No. 5

フィリピン共和国

ルソン島超高圧
送電系統開発計画調査
報　告　書

1981年8月

国際協力事業団

フィリピン共和国

ルソン島超高圧
送電系統開発計画調査
報　告　書

1981年8月

国際協力事業団

はしがき

日本政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国ルソン島における超高圧送電系統開発計画のフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。当事業団は関村芳郎氏を団長とする調査団を編成し、1980年8月17日から、1981年6月11日までの間に3回にわたり同国に波遣した。同調査団はフィリピン共和国政府関係機関の協力を得て、プロジェクト関連地域の踏査、関連資料の収集等を行い帰国後それらの結果に基づき、データの検討、解析等の国内作業を行った。

本報告書は、それら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超高圧送電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幸いである。

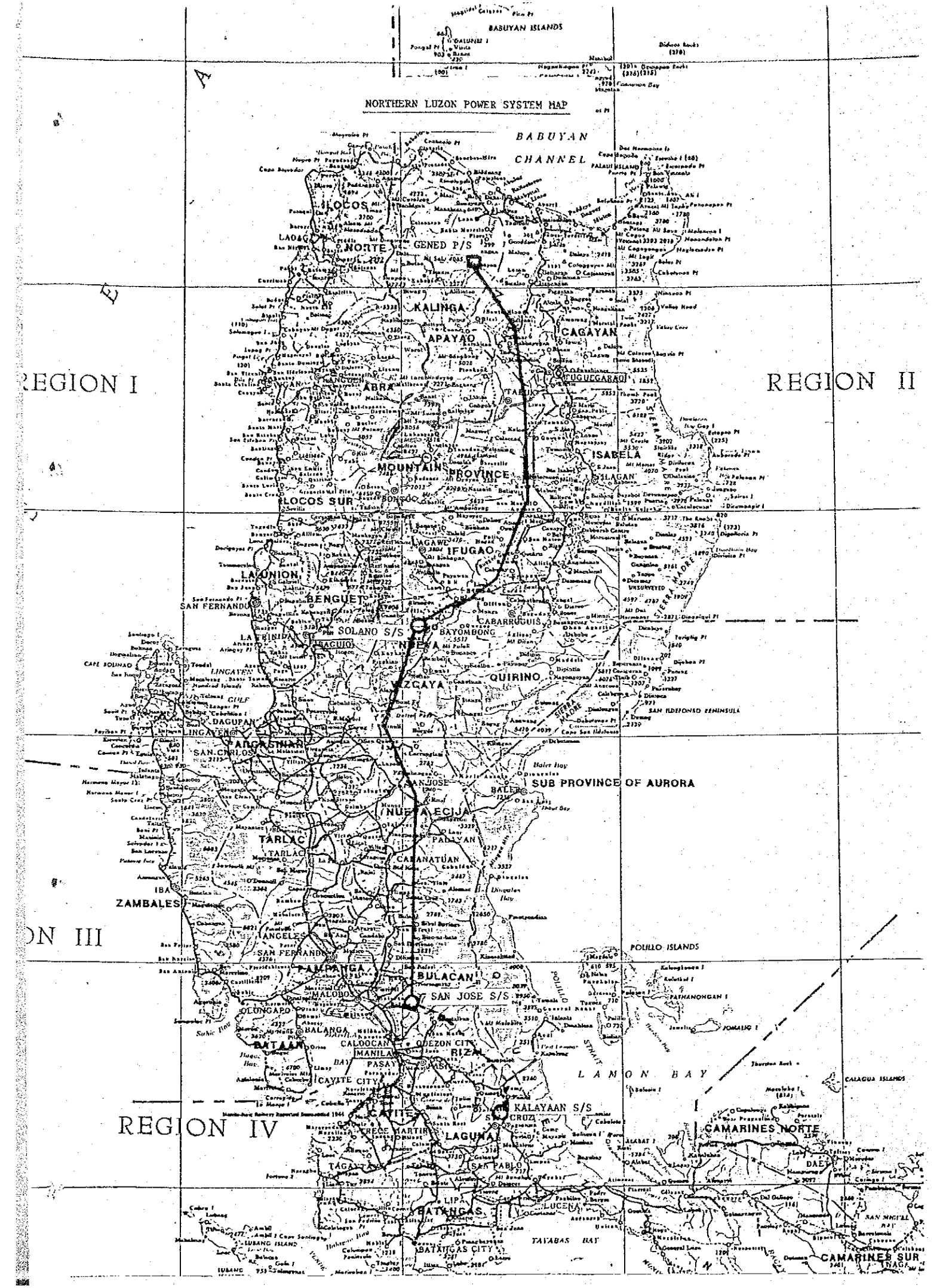
終わりに本件実施に当たり熱意ある支援と協力を戴いたフィリピン共和国政府関係機関、在フィリピン日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

1981年8月

国際協力事業団

総裁　有田圭輔

NORTHERN LUZON POWER SYSTEM MAP



目　　次

第 6 章　変電所の基本設計

第 7 章　実　行　計　画

第10章　実　行　機　関

付　　録

LIST OF TABLES

LIST OF FIGURES

第１章　緒　　言

１－１　背　景

輸入石油への依存度を減少し、代替の国産エネルギーにより経済活動の発展に伴う国内需要を賄うというフイリピン政府の方策に沿って、国営電力会社（ＮＡＰＯＣＯＲ）は、最大限に水力と地熱源資を利用するという大きな計画を遂行中である。

ルソン島においてＮＡＰＯＣＯＲが計画しているエネルギー源は、北部地域では水力発電、南部地域では地熱発電である。又、原子力発電は、現時点におけるルソン島の全電力需要の約2／3を有するマニラ市の近くで建設中である。これら計画されている発電所容量は、大規模なものであり高い採算性で増大する需要に対応できるものである。

南部ルソンは特に豊富な地熱地帯であり、その大部分はＴｉｗｉ、Ｍａｎｉｔｏ地点に代表される南端部分に集中している。１９８８年迄の８年間に地熱発電の開発が促進され、その上この開発はレイテ島Ｔｏｎｇｏｎａｎ地点の地熱を開発して海底ケーブルを含む島嶼間連系によりルソン島へ電力を送り込む計画となっている。

一方、北部ルソンの発電所地点は、マニラより３００㎞乃至４００㎞に位置している。もし、これら発電所地点で発生される電力を現在の２３０ＫＶ級送電線で送電しようとすれば、送電容量が少いため多数の送電線を建設する必要がある。従って、この大量の電力を長距離輸送するにはより高い電圧、即ちＥＨＶを導入する必要がある。

一方、かかる大電力を南北からマニラ市方面に送電してくるとなれば、マニラ市近辺の既設系統についても改善が必要となり、ルソン島中央部の系統も上位電圧で連系せねばならない。

以上の状況に基き、ルソン系統にＥＨＶ送電を組込むことについて、実施の可能性について検討を行うものである。

１－２　検討の目的

検討の目的は、既存の関連した検討を見直して１９９５年迄のルソン系統における最適なEHV送電系統計画を確立すると共に、ＥＨＶ設備の基本設計を行い技術的および経済的見地より実施可能な検討を行うことである。

１－３　検討の範囲

国際協力事業団（ＪＩＣＡ）により遂行する作業は、ルソン系統の需要想定ならびに系統計画を

行い、１９９５年迄の系統に必要な電源開発計画ならびに主要電力設備の基本設計を実施することである。

この作業を集約すれば次の通りである。

(1) 需要想定の見直し

(2) ルソン系統の最新状況の認識と検討

(3) 系統の安定度と信頼度評価

(4) 最適送電系統の決定

(5) ＥＨＶ設備の基本設計

(6) 工事の費用と資材の詳細推定

(7) 事業の経済及び財務分析

(8) 工事工程の作成

１－４　ＥＨＶ送電計画の経緯

１９８０年１月、ＪＩＣＡのＥＨＶ送電系統計画調査団がフイリピンを訪問し、ＮＡＰＯＣＯＲとの討議ならびにＥＨＶ計画に必要な資料収集を行った。ＮＡＰＯＣＯＲとの会議の結果、北部ルソンの大容量水力にはＥＨＶ送電系統が必要であることが確認された。そして、１９８０年１月２８日ＮＡＰＯＣＯＲとＪＩＣＡの間で“事業推進に関する同意書”に調印が行われ、両者の間でこの実施可能性検討作業を行うことが承認された。

ＪＩＣＡは上記同意書に基き、１９８０年８月１７日より２０日間、団長と系統計画担当者を、又同年８月２４日より１０日間、経済担当者を現地に派遣して意志疎通を計り、引続き資料と現地認識の上にたって見直しと解析を行った。系統計画検討後、団長、送電技術担当者および変電技術担当者の３名が、１９８０年１１月５日より５０日間現地に赴きＥＨＶ設備の基本設計についての意志疎通ならびに送電線ルート、変電所用地の実地踏査を行った上、調査結果ならびにEHV設備の設計基準について討議した。

現地調査団の構成と日程

第 1 回（系統計画・経済財務検討）

団長	関村芳郎	（総　括）	㈱新日本技術コンサルタント	1980年8月17日～9月 5日（20日間）
団員	高橋三千夫	（業務調整）	国際協力事業団	1980年8月18日～8月27日（10日間）
団員	岡田元男	（系統計画）	㈱新日本技術コンサルタント	1980年8月17日～9月 5日（20日間）
団員	珠玖泰吉	（経済・財務）	㈱新日本技術コンサルタント	1980年8月24日～9月 2日（10日間）

第 2 回（送変電設備の基本設計、資料収集・打合、ならびに送電線ルート・変電所サイトの現地踏査）

団長	関村芳郎	（総　括）	㈱新日本技術コンサルタント	1980年11月5日～12月24日(50日間)
団員	松本和夫	（変　電）	同　上	
団員	木村克彦	（送　電）	同　上	

第 3 回（報告書案の説明及び打合）

団長	関村芳郎	（総　括）	㈱新日本技術コンサルタント	1981年 6月2日～ 6月11日(10日間)
団員	高橋三千夫	（業務調整）	国際協力事業団	

第２章　結　論　と　勧　告

２－１　結論と勧告

２－１－１　結　論

系統計画は、主として電源開発に対応して拡充される系統の電力汐流計算と過渡安定度解析により実施した。送変電設備の基本設計は、既設２３０ KV 設備の設計基準、地形および気象条件ならびに技術的要素を考慮した最適開発計画に対して実施した。

検討結果より得られた結論は次の通りである。

(1)　大容量長距離送電線の電圧は５００ KV が適当である。

(2)　南ルソンのＥＨＶ系統を考慮した北部ルソンＥＨＶ系統工事の時期と工程は技術的、経済的に充分可能性がある。

工事内容の概略は次の通りである。

(a)　１９８７ 年末迄にＧened－Ｓolano－ＳanＪose間４２３ kmの５００KV２回線を建設する。この送電線は、Ｇened水力発電所完成当初より５００KVで運転する。同じ時期に南ルソンＥＨＶ系統のＳanＪose－Ｋalayaan－Ｎaga 間が５００KVに昇圧される。

(b)　同時に、Ｓolano変電所に５００KV／２３０KV ３００MVＡ変圧器２台と、７００ＭＶＡＲの分路リアクトルを設置する。

(c)　ＳanＪoae およびＫalayaan変電所には南ルソンＥＨＶ工事により設置される機器以外に次の設備が追加される。

ＳanＪose	５００KV／２３０KV　３００ＭＶＡ変圧器	１台
	５００KV／１１５KV　３００ＭＶＡ変圧器	１台
	分路リアクトル１８０ＭＶＡＲ	
Ｋalayaan	５００KV／２３０KV　３００ＭＶＡ変圧器	１台

(3)　この事業によりＮＡＰＯＣＯＲの作成した最新の電源開発計画による北部ルソンにおける水力発電は安定かつ経済的にルソン系統内の需要、特にマニラ市およびその周辺の需要に送電出来ることになる。

(4)　５００ KV 送電線の設計は、コンクリート基礎のアングル鉄塔、ＡＣＳＲ７９５ＭＣＭ４導体２回線として考える。

又、５００KV／２３０KVおよび５００KV／１１５KV ３００ＭＶＡ変圧器のＢＩＬは１５５０KV とする。

(5) 上記(2)項に対する工程は次の通りである。

	送電線	変電所
設　計	1982年3月－1982年10月	1982年3月－1982年10月
見　積	1983年3月－1983年10月	1984年7月－1985年 2月
製　作	1984年6月－1986年12月	1985年7月－1987年 4月
現地工事	1985年2月－1987年12月	1985年9月－1987年12月

(6) 建中利子を除く総工事費は

ペソ換算　5,716,820,000 ペソ

ドル換算　762,243,000 ドル

となる。又、これの内訳は次の通りである。

	外貨分（ドル）	内貨分（ペソ）	合計（ペソ相当）
送電線	227,174,000	2,861,016,000	4,564,821,000
変電所	85,543,000	510,426,000	1,151,999,000
合　計	312,717,000	3,371,442,000	5,716,820,000

(7) 本事業の経済性解析の結果はERR13.46％である。外貨借款と運転保守費とにより必要となる財務費用を賄うための電気料金は報酬率を8％とした場合KWH当り108.14センタボである。

2－1－2 勧　告

ここに提案した開発計画により事業を遂行するためには、直ちに次のような作業を行わねばならない。

(1) 技術的業務

NAPOCORの測量チームと適切なコンサルタントにより直ちに次の業務が実施されねばならない。

(a) 1982年8月迄に地形調査および土質検査を含む現地調査を完成させること。

(b) 1982年末迄に設計および入札仕様書を完成すること。

(2) 財務的準備

国際融資機関による融資上の一般手続をふまえて、事業に必要な外貨分に対する融資協定書を入札の公示前に締結する必要がある。事業遂行工程に従って入札事前審査は、送電線については1983年1月、変電所については1984年5月迄に行わねばならない。融資協定書調印前に要する借款手続の時間を考慮し、事業建設に必要な外貨分の融資約束を国際融資機

関より時期を逸っしないよう取り付けるべきである。

2－2　事業内容

本事業はＧｅｎｅｄ水力発電所とマニラ市及び北部ルソンの負荷中心を結ぶものであり次のような設備が含まれている。

○　亘長４２３㎞の５００KV２回線送電線

○　５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器４台、５００KV／１１５KV変圧器１台及び２ケ所の分路リアクトル

送電線のルートおよび発変電所は、Ｆｉｇ ２－１（ルソン電力系統図）に示す通りである。

この事業には次のような特徴がある。

(1)　フイリピンの電力系統としては、南ルソンの工事と共に最初のＥＨＶ送電線工事である。

(2)　この工事が完成するとＧｅｎｅｄからＬｅｇａｓｐｉに至るルソン島を縦断する基幹系統が完成する。これは１９８８年にＭａｎｉｔｏ５号機、６号機計１１０ＭＷの増設が予定されており、これに伴いＳａｎＪｏｓｅより南の部分の５００KV運転が行われることになるためである。

(3)　この事業と比較対象される北部ルソンの等価送電線は次のようになる。

Ｇｅｎｅｄ－Ｓｏｌａｎｏ間：２ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ４導体）を１９８８年迄に建設する。

Ｓｏｌａｎｏ－ＳａｎＪｏｓｅ間：３ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ４導体）を１９８８年迄に建設する。

(4)　代案となる等価電源および関連送電線は次の通りである。

(a)　石炭火力３００ＭＷ２台および１ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ複導体）を１９８８年迄に建設する。

(b)　石炭火力３００ＭＷ１台および１ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ複導体）を１９９３年迄に建設する。

(c)　石炭火力３６０ＭＷ１台および１ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ単導体）を１９９４年迄に建設する。

(d)　石炭火力３５０ＭＷ１台および１ルートの２３０KV２回線送電線（７９５ＭＣＭ単導体）を１９９５年迄に完成する。

2－3　全体の事業推進工程

本事業の工事工程はFig 2－2に示す通りである。この工程は、計画、設計、入札、製作および現地工事等の各段階が夫々定められた期間に出来上るように作成してある。

Fig. 2-1 LUZON GRID POWER SYSTEM MAP (FY-1980)

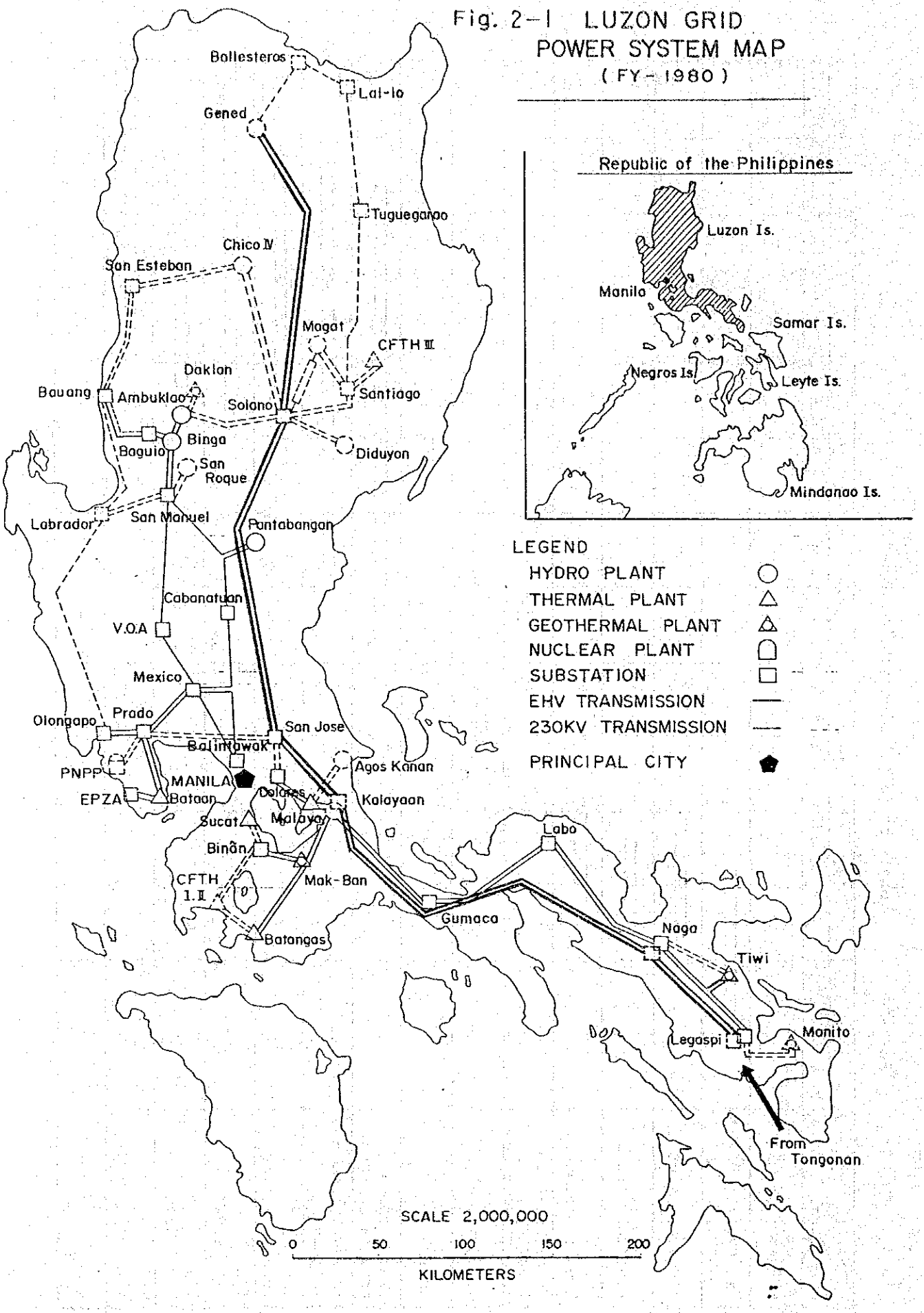
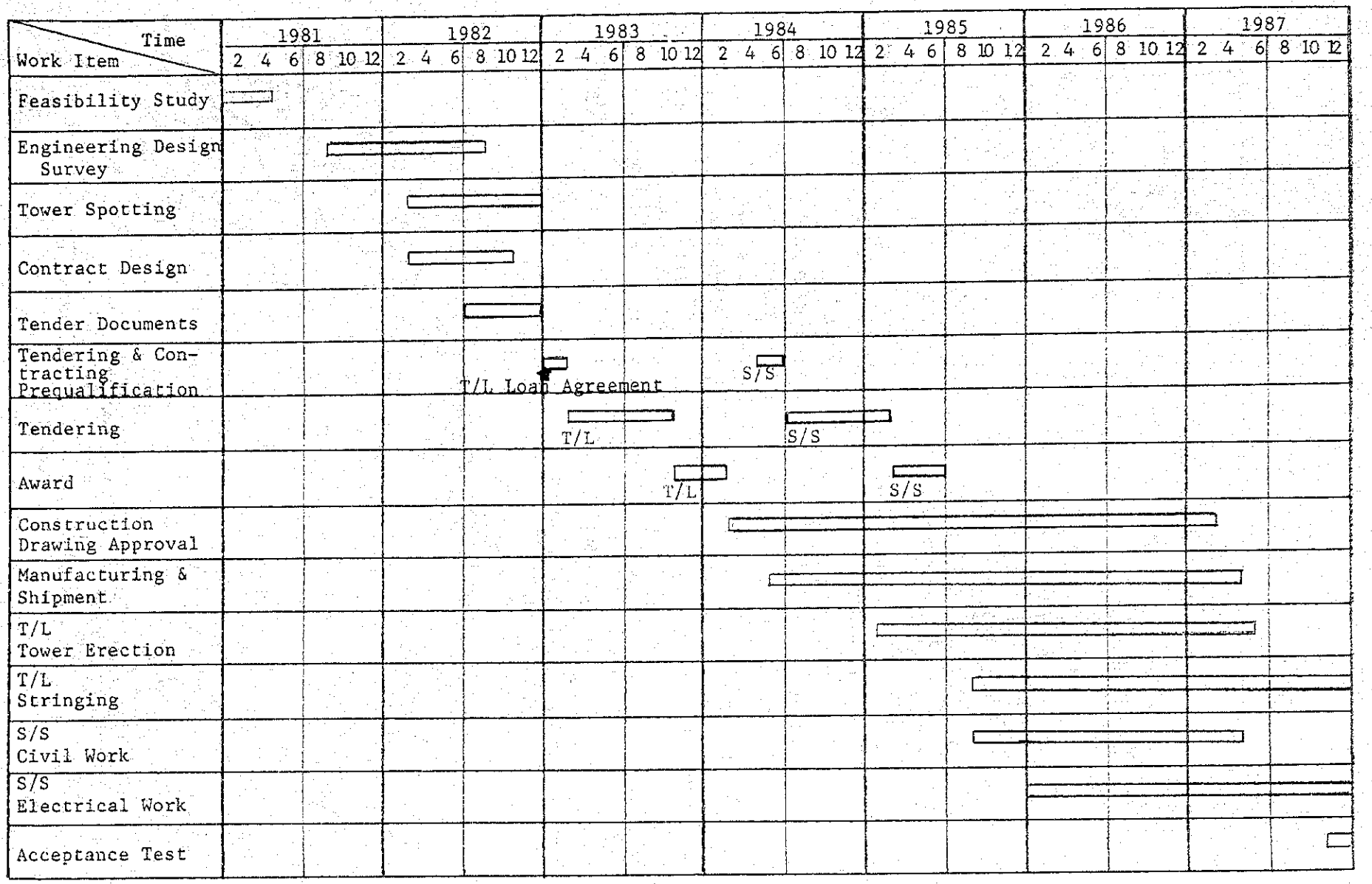


Fig. 2-2 Overall Project Implementation Schedule



第３章　ルソン島の電力状況と電力系統解析

３－１　電力系統の現状

３－１－１　発電設備

１９７９年末現在、ルソン島における発電設備は、局地的に供給している小容量ヂーゼル発電機を除けば、合計出力 2,９９１MWである。その内訳は、水力５４１ MW（１８％），地熱２２０ MW（７％），および石油火力 2,２３０ MW（７５％）となっている。大部分の水力は、マニラより北にあるのに対し地熱はマニラより南に存在する。又石油火力はマニラ市およびその周辺にある。これら発電設備の概要と配置はＴａｂｌｅ３－１および既出のＦｉｇ．２－１に示す通りである。

３－１－２　送電設備

１９７９年末現在、ＮＡＰＯＣＯＲの保有する送電設備は次の通りである。

２３０ KV	送電線亘長	1,１１８.６ km
１１５ KV	〃　〃	４４４.８ km
６９ KV	〃　〃	1,６３７.８ km

２３０KV送電線ルートは前述のＦｉｇ ２－１に示す通りである。又２３０KV系統の状況は、Ｆｉｇ ３－１に示す通りである。

３－１－３　変電設備

１９７９年末現在、ＮＡＰＯＣＯＲの保有する変圧器の容量は、次の通りである。

２３０ KV	変圧器容量	2,２８３ＭＶＡ
１１５ KV	〃　〃	４６０ＭＶＡ
６９ KV	〃　〃	５４９ＭＶＡ

２３０KV変電所の配置は、前述のＦｉｇ２－１およびＦｉｇ３－１に示されている。

３－２　電力需要実績と需要想定

３－２－１　電力需要実績

３－２－１－１　ルソン島の電力供給システム

ルソン島の電力供給システムは、フイリピン全土にわたって発送変電設備の建設、運転保守を行っている国営のＮＡＰＯＣＯＲ，マニラ市およびその周辺の配電を担当している私営のマニラ電力会社（ＭＥＣＯ）、および国土電化庁（ＮＥＡ）の指導下に地方電化を推進してい

る協同組合（COOP）とで構成されている。COOPの大部分は、NAPOCORより電力を購入し夫々の地方に配電しているが、一部のCOOPは小容量の自家発電設備を有しており、それによって電力供給を行っている。

NAPOCORの電力系統は、主として230KV送電線により構成され負荷への供給は、230KV／69KVの変圧器を通じて行われている。一方MECOの電力系統は、主として115KV送電線で構成されており、負荷への供給は、115KV／34.5KV変圧器により行われている。

MECOの供給区域は、約2,600Km²で、ルソン島全体の面積104,000Km²の約2.5%に過ぎないが、マニラ市とその周辺地域の高密度需要地域であるため、電力需要は大きく、1978年の実績ではルソン島の全電力需要の約2/3を占めている。一方NAPOCORの供給区域には未電化区域が存在しておりNEAの統計によれば、1978年末現在の電化率は、市町村単位で71%、家庭単位で47%となっている。現在の電化計画によれば、現在遂行中のカガヤン地区電化計画の完成する1981年には府県単位での電化が完成し、家庭電化の完成は1990年と予定されている。

従来NAPOCORとMECOは夫々自社の発電設備を有して運転していた。しかし、1978年11月1日、MECOの保有していた石油火力の大部分、1150MWがNAPOCORに移管されたのを始めとして、現在では全発電設備がNAPOCORに移管されている。

この他、ルソン島では8つのCOOPが自家発電設備を保有しているが、その設備容量は総計18.422KW，最大出力は10.533KWと極めて少く、全体の需給バランスに影響するものではない。

3－2－1－2　過去の電力需要増加状況

1969年から1978年にかけての10年間におけるルソン島の電力需要増加状況および損失率はTable 3－2に示す通りである。

表より明らかなごとく、1969年には最大電力、年間電力量が、夫々1,020MWおよび6,087×10^6KWHであった電力需要は、1978年には、夫々1,780MWおよび11,223×10^6KWHとほぼ倍増している。この10年間の平均伸び率は、最大電力、年間電力量共7%である。1973年の最大電力、1974年の年間電力量の伸びは夫々0.3%と極端に低いが、これは第一次石油ショックによるものである。これ以外の年はほぼ順調な伸びを示していると云えよう。

年間負荷率は年度により多少ばらつきはあるが、65%から72%の範囲にあり近年度はやや高目の状態にある。

電力需要の利用者別分類（家庭用、商業用、公共用、工業用およびその他に分類）はTable 3－3に示す通りである。

ルソン島の１９７９年における月別の負荷曲線はＦｉｇ．３－２およびＦｉｇ．３－３の通りである。図から明らかな如く、１月から３月にかけての負荷がやや低いが、他の月はあまり差が認められない。又１９７６年１２月から１９７９年１２月の３ケ年間における月別の最大負荷曲線は、Ｆｉｇ．３－４に示す通りであり顕著な季節的変化は見うけられず、電力需要は順次伸びて行く形となっている。

これらの負荷曲線は熱帯圏に属している国に共通した特長であり、今後も同様な傾向で推移して行くものと推定される。

３－２－２　需要家別分類による需要想定

１９８０年６月ＮＡＰＯＣＯＲにより作成された2,０００年迄の需要想定は、既出のＴａｂｌｅ３－２に示す通りである。この需要想定を見ると１９７９年の最大電力と年間電力量の伸びが夫々１０％，および5.5％となっている以外、１９８０年から１９９０年の伸び率は何れも７％と想定している。

この需要想定を作成するための需要種別毎の分類および電力損失率はＴａｂｌｅ３－４に示されている。

ＮＡＰＯＣＯＲが使用している需要想定手法は大略次の通りである。

(1) 過去の需要実績は家庭用、工業用およびその他等の需要種別毎に分類する。

(2) 家庭用需要は過去の需要増加傾向より想定する。

(3) 工業用需要については需要の確実なもの、供給設備等の条件が整備されれば供給可能なものおよび不確実なものに分類した上で想定する。

(4) その他需要については、軍事用、工事用および街路灯などを考慮して想定する。

(5) 地方電化計画による需要増加については、過去に電化された地域の人口と需要の関連を基にして想定する。

(6) 需要想定の基礎となる人口データは、１９７５年国家経済開発庁（ＮＥＤＡ）の作成した人口予測のうちで低増加率の予測値を採用している。

このようにして地域別に積上げた数値を基として年間電力消費量を想定した上で、ＮＡＰＯＣＯＲの地域別不等率を1.1，ＮＡＰＯＣＯＲとＭＥＣＯの不等率を1.０３，電力損失率はＮＡＰＯＣＯＲ内を１０％，ＭＥＣＯ内を4.８％（平均では7.２％）、年間負荷率を７０％と推定して最大電力と年間電力量を想定したものである。以上述べてきた需要想定手法は、通

常考えられる手法であり特に異議を唱える要素は存在しない。

マクロ的考察として１９７４年における世界各国の人口１人当りの電力消費量と国内総生産(GDP)の関係をFig.3-5に示してある。この図から見るとフィリピンは平均線上に位置している。

最近の世界的なエネルギー節減努力、フィリピンの国策としての石油輸入削減、新規工業需要に対する石油以外のエネルギーの使用方針およびルソン島以外の地域への工業分散方針等を考えると、ルソン島内では当面急激な需要増加は期待出来ないであろう。

１０年間の需要想定を行うと、後年度の伸び率は若干低下すると想定するのが通例である。しかし今回作成された需要想定はルソン島の地方電化計画が１９９０年に完成予定であること、石油エネルギー節減のため近年度のエネルギー使用が抑制されていることおよび国産エネルギーの開発に努力していること等を考慮した場合、１９７９年から１９９０年迄の年間伸び率を一率に７％とした計画は、現時点における指標として妥当なものと考えられる。

上記の観点から、今回の検討ではＮＡＰＯＣＯＲの需要想定を採用することとした。1991年以降については、地方電化計画の完成することを考慮して１９９５年迄の伸び率を6.5％，１９９６年より２０００年迄の伸び率を6.0％と若干低下するものとして想定した。

３－２－３　変電所別需要想定

系統計画を行い、系統解析をするためにはルソン系統内の主要変電所別の需要想定が必要である。

前節で述べた如く、ＮＡＰＯＣＯＲの需要想定は、地域毎に作成された需要想定を積上げたものになっている。この地域毎の需要想定に対応してＮＡＰＯＣＯＲ系統内の各変電所別の需要想定は、１９８０年から１９９０年迄作成されていた。同様にして、ＭＥＣＯの供給区域内の変電所別需要想定は、１９８０年から１９８９年迄ＭＥＣＯにより作成されていた。

しかしこのＭＥＣＯの変電所別需要想定は、既述の３－２－２節における全体の需要想定から見ると相当大きな値となっていた。一方、ＭＥＣＯ供給区域内の変電所別需要想定として１９８４年断面のものがＮＡＰＯＣＯＲにより作成されていた。１９８４年断面でＮＡＰＯＣＯＲの変電所別需要想定とこのＭＥＣＯの需要想定との合計値は全体の需要想定とよく一致している。ＭＥＣＯ供給区域の需要想定の取扱いについてＮＡＰＯＣＯＲと協議の結果、次のような手法で統一することで最終的に意見統一を行った。

(1)　ＮＡＰＯＣＯＲの変電所別需要想定値はそのまま採用する。

(2)　各年度におけるＭＥＣＯ供給区域の需要想定の合計値は、全体の需要想定からＮＡＰＯＣＯＲの変電所別需要想定値を差引いたものとする。

(3) １９８０年から１９８９年迄のＭＥＣＯ供給区域における変電所別需要想定は、合計値が上記(2)の値になるよう変電所毎に同一比率で圧縮する。

(4) １９９０年のＭＥＣＯ供給区域内の変電所別需要想定値は、１９８９年の値の７％増とする。

(5) １９９１年から１９９５年迄の変電所別需要想定は各変電所共年増加率を 6.5％として算出する。

(6) ＭＥＣＯの変電所別需要想定は、Ｔａｙａｂａｓ以外はＳｕｃａｔ，Ｓａｎ Ｊｏｓｅ，Ｄｏｌｏｒｅｓ，Ｍａｌａｙａの４グループに統合する。これはＭＥＣＯの１１５KV系統は、多数の送電線でメッシュ状に構成されているためグループ間で負荷移行が容易である。従って解析途上で送電線の過負荷や電圧の異常低下が生じた場合グループ間で負荷移行を行って調整するのが便利なためである。

このようにして作成した変電所別需要想定の結果は、Ｔａｂｌｅ３－５およびＴａｂｌｅ ３－６に示す通りである。

３－３　電源開発計画

３－３－１　ＮＡＰＯＣＯＲの電源開発基本方針

ＮＡＰＯＣＯＲの電源開発計画は以下に述べる基本政策に従って推進されている。

(1) 国産エネルギーである水力、地熱の開発を推進する。

(2) 原子力発電の開発を行う。

(3) 国内炭による石炭火力の開発を推進し、今後石油火力の新設は行わない。

(4) 既設の石油火力の運転は出来る限り抑制すると共に新規電源が完成して供給力が増加すれば石油火力は、低効率のものから順次休廃止して行く。

このような基本政策は最近の世界的なエネルギー状況、特に石油エネルギー節減の観点から見て極めて適切なものと云えよう。又既設の石油火力を電源開発計画で予備的存在としていることは、将来需要が想定以上に伸びた場合、電源開発計画に変更が生じた場合にも機動的に対処出来るものとして評価出来る。

３－３－２　電源開発計画

１９９０年迄の需要想定と、以上述べて来た電源開発基本政策に基き、ＮＡＰＯＣＯＲでは１９８０年１０月に電源開発計画を作成した。これによると１９９０年におけるルソン島の発電設備は定格出力で総計7,０４３ＭＷになる見込みである。その内訳は、水力1,９９３MW

（２８％）、地熱1,６７５MW（２４％）、原子力６２０MW（９％）、石炭火力６００MW（８％）、および石油火力2,１５５MW（３１％）である。この最新の電源開発計画は、Table３－７に示す通りである。この電源開発計画は系統部門の報告書の基礎条件とした１９８０年６月の電源開発計画に比しManito地点の地熱開発が促進されている。即ち、Manitoは１９８６年に３号機および４号機（各５５MW）、１９８８年に５号機および６号機（各５５MW）、１９９０年に７号機および８号機（各５５MW）を建設し１９９０年の地熱発電機容量が1,３４５MWから1,６７５MWに増加している。地熱発電の促進は、出来る限り早期に石油火力発電を低減させたいと企図されたもので代替電源として地熱が他の何れのものより建設工期が短いことによるものである。一方石油火力の廃止は１９８０年初めに老朽化したものを除き、この電源開発計画では考慮されていない。

主要発電所の開発計画を具体的に示すと次の通りである。

Tiwi地熱発電所の５号機、６号機（各５５MW）は１９８２年に完成すべく工事中である。引続き７号機から１０号機迄の実施調査がNAPOCORで遂行中である。地熱蒸気の調査はアメリカのUnion Oilの援助の下に、フィリピン地熱会社（PGI）の手により進められている。

Tongonan地熱発電所の１号機から３号機（各37.5MW）の建設は１９８３年当初に完成すべく進行中である。４号機から９号機迄の開発はニュージーランドとフィリピンの技術協力事業としてニュージーランドのKingston Reynolds Thom and Allcardice社によって実施調査が遂行中である。１９７９年11月に同社により提出された事前実施調査報告によれば、Tongonan地点の地熱埋蔵量は、７５０MWから1,０００MWの開発が可能となっている。NAPOCORでは最近、Tongonanと南ルソンのLegaspiを結ぶ送電線（海底ケーブルを含む）の技術供与の見積りについての国際入札を６つのコンサルタント会社に要請した。これによるとコンサルタントによる実施設計を１９８２年２月迄に完成し、1984年末迄に連系送電線を完成したいと考えている。

Mak－Ban地熱発電所５号機、６号機（各５５MW）の実施調査もNAPOCORにより実施中である。地熱蒸気の調査は現在PGIにより実施中である。

Manito地熱発電所 1号機、２号機（各５５MW）の実施調査はNAPOCORにより実施中である。地熱蒸気の調査は現在フィリピン国営石油会社（PNOC）とエネルギー開発会社により実施中である。

北部ルソンの電源としては、Magat水力発電所１号機から４号機が１９８３年に完成する

予定である。引続き５号機、６号機が増設され１９８５年に２３０ＫＶ系統に併入される。又Ｇｅｎｏｄ水力発電所（６００ＭＷ）は新日本技術コンサルタントの技術協力により１９８８年に運転開始が見込まれている。

更に将来の電源開発としてＳａｎ Ｒｏｑｕｅ（３９０ＭＷ）が１９９２年、石炭火力３号機（３００ＭＷ）が１９９３年、ＣｈｉｃｏⅣ（３６０ＭＷ）が１９９４年、Ａｇｏｓ Ｋａｎａｎ（２８０ＭＷ）およびＤｉｄｕｙｏｎ（３５０ＭＷ）が１９９５年に計画されている。

３－４　将来の需給バランス

以上述べて来た需要想定と電源開発計画を用いて、ルソン島における需給バランスを検討した。検討は次のような手順により行った。

(1) 今回の調査は１９９５年迄である。しかし送電線の電圧や導体サイズは系統上長期的視野に立って選ぶことが必要なため、需給バランスは２０００年迄検討した。

(2) １９９１年から２０００年迄の電源開発計画は、従来の調査結果から見て将来建設することが適当であるもの、又は建設することが望ましいものを組込んだ。

(3) 系統の最大発電可能電力は各発電所毎のｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力を採用した。

(4) 系統の予備力は、系統内で最大の発電機が定期検査で停止している時にその次に大きい発電機が事故で停止した場合を想定することとした。

フィリピンの電力需要は、季節的変動が殆どない。従って、発電機の定期検査は年間を通じて平均化して行うことが必要である。このようにすればどのように発電所の定期検査の組合せを変えても最大の発電機が定期検査中にその次に大きい発電機の事故を考えることが必要である。

最大の発電機とその次に大きい発電機とは、原子力が運開する迄はＭａｌａｙａ発電所の２台分でありそのｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力は６３０ＭＷである。原子力が運開すれば、原子力の１台とＭａｌａｙａの２号機の組合せとなりそのｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力は９３０ＭＷとなる。ルソン島の系統における予備力は、（ｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力の合計）－（最大電力）－（上記最大の発電機と次に大きい発電機のｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力の合計値）＝予備力として表すこととした。

このようにして算出したルソン島の需給バランスは、Ｔａｂｌｅ３－７からＴａｂｌｅ ３－９に示す通りである。又火力や水力のｄｅｐｅｎｄａｂｌｅ出力はＴａｂｌｅ ３－１０およびＴａｂｌｅ ３－１１の値を用いて算出した。

Ｔａｂｌｅ ３－７およびＴａｂｌｅ ３－８を見るとＫＷバランスで１９８１年に４４ＭＷの不足が生じ

ており、これを補うような新しい発電所は完成しない。しかしこの不足は率にして約２％であるから何れかの発電所で想定以上の事故が生じない限り若干の電圧低下を行えば、電力制限の実施は避けられる見込みである。

１９８２年以降は、系統の予備力が順次増加し１９８５年には、1,６６６MWに達する。しかしこの予備力は、石油火力の総出力2,１５５MW（dependable 出力では2,０１５MW）には達しない。従って、全部の石油火力を年間を通じて完全に停止することは出来ない。

一方、Table３－７およびTable３－９に示されている電力量バランスは特に問題なく、消費電力量に対して常に何らかの余裕を有している。そこでこの余裕分を石油火力の運転抑制に振向けたとすれば、数字上１９８５年から１９８８年の間は石油火力を全く必要としない。しかしながらこれらの年にもKWバランス面からは石油火力の運転が必要であり、運転に伴って何がしかの電力量が発生する。それ故に、完全な石油火力の停止は出来ないということになる。

結論として、１９８１年以外はKWバランスと電力量バランスとも問題はない。この系統の予備力は一見して過大なように見えるが、石油節減の観点から云えば、この電源開発計画は決して過大なものではなく、事情の許す限り一層の電源開発を推進するのが望ましいと云うことになる。

３－５　ルソン系統の拡充とＥＨＶ送電線の導入

一般的に見て、ルソン島の電源候補地は、水力は北部に、地熱は南部に位置している。又、需要中心はマニラ市およびその周辺である。それ故、基幹送電線は、ルソン島の南北からマニラ市へ向ってこざるを得ない。

ルソン島の需要想定と電源開発計画を勘案すると、マニラ市へ送電すべき電力は次のようになる。

（単位MW）

年度	１９９０	１９９５	２０００
北部電源出力	1,３７０	2,７７０	4,１００
北部負荷	４４８	６１３	８２０
（差引）	９２２	2,１５７	3,２８０
南部電源出力	1,２９０	1,４００	2,１１０
南部負荷	１０８	１４９	１９９
（差引）	1,１８２	1,２５１	1,９１１

北部電源出力とはBinga水力発電所以北の電源であり、北部負荷とはBaguioとSolano以北の地域における需要想定値の合計である。北部電源の大部分は水力であるが、一部石炭火力および地熱が含まれている。南部電源出力と南部負荷はGumaca以南のものである。南部電源の大部分は地熱であるが石炭火力600MWが含まれている。

これら南北両電源は負荷中心であるマニラ市からいずれも約300乃至400㎞の距離にある。このような長距離の大容量送電は系統の安定度により制約を受ける。現在NAPOCORの標準送電線である230KV・795MCM単導体2回線送電線での送電電力限界は約300乃至350MWである。これらの観点から今後の送電系統を想定すると、以下に述べるような状況になると考えられる。

(1) 北部ルソン

今回の電源開発計画で送電線を230KVのままにして対処するとすれば、1995年には単純に考えても6乃至8回線の送電線が必要となる。更に電源がBaguio以北とSolano周辺に分れているため、送電線間の電力融通による利用率の向上に対する制約も考えられ更に多くの送電線を必要とする可能性もある。その上、1995年から2000年迄には、更に1,000MW以上もの電源開発が計画されており、もし230KV送電線で対処しようとすれば極端な場合、個々の発電所毎に300㎞以上の送電線が必要となるケースも考えられ極めて非現実的であり実行不可能である。北部ルソンの地形と電源候補地点を考えると、送電系統は2ルート、4回線以下程度が妥当な所であり、大電力送電のためにはEHVの導入が避けられない。

(2) 南部ルソン

南部ルソンの発電容量は、1990年に1,200MWに達し、更に2000年には2,000MWになる見込である。現在、南部ルソン系統には230KV2回線が存在する。しかし、既設および計画中の電源は南部ルソンの南端に集中しており、増大する電力を送電するには新たな送電線が必要である。

南部ルソンの地形は非常に狭く、且つ殆どの部分が山頂迄椰子の植樹が行われている。このため、環境上の制約が非常にきびしいと考えられる。もし送電線の電圧を230KVのままにすれば、500KV送電線と同量の電力を送電するためにはSan Jose−Kalayaan間2ルート、Naga−Legaspi間1ルート、およびKalayaan−Naga間3ルートの2回線送電線が新しく必要となると予想される。この場合、新しく必要となる送電線ルートの用地は全部で37.68㎢となる。一方500KV2回線に必要な送電線ルートの用地は25.35

Km²である。

南部ルソンでは、地形および地勢上の制約から、新らしい送電線ルートは1ルートに限られるであろう。従って、南ルソンの系統にもＥＨＶを採用することが必要である。

北部ルソン電源は水力が主体であり、南部ルソンでは地熱が主体である。この水力と地熱と云う電源の性格の違いにより両系統の間の電力汐流は時間的に大きく変化する。南北両系統をＥＨＶとしその連系を２３０KVのままにしておくとこの汐流変化に対応するために、連系変圧器の容量が増加するので、連系送電線もＥＨＶとして変圧器容量を節減することが必要である。

上記の理由により、次に建設する送電線は上位の電圧で建設し、出来るだけ２３０ KVで運転を行い、必要な時期に設計電圧に昇圧することが適切である。

３－６　最適ＥＨＶ送電々圧

現在、世界各国で運転中のＥＨＶ送電系統の電圧階級はTable ３－１２に示す通りである。一般に電圧階級は従来使用していた最高電圧のほぼ２倍の値が採用されている。

安定度が問題となるような送電線の送電容量は次に示す電力方程式により決定される。

$$P = \frac{E_s \cdot E_r}{X} \sin\theta$$

ここで　P　＝　送電容量　（MW）　　X　＝　リアクタンス

E_s　＝　送電端電圧　（KV）　　θ　＝　位相角　　である。

E_r　＝　受電端電圧　（KV）

この式から明らかな如く、送電容量は他の量が一定であれば、電圧の２乗に比例して増加する。云いかえれば、電圧を２倍にすれば送電容量は４倍となる。このことが電圧階級を従来電圧の２倍程度の値に決定する主な理由となっている。

現在、ルソン系統における最高電圧は２３０KVである。従って次の電圧は４００KV又は５００KVの何れかを選ぶのが適当である。

５００KVがルソン系統における最適電圧階級であると推奨する理由は次の通りである。

(1)　ヨーロッパ諸国では２２０KVから４００KVへの移行が行われたが、その年代は１９５０年代の後半から１９６０年代にかけてのことである。この当時、５００KV送電線の設計基準は未だ確立されていなかった。現在では５００KV系統の設計基準が確立されており多数の５００KV系統が運転されている。

(2) ヨーロッパではスエーデンを除き送電距離は比較的短い。又国際間の連系が行われているため、最初に適用された電圧で各国が協調を取る必要があった。スエーデンでは、送電容量の不足を直列コンデンサにより補償している。

(3) ヨーロッパの電力系統は５０ＨＺであるが、フィリピンは６０ＨＺである。同じ送電々圧の場合、６０ＨＺ系統の送電容量は５０ＨＺ系統に比し約８０％に減少する。それ故６０ＨＺ系統はこの不利を補うためより高い電圧とするのが好ましい。

(4) 500KVと同一の送電容量（許容電流）をもつ400KVとの工事費を比較すると、500KV変電所は10％増、送電線では３％減となり、全体としては長距離の500KV系が経済的になる。

(5) １９９５年以降のルソン系統における一層の電源開発と、送電線路ルート用地確保の困難性を考えると、次期送電線の送電容量は５００KV級を採用して出来る限り大きくしておくべきである。安定度からみた500KV送電容量は400KVの150％を期待できる。

３－７　系統解析

３－７－１　系統計画基礎資料

３－７－１－１　現状の主要系統の概要

ルソン島における現在の主要電力系統は、南北両地域にＮＡＰＯＣＯＲの２３０KV系統が伸びており、ＭＥＣＯの１１５KV系統がマニラ市とその周辺にある。これら２つの系統は互いに連系されておりこれらを総称してルソングリットと称している。Ｆｉｇ３－６はこの系統の概要でありマニラ市区域は多数のＭＥＣＯ１１５KV送電線によりメッシュを形成している。

ＮＡＰＯＣＯＲの南北２３０KV系統は２３０KV／１１５KVの変圧器によりＭＥＣＯ１１５KV系統と連系されている。

北部系統との連系点はＢａｌｉｎｔａｗａｋで連系用変圧器容量は４２０ＭＶＡであり、南部系統との連系点はＢｉ~ｎａｎおよびMalayaで連系変圧器容量は、夫々２００ＭＶＡおよび７５ＭＶＡである。

３－７－１－２　ルソングリッド拡充計画

１９９５年迄のルソングリッド拡充計画はＦｉｇ３－７に示す通りである。

この拡充計画の主要点を列挙すれば次の通りである。

(1) ５００KV送電系統の確立。

(2) 南北両系統の５００KV連系。

(3) マニラ市内とその周辺にある石油電力の段階的休廃止に対応してのマニラ市および

その近郊における２３０KV系統の強化。

(4) 北部ルソンの需要増加に対応した２３０KV系統の拡充および強化。

３－７－１－３　現時点におけるＮＡＰＯＣＯＲの系統計画基準

ＮＡＰＯＣＯＲが使用している系統計画基準は以下に示す通りである。

(1) 系統は最低限単純事故に耐えねばならない。即ち送電線の１回線事故、或は変圧器１台事故で供給支障を生じないよう計画せねばならない。

(2) 送電線の電線サイズは７９５ＭＣＭを標準とする。

(3) ７９５ＭＣＭ単導体の最大定格電流は９００Ａとする。

(4) ２回線送電線が運転中、１回線が事故停止した場合、残りの１回線が短時間許容出来る過負荷容量は、水力系統の場合最大定格容量の１４０％以下、その他の系統の場合は、１１０％以下とする。

(5) 変圧器が１台事故停止した場合、残りの変圧器の短時間過負荷容量は定格容量の110％以下とする。

(6) 母線構成は基本的に 1.5ＣＢ方式、又はリング母線方式とする。又系統の接地方式は直接々地方式を採用する。

(7) 電圧変動巾は定格電圧の±５％以内を目標とする。

(8) 系統安定度は電力汐流計算により得られる発電所間の位相角の差により判定し、位相角 $\delta \leqq 30°$ の場合系統は安定であると判定する。

(9) 発電所事故、或は線路事故により系統周波数が異常低下した場合、周波数リレーにより負荷を一時的に自働遮断して系統を維持する。具体的には原子力が運転中に事故停止したような場合に適用する。

３－７－１－４　５００KV系統を含む新しい系統計画基準

(1) ５００KV系統の安定度は、今回の検討における最も重要な項目である。このため、より正確を期して電力汐流計算と過渡安定度計算を組合せた手法を適用することとした。

この解析のため、次の条件を設定した。

- 故障様相　－　１回線３相地路（３ＬＧ）
- 故障除去時間　－　0.1秒（６サイクル）
- 高速再閉路　－　不使用

上記条件で計算した結果、どの発電機にも脱調が生じなければ“系統は安定である”とし、何れかの発電機が脱調すれば“系統は不安定である”とした。

(2) ５００KV系統の送電端最高電圧は定格電圧の1.1倍迄許容する。これは５００KV系統の対地充電容量を補償するために必要な分路リアクトルを節減するためである。この結果２３０KV系統の電圧が５％以上上昇する場合には、５００KV変圧器の負荷時タップ切替装置により調整する。

(3) ５００KV送電線の標準電線は７９５ＭＣＭ４導体とする。又鉄塔は２回線鉄塔を標準とする。

(4) ５００KV／２３０KVおよび５００KV／１１５KV変圧器の単機容量は３００ＭＶＡとする。又変圧器の３次側容量は、１００ＭＶＡとしその電圧はＳａｎＪｏｓｅ３4.5KV、その他の変電所は６９KVとする。

(5) 系統計画を作成するに当っては、既設および建設中の設備を最大限に利用するよう考慮する。又５００KV系統は不測の事故に備えて出来るだけ単純な構成とする。このため北部ルソンにおいては５００KV送電線と２３０KV１回線系統との異電圧ループ運転は実施しない。

３－７－１－５　系統解析用基礎入力データ

系統解析としては電力汐流計算、過渡安定度計算および短絡容量計算による検討を行った。計算に使用した系統上必要な各種基礎データは次の通りである。

(1) 発電機容量、変電所容量、送電線の電線サイズおよび距離はＦｉｇ．３－８に示す通りである。この図中にある円内の数字は計算に際して付したノード番号である。

(2) 変電所別負荷

最大負荷は既出のＴａｂｌｅ３－５およびＴａｂｌｅ３－６の値を用いた。又、軽負荷時は、この値の５０％と仮定した。

負荷力率はＮＡＰＯＣＯＲの指標である次の値を採用した。

最大負荷時：ＮＡＰＯＣＯＲ　９０％，　ＭＥＣＯ　９５％

軽負荷時：ＮＡＰＯＣＯＲ　９５％　ＭＥＣＯ　９９.５％

(3) 送電線常数

電圧別および回線数別の７９５ＭＣＭ導体の諸常数はＴａｂｌｅ３－１３に示されている値とした。

(4) 発電機および変圧器常数

既設および計画中の発電機と変圧器の各種常数はＴａｂｌｅ３－１４からＴａｂｌｅ３－１６に示されている値とした。

これらFig 3－8およびTable 3－13からTable 3－16を用いてルソン系統のインピーダンスマップを作成した。Fig. 3－9に、その結果を示す。

3－7－2　系統解析結果

3－7－2－1　電力汐流および過渡安定度解析

電力汐流および過渡安定度計算は、Flg 3－7に示した系統拡充計画に基き必要年度について電子計算機により行った。

最大負荷時の計算時の発電機出力は、水力を定格出力とし地熱、原子力および石炭火力はdependable出力とした。石油節減のため、全体の需要を上廻る供給力が生じた場合には先ずマニラ市およびその周辺の石油火力を停止し、更に供給力に余裕があれば揚水発電所、マニラ市およびその周辺の水力および石炭火力を停止又は抑制し南北両系統への影響を極力避けるようにした。系統内の電力損失等により生ずる若干の需給バランスの差はMalaya火力の出力を調整して補正した。これら解析結果は、Table 3－17乃至Table 3－24およびFig・3－10乃至Fig・3－17に示してある。

上記手法により解析した結果を、今回修正された電源開発計画に適応させた検討結果は以下に示す通りである。

(1)　1982年の電力系統

1982年系統では、Tiwi地熱発電所よりの送電線がNaga－Legaspi間の送電線のうち1回線にだけ接続されている点と、Kalayaan－Malaya間の送電線の送電容量とが検討を要する項目であった。

Tiwiからの送電系統は、過渡安定度計算の結果、“系統は不安定である”と判定された。それ故Tiwi－Naga間に新しい送電線が必要である。

一方、Kalayaan－Malaya間の汐流は1回線定格電流容量の158％となり増強が必要となった。

(2)　1985年の電力系統

1985年系統ではTiwi発電所の出力が550MWになるため、Naga－Kalayaan間の送電線の電流容量および安定度に問題があることは当初より明らかであった。このため、計算はこの区間に500KV設計の送電線を建設したものとして行った。その結果この区間では系統上の問題は生じなかった。

一方、1985年には北部系統でMagatの増設とDaklanの新設が予定されているため、Ambuklao－Binga間の送電線過負荷と安定度の検討を行った。その結果、

電力汐流は上記区間で１回線定格電流の１６４％となったが、過渡安定度には問題が生じなかった。

この解析途上において、Malaya以外の石油火力を全部停止した際、ＭＥＣＯ供給区域内の電圧は定格電圧の９５％以下に低下し一部では９０％以下になる所も生じた。このため計算では電圧低下を生じた区域の負荷力率を９9.5％と仮定した。又Baguio以北の末端負荷の電圧も定格値の約９０％に低下したため、Baguio－Bauang－San Esteban －Batang Buhay間の送電線が２回線化されると仮定した。

(3)　１９８６年の電力系統

１９８６年のルソン系統は、レイテ島のTongonan発電所より３００MWの電力が直流送電によりLegaspiに送電されて来ることになっている。

系統解析の結果Legaspi －Naga間の送電線は地元需要が最大の場合１回線定格電流の１０１％程度となり、もし地元需要が全くなくなったと仮定すると、約１１０％となってほゞ限界値となっている。この系統の安定度は、Naga－Kalayaan間の送電線を５００KVに昇圧しなくても支障は生じない。これはTongonanからの電力が安定度問題のない直流送電であることに起因していると推定される。

南部ルソンのManitoで１９８６年に更に１１０MWの発電が行われると、Legaspi －Naga間に新しい送電線が必要となる。この新しい送電線は将来、Legaspi付近に６００MWの石炭火力が建設されることを考慮して５００KV設計にしておくべきである。

Tiwi ５５０MW，Manito ２２０MWおよびTongonan ３００MW，合計1,0７０MWの電力を送電するために、Kalayaan －Naga間の送電線を５００KVにする必要性について過渡安定度解析により検討した。検討の結果、５００KV昇圧の必要はなかった。

(4)　１９８８年の電力系統

１９８８年の南部ルソン電源は、Manitoが３３０MWに増加するため、合計1,1８０MWに達する。解析の結果、Naga －Kalayaan間の送電線は５００KVへの昇圧が必要となった。

この年にはGened発電所６００MWが北部系統に併入される。Gened －San Jose間は４００km以上もあるため、この電力を２３０KV送電線により送電することは不可能であると予想された。しかし、念のため計算機により確認を行った。その結果、２３０KV運転では、Gened －Solano間送電線のうち１回線に事故があると“系統は不安定である”となった。従ってこの送電線は当初から５００KVで運転することが必要となる。

500 KV運転の場合、過渡安定度に問題はない。

(5) 1995年の電力系統

500KVで連系されたGened－Solano－San Jose－Kalayaan－Naga および500KV設計で230KV運転をしているNaga－Legaspiの系統はManitoの増設、石炭火力3号機、Chico Ⅳ、およびDiduyonの新設等新規電源が追加されても“系統は安定である”と云える。

3－7－2－2 分路リアクトルの必要量

500KV系統の対地充電々流は非常に大きく、同じ距離の230KV 795MCM 単導体送電線の対地充電々流に比し約7倍に達する。従って、相当量の分路リアクトルが必要となる。分路リアクトルの必要量は1995年の電力系統で最大需要時と深夜時の電力汐流計算により算出した。大地充電々流を減少させるため、渇水期の深夜時は水力が全部停止するとの想定の下にGened－Solano間の500KV送電線を1回線停止するものとした。計算の結果、必要分路リアクトルの容量は次に示す通りである。

（単位：MVAR）

変電所名	最大負荷時	深 夜 時
Solano	327	726
San Jose	0	179
Kalayaan	130	565

Fig. 3－17およびFig. 3－18は上記計算結果に関連した電力汐流図である。

3－7－2－3 短絡容量計算結果

電力用しや断器の必要しや断容量と、分路リアクトルの単位容量の概略値を求める目的で、1995年の系統により短絡容量計算を行った。この計算では全部の発電機が系統に並入されているものと仮定した。従ってこの計算値は、予想される最大の短絡容量となっている。

計算結果はFig. 3－19に示す通りである。図より明らかな如く、最大の短絡容量は10,000MVA以下であり電力用しや断器の製造者にとって技術的問題はない。

3－8 ルソン系統拡充の時系列展開

ルソン系統の系統拡充順序を系統解析結果と地熱促進の電源開発計画の検討結果を勘案して

作成した。

3－8－1　南ルソンのＥＨＶ系統拡充計画

(1)　１９８５年迄に、Naga－Kalayaan間２３８㎞の区間に５００KV設計・７９５ＭＣＭ４導体２回線の送電線を完成させる。この送電線は、当初２３０KVで運転しTiwi ５５０MW、Manito １１０MWおよびTongonan ３００MWの電力を送電する。

(2)　１９８６年迄に、Legaspi－Naga間７６㎞の区間に、５００KV設計、７９５ＭＣＭ４導体２回線を建設し当初２３０KVで運転する。この送電線は、Manitoが１１０MW増設されるため必要となる。更にKalayaan－San Jose間７６㎞の区間に、５００KV設計・７９５ＭＣＭ４導体２回線の送電線を建設して２３０KVで運転を行い、南部電源のマニラ市内への導入の円滑化を計る。

(3)　１９８８年迄に、Naga－Kalayaan間の送電線はManitoの出力が更に１１０MW増加するため、５００KVに昇圧して運転する。これに伴いKalayaan変電所には、５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器１台と、５５０ＭＶＡＲの分路リアクトルを設置し、Naga変電所には、５００KV／２３０KV３００ＭＶＡ変圧器３台を設置する。

一方、Kalayaan－San Jose間の送電線も南北何れかの系統が５００KV運転する際にはKalayaanおよびSan Joseの変圧器を有効に使用するため５００KVに昇圧せねばならない。これに伴い、San Joseには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器２台と５００KV／１１５KV ３００ＭＶＡ変圧器１台を設置する。

(4)　１９９０年迄に、Manitoの出力が更に１１０MW増加するのに伴いNaga変電所に500KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器１台を増設する。

3－8－2　北部ルソンの系統拡充計画

(1)　１９８５年迄にMagatの増設により１８０MWの出力増加がある。しかし、この増設機による新たな電力量の増加は計画されていない。従って増設機はダムの無効放流が生ずるような時期に運転される以外は他の発電所の事故に備えた予備力と云うことになる。このため新しい送電線は建設しないものとする。この年に必要な送電線はDaklan－Ambuklao間１７㎞の２３０KV７９５ＭＣＭ単導体１回線のみである。

(2)　１９８８年迄に、Gened－Solano間２１９㎞および、Solano－San Jose間２０４㎞に５００KV送電線２回線を建設して運転する。同時にSolanoに５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器２台と７００ＭＶＡＲの分路リアクトルを設置する。San Joseには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器１台、５００KV／１１５KV ３００ＭＶＡ変圧器１台と１８０

ＭＶＡＲの分路リアクトルを設置しKalayaanには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ 変圧器１台を設置する。

(3) １９９２年迄に、San Roque－SanManuel間９㎞の区間に２３０KV、７９５MCM単導体の２回線送電線を建設する。

(4) １９９３年迄に、石炭火力３号機－Santiago間３６㎞の区間に２３０KV送電線を建設する。石炭火力は３号機地点に将来４号機を建設し、総出力を６００ＭＷとする予定であるため、この送電線は７９５ＭＣＭ複導体２回線とする。変圧器の増設はBaguio 方面の負荷増を考慮すると必要ない見込である。

(5) １９９４年迄に、ChicoⅣ－Solano間１０７㎞の区間に２３０KV 送電線を建設する。従来、ChicoⅣはGenod －Solano間の５００KV送電線が発電所近くのルートを通るため、この５００KV送電線に接続される予定であった。しかし５００KV送電線のルートは変更された。一方、Baguio 以北の需要増に対処するため、何等かの２３０KV送電線が必要となっている。ChicoⅣ－Solano間の送電線はこの目的にも適合している。Chicoの付近には多くの水力地点があるため、この送電線は７９５ＭＣＭ複導体２回線とする。この時点で、Solanoには、５００KV／２３０KV変圧器３００ＭＶＡ１台、San Jose には５００KV／１１５KV３００ＭＶＡ変圧器を１台増設する。

(6) １９９５年迄に、Didnyon－Solano間４５㎞の区間に２３０KV７９５ＭＣＭ単導体２回線を建設する。同時に、Solanoには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器１台を増設する。

３－９ ルソン系統拡充計画の集約

３－７および３－８節で説明したルソン系統拡充計画を集約するとTable３－２５およびFig３－２０の通りとなる。この表は新しい電源開発計画を基にした系統拡充計画である。表中には分路リアクトルの操作に必要なしや断器は除かれている。分路リアクトルの配置とその定格電圧は、設置すべき変電所により異ってくる。従って、分路リアクトルに必要なものは詳細設計の段階で付加されるべきものである。

３－１０ 北部ルソンＥＨＶ送電線工事の展望

北部ルソンＥＨＶ送電線工事には５００KV送電線と変電所の建設の他に、南ルソンＥＨＶ送電線工事に関連して建設される変電所へ追加すべき変電設備が含まれている。

北部ルソン系統のうちＥＨＶ送電線建設工事として最初に行われるのは次のものである。

(1) １９８７年末迄にＧened－Ｓolano－San Jose間４２３kmの５００KV送電線２回線が最初から５００KVで運転される。

(2) １９８７年末迄にＳolano変電所が完成し、５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器２台が設置される。同時にＳan Joseには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ変圧器および500KV／115KV ３００ＭＶＡ変圧器が夫々１台追加され、Ｋalayaanには５００KV／２３０KV ３００ＭＶＡ１台が追加されることになる。

３－１１　将来の検討時における留意事項

(1) 系統解析は需要想定や電源開発計画が変更される毎に再検討せねばならない。　例えば、Ｇenedの開発が南ルソンの地熱開発計画の変更により促進されるような事態になれば系統計画に多大の影響を与えることになる。

(2) 一般に機器の製造コストは、設計技術の進歩に伴う資材の経済的使用により低減される傾向にある。しかし低コストの機器が使用されると系統の安定度には悪い方向に作用する。ルソン系統では短絡容量による制約がないので機器の仕様は安定度を最重視して決定せねばならない。

(3) 今回の系統解析ではMalaya以外の石油火力をすべて停止するものとして行ったが、当初仮定した負荷力率での解析計算では電圧低下が大き過ぎたため、負荷力率の仮定を変更せざるを得なくなった。この事実は、マニラ市およびその周辺の系統が現在考えられている程度のままであるならば、石油火力の休廃止が非常に困難であることを示している。対策としてはＭＥＣＯ系統の力率改善、系統の強化および廃止された石油火力発電機の調相運転などが考えられる。これらの対策をどのように組合せて実施するかは、慎重に検討する必要がある。

Table 3-1 Existing Power Stations in the Luzon Grid
(as of the end of 1979)

Name of Plant	Installed Capacity (MW)			Dependable Capacity (MW)	Energy Capability (GWH)
	Hydro	Geothermal	Oil-fired thermal		
HYDRO					
Ambuklao	75			50.9	459
Biñga	100			85.1	610
Angat	218			150	505
Pantabañgan	100			67	224
Caliraya	32			32	192
Botocan	16			15	60
Sub-total	541			400	2,050
THERMAL					
Bataan 1			75	72	473
Bataan 2			150	143	940
Malaya 1			300	290	1905
Snyder 1			200	190	1248
Snyder 2			300	290	1905
Gardner 1			150	140	920
Gardner 2			200	180	1182
Tegen 1			100	190	624
Tegen 2			100		624
Rockwell (1-5)			125	75	574
Rockwell (6-8)			180	150	985
Malaya 2			350	340	2491
Sub-total			2,230	2,060	13,871
GEOTHERMAL					
Tiwi 1 & 2		100		100	959
Mak-Ban 1 & 2		100		100	
Sub-total		220		200	959
TOTAL	541	220	2,230	2,660	16,880

Table 3-2 Historical and Projected Energy Generation and Peak Load Luzon Grid

CALENDAR YEAR	TOTAL GRID ENERGY REQ'T. GWH 1/	PEAK LOAD MW	LOAD FACTOR %	Loss Rate %
ACTUAL				
1969	6087	1020	68.1	14.4
1970	6386	1111	65.6	12.8
1971	7048	1205	66.8	13.1
1972	7555	1331	64.8	13.0
1973	8212	1335	70.2	12.4
1974	8240	1379	68.2	12.0
1975	9014	1513	68.0	11.1
1976	9626	1659	66.2	11.1
1977	10357	1709	69.2	12.4
1978	11223	1780	71.9	12.1
1970-1978 2/	7.0%	7.0%		
FORECAST				
1979	12010	1960	70.0	10.6
1980	12850	2100	70.0	7.2
1981	13750	2240	70.0	7.2
1982	14710	2400	70.0	7.2
1983	15740	2565	70.0	7.2
1979-1983 2/	7.0%	7.6%		
1984	16840	2745	70.0	7.2
1985	18020	2940	70.0	7.2
1986	19280	3145	70.0	7.2
1987	20630	3365	70.0	7.2
1988	22075	3600	70.0	7.2
1989	23620	3850	70.0	7.2
1990	25275	4120	70.0	7.2
1984-1990 2/	7.0%	7.0%		
1979-1990 2/	7.0%	7.2%		

Table 3-2

1991	26920	4390	70.0
1992	28670	4670	70.0
1993	30530	4975	70.0
1994	32515	5300	70.0
1995	34630	5645	70.0
1991-1995 2/	6.5%	6.5%	
1979-1995 2/	6.8%	6.8%	
1996	36705	5985	70.0
1997	38910	6340	70.0
1998	41245	6725	70.0
1999	43720	7125	70.0
2000	46340	7555	70.0
1996-2000 2/	6.0%	6.0%	
1979-2000 2/	6.6%	6.6%	

Note:

1/ - Excludes pumping requirements for the Kalayaan pump-storage hydroelectric project.

2/ - Average annual compound growth.

Table 3-3 Breakdown of Power Load in the Luzon Grid into the Categories of Residential Use, Industrial Use and Other Uses.

Year	Gross Generation (GWH)	Sales Energy (GWH)						Loss (%)
		Residential	Commercial	Utilities	Industries	Others	Total	
1973	8212	1447	1649	620	2871	608	7195	12.4
1974	8240	1302	1629	637	3029	657	7254	12.0
1975	9014	1418	1812	783	3261	737	8011	11.1
1976	9626	1486	1958	797	3527	793	8561	11.1
1977	10357	1623	2177	889	3665	722	9076	12.4
1978	11223	1818	2365	1092	3895	693	9863	12.1

Table 3-4 Estimated Breakdown of Power Loads in the Categories of Residential Use, Industrial Use and Other Uses

Year	Gross Generation (GWH)	Sales Energy (GWH)					Loss (%)
		Residential	Commercial	Utilities	Industries	Total	
1979	12010	2014	2508	1270	4941	10733	10.6
1980	12850	2064	2752	1670	5439	11925	7.2
1981	13750	2207	2950	1787	5816	12760	7.2
1982	14710	2352	3160	1911	6227	13650	7.2
1983	15740	2508	3381	2045	6672	14606	7.2
1984	16840	2656	3614	2188	7172	15630	7.2
1985	18020	2815	3860	2342	7708	16725	7.2
1986	19280	2975	4119	2506	8300	17900	7.2
1987	20630	3139	4390	2681	8935	19145	7.2
1988	22075	3306	4667	2868	9644	20485	7.2
1989	23620	3481	4961	3069	10409	21920	7.2
1990	25275	3655	5273	3285	11245	23458	7.2

Table 3-5 Bulk Substations Forecasted Load (NPC Area)

Substations	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Ballesteros										9.5	10	10.5	11	12	13	14	14
Narvacan	-	-	30	37	43	49	56	64	72	82	93	96	102	109	116	123	132
Bauang		43	22	24	25	27	29	41	44	52	66	81	86	92	98	104	111
Baguio		65	70	77	78	83	91	98	102	108	110	111	117	124	132	141	150
Ambuklao*(Beckel)		30	30														
Mankayan	-	-	-	41	48	50	53	53	54	56	58	58	62	66	70	75	80
Batang-Buhay	-	-	9	9	9	9	10	12	15	20	25	37	40	42	45	48	51
Tuguegarao, Lal-Lo	-	-	9	13	17	19	23	28	30	21	22	20	21	23	24	26	27
Santiago	-	-	13	17	17	19	20	18	19	21	22	24	26	27	29	31	33
Solano	-	-	1	2	3	3	3	3	6	8	9	11	12	12	13	14	15
San Manuel		48	51	35	36	39	42	43	42	44	46	49	52	56	59	63	67
Labrador		-		22	25	27	30	33	36	40	44	49	52	56	59	63	67
Botolan		-	9	10	12	14	15	16	17	18	18	19	20	22	23	24	26
Olongapo		93	91	93	94	95	101	102	104	105	106	108	115	122	131	139	148
Prado		24	24	25	26	28	29	31	33	34	36	38	41	43	46	49	52
BTPP		32	33	34	35	36	37	39	40	41	43	44	47	50	53	57	60
EPZA		20	23	27	31	34	36	38	40	41	44	45	48	51	55	58	62
Mexico		83	88	92	94	100	104	111	116	123	131	139	148	158	168	179	191

Table 3-5

Substations	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Tarlac		28	29	30	31	33	34	36	38	40	42	44	47	50	53	57	60
Cabanatuan		36	41	46	50	57	66	76	89	105	123	146	155	166	177	188	200
Angat (34.5 kW)		(36)	-	-	-												
San Jose (34.5 kV)		40	42	43	45	47	49	50	52	54	56	58	62	66	70	75	80
Kalayaan		-	-	15	16	17	19	20	22	23	25	27	29	31	33	35	37
Caliraya		7	10	-	-	-											
Mak-Ban		18	19	20	21	23	24	25	27	30	32	35	37	40	42	45	48
Dasmarinas		20	23	25	28	30	32	36	39	43	45	50	53	56	60	64	69
Batangas		42	45	49	50	54	58	61	66	72	81	90	96	102	109	116	123
Gumaca		6	7	8	9	9	10	11	12	13	15	15	16	17	18	19	21
Labo		4	4	7	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	15	15	17
Naga		17	18	20	21	23	26	29	31	34	36	40	43	45	48	51	55
Lagaspi		20	22	24	26	24	27	29	32	34	37	41	44	46	50	53	56
NPC Total		676	763	845	899	958	1034	1113	1189	1282.5	1387	1497.5	1595	1698	1809	1926	2052

Table 3 6 Bulk Substations Forecasted Load (MECO Area)

Substation \ Year	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Total Load	2100	2240	2400	2565	2745	2940	3145	3365	3600	3850	4120	4390	4670	4975	5300	5645
N P C Load	676	763	845	899	958	1034	1113	1189	1282.5	1387	1497.5	1595	1698	1809	1926	2052
MECO Load	1424	1477	1555	1666	1787	1906	2032	2176	2317.5	2463	2622.5	2795	2972	3166	3374	3593
Sucat group Balibago, Calauan Gardner, Malibay Rockwell, Taguig	513	529	551	591	631	669	713	760	808	861	921	981	1045	1118	1185	1262
San Jose group Balintawak, Bocaue Malinta, N-Pepe Novaliches, Sta Mesa Tegen	640	672	709	762	819	875	934	1006	1070.5	1136	1202.5	1283	1362	1446	1548	1648
Dolores group Dolores, Marikina Rosario, St. Antony Teresa	239	244	257	272	293	313	331	350	373	396	424	451	480	512	545	580
Malaya group Malaya, Balocaoa	32	32	33	36	38	43	47	53	58	62	66	71	75	80	85	91
Toyabas	-	-	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11	12

Table 3-7

Luzon Grid Generation Expansion Program
Revised Accelerated
with Tongonan Interconnection
(1980 - 2000)

YEAR OF COMM.	PLANT ADDITION	INSTALLED CAPACITY (MW)					TOTAL	DEPEND CAP.	PEAK DEMAND	RES. CAP.	% RES.	AVAIL-ABLE ENERGY (GWH)	ENERGY CAPABILITY AND REQUIREMENT (GWH)							
													SYSTEM CAPABILITY						GENE-RATION LEVEL	SUR-PLUS (DEF.)
		HYDRO	GEO	COAL THER.	NUCL	OIL THER.							HYDRO	GEO	COAL THER.	NUCL.	OIL THER.	TOTAL		
1979	Existing Plant	541	220			2230	2991	2660	1960	70	4	2491	2050	959			13871	16880	12010	4870
79/1	Tiwi (1 x 55)											397								
79/3	Tiwi 2 (1 x 55)											397								
79/8	Mak-Ban 1 (1 x 55)											397								
79/11	Mak-Ban 2 (1x55)											397								
80/3	Tiwi 3 (1 x 55)	541	440			2155	3136	2815	2100	85	4	397	2050	2283			13571	17904	12850	5054
80/5	Tiwi 4 (1 x 55)											397								
80/10	Mak-Ban 3 (1 x 55)											397								
80/12	Mak-Ban 4 (1 x 55)											397								
1981	Masiway (1 x 12)	553	440			2155	3148	2826	2240	(44)	-	48	2098	3176			13571	18845	13750	5095
1982	Kalayaan #1 (1x150)	853	550			2155	3558	3226	2400	196	8	150	2373	3671			14769	20813	15080	5733
82/3	Kalayaan #2 (1x150)											150								
82/4	Tiwi 5 (1 x 55)											397								
82/7	Tiwi 6 (1 x 55)											397								
1983	Magat 1-4 (4 x 90)	1213	550			2155	3918	3496	2565	301	12	1103	3501	3970			14769	22240	16140	6100
1984	Coal Thermal I (300)	1213	550	300		2155	4218	3766	2745	391	14	1989	3501	3970	1989		14769	24229	17240	6989
1985	Coal Thermal II (300)	1393	1345	600	620	2155	6113	5536	2940	1666	57	1989	3501	9748	3978	1684	14769	33680	18420	15260
	Magat 5 & 6 (180)											-								
	PNPP 1 (620)											3910								
	Manito 1-2 (110)											794								
	Tiwi 7-10 (220)											1588								
	Mak-Ban 5-6 (110)											794								
	Daklan Geo. (55)											397								
	Tongonan (300)											2205								
1986	Manito 3-4 (110)	1393	1455	600	620	2155	6223	5636	3145	1561	50	794	3501	10542	3978	3367	14769	36157	19680	16477
1987	-	1393	1455	600	620	2155	6223	5636	3365	1341	40		3501	10542	3978	3639	14769	36439	21030	15399
1988	Gened 1-6 (600)	1993	1565	600	620	2155	6933	6198	3600	1668	46	1153	4654	11336	3978	3856	14769	38593	22475	16118
	Manito 5-6 (110)																			
1989		1993	1565	600	620	2155	6933	6198	3850	1418	37	794	4654	11336	3978	3910	14769	38647	24020	14627
1990	Manito 7-8 (110)	1993	1675	600	620	2155	7043	6298	4120	1248	30	794	4654	12130	3978	3910	14769	39441	25675	13766

Table 3-7

YEAR OF COMM.	PLANT ADDITION	INSTALLED CAPACITY (MW)					TOTAL	DEPEND CAP.	PEAK DEMAND	RES. CAP.	% RES.	AVAIL-ABLE ENERGY (GWH)	ENERGY CAPABILITY AND REQUIREMENT (GWH)							
													SYSTEM CAPABILITY						GENE-RATION LEVEL	SUR-PLUS (DEF.)
		HYDRO	GEO	COAL THER.	NUCL	OIL THER.							HYDRO	GEO	COAL THER.	NUCL.	OIL THER.	TOTAL		
1991		1993	1675	600	620	2155	7043	6298	4390	978	22		4654	12130	3978	3910	14769	39441	27320	12121
1992	San Roque (390)	2383	1785	600	620	2155	7543	6720	4670	1120	24	1157	5811	12924	3978	3910	14769	41392	29070	12322
	Tiwi 11-12 (110)											794								
1993	Coal Ther III (300)	2383	1785	900	620	2155	7843	6990	4975	1085	22	1989	5811	12924	5967	3910	14769	43381	30930	12451
1994	Chico IV (360)	2743	1895	900	620	2155	8313	7381	5300	1151	22	804	6615	13718	5967	3910	14769	44979	32915	12064
	Mak-Ban 7-8 (110)											794								
1995	Agos Kanan (280)	3373	1895	900	620	2155	8943	7823	5645	1248	22	815	8402	13718	5967	3910	14769	46766	35030	11736
	Diduyon (350)											972								
1996	Chico II (250)	3623	2005	900	620	2155	9303	8120	5985	1205	20	1050	9452	14512	5967	3910	14769	48610	37105	11505
	Daklan 2-3 (110)											794								
1997	Coal Ther IV (300)	3763	2005	1200	620	2155	9743	8503	6340	1233	19	1989	9979	14512	7956	3910	14769	51126	39310	11816
	Cabingatan (140)											527								
1998	Chico III (120)	3983	2115	1200	620	2155	10073	8758	6725	1103	16	266	10937	15306	7956	3910	14769	52878	41645	11233
	Amburayan (100)											692								
	Tongonan (110)											794								
1999	Coal Ther V (600)	4103	2115	1800	620	2155	10793	9398	7125	1343	19	3978	11352	15306	11934	3910	14769	57271	44120	13151
	Dakgan (120)											415								
2000	Abuan (100)	4563	2115	1800	620	2155	11253	9761	7555	1276	17	362	12735	15306	11934	3910	14769	58654	46740	11914
	Gadeng (150)											418								
	Ilagan (210)											603								

Table 3-8 Luzon Grid KW Balance (1979-2000)

Unit: MW

INSTALLED CAPACITY \ CY	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
HYDRO	541	541	553	553	913	913	1093	1093	1093	1693	1693	1693	1693	2083	2083	2443	3073	3323	3463	3683	3803	4263
PUMP HYDRO				300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
GEOTHERMAL	220	440	440	550	550	550	1345	1455	1455	1565	1565	1675	1675	1785	1785	1895	1895	2005	2005	2115	2115	2115
COAL FIRED THERMAL						300	600	600	600	600	600	600	600	900	900	900	900	900	1200	1200	1800	1800
NUCLEAR							620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620
OIL FIRED THERMAL	2230	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155	2155
TOTAL	2991	3136	3148	3558	3918	4218	6113	6223	6223	6933	6933	7043	7043	7543	7843	8313	8943	9303	9743	10073	10793	11253
DEPENDABLE CAPACITY	2660	2815	2826	3226	3496	3766	5536	5636	5636	6198	6198	6298	6298	6720	6990	7381	7823	8120	8503	8758	9398	9761
PEAK DEMAND	1960	2100	2240	2400	2565	2745	2940	3145	3365	3600	3850	4120	4390	4670	4975	5300	5645	5985	6340	6725	7125	7555
RESERVE (1)	700	715	586	826	931	1021	2596	2491	2271	2598	2348	2178	1908	2050	2015	2081	2178	2135	2163	2033	2273	2206
RESERVE (2)	360	375	246	486	591	681	2006	1901	1681	2008	1758	1588	1318	1460	1425	1491	1588	1545	1573	1443	1683	1616
RESERVE (3)	70	85	(44)	196	301	391	1666	1561	1341	1668	1418	1248	978	1120	1085	1151	1248	1205	1233	1103	1343	1276

Reserve (1) = Dependable capacity (minus) Peak Demand.

Reserve (2) = Reserve 1 (minus) largest unit under maintenance.

Reserve (3) = Reserve 2 (minus) largest unit on line being outage.

Table 3-9 Luzon Grid KWH Balance (1979-2000)

Unit: 10^6 KWH

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
HYDRO	2050	2050	2098	2098	3201	3201	3201	3201	3201	4354	4354	4354	4354	5511	5511	6315	8102	9152	9679	10637	11052	12435
PUMP HYDRO				275	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
GEOTHERMAL	959	2283	3176	3671	3970	3970	9748	10542	10542	11336	11336	12130	12130	12924	12924	13718	13718	14512	14512	15306	15306	15306
COAL FIRED THERMAL						1989	3978	3978	3978	3978	3978	3978	3978	3978	5967	5967	5967	5967	7956	7956	11934	11934
NUCLEAR							1684	3367	3639	3856	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910	3910
OIL FIRED THERMAL	13871	13571	13571	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769	14769
T O T A L	16880	17904	18845	20813	22240	24229	33680	36157	36439	38593	38647	39441	39441	41392	43381	44979	46766	48610	51126	52878	57271	58654
REQUIRED ENERGY	12010	12850	13750	14710	15740	16840	18020	19280	20630	22075	23620	25275	26920	28670	30530	32515	34630	36705	38910	41245	43720	46340
PUMPING ENERGY				370	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
SURPLUS	4870	5054	5095	5733	6100	6989	15260	16477	15399	16118	14627	13766	12121	12322	12451	12064	11736	11505	11816	11233	13151	11914

Table 3-10 Luzon Grid
Average 30 Yrs Hydrologic Data
of Existing and Proposed Hydro Projects
(Source: Project Development)

NAME OF PLANT	QUARTERLY CAP. (MW) 1ST	2ND	3RD	4TH	CAPABILITY (MW) MAX. /1	MIN. /2	DEPENDABLE CAPACITY (MW)
Caliraya (32)	32.3	32.1	32.1	32.3	32.3	32.1	32.1
Ambuklao (75)	64.3	50.9	57.3	67.3	67.3	50.9	50.9
Binga (100)	90.0	85.1	87.0	90.0	90.0	85.1	85.1
Angat (218)	188.3	157.7	150.0	176.9	188.3	150.0	150.0
Pantabangan (100)	77.6	67.4	75.7	87.3	87.3	67.4	67.4
Botocan (16)	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
Masiway (12)	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Magat (360)	313.7	270.6	307.9	315.0	315.0	270.6	270.6
Magat (180)							180.0
San Roque (260)	219.2	191.6	197.6	228.1	228.1	191.6	191.6
San Roque (130)							130.0
Gened (600)	528.3	487.8	461.7	490.5	528.3	461.7	461.7
Kanan (280)	250.0	240.0	221.9	231.5	250.0	221.9	221.9
Chico IV (360)	321.4	290.6	305.2	349.5	349.5	290.6	290.6
Chico II (250)	216.1	197.0	204.7	220.3	220.3	197.0	197.0
Tabu (110)	99.0	92.6	77.3	99.0	99.0	77.3	77.3
Cabingatan (140)	123.1	112.6	112.2	121.9	123.1	112.6	112.6
Chico III (120)	108.0	103.1	78.7	89.2	108.0	78.7	78.7
Abuan (100)	87.9	82.8	78.4	83.1	87.9	78.4	78.4
Dakgan (120)	100.3	100.9	100.7	106.8	106.8	100.3	100.3
Amburayan (100)	82.4	75.6	81.5	88.7	88.7	75.6	75.6
Ilagan (210)	183.2	175.9	168.9	175.5	183.2	168.9	168.9
Gadeng (150)	132.2	116.2	116.1	130.0	132.2	116.1	116.1
Tanudan (140)	119.1	110.3	114.6	125.7	125.7	110.3	110.3
Diduyon (350)	-	-	-	-	-	-	220.0

NOTE: The above are Synthetic Data generated by Lahmeyer as there is no available data for planning purposes.

/1 Max. capability for hydro means capacity the plant can deliver at high or favorable reservoir condition.

/2 Minimum capability means capacity the plant can deliver at low or worst reservoir condition defined as dependable capacity.

Table 3-11 Thermal Plants
Plant Capacity Data

NAME OF PLANT	NO. OF SETS	INSTALLED CAPACITY (MW)	CAPABILITY MAX.	(MW) MIN.	DEPENDABLE CAPACITY (MW)
Rockwell 1-5	5	125	75	25	75
Rockwell 6-8	3	180	150	54	150
Tegen 1 & 2	2	200	190	60	190
Bataan 1	1	75	72	22	72
Bataan 2	1	150	143	45	143
Gardner 1	1	150	140	45	140
Gardner 2	1	200	180	60	180
Snyder 1	1	200	190	60	190
Snyder 2	1	300	290	90	290
Malaya 1	1	300	290	90	290
Malaya 2	1	350	340	105	340
		GEOTHERMAL			
Tiwi 1-6	6	330	300	270	300
Geo. 1 x 55	1	55	50	45	50
		NUCLEAR			
PNPP 1	1	620	590	197	590
		COAL			
Coal Thermal I	1	300	270	90	270
		PUMPED HYDRO			
Kalayaan 1 & 2	2	300	300	300	300

* Maximum and Minimum capability is the operating level at which the plant can be operated economically for thermal plant max. capability is the dependable capacity.

Table 3-12 Existing EHV System and 2nd Voltage in World

unit : kV

Nations	EHV (A)	2nd Voltage (B)	Ratio (A)/(B)	Note
U.S.A.	345	138 154	2.5 2.24	
	500	220	2.27	
	765	345	2.22	*1 Very long transmission line (> 600 km)
Canada	730 *1	220	3.32	
	500	220	2.27	
U.K.	400	275	1.45	
France	730 *2	220	3.32	*2 Future Surround Paris planning
	400	220	1.82	
Other European	400	220	1.82	
Japan	500	275 220	1.82 2.27	

Table 3-13 Main Characteristics of Transmission Lines

(for System Analysis) (per circuit)

Voltage (kV)	No. of Circuits	Line Size (MCM)	Max. Current (Amp.)	Max. Capacity (MVA)	Kvarc per km	% for km on 100 MVA base positive sequence	
						Resistance	Reactance
230	1	1 - 795	900	358.5	168.28	0.01619	0.09679
230	2	1 - 795	900	358.5	175.10	0.01619	0.09314
230	2	2 - 795	1,800	717.0	227.30	0.00809	0.07093
230	2	4 - 795	3,600	1,434.1	269.64	0.00405	0.05927
500	2	4 - 795	3,600	3,117.6	1,197.22	0.00086	0.01334
115	1	1 - 795	900	179.3	45.78	0.06474	0.35676 *1
115	1	1 - 795	900	179.3	47.67	0.06474	0.3431 *2
115	1	2 - 795	1,800	358.5	64.45	0.03237	0.2428 *2

Note: *1. Tower

*2. Pole

Table 3-14 **Main Characteristics of Generators and Step-up Transformers**

Existing Plants

Name	MW	MVA	X'd(%)	X''d(%)	H	TrB.MVA	TrB.Imp. (%)	Note
Mak-Ban	55.0	69.0	24.00	18.00	4.0	68.75	15.83	% value means per unit own base
Tiwi	55.0	69.0	26.86	21.02	4.0	41.4	10.10	
Malaya	650.0	828.0	29.49	23.47	2.8	812.0	24.31 10.38 12.69	21 kV - 230 kV 117 kV - 230 kV 21 kV - 117 kV
Gardner	350.0	433.0	25.78	18.71	3.5	362.0	9.42	
Snyder	500.0	615.0	32.22	23.02	3.5	602.0	13.44	Geothermal MW means unit capacity,
Tegen	200.0	256.0	19.00	15.00	3.4	250.0	9.90	
Bataan	225.0	281.0	23.40	18.10	3.45	300.0	9.50	Other plant MW means its total capacity.
Pantabangan	100.0	111.0	27.00	20.00	3.4	128.0	13.63	
Ambuklao	75.0	83.4	31.00	22.00	3.2	64.0	16.97	
Binga	100.0	112.2	31.00	21.60	2.9	132.0	13.60	
Angat	200.0	222.0	22.00	15.50	2.9	244.0	29.68	

Table 3-15 Main Characteristics of Generators and Step-up Transformers

Future Plants

Name	MW	MVA	X'D (%)	X''D (%)	H	Tr.B MVA	Tr.B Imp. (%)	Note
Geothermal	55.0	69.0	26.86	21.02	4.0	41.4	10.1	The same value as Tiwi
C F T H	300.0	370.0	32.00	24.00	3.0	400.0	15.0	
P N P P	620.0	800.0	39.33	28.22	4.5	768.0	15.0	
Kalayaan	300.0	333.0	30.00	22.00	4.0	340.0	15.0	
Magat	540.0	600.0	30.00	22.00	4.0	690.0	15.0	
Gened	600.0	690.0	30.00	22.00	4.5	768.0	15.0	
San Roque	390.0	433.0	30.00	22.00	4.0	500.0	15.0	
Chico IV	360.0	400.0	30.00	22.00	4.0	460.0	15.0	
Agos Kanan	280.0	311.0	30.00	22.00	4.0	360.0	15.0	
Chico II	250.0	278.0	30.00	22.00	4.0	320.0	15.0	
Other Future Hydro	-	MW÷0.9	30.00	22.00	4.0	MW÷0.9 x 1.15	15.0	

Table 3-16 Main Characteristics of Step-down Transformers

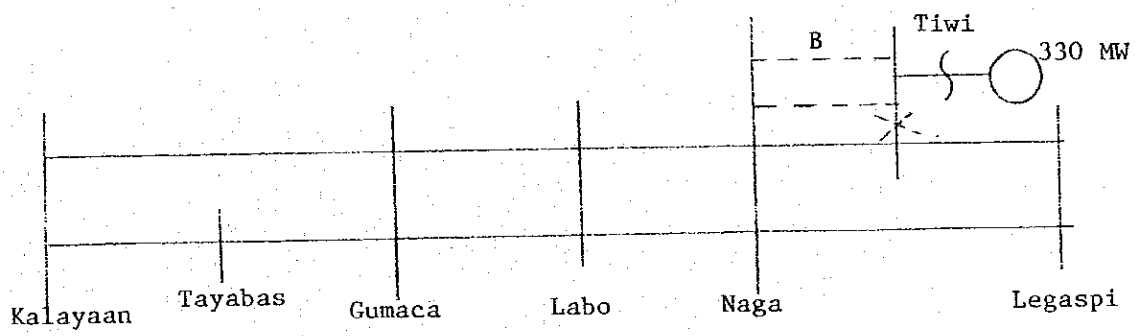
Voltage	Capacity	Impedance
230 kV/115 kV	300 MVA	11.5%
230 kV/115 kV	100 MVA	11.3%
500 kV/230 kV	300 MVA	14%
500 kV/230 kV	150 MVA	14%
500 kV/115 kV	300 MVA	16%

Table 3-17 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1982)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\Delta\delta$ & time	Max. $\Delta\delta$ point	Judgement
A	Tiwi	Naga - Tiwi	>180° 45∿	Tiwi	unstable
	Naga	Naga - Labo 1 cct	92.6° 27∿	Tiwi	stable
	Gumaca	Gumaca - Tayabas	79.6° 24∿	Tiwi	stable
B	Tiwi	Nage - Tiwi 1 cct	85.5° 24∿	Tiwi	stable

System Outline



——— Case A Tiwi 330 MW

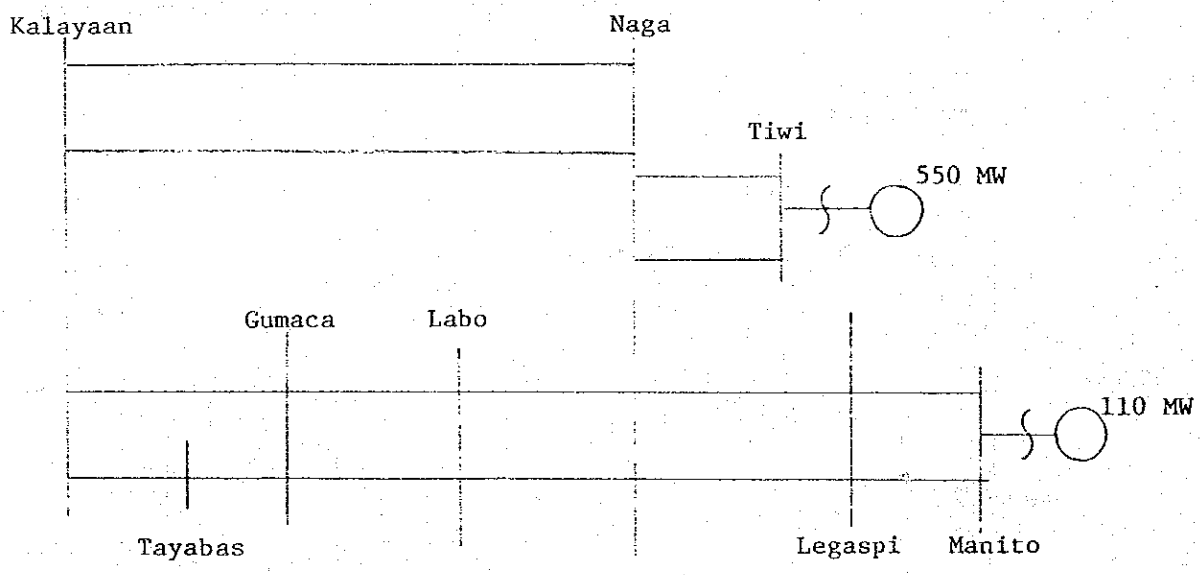
– – – – Case B (additional to Case A) Tiwi 330 MW

Table 3-18 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1985)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\angle\delta$ & time	Max. $\angle\delta$ Point	Judgement
C	Naga	Naga - Kalayaan 1 cct	68.2° 24 ∿	Tiwi	stable

System Outline



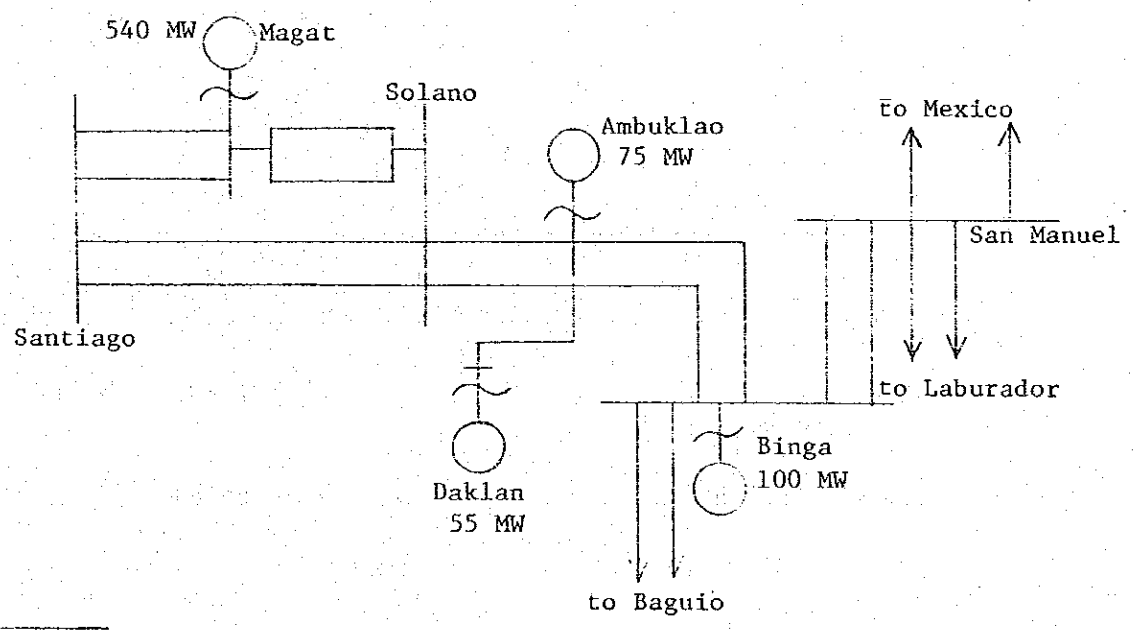
——— Case C Tiwi 550 MW, Manito 110 MW; total 660 MW

Table 3-19 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1985)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\angle\delta$ & time	Max. $\angle\delta$ point	Judgement
D	Solano	Solano - Ambuklao 1 cct	113.3° 36~	Magat	stable
	Ambuklao	ditto	118.1° 42~	Magat	stable
	ditto	Ambuklao - Binga 1 cct	93.1° 27~	Magat	stable
	Binga	ditto	92.8° 27~	Magat	stable
	Magat	Magat - Solano	105.3° 27~	Magat	stable

System Outline



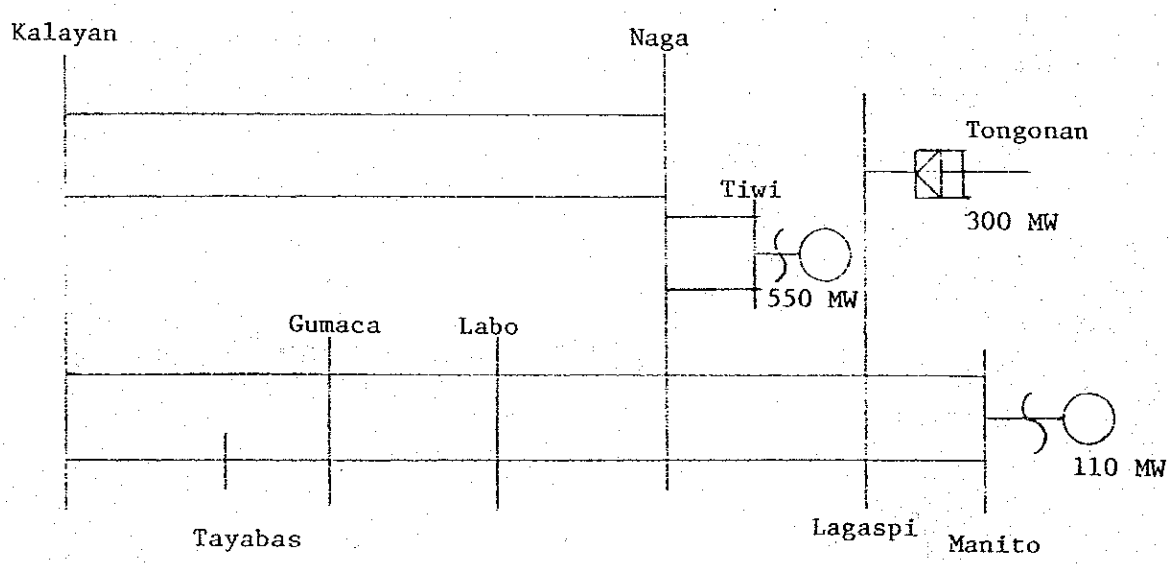
Case D Magat 540 MW, Ambuklao 75 MW, Binga 100 MW, Daklan 55 MW; total 770 MW

Table 3-20 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1986)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\angle\delta$ & time	Max. $\angle\delta$ point	Judgement
E	Naga	Naga - Kalayaan 1 cct	99.6° 33~	Tiwi	stable

System Outline



Case E Tiwi 550 MW, Manito 110 MW

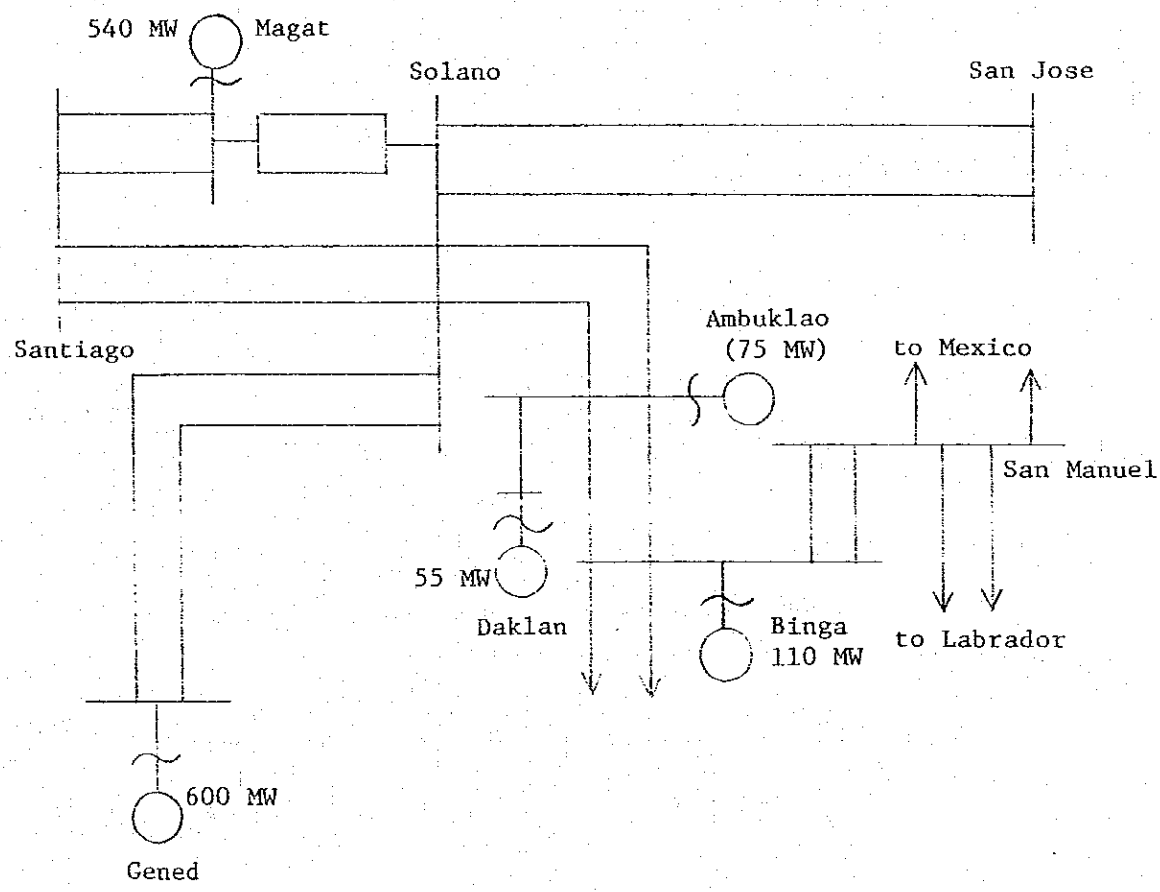
Tongonan 300 MW; total 960 MW

Table 3-21 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1988)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\Delta\delta$ & time	Max. $\Delta\delta$ point	Judgement
F	Gened	Gened - Solano 1 cct	>180° 33s	Gened	unstable

System Outline



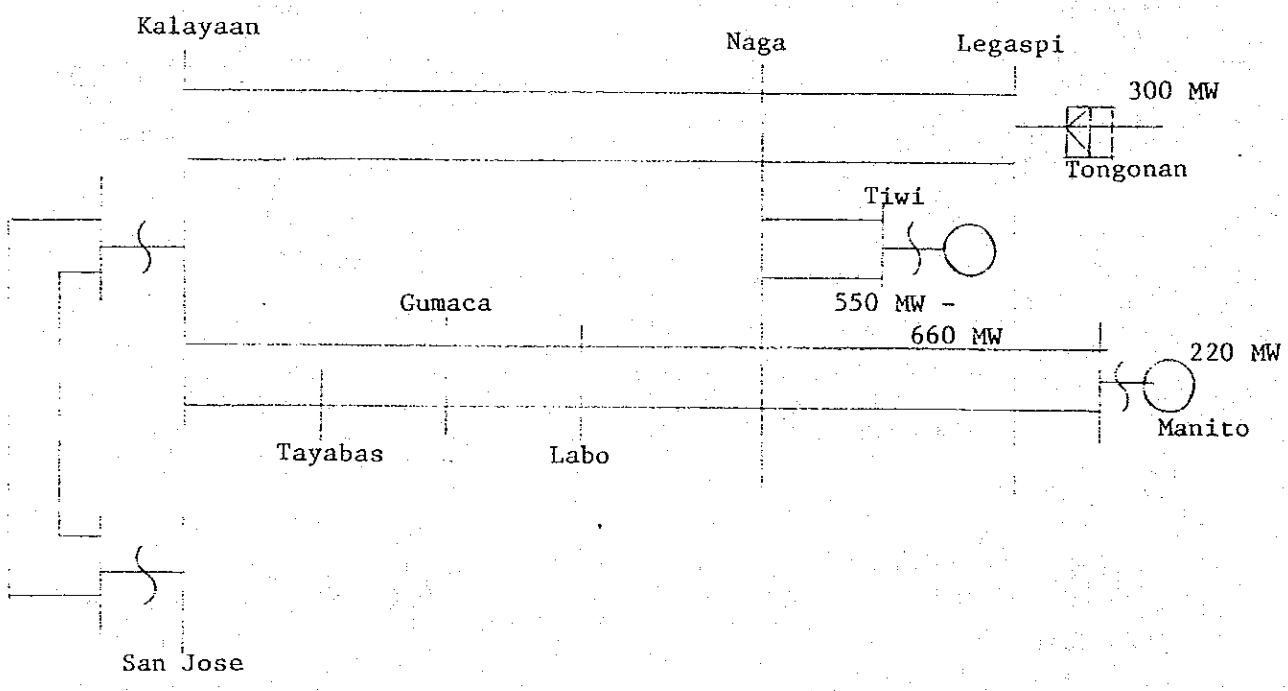
Case F Magat 540 MW, Ambuklao 75 MW, Bingu 100 MW, Daklan 55 MW, Gened 600 MW; total 1,370 MW

Table 3-22 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1991, 1992)

Case	Fault Point	Opened line	Max. $\angle\delta$ & time	Max. $\angle\delta$ point	Judgement
G-I	Naga	Kalayaan - Naga 1 cct	97.1° 33∿	Tiwi	stable
G-II	ditto	ditto	>180° 57∿	Tiwi	unstable

System Outline



Case G-I (1991) Tiwi 550 MW, Manito 220 MW, Tongonan 300 MW; Total 1,070 MW

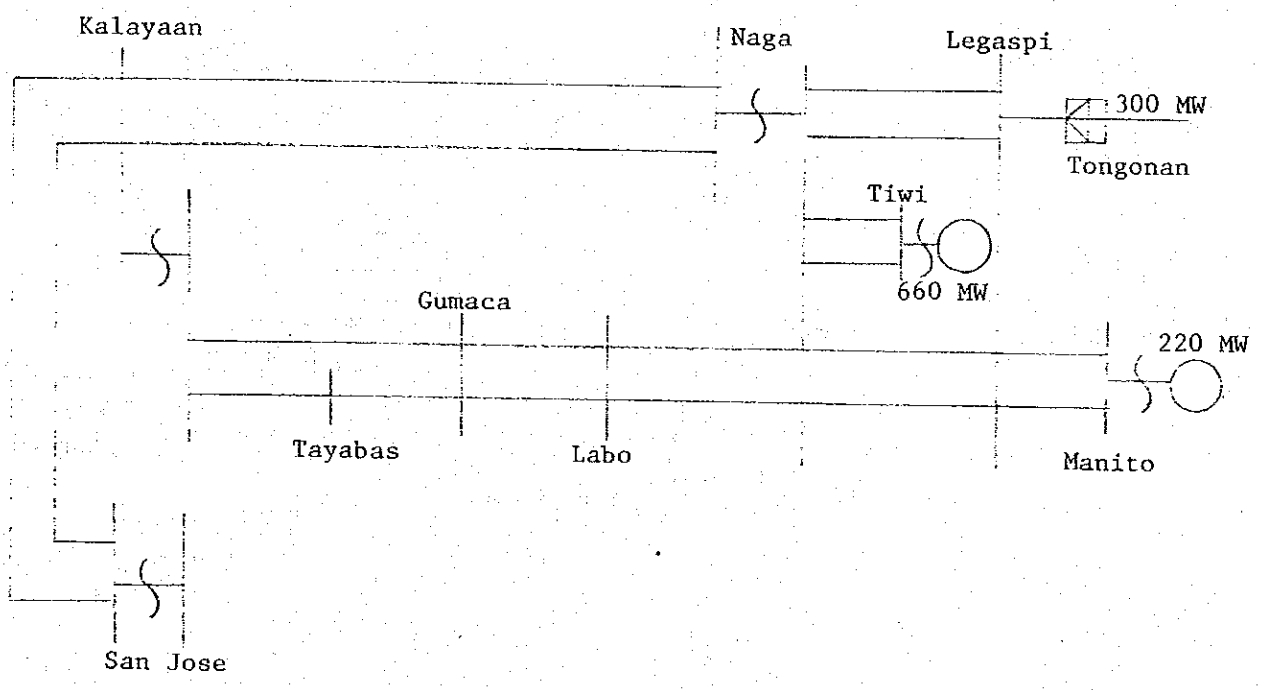
Case G-II (1992) Tiwi 660 MW, Manito 220 MW, Tongonan 300 MW; Total 1,180 MW

Table 3-23 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1995)

Case	Fault point	Opened line	Max. $\Delta\delta$ & time	Max. $\Delta\delta$ point	Judgement
H	Naga	Kalayaan - Naga 1 cct	58.8° 18ω	Tiwi	stable
	Kalayaan	ditto	51.7° 15ω	Tiwi	stable

System Outline



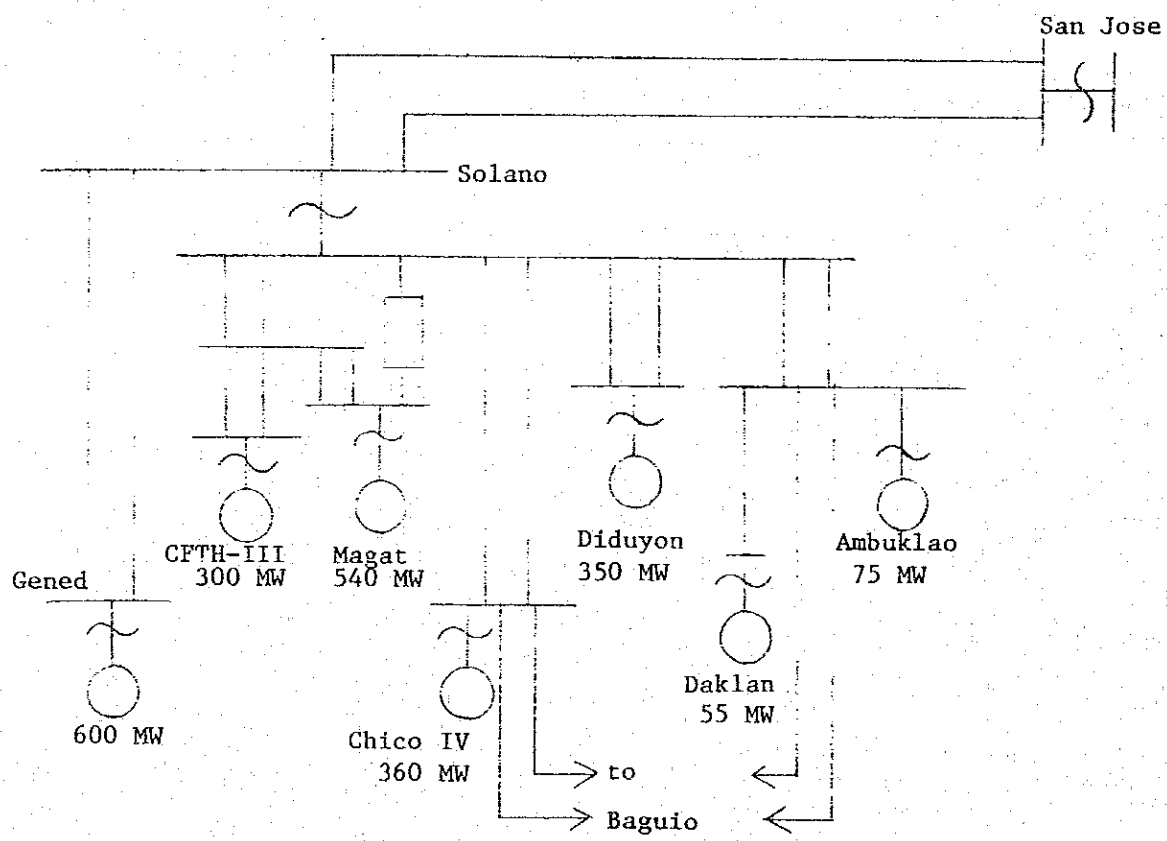
——— Case H Tiwi 660 MW, Manito 220 MW, Tongonan 300 MW; Total 1,180 MW

Table 3-24 Result of Transient Stability Calculation

(Year 1995)

Case	Fault point	Opened line	Max. δ & time	Max. δ point	Judgement
K-I	Solano	Solano - San Jose 1 cct	95.1° 30ω	Magat	stable
K-II	Gened	Gened - Solano 1 cct	67.7° 21ω	Gened	stable
	Solano	ditto	72.7° 24ω	Magat	stable
	ditto	Solano - San Jose 1 cct	101.5° 45ω	CFTH-III	stable

System Outline



——— Case K - I Southern Luzon 500 kV operation

Case K-II Southern Luzon 230 kV operation

Gened 600 MW, CFTH-III 300 MW, Chico IV 360 MW, Magat 540 MW, Diduyon 350 MW, Daklan 55 MW, Ambuklao 75 MW; Total 2,280 MW

Table 3-25 Luzon EHV Expansion Schedule

Year of Comm.	Northern System		Southern System			
	Transmission Lines	Substations	Transmission Lines		Substations	
1982			Naga - Tiwi (60 km) : 230kV 2 x 2 - 795 MCM	Malaya-Kalayaan (27 km): 230 kV 2 x 4 - 795 MCM		245kV PCB : Naga 3 units
1985	Ambuklao-Daklan (17km): 230 kV 2 x 2 - 795 MCM	245 kV PCB : Ambuklao 1 unit Daklan 1 unit	Kalayaan-Naga (237 km) : 500kV design 2x4-795MCM Legaspi-Manito (43 km) : 230kV 2 x 2 - 795 MCM		245 kV PCB : Kalayaan 3 units	245 kV PCB : Naga 3 units Legaspi 3 " Manito 3 "
1986			Naga - Legaspi (76 km) : 500kV design 2x4-795MCM	San Jose-Kalayaan(76 km): 500 kV design 2x4-795MCM	245 kV PCB : San Jose 3 units Kalayaan 3 units	245 kV PCB : Naga 3 units Legaspi 3 "
1988	Gened-Solano-San Jose (423 km) : 500kV 2x4-795 MCM	525KV/230KV 300MVA TrB : Solano 2 units 550kV PCB : Gened 3 units, Solano 9units 245kV PCB : Solano 3 units ShR: Solano 700 MVAR	Kalayaan-Naga(238 km) : 500KV Operation	San Jose-Kalayaan(76km): 500 kV Operation	525kV/230kV 300 MVA TrB : San Jose 2 units, Kalayaan 1 unit 525kV/115kV 300 MVA TrB : San Jose 1 unit 550kV PCB : San Jose 8 units,Kalayaan 8 units 245kV PCB : San Jose 1 unit 115kV PCB : San Jose 2 units ShR : Kalayaan 550 MVAR	525kV/230kV 300MVA TrB: Naga 3 units 550 kV PCB : Naga 8 units 245 kV PCB : Naga 2 units
					(Relation for Northern System) 525kV/230kV 300 MVA TrB : San Jose 1 unit, Kalayaan 1 unit 525kV/115kV 300 MVA TrB : San Jose 1 unit 550kV PCB : San Jose 6 units,Kalayaan 1 unit 115kV PCB : 245 kV PCB: San Jose 1 unit San Jose 1 unit ShR : San Jose 180 MVAR	
1990						525kV/230kV 300MVA TrB: Naga 1 unit 550kV PCB : Naga 1 unit 245kV PCB : Naga 1 unit
1992	San Roque-San Manuel (9km) 230kV 2 x 1 - 795 MCM	245 kV PCB : San Roque 3 units San Manuel 3 units				
1993	CFTH-III-Santiago(36km) 230kV 2 x 2 - 795 MCM	245 kV PCB : CFTH-III 3 units Santiago 3 units				

Table 3-25

Year of Comm.	Northern System		Southern System	
	Transmission lines	Substations	Transmission Lines	Substations
1994	Chico IV-Solano (107 km) 230 kV 2 x 2 - 795 MCM	525kV/230kV 300 MVA TrB : Solano 1 unit 550kV PCB : Solano 2 units 245 kV PCB : Solano 5 units Chico IV 3 units		525kV/115kV 300MVA TrB : San Jose 1 unit 550kV PCB : San Jose 1 unit 115 kV PCB : San Jose 2 units
1995	Diduyon-Solano (45 km) 230kV 2 x 1 - 795 MCM	525kV/230kV 300 MVA TrB : Solano 1 unit 550 kV PCB : Solano 1 unit 245 kV PCB : Diduyon 5 units Chico IV 3 units		

Fig.3-1 LUZON GRID 230 KV SYSTEM SINGLE LINE DIAGRAM

(AS OF THE END OF 1979)

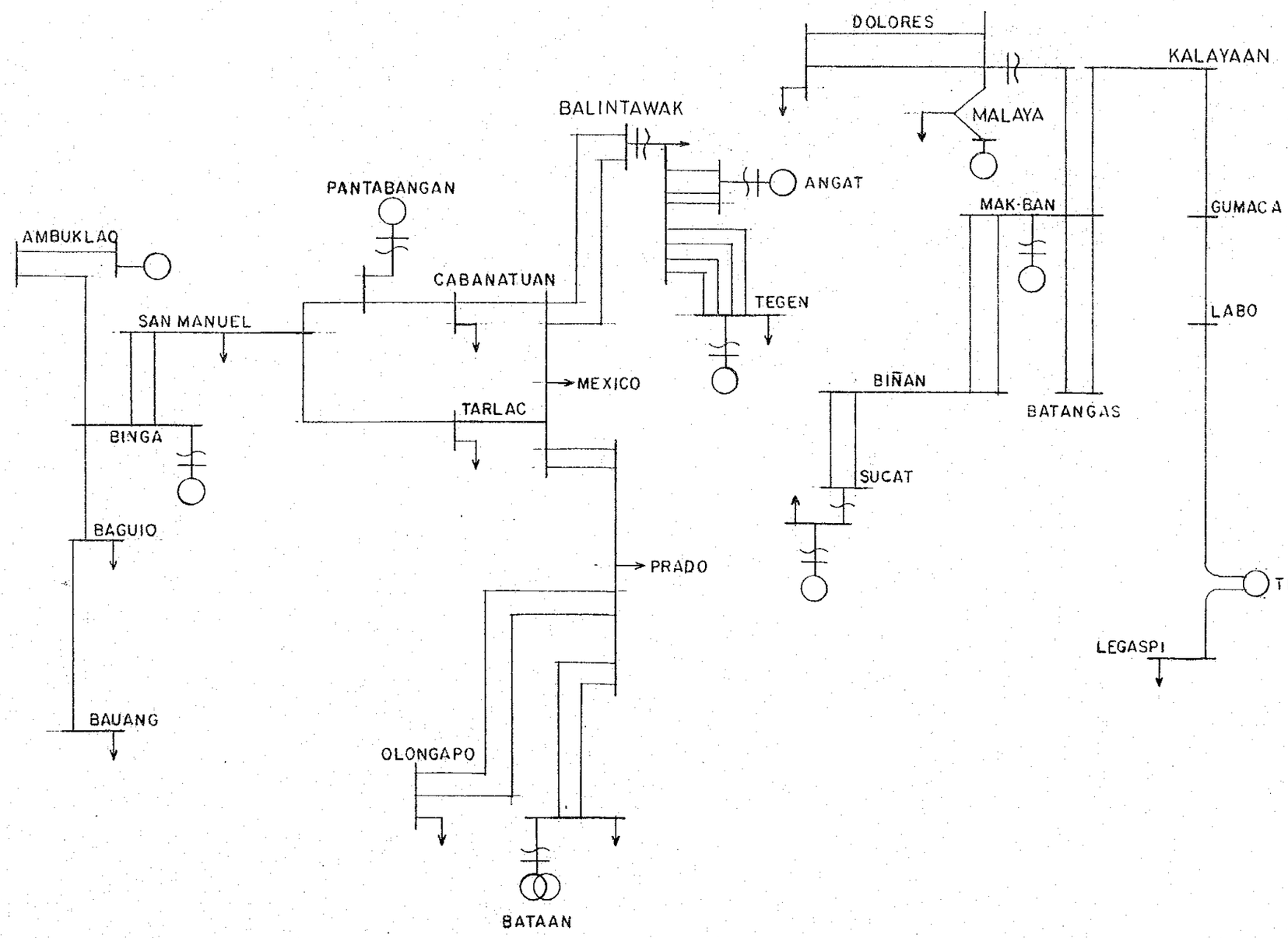


Fig. 3-2 Daily Load Curve Weekdays 1979 Luzon Grid

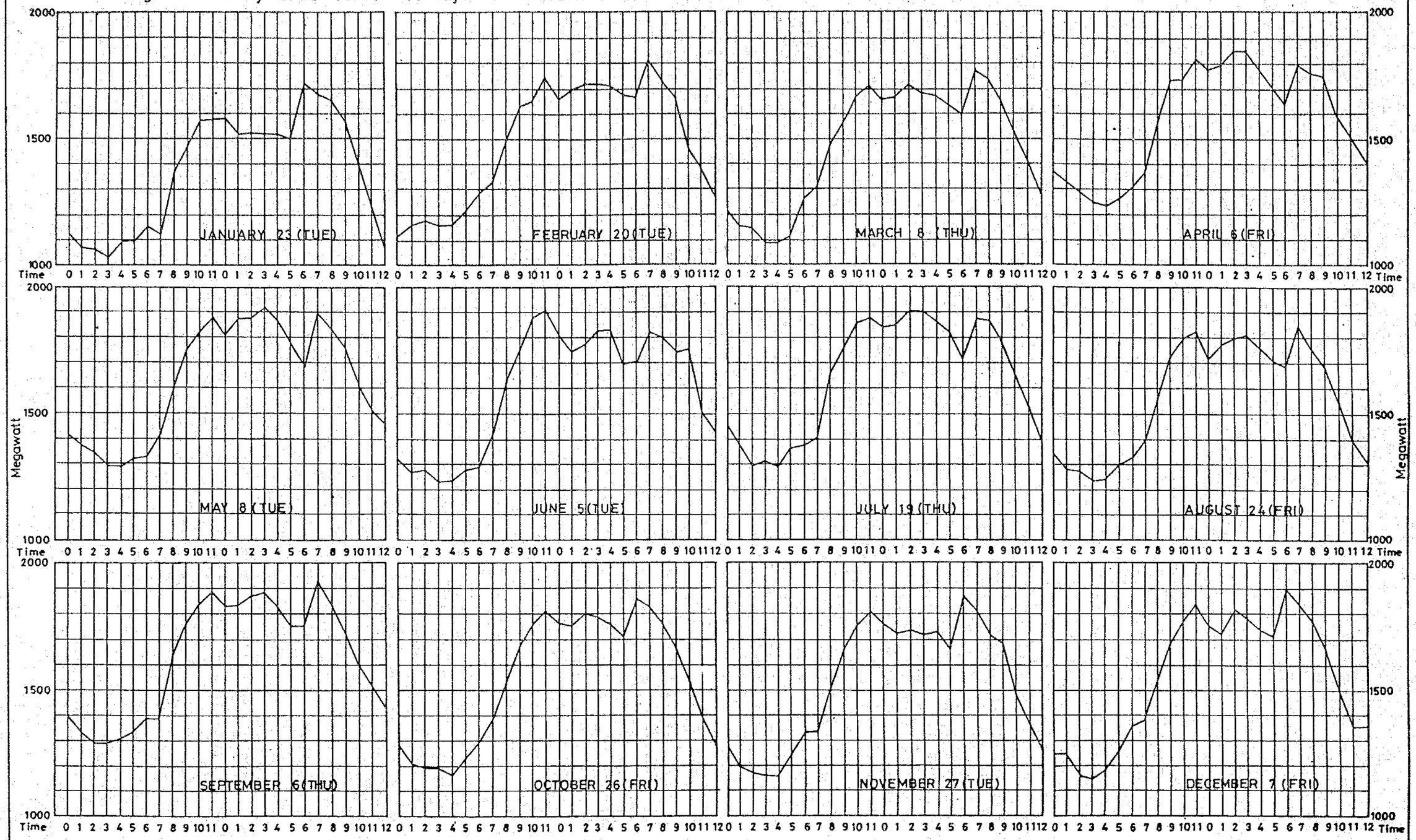


Fig. 3-3 Daily Load Curve Holidays 1979 Luzon Grid