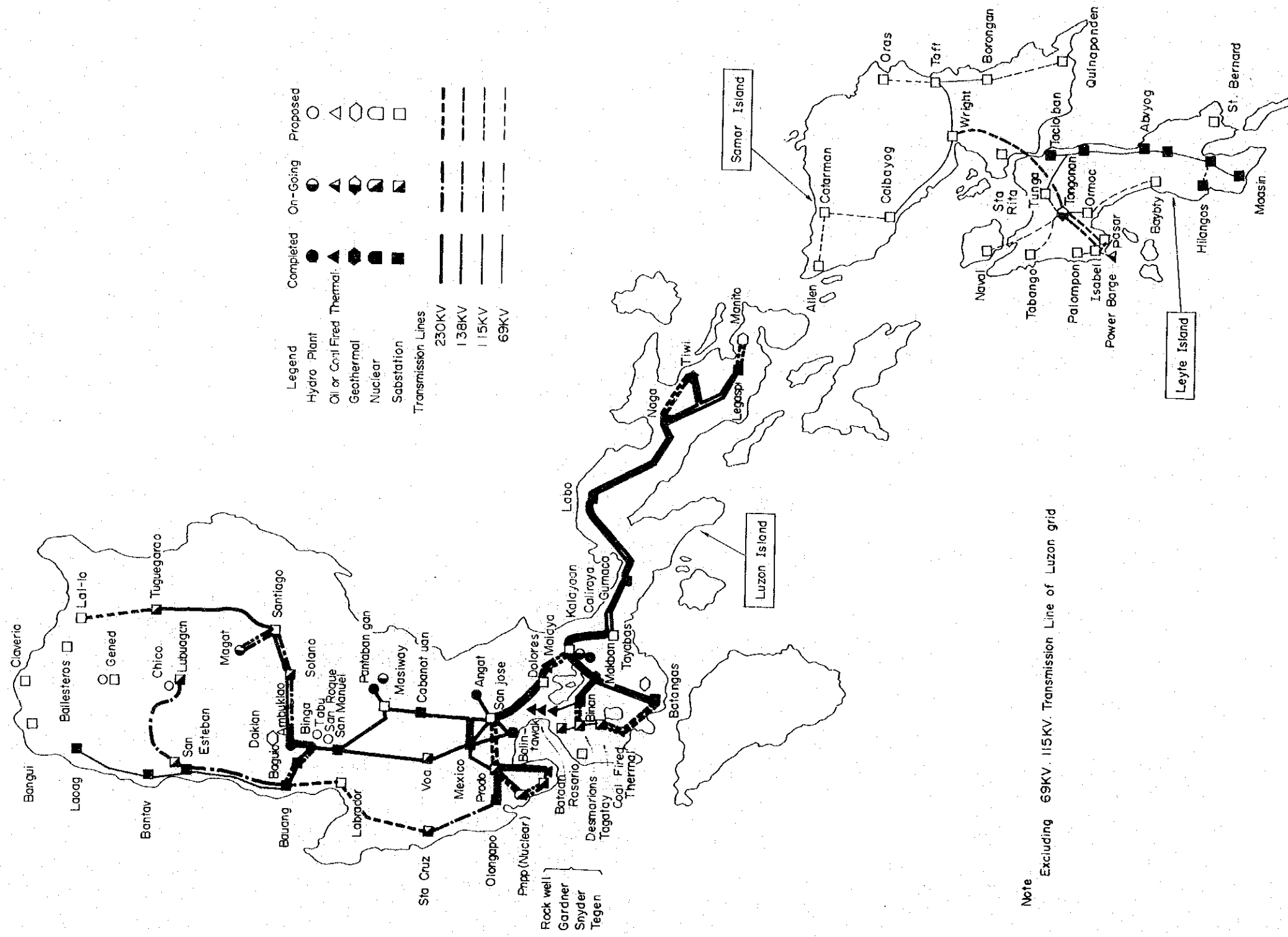


Fig.3-2 ELECTRIC POWER SYSTEM (LEYTE, SAMAR AND LUZON) IN 1981



Note Excluding 69KV 115KV Transmission Line of Luzon grid

変電所と建設中の原子力、石炭火力、揚水式水力を結ぶ230kV外輸系統によって、ルソン島の北部から南部に至る230kV基幹系統が構成されつつある。

これらの230kV基幹送電系統は、1985年頃迄に一応完成する計画であり、又、この南北連系電力系統の信頼度を高め効率的な運転を行なうために、新しい中央給電指令所の建設が進んでいる。

230kV基幹送電系統は、1985年頃迄の需要増と電源開発に十分対応できるものであるが、ルソン南部の地熱電源(Tiwi, Manito)の一層の開発や、更にはレイテ地熱電源をルソン系統で受電するには送電容量が大幅に不足する。このためNAPOCORは、ルソン南部系統について検討した結果、マニラ周辺のSan Jose, Kalayaanから南部のNagaに至るAC500kV送電線(約340km)を建設し、南部地熱電源の送電とレイテ地熱電源の送電を行うことを計画している。

AC500kV送電線については、既に詳細設計を進めている段階にある。

3.3.3 レイテ・サマル島の電力系統

レイテ・サマル島においては、現在のところきわだった大口消費者は無く、前述のルソン島の電力需要に比べ1/100以下の需要があるにすぎない。(Table 3-11) 1982年には、Tongonanの南西約30kmのIsabel地区において138,000トン/年の銅精練が、更に1983年には同地区に肥料工場が夫々稼動する予定で進められているが、この他には特に大きい需要は無い見込である。

上記需要計画に合わせ、1982年にTongonan #1-#3(112.5MW)が運転を開始すると共に、1983年には、レイテ島とサマル島間のSan Juanico海峡を138kV送電線で横断し、Tongonan地熱の豊富な電力をサマル島に供給して、レイテ島の電化と共にサマル島の電化も急速に進める計画となっている。この海峡横断部については、既に鉄塔位置の測量、地質調査などの現地調査が進められている。

レイテ島においては、上記の外Tongonan #4-#21(990MW)の地熱発電計画があるが、前述の通り需要が余り無いことから、これらを全てルソン島の供給力として活用すべく検討している。(Table 3-12)

Table 3-11 Load Forecast of Luzon and Leyte-Samar Grid

Year	Luzon Grid		Leyte-Samar Grid	
	Demand (MW)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)
1981	2,240	13,750	20	40
1982	2,400	15,080	36	186
1983	2,565	16,140	80	434
1984	2,745	17,240	105	565
1985	2,940	18,420	108	773
1986	3,145	19,680	110	789
1987	3,365	21,030	113	804
1988	3,600	22,475	117	822
1989	3,850	24,020	120	841
1990	4,120	25,675	123	864
1991	4,390	27,320	126	883
1992	4,670	29,070	130	911
1993	4,975	30,930	133	932
1994	5,300	32,915	137	960
1995	5,645	35,030	141	988
1996	5,985	37,105	144	1,009
1997	6,340	39,310	148	1,037
1998	6,725	41,645	152	1,065
1999	7,125	44,120	156	1,093
2000	7,555	46,740	161	1,128

Table 3-12 Generation Expansion Plan of Luzon and Leyte-Samar Grid

(MW)

Year	Luzon Grid						Leyte-Samar Grid		
	Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nucl.	Oil Ther.	Total	Geo.	Power Barge	Total
1981	554	440	0	0	2,105	3,099	3	0	3
1985	1,214	770	300	620	1,925	4,157	115.2	32	147.5
1990	1,604	1,870	600	620	1,925	5,955	555.5	32	587.5
1995	2,551	2,530	900	620	1,925	7,516	1,105.5	32	1,137.5
2000	4,641	2,860	1,500	620		10,001	1,105.5	32	1,137.5

第 4 章 電力需要予測

第4章 電力需要予測

4.1	概 論	55
4.1.1	電力需要予測の目的	55
4.1.2	予測方法	55
4.2	ルソン系統における電力需要	56
4.2.1	ルソンの負荷実績	56
4.2.2	ルソンの需要予測	56
4.3	レイテ・サマール系統における電力需要	61
4.3.1	レイテ・サマール地域の経済・電力需要現況	61
4.3.2	レイテ・サマール地域における開発の展望	71
4.3.3	レイテ・サマール系の需要予測	75
4.3.4	レイテ・サマール系の余剰電力	77

第4章 電力需要予測

4.1 概 論

4.1.1 電力需要予測の目的

本調査における電力需要予測の目的は以下の通りである。

- a) ルソン電力系統の将来需給を確認して、レイテ・サマール系統からの送電の必要性を確かめること。
- b) レイテ・サマール系統における余剰電力を確認すること。

4.1.2 予測方法

(1) ルソン系統

ルソン系統の需要予測は原則として電力需要の対GDP弾性率(単に所得弾性率と呼ぶ) — GDP変化に対する電力需要の対応 — を予測する方法で行う。その方法は以下の如くである。

- a) 先づ、電力需要の所得弾性率の過去の値をGDP成長率及び電力消費量伸び率(共に人口一人当たり)より求める。
- b) 将来のGDP伸び率(人口一人当たり)を別に推定する。
- c) 将来の電力消費量(GWh表示のエネルギー需要)の成長率は想定GDP成長率に上述の弾性率を乗ずることによって得られる。
- d) 尖頭負荷は上記エネルギー需要を基に、エネルギー損失率や負荷率を考慮して求められる。

(2) レイテ・サマール系統

レイテ・サマール地域は現在、社会・経済開発の初期にあり、これまでの電力需要は低く、電気協同組合の電源によって賄って来たにすぎない。併し、レイテ島における地熱ポテンシャルが確認されて以来、この地域における工業開発プランが策定され、政府の長期計画に採り入れられるようになった。そこで近い将来に電力需要の急上昇が見込まれることとなった。

そのような次第であるので、レイテ・サマール系統需要予測は地域の経済開発ポテンシャル及び政府の工業開発計画を考慮して行うこととする。

4.2 ルソン系統における電力需要

4.2.1 ルソンの負荷実績

1970-80年の10年間におけるルソンでの発電電力量及び販売電力量の年伸び率は夫々7.5%、8.8%であり、尖頭負荷の年伸び率は6.4%で、1,111MW(1970年)から2,070MW(1980年)とほぼ倍増した。

系統の損失率は1970年の18%から1980年の7%と顕著な減少を示したが、その主因は発電所の多くがルソン最大の負荷中心であるマニラに集中したことにある。もっとも、この損失とはNAPOCORとMECOの分のみで、それより高率であると思われる協同組合の配電損失は含まれていない。

ルソン電力系統の発電電力量、販売電力量、尖頭負荷、負荷率、系統損失の実績はTable 4-1 に示されている。

4.2.2 ルソンの需要予測

(1) 電力消費の所得弾性率

電力消費の所得弾性率は所得(GDP)の変化に対する電力消費の対応を示すもので、電力消費の変化率をGDPの変化率で除して求められる。Table 4-2にその過去の実績(1人当りの値)を示す。出来るだけ正常な弾性率を求めるため、1972-79年の7年間の値を選んだ。¹⁾ 年毎に弾性率は異っているが、長期的な値として、その平均値1.10を採用してよからう。

¹⁾ 1971年データは、1人当り電力消費の伸び率が異常に大きいので省いた。又、1980年の数値は予備的なもので、更に変更される可能性があるため、これも省いた。

Table 4-1 Power Generation, Peak Demand and Power Sales
in Luzon Grid - Historical and NAPOCOR Forecast

<u>Year</u>	<u>Energy Generation (GWh)</u>	<u>Peak Demand (MW)</u>	<u>Load Factor (%)</u>	<u>Energy Sales (GWh)</u>	<u>System Loss (%)</u>
<u>Historical</u>					
1955	785	128	70.0	628	20.0
1960	1,750	287	69.6	1,596	8.8
1965	3,381	569	67.8	3,122	7.7
1970	6,386	1,111	65.6	5,225	18.2
71	7,048	1,205	66.8	6,141	12.9
72	7,555	1,331	64.8	6,588	12.8
73	8,212	1,335	70.2	7,210	12.2
74	8,240	1,379	68.2	7,275	11.7
75	9,014	1,513	68.0	8,032	10.9
76	9,626	1,659	66.2	8,586	10.8
77	10,357	1,709	69.2	9,077	12.4
78	11,223	1,780	71.9	9,698	13.6
79	12,097	1,926	71.7	10,733	11.3
80	13,113	2,070	72.0	12,182	7.1
<u>NAPOCOR Forecast</u>					
1985	18,420	2,940	70.0	16,725	9.2
1990	25,675	4,120	70.0	21,919	14.6
1995	35,030	5,645	70.0	29,111	16.9
2000	46,740	7,555	70.0	38,592	17.4
<u>Average Annual Growth Rate (%)</u>					
<u>Historical</u>					
1965-70	13.6	14.3	-	10.8	-
1970-75	7.1	6.4	-	9.0	-
1975-80	7.8	6.5	-	8.7	-
<u>NAPOCOR Forecast</u>					
1980-85	7.0	7.0	-	7.0	-
1985-90	6.9	7.0	-	7.0	-
1990-95	6.4	6.5	-	6.3	-
1995-2000	5.9	6.0	-	6.0	-

Source: NAPOCOR, SPD-CORPLAN, March 19, 1981

Table 4-2 GDP Elasticity of Power Consumption
both in per capita bases

Year	(1) Per Capita ^{/1} Power Consumption (kWh)	(2) Annual Growth Rate (%)	(3) Per Capita GDP (US\$)	(4) Annual Growth Rate (%)	(5) GDP Elasticity of Power Consumption (1)/(3)
1970	265	-	185	-	-
71	303	14.3		2.1	6.9
72	315	4.0	193	1.9	2.1
73	335	6.3	204	5.7	1.1
74	329	-1.8	209	2.4	-0.8
75	352	7.0	217	3.7	1.9
76	364	3.4	225	3.7	0.9
77	373	2.5	232	3.3	0.8
78	385	3.2	239	3.1	1.0
79	413	7.3	247	3.1	2.4
80	453	9.7	256	3.7	2.6

Average 3.9%

Average 3.6%

Average 1.10%

Remarks: ^{/1} For Luzon grid

Note: Historical GDP at 1972 constant prices and population of the Philippines and of the Luzon Island are presented in Table 4-3.

一般に、電力消費所得弾性率は、輸入原油による石油火力を主体とする国では、低下傾向を示しており、特に1973年のオーストラリア石油危機以降は、省エネルギー運動の活発化によって節油効果が促進され、電力消費所得弾性率の低下をもたらした国も多い。

このような一般的傾向を考慮して、電力需要を予測するに当たって、1981-90年の間は弾性率を平均1.0、1991-2000年の間は0.9と想定することとした。

(2) 1人当たり所得の成長率

1人当たり所得(1972年価格基準)の実績成長率は1970-80年の期間年率3.0%である。1981-90年間はこの値をそのまま採用し、1991-2000年間は所得向上と人口増加の低下傾向を考えて、3.5%とすることとした。(Table 4-3)

(3) 1人当たり消費電力量の伸び率

1人当たり消費電力量の伸び率は、1人当たりGDP 電力消費弾性値を1人当たりGDP に乗じて求めた。その結果1人当たり消費電力量の伸び率は1981年から1990年までは3.0%、1991年から2000年までは3.0%の値が得られた。

(4) ルソンの人口増加

ルソンの人口は「比率法」(Ratio Method)で予測を行った。1960年、1970年及び1975年の人口センサスによれば、ルソンの対全国人口比率は漸増傾向を示し、1960年51.9%、1970年53.7%、1975年54.2%となっている。これにより推定すれば、この比率は1980年には54.7%となる。但し、将来の予測に際しては、政府のビサヤス及びミンダナオへの人口拡散政策を考慮して、この54.7%を一定として考えることとする。(Table 4-3)

この想定を基にすると、ルソンの人口の増加率は1975-1980年の年率3.2%から漸減して1995年-2000年には年率2.5%になると推定される。

Table 4-3 Historical and Projected Population and GDP

Year	(1)	(2)	(3) ^{/7}	(4)	(5) ^{/6}	(6)
	Philippines (10 ³)	Luzon (10 ³)	Ratio(2)/(1)	GDP ^{/3} (P10 ⁶)	GDP (at 1972 price) Per Capita	
					(Peso)	(US\$)
<u>Historical</u>						
1970	36,684 ^{/1}	19,688 ^{/1}	0.537	51,014	1,391	185
71	37,703	20,284	0.538	53,526	1,420	189
72	38,751	20,887	0.539	56,075	1,447	193
73	39,827	21,507	0.540	60,931	1,530	204
74	40,934	22,145	0.541	64,139	1,567	209
75	42,071 ^{/1}	22,790 ^{/1}	0.542	68,361	1,625	217
76	43,398	23,565	0.543	72,962	1,681	224
77	44,767	24,353	0.544	77,363	1,728	230
78	46,178	25,167	0.545	81,859	1,773	236
79	47,635	26,009	0.546	86,539	1,817	242
80	49,137 ^{/2}	26,878	0.547	91,947 ^{/4}	1,871	249
<u>Projected</u>						
85	56,742 ^{/2}	31,038	0.547		2,169	289
90	65,041 ^{/2}	35,577	0.547		2,514	335
95	73,867 ^{/2}	40,405	0.547		2,986	398
2000	83,439 ^{/2}	45,641	0.547		3,547	473
<u>Average Annual Growth Rate (%)</u>						
<u>Historical</u>						
1970-75	2.8	3.0		6.0	3.2	3.2
1975-80	3.2	3.2		6.1	2.9	2.9
<u>Projected</u>						
1980-85	2.9	2.9			3.0	3.0
1985-90	2.8	2.8			3.0	3.0
1990-95	2.6	2.6			3.5	3.5
95-2000	2.5	2.5			3.5	3.5

(5) 電力消費の増加

上述の弾性率，所得成長率，人口増加率に関する想定に基づいて，Table 4-4に示す如く，電力消費の増加率を求めた結果，1980-85年6.0%，1985-90年5.9%，1990-95年5.8%，1995-2000年5.7%と見積られた。

(6) 尖頭負荷予測

ルソンにおける尖頭負荷はTable 4-5に示す如く予測された。系統損失を1981-90年7.0%，1991-2000年6.5%とし，負荷率は全期間を通じて70%としてある。

これによれば，尖頭負荷は1980年の2,070MWから2000年の6,634MWに伸び，向う20年間の平均年伸び率は6.0%となる。

NAPOCORの予測は同期間の伸びを6.7%とし，2000年には7,555MWに達するとしている。両者の予測の差異（約12%）は許容誤差内にあると見なしてよい。

本調査では，需要予測と電源開発計画その他関連エネルギー政策との整合性を考えて，NAPOCORの予測値をとることとする。尚，両予測値はTable 4-5及びFig. 4-1に示す如くである。

4.3 レイテ・サマル系統における電力需要

4.3.1 レイテ・サマル地域の経済・電力需要現況

レイテ島及びサマル島は行政上，東ビサヤ地域とされている。現在，この地域は比国の中の未開発地域の一つとなっている。

(1) 人口

人口センサスによれば，1975年の東ビサヤ地域の人口は，2.6百万人で，1960-75年の人口増加率は，年1.6%であり，同期間の全国平均3.0%に比べて極めて低い。又，全国人口に対する比率は1960年7.5%，1975年6.2%と低下傾向を示している。この傾向を基にして1980年人口は約2.85百万人と推定される。（Table 4-6）

当地域の今後の人口はTable 4-6に示すように予測された。予測に当り，当地域人口の対全国人口比率は1980年5.8%の値まで低下し，それ以降の20年間はそのまま一定とした。この想定は後述のように今後期待される工業開発を考慮したことによる。この予測によれば，当地域の人口は1980-2000年の間に年率2.7%で増加し，2000年には4.84百万人に達する見込である。

(2) 総付加価値

この地域における1977年の総付加価値は，2,300百万ペソで，全国の3.0%を占めるのみで，その成長率は，停滞しており，1973-77年間の年成長率は全国平均の6.5%に対して3.6%にすぎない。（Table 4-7）

Table 4-4 Projection of Growth Rate of Power
Consumption in Luzon

Year	(1) Per Capita GDP Growth Rate (%)	(2) GDP elasticity of Power consumpt (Per capita Bases)	(3) Per Capita Power Consumpt Growth Rate (%)	(4) Luzon Population Growth Rate (%)	(5) Power Consump Growth Rate (%)
1981	3.0	1.0	3.0	2.9	6.0
1982	3.0	1.0	3.0	2.9	6.0
1983	3.0	1.0	3.0	2.9	6.0
1984	3.0	1.0	3.0	2.9	6.0
1985	3.0	1.0	3.0	2.9	6.0
1986	3.0	1.0	3.0	2.8	5.9
1987	3.0	1.0	3.0	2.8	5.9
1988	3.0	1.0	3.0	2.8	5.9
1989	3.0	1.0	3.0	2.8	5.9
1990	3.0	1.0	3.0	2.8	5.9
1991	3.5	0.9	3.15	2.6	5.8
1992	3.5	0.9	3.15	2.6	5.8
1993	3.5	0.9	3.15	2.6	5.8
1994	3.5	0.9	3.15	2.6	5.8
1995	3.5	0.9	3.15	2.6	5.8
1996	3.5	0.9	3.15	2.5	5.7
1997	3.5	0.9	3.15	2.5	5.7
1998	3.5	0.9	3.15	2.5	5.7
1999	3.5	0.9	3.15	2.5	5.7
2000	3.5	0.9	3.15	2.5	5.7

Note : (3) = (1) x (2)
(5) = (3) x (4)

Table 4-5 Projection of Energy Production and
Peak Power Demand in Luzon

Year	Power Sales (Gwh)	Total Loss (%)	Energy Production (Gwh)	Load Factor (%)	Peak Power Demand (MW)	NPC Estimate of Peak Power Demand (MW)
1980	13,183	7.1	13,113	72.0	2,070	--
1981	12,911	7.0	13,883	70.0	2,264	2,240
1982	13,684	7.0	14,714	70.0	2,400	2,400
1983	14,503	7.0	15,595	70.0	2,543	2,565
1984	15,371	7.0	16,528	70.0	2,695	2,745
1985	16,291	7.0	17,517	70.0	2,857	2,940
1986	17,250	7.0	18,548	70.0	3,025	3,145
1987	18,265	7.0	19,640	70.0	3,203	3,365
1988	19,340	7.0	20,795	70.0	3,391	3,600
1989	20,478	7.0	22,019	70.0	3,591	3,850
1990	21,683	7.0	23,315	70.0	3,802	4,120
1991	22,948	6.5	24,543	70.0	4,002	4,390
1992	24,286	6.5	25,975	70.0	4,236	4,670
1993	25,702	6.5	27,489	70.0	4,483	4,975
1994	27,201	6.5	29,092	70.0	4,744	5,300
1995	28,787	6.5	30,789	70.0	5,021	5,645
1996	30,436	6.5	32,552	70.0	5,309	5,985
1997	32,180	6.5	34,417	70.0	5,713	6,340
1998	34,023	6.5	36,389	70.0	5,934	6,725
1999	35,973	6.5	38,474	70.0	5,274	7,125
2000	38,034	6.5	40,678	70.0	6,634	7,555

Average Annual Growth Rate (%)

1980 - 1985	6.0	6.0	6.7	7.3
1985 - 1990	5.9	5.9	5.9	7.0
1990 - 1995	5.8	5.7	5.7	6.5
1995 - 2000	5.7	5.7	5.7	6.0

Fig. 4-1 Projection of Peak Power Demand in Luzon Power Grid

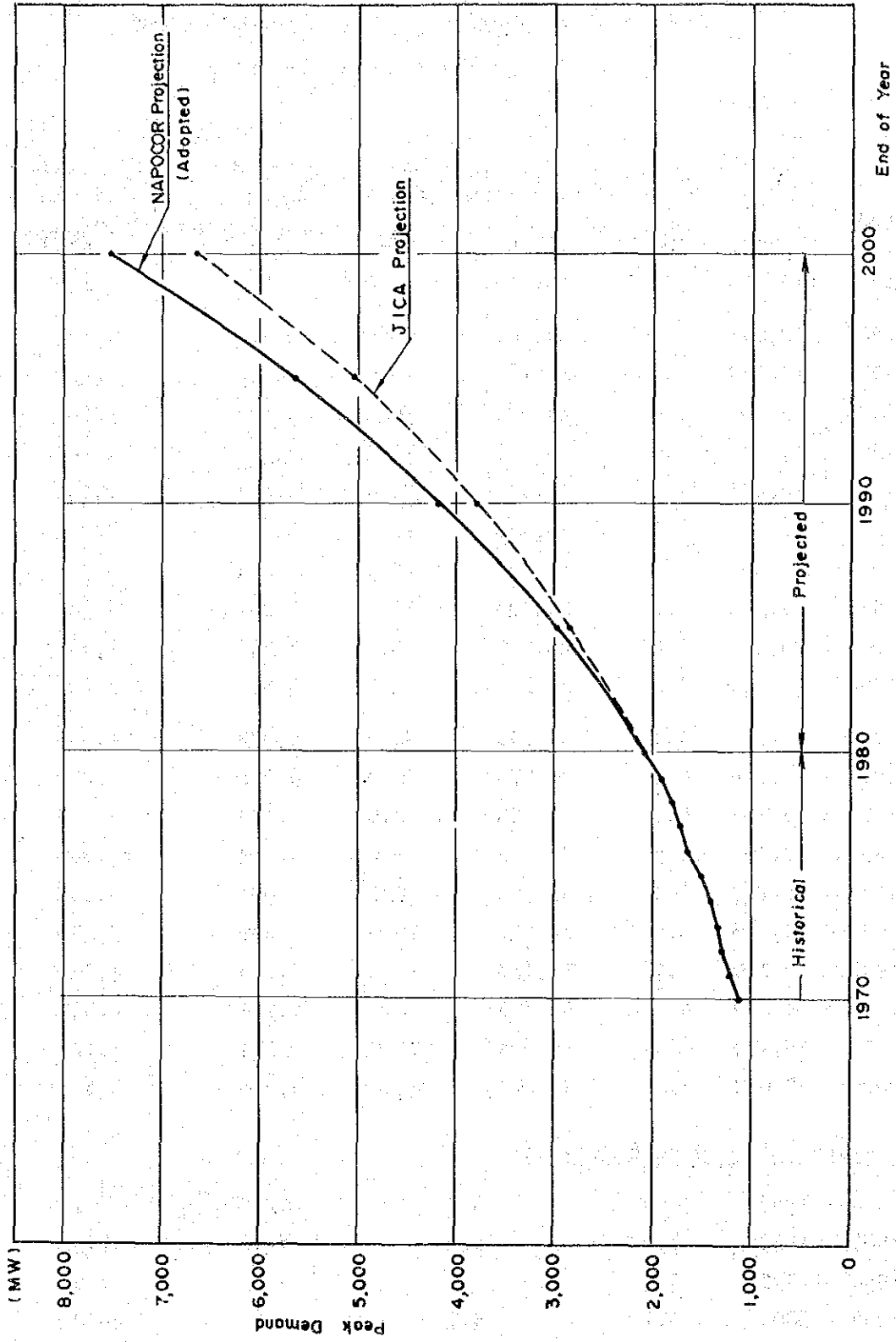


Table 4-6 Historical and Projected Population
of Eastern Visayas Region

Year	(1) Total Philippines (10 ³)	(2) Eastern Visayas (10 ³)	(3) <u>(2)/(1)</u> (%)
<u>Historical (Census)</u> ^{/1}			
1948	19,234	1,764	9.17
1960	27,088	2,042	7.54
1970	36,684	2,381	6.49
1975	42,071	2,600	6.18
<u>Projected</u>			
1980	49,137	2,850	5.8
1985	56,742	3,290	5.8
1990	65,041	3,770	5.8
1995	73,867	4,280	5.8
2000	83,439	4,840	5.8
<u>Average Annual Growth Rate (%)</u>			
<u>Historical</u>			
1948- 60	2.89	1.23	
1960- 70	3.08	1.55	
1960- 75	2.98	1.62	
1970- 75	2.78	1.78	
<u>Projected</u>			
1975- 80	3.15	1.85	
1980- 85	2.92	2.92	
1985- 90	2.77	2.77	
1990- 95	2.58	2.58	
1995-2000	2.47	2.47	
1980-2000	2.68	2.68	

^{/1} Source: 1980 Philippine Statistical Yearbook, NEDA

Table 4-7 Gross Value Added by Region
(1973 & 1977)

Unit: P x 10⁶

Region	1973		1977		Average Annual Growth (%)							
	Agri- culture	Industry Services Total	Agri- culture	Industry Services Total	Agri- culture	Industry Services	Total					
Luzon	7,013	14,032	16,612	37,658	10,291	16,553	23,217	50,061	10.1	4.2	8.7	7.4
Visayas	4,376	3,757	4,296	12,429	6,132	4,087	4,527	14,746	8.8	2.1	1.3	4.4
Eastern Visayas	1,039 (6.1)	416 (2.1)	563 (2.3)	2,018 (3.3)	1,477 (6.4)	532 (2.3)	313 (1.0)	2,322 (3.0)	9.2	6.3	-14.7	3.6
Mindanao	5,619	1,787	3,440	10,846	6,791	2,143	4,531	13,465	4.9	4.6	7.1	5.6
Philippines	17,008 (100.0)	19,576 (100.0)	24,349 (100.0)	60,933 (100.0)	23,214 (100.0)	22,783 (100.0)	32,275 (100.0)	78,272 (100.0)	8.1	3.9	7.3	6.5

Note: Figures in parentheses show percentages to Philippines total.

Source: Five-Year Philippine Development Plan, 1978-1982, Regional Development Framework, NEDA, Nov. 1977.

当地域の総付加価値は以下より成立つ。即ち農業 1,500 百万ペソ (全国農業付加価値の 6.4%)、工業 500 百万ペソ (同じく 2.3%)、サービス部門 300 百万ペソ (同じく 1.0%) である。これらの比率を見ると、僅かに農業部門の 6.4% のみが対全国人口比率 (1975 年 6.2%) に匹敵しているにすぎない。農業部門は 1973-77 年に年率 9.2% の成長を記録したが、これは同期間の全国平均 8.1% を上回るものである。従って、当地域は国民経済上農業地域として性格づけられよう。(Table 4-7) 主要農産物はアバカ、砂糖きび、ココナツであり、夫々全国生産高の 21.5%、13.0%、4.6% (1975 年) を占める。¹

上述のように地域の産出高は停滞してはいるが、人口の伸びが相対的に低いので、1973-77 年の 1 人当りの産出高は年率 3.4% 平均で伸びており、全国平均の 3.2% を上回っている。(Table 4-8)

当地域の 1 人当りの産出額は 1977 年で 935 ペソ (US\$125) と極めて低く、マニラの値 4,494 ペソ (US\$597) の 21% にすぎない。

(3) 電力需要の現況

レイテ・サマール地区の電化は未だ初期の段階である。電化された都市・部落の比率は 1977 年で 17.4% と低く、全国 12 地域の下から 3 番目であり、全国平均 35.8% の半分以下にすぎない。

現在当地域には大規模な工業がなく、そのため当地域を農業地域として性格づけ、その電力需要はこれまで相対的に低位にとどまって来た。

1968-74 年の間に、尖頭負荷は平均年率 1.6% で伸び実績最大は 4.0MW にとどまった。併し、その後は年率 40% で急増し、1978 年には 13MW に達した。

発電電力量は、1968 年に僅か 12.7GWh で、1968-74 年の間は、年率 2.6% の比較的低い割合いで伸びて来たが、それ以降は年率 31% で伸びて 1978 年には 43GWh に達した。

(Table 4-9)

1977 年以前の当地域の需要はすべて協同組合の小規模ディーゼル発電機で賄われて来た。その供給容量明細は以下の如くである。

¹ Five-Year Philippine Development Plan, 1978-1982, Regional Development Framework, WEDA, Nov. 1977

協同組合の供給容量

(1980年12月現在)

協同組合名	設備容量 (kW)	尖頭負荷 (kW)
1. DORELCO (LEYCO I)	11,300	5,900
2. LEYCO II	7,670	4,293
3. LEYCO IV	390	179
4. LEYCO V	1,000	1,600 ¹⁾
レイテ合計	20,360	
5. ESAMELCO	100	60
6. NORSAMELCO	100	70
7. SAMELCO I	1,100	716
8. SAMELCO II	6,306	1,950
9. SOLECO	1,065	700
サマール合計	8,671	
レイテ・サマール合計	<u>29,031</u>	

1977年7月以降は、Tongonan 地熱発電所が商業運転に入り、Ormoc 市への電力供給を開始したが、これにより尖頭負荷及び発電量は1978年には飛躍的に上昇した。

(Table 4-9)

一方、NAPOCOR, Ormoc 事務所によれば、多数の工場が買電の申込を行っており、その主なものは以下に示す如くである。

申込者	最大契約電力 (kW)
1. BIOPHIL (Chemicals)	2,500
2. Ice Plant	2,000
3. AZNAR (Wheat flour mill)	700
4. HIDECO	610

本節に述べた資料及び情報からみて、当地域の電力需要は従来低調ではあったが、今や供給能力を凌ぎつゝあると云えよう。将来の需要は電化促進による家庭用需要、上表に示されるような中小企業の工業間需要、PASAR 計画やPHILPHOS計画(4.3.3節参照)などの大規模工業需要によって形成されるであろう。

¹⁾ 他系統からの受電を含む。

出所：NAPOCOR, CORPLAN, Mar. 1981

Table 4-8 Regional Per Capita Output
(1973 & 1977)

Unit: Px10³

	1973		1977		Annual increase rate (%)
	Per capita output	% to MMA ^{/1}	Per capita output	% to MMA	
Luzon	1,751	43.9	2,034	45.5	3.8
Metro Manila	3,988	100.0	4,474	100.0	2.9
Visayas	1,315	33.0	1,494	33.4	3.2
Eastern Visayas	818	20.5	935	20.9	3.4
Mindanao	1,206	30.2	1,273	28.5	1.4
Philippines	1,525	38.2	1,733	38.7	3.2

Remarks: ^{/1} Metro Manila Area

Source: Five-Year Philippine Development Plan, 1978-1982, Regional
Development Framework, NEDA, Nov. 1977

Table 4-9 Historical Power Generation and Peak Demand in Leyte-Samar Grid

<u>Year</u>	<u>Energy Generation</u> (GWh)	<u>Peak Demand</u> (MW)	<u>Load Factor</u> (%)
1968	12.7	3.1	46.8
1969	15.8	3.7	48.7
1970	17.6	3.9	51.5
1971	18.1	4.0	51.7
1972	20.0	3.9	58.5
1973	13.9	3.2	49.6
1974	14.8	3.4	49.7
1975	23.9	5.8	47.0
1976	27.5	6.6	47.6
1977	28.9	6.9	47.8
1978	43.0	13.0	37.8
<u>Average Annual Growth Rate (%)</u>			
1968-74	2.6	1.6	
1974-78	30.6	39.8	

Source: Power Expansion Program (Revised Accelerated),
NAPOCOR, Aug. 1980 (SPD-CORPLAN, 6-27-80)