

フィリピン共和国

カガヤン・バレイ地域電化計画

調査報告書

昭和49年9月

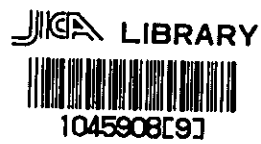
国際協力事業団



フィリピン共和国

カガヤン・バレイ地域電化計画

調査報告書



昭和49年 9 月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	84. 3. 22	118
		64
登録No.	01442	MP

は し が き

日本政府は、フィリピン共和国の要請に基づき同国ルソン島北部のカガヤン・バレイ地域の電化計画策定のための調査を行うこととし、その実施を海外技術協力事業団（同事業団は昭和49年8月1日に発足した国際協力事業団に統合された）に委託しました。

同事業団は、フィリピン共和国における電力系統の連系や、同地域の電化かんがい計画の推進と併せて未電化地区の電化など電力事業の社会的、経済的重要性に鑑み、城本登木夫氏（電源開発株式会社工務部々長補佐）を団長とする10名の調査団を編成し、昭和49年3月5日から3月30日までの間現地に派遣しました。

調査団は帰国後、現地調査結果の解析検討を行い、同年6月中間報告書を作成し、団長他1名が再度フィリピン共和国におもむき、関係機関と協議を重ねここに最終報告書を提出する運びとなりました。

カガヤン・バレイ地域は、中部ルソン、ミンダナオ島に次ぐ米の主要生産地であるが、未だ十分な開発が行なわれていない状況にある。電化計画の実現により、電力の供給が開始されるならば、フィリピン共和国の緊急課題である電化かんがい計画を始め、農村部の電化、地場産業の振興を通じて、地域の開発と住民の福祉向上が促進されるであらう。本報告書がカガヤン・バレイ地域の電化計画の実現のための一助となれば幸いこれにすぎるものではありません。

終りに今回の調査に当られた団員各位に謝意を表すると共に、調査団派遣にご協力頂いた日比関係機関の各位に対し深く感謝の意を表するものであります。

昭和49年9月

国際協力事業団

総裁 法 眼 晋 作

伝 達 状

国際協力事業団

総裁 法眼晋作殿

今般フィリピン共和国カガヤン・パレイ地域電化計画に関する最終報告書を提出致します。

昭和 49 年 3 月海外技術協力事業団（同事業団は同年 8 月 1 日に発足した国際協力事業団に統合された）からの委嘱により、上記計画の調査のため海外技術協力事業団、海外経済協力基金、電源開発（株）の 10 名の専門家からなるカガヤン・パレイ地域電化計画調査団が編成されました。同調査団は昭和 49 年 3 月 5 日より 30 日までの 26 日間、フィリピン共和国内において計画作成に必要な資料収集、関係諸機関との協議を行ない、併せてプロジェクト地域の現地踏査を実施し、3 月末帰国致しました。

調査団は日本に帰着した後、電源開発（株）関係各部の協力を得て、現地調査結果および現地で収集した資料にもとづいて、電力需要想定、送変電計画、配電計画、関連電力系統の解析、電力系統の保護継電方式ならびにテンポラリー電化計画等を含む一連の国内作業を行ない、その結果をとりまとめ中間報告として、同年 6 月海外技術協力事業団を通じてフィリピン政府に提出しました。また、調査団長他一名は、7 月 17 日より 27 日までの 11 日間再度マニラを訪問し、上記中間報告書の内容をフィリピン共和国の関係諸機関に対して説明し、当該プロジェクトの今後のとりすすめ方について意見交換を行ないました。調査団は上記兩名の訪比の成果をもとに、この最終報告書を作成したものであります。

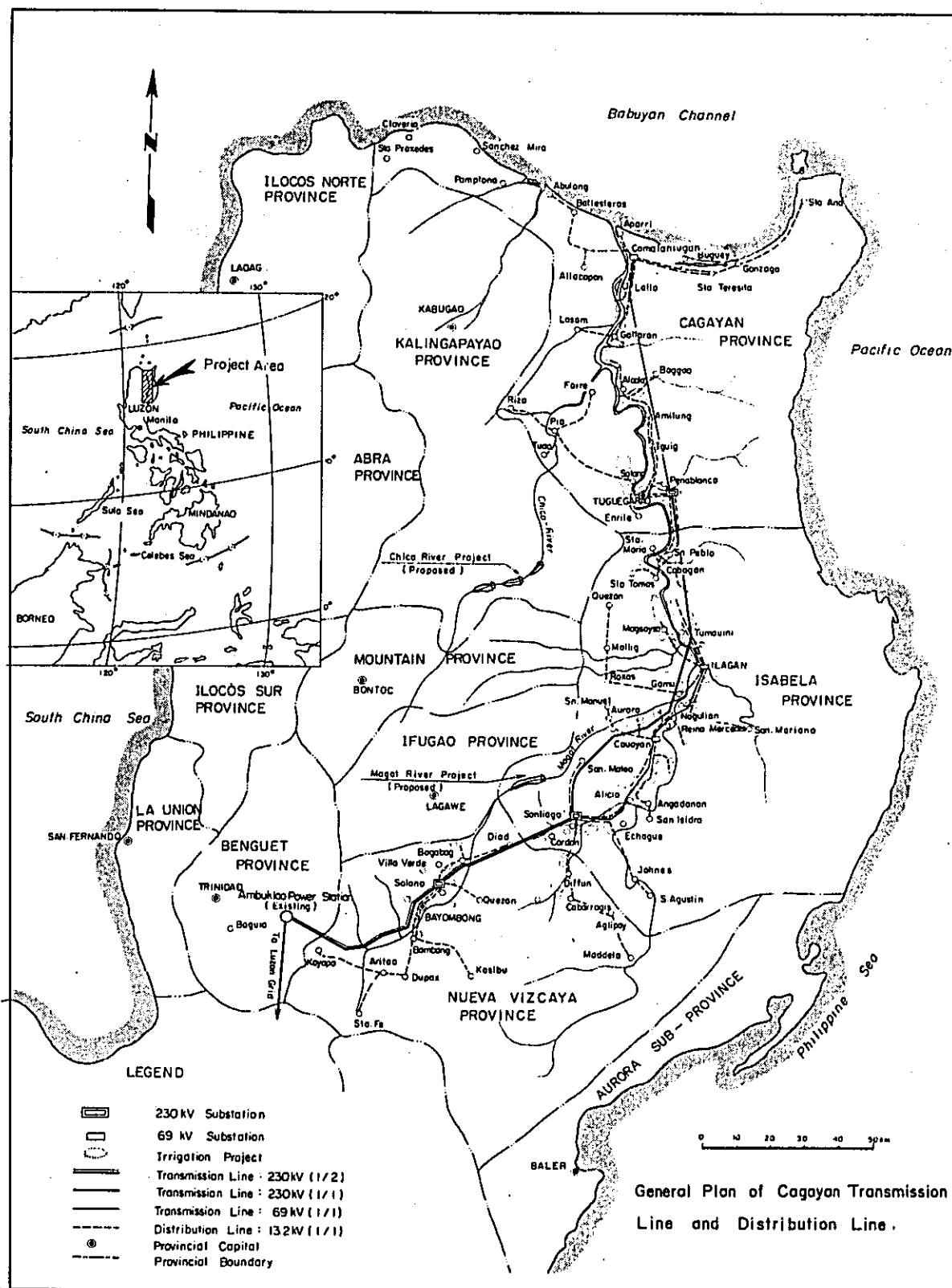
この報告書が、フィリピン共和国に提出され、同国政府がカガヤン・パレイ地域において実施を企図している 230 kV 送電線 230 Km、69 kV 送電線 140 Km の建設、ならびに変電所 6 ケ地点の建設を含む送変電計画の早期実現と、同国が緊急案件として掲げている農村部の電化ならびにかんがい用動力源である配電設備を合せ実施して、カガヤン・パレイ地域の開発と住民の福祉向上に寄与することを念願するものであります。

この報告書作成に当ってご協力を賜った国家経済開発省（NEDA）、国家電力公社（NPC）、国家電化庁（NEA）、国家かんがい庁（NIA）、在東京フィリピン大使館、在マニラ日本大使館、国際協力事業団及び関係諸官庁に対し深甚の謝意を表するものであります。

昭和 49 年 9 月

カガヤン・パレイ地域電化計画調査団

団長 城本登木夫



目 次

は し が き

伝 達 状

第1章 調査の背景と目的	1
1-1 背 景	1
1-2 目 的	1
1-3 調査団の構成	2
1-4 現地調査期間	2
第2章 プロジェクトの概要と結論および勧告	5
2-1 プロジェクトの概要	5
2-2 結論および勧告	6
第3章 プロジェクト関連政府機関	9
3-1 National Economic and Development Authority (NEDA)	9
3-2 National Power Corporation (NPO)	10
3-3 National Electrification Administration (NEA)	14
3-4 National Irrigation Administration (NIA)	19
第4章 カガヤン・バレイ地域の経済環境	25
4-1 経済構造	25
4-2 電気事業の現状	31
4-3 かんがい計画と農村電化計画	36
第5章 電力需要想定	39
5-1 カガヤン・バレイ地域の電力需要想定	39
5-2 ルソン電力系統とカガヤン電力系統	45
第6章 送変電計画	53
6-1 前提条件	53
6-2 予備設計	53
6-3 工 事 費	87
6-4 工事工程	89
6-5 送・変電計画の年度別所要資金	89
6-6 経済評価	96
第7章 配電計画	103
7-1 計画の前提条件	103

7-2	予備設計.....	103
7-3	工事費.....	123
7-4	工事工程.....	126
7-5	配電計画の年次別所要資金.....	126
7-6	電気料金の推定	129

Appendix

A-1	カガヤン・バレイ地域におけるかんがい計画の概要.....	A- 1
A-2	カガヤン・バレイ地域における農村電化組合の現状.....	A- 19
A-3	変電所別電力需要想定	A- 23
A-4	NEA-NIA 電化かんがいプロジェクト協定書.....	A- 27
A-5	カガヤン・バレイ地域関連電力系統の解析	A- 31
A-6	電力系統の保護継電方式	A- 49
A-7	Ambuklao-Santiago 間 230kV 送電線工事費のアロケーション.....	A- 55

第1章 調査の背景と目的

第 1 章 調査の背景と目的

1-1 背景

カガヤン・バレイ地域は農業資源に富み、とくに米の生産地として知られている。しかも同地域には、農地として開発され得る用地も多く、今後、農業の改善、振興を行なえば同地域における農作物の多様化と多収獲化が期待される。反面、カガヤン・バレイ地域は、フィリピンでも一人当りの所得の極めて低い地域であり、且つまた従来大規模な小作制度のため頻発しがちな社会不安に対処するため、1972年10月大統領令によって、中央ルソン、ビコール地方とならんでカガヤン・バレイ地域が農地解放の重要地域として指定されるに至った。

また“Supplement to the Four Year Development Plan (FY 1974-'77)”では当該地域の“制度としての農業の近代化”と“農業生産性の向上”が重要な柱として掲げられ、そのためかんがい設備の整備・拡充、かんがい用電力の確保、その他学校、道路、橋梁等のインフラ部門の拡充強化が“焦眉の急”となっている。

以上のような国内的諸経緯に加え、対外的には1971年以降日比両国関係機関の間にカガヤン・バレイ地域電化計画を含む一連の資金協力案件プロジェクトについて、種々の折衝と紆余曲折を経て、1973年9月フィリピン政府より「カガヤン送電線計画」の借款申請が行なわれ、同年11月海外経済協力基金より同計画の審査のための調査団が派遣された。

ついで、1974年3月5日より30日まで海外技術協力事業団より城本登木夫他9名からなる調査団が派遣され、現地調査を行なったものである。

1-2 目的

本調査の目的はフィリピン政府の要請に応じ、カガヤン・バレイ地域中、Cagayan 州、Isabela 州、Nueva Vizcaya 州の3州を調査対象地域として、

- (1) 1972年5月にNPCが作成した“Feasibility Report on the Development of the Cagayan Valley Electrification”を基本に、カガヤン・バレイ地域の電力需要を再検討し、基幹送変電計画を作成すること。
- (2) カガヤン・バレイ地域のかんがい動力用電力需要を検討し配電計画を作成すること。
- (3) 農村電化のための配電計画を作成すること。
- (4) 上記(1)~(3)の調査のため現地を踏査し、資料収集を行ない、フィリピン政府関係機関と意見交換を行なうこと。

である。

1-3 調査団の構成

当調査団の派遣時における団員の業務分担、所属及び役職名は次のとおりである。

団 長	城 本 登 木 夫
(総 括)	電源開発株式会社工務部部長補佐
団 員	佐々野 和 夫
(業務調整)	海外技術協力事業団国内事業部研修副参事(現在、国際協力事業団)
団 員	熊 谷 和 秀
(財務分析)	海外経済協力基金業務第二部業務第一課長
団 員	外 山 悌 三
(送電計画)	電源開発株式会社工務部送変電課課長代理
団 員	古 川 正 幸
(変電計画)	電源開発株式会社工務部送変電課
団 員	福 田 哲 也
(電力経済)	電源開発株式会社海外技術協力部副主査
団 員	加 賀 美 浩
(電力経済)	電源開発株式会社海外技術協力部
団 員	角 田 東
(かんがい)	電源開発株式会社海外技術協力部
団 員	奥 平 信 義
(配電計画)	電源開発株式会社海外技術協力部付(九電、飯水電)
団 員	光 永 幸 治
(配電計画)	電源開発株式会社海外技術協力部付(九電、本社)

1-4 現地調査期間

城 本 登 木 夫	}	1974年3月5日 - 3月30日 (26日間)
佐々野 和 夫		
熊 谷 和 秀		
福 田 哲 也		
奥 平 信 義		
外 山 悌 三	}	1974年3月5日 ~ 3月26日 (22日間)
古 川 正 幸		
加 賀 美 浩		
角 田 東		
光 永 幸 治		

城 本 登 木 夫 }
福 田 哲 也 }

1974 年 7 月 17 日 ~ 7 月 27 日
(11 日間) 中間報告説明等のため訪比

第2章 プロジェクトの概要と 結論および勧告

第 2 章 プロジェクトの概要と結論および勧告

2-1 プロジェクトの概要

2-1-1 プロジェクトの現在までに行われた調査と調査レベル

カガヤン・バレイ地域電化プロジェクトはNPO所管の送変電計画とNEA所管の配電計画とに2分される。2つのプロジェクトは既存データの有無、調査ステージの相違により我々調査団の調査結果の精度には相違がある。すなわち、送変電計画に関しては基本となるNPO作成の“Feasibility Report on the Development of the Cagayan Valley Electrification, May 1972”報告書があり、またその外、関連資料として、“Magat River Project Feasibility Report, June 1973”および“Long-range Development Plans for Luzon Grid, 1973-2002, September 1973”がある。また送変電計画については、現地測量工事が送電線予定ルート上について行われており、230 kV 送電線については実測図もすでに完成しており、実施設計の段階にある。

一方配電計画については、Nueva Vizcaya 州の一部および Cagayan 州で現地調査が行われているが、いまだ報告書提出までには到っていない。したがって、配電計画に関する我々調査団の調査結果はフィジビリティと予備調査レベルとの中間に位置するものである。

2-1-2 送変電計画の概要

1975年6月までに機器供給契約が締結されるならば、1976年初めから送電線の建設工事を開始することにより、24ヶ月後の1977年12月には、送変電設備は完成する。

この送変電設備は電力需要の面からみて、1987年までの10年間は変圧器の増設等を必要としない。1977年末までに必要とされる総工事費は28,079,000 US\$ で230 kV 送電線亘長230 km, 69kV送電線亘長140 km, 6ヶ所の変電所総容量165 MVAによりカガヤン・バレイ地域の骨格となる送変電設備が完成する。

この送変電設備は、“Long-range Development Plans for Luzon Grid, 1973-2002”にみられるルソン電力系統の長期送変電計画とも矛盾するものではない。

2-1-3 配電計画の概要

上述の送変電計画に合せてカガヤン・バレイ地域に13.2 kV の主幹配電線520 km および低圧配電線200 km を1977年末までに完成させることとした。

このために必要な総工事費は5,639,000 US\$であり、配電線の完成により約40,000 haの電化かんがいと農村部を除く都市部の電化が完成する。

その後1987年までの間に、さらに総額14,470,000 US\$ を配電線の拡張工事に投入することによりカガヤン・バレイ地域の電化率を44%まで引上げることが可能となる。

※ 230kV, 69kV 送電線は10年以上に亘って十分な送電容量がある。

2-2 結論および勧告

(1) カガヤン・バレイ地域はフィリピン総人口の5%、主要農産物は Palay (米)、とうもろこし、煙草で全国の生産高の9.4%、8.4%および31.1%を占める農業主体の地域である。しかし同地域における農業の多くは天水に依存しており、フィリピン政府は特に米の国内の自給率を高めるためカガヤン河沿いに点在する約40,000 haにのぼるかんがいを最優先プロジェクトとして実現を企図している。

したがって、かんがいに必要な動力用電力を当プロジェクトに期待しており、さらにかんがい用の電力供給に併せて農村電化を実施しようとしている。ルソン島における最も低所得の地域であるこのカガヤン・バレイ地域に低廉豊富な電力を供給しうる本プロジェクトは、農業生産の飛躍的な増加をもたらす、さらに農村電化のもたらす同地域住民の生活水準の向上、民生の安定に寄与する役割は大きく、したがって当プロジェクトを早急に実施する必要がある。

(2) カガヤン送・変・配電設備が完成し電力が供給される1978年の電力需要は23.5MWであり、10年後の1987年には配電線設備の拡張に伴い61.4MWに増加する。この電力需要のうちかんがい用電力の占める割合は1978年において70%、1987年において30%である。

(3) 1977年末までに完成すべき送・変電設備および配電設備のために必要な工事費とその外貨、内貨別の内訳は次のとおりである。

カガヤン・バレイ地域電化工事費

単位：10 ³ US\$			
	外 貨	内 貨	合 計
送・変電設備	(16,804)	(8,264)	(25,068)
	18,989	9,090	28,079
配電設備	(3,360)	(1,816)	(5,176)
	3,696	1,943	5,639
合 計	(20,164)	(10,080)	(30,244)
	22,685	11,033	33,718

Note: ()内数値は建設中利息を除いた工事費である。

(4) カガヤン・バレイ地域に建設されるべき送・変電設備の電圧、容量の決定にあたっては、1981年に運開が予定されている Magat 水力発電所(最終出力300MW)を考慮し、経済比較を行った結果、既設 Ambuklao 水力発電所(75MW)より230kV送電線を Tuguegarao まで建設し、その他需要地点には69kV送電線による電力供給が最も合理的であるとの結論を得た。

1977年末までに建設されるべき主要な送・変・配電設備は次のとおりである。

230kV 送電線

2回線鉄塔(1回線架線).....	110 km
1回線鉄塔.....	120 km

69kV 送電線	140 km
Solano 変電所	15.0 MVA (230/13.2kV)
Santiago #	{ 40.0 MVA (230/ 69kV) 15.0 MVA (69/13.2 kV)
Cauayan #	10.0 MVA (69/13.2 kV)
Ilagan #	15.0 MVA (69/13.2kV)
Tuguegarao #	{ 40.0 MVA (230/ 69kV) 15.0 MVA (69/13.2kV)
Camalaniugan #	15.0 MVA (69/13.2 kV)
13.2 kV 主幹配電線	520 km
低圧配電線	200 km

※ 配電用変圧器..... 24.1 MVA (13.2kV/120,240,480V)

※ 工業需要家に電力を供給するための受電用変圧器は含まれていない。

(5) カガヤン・バレイ地域への電力供給を本プロジェクトの送・変電設備を建設した場合と、その代りにディーゼルプラント(3,000 kWユニット)を建設した場合の年経費(耐用年数間)との比較において、便益コストの比率(B/C)を求めた結果、1.80 の値を得た。すなわち、ディーゼルプラントを建設し、電力を供給するよりは、本プロジェクトの送・変電設備建設による供給がより経済的と考えられる。

また、カガヤン・バレイ地域において既存電気事業者が供給している電力の平均売電単価は、58.6ミル/kWh であり、他方NPOがカガヤン送・変電設備を建設し、プロジェクト単独で7.3%の内部収益率を得るためには、現在の Bataan 火力発電所(75 MW)の発電原価22.0ミル/kWh で卸売りするものとし、さらに配電経費7.3ミル/kWhを加算しても需要家端29.3ミル/kWh で売電することが可能である。この電気料金はカガヤン・バレイ地域で現在需要家が支払っている電気料金の50%に相当し、このことから本プロジェクトの有利性が立証される。

(6) 上掲の(3)で述べた送・変電設備建設に関しては、既にフィリピン政府から日本政府に対し第1次プロジェクト・エイドにリスト・アップされており、実施機関たるNPOの体制等より考え、おおむね第6章の建設工事工程通りの完成が期待されよう。

しかし、当送・変電設備計画と不可分の関係にあり、また同計画を意義あらしめるためにも、その完成が予定される1977年末を目途に配電計画の併行的実施が必要不可欠である。このためフィリピン政府は早急に配電設備建設に必要なソース毎の資金調達の手を開くとともに、配電計画の実施設計に移行し、1975年末までには機器資材の発注に必要な入札書類を完成する必要がある。

(7) カガヤン送・変電計画に関しては次のような調査が実施設計書作成までに終了しておく必要がある。

1) 送電線経過地の代表的な地点ならびにカガヤン河横断等の長径間区間で大型鉄塔が建設される地点においては地質調査を実施し基礎設計条件を明らかにすること。

- 2) 送電線予定ルート附近の通信線に対する誘導障害、および送電線コロナによるラジオ障害に対する調査を行うこと。
- 3) 最大輸送重量は約 60 ton(3 相主変圧器) と考えられるので Aparri 荷役設備、荷役方法、トレラー輸送による道路条件の調査を行うこと。
- 4) 予備設計で述べた変電所用地の選定と確保を行うこと。

第3章 プロジェクト関連政府機関

第 3 章 プロジェクト関連政府機関

3-1 National Economic and Development Authority (NEDA)

1972年9月戒厳令公布以来、フィリピン共和国は「新しい社会」建設を目指して政治、^(1.47)経済、社会全般の一貫した政策にとり組むため、政府関係機関の改革刷新に乗り出している。同政府は手始めとして National Economic Council (NEC) と Presidential Economic Staff (PES) とを統合して National Economic and Development Authority (NEDA) を組織し、経済開発に関する中央政府の権力の集中化と、各州政府との有機的関係の強化を図ることになった。以下に NEDA から提供された資料[※]によりその概要を記す。

組織及び機能

NEDA は Office of Director-General, Planning and Policy Office, Programs and Projects Office, National Computer Center よりなる。

(1) Office of Director-General

当該部局は長官 (Director-General)、副長官 (Deputy Director-General) と直属のスタッフより構成され、NEDA の政策と目的達成に必要な法規、通達等の制定、NEDA 部局内の統轄、監督を行なう。

(2) Planning and Policy Office

当該部局は主として総合的な長期開発計画の立案および年次開発計画の策定、見直しを行ない、法制業務の実施 (法務部-Legal Service-を通じて)、計画策定、政策立案にかゝわる勧告を行なう。

(3) Programs and Projects Office

当該部局は総合的なプランの作成および政策を各セクター別、地域別に具体化し、また内貨及び外貨資金の効率的運用について責任を有する。その傘下には Agricultural Staff, Infrastructure Staff, Industry and Utilities Staff, Social Service Staff, External Assistance Staff 等の各部よりなる。

とくにカガヤン・バレイ地域の電化計画に関する NEDA の直接窓口は、Infrastructure Staff で、同部の機能は以下の通りである。

道路、ブリッジ、空港、港湾、鉄道、通信、水道、電力、かんがい、洪水防禦、学校、その他建物等のインフラストラクチャープログラムやプロジェクトの開発の促進、調整、技術援助。

インフラストラクチャー部門プロジェクトについて技術面、財政面からのフィジビリティの

※ Letter of Implementation, Relative to part VI on economic planning and program implementation of the integrated reorganization plan.

検討および長期開発計画、年次開発計画におけるプライオリティー、目標等の観点から検討を行なう。

主要インフラストラクチャー開発プロジェクトの策定。国家当局により認められたインフラストラクチャーに関する資金計画の作成及び勧告。

国家経済上のギャップを埋めるためのインフラストラクチャープロジェクト開発の促進。

現在実施中のインフラストラクチャープロジェクトの進行状況を査察検討し、同プロジェクト促進に必要な対策を勧告する。

インフラストラクチャープログラムおよびプロジェクトの計画化及び実施に関し、関係の民間及び公共機関との連絡調整業務を行なう。

(4) National Computer Center

当センターは国家的規模で Computer 業務促進を担当する。

NEDAの組織図を Fig 3-1に示す。

なお、NEDAは未だ新しい機構であるため、フィリピン政府が企図している関係諸機関との調整機能は必ずしも十分に発揮されていないきらいがあり、今後当プロジェクト推進上この点に留意すべきであろう。

3-2 National Power Corporation (NPC)

NPCから提供された資料に基きNPCの概要を記せば次の通りである。NPCは1936年にフィリピンの経済、産業促進に不可欠な低廉且つ安定した電力の確保、供給を目的として、フィリピン全土の水資源の調査ならびに開発を促進するため設立されたものであるが、水力に限らずその他電源の開発をも行なうことが認められ、現在では火力、原子力の開発、送電系統の建設運営の他、関連事業として肥料工場、電気化学、電気冶金等の電力多消費産業の開発までがNPCの営業種目に含まれている。また当調査団在比中の報道によればNPCはジェネレーターの貸与を通じて地方電化促進に寄与することにもなっている。

3-2-1 機能

NPCの組織、機能等はフィリピン共和国法律と、必要の都度発令される大統領令によって規制される。

即ち、1971年9月の Charter Revision (Republic Act 6395) 1972年11月の大統領令 640、1974年1月の大統領令 6380等があげられる。とくに大統領令 6380により、NPCは強大な権限が付与され、フィリピンにおける電力供給担当機関として重要な地歩を固めるに至っている。

従来の法規、大統領令に関する改正条項として多数の関係条項があげられるが、その主要なも

※ NPC Annual Report (1972)

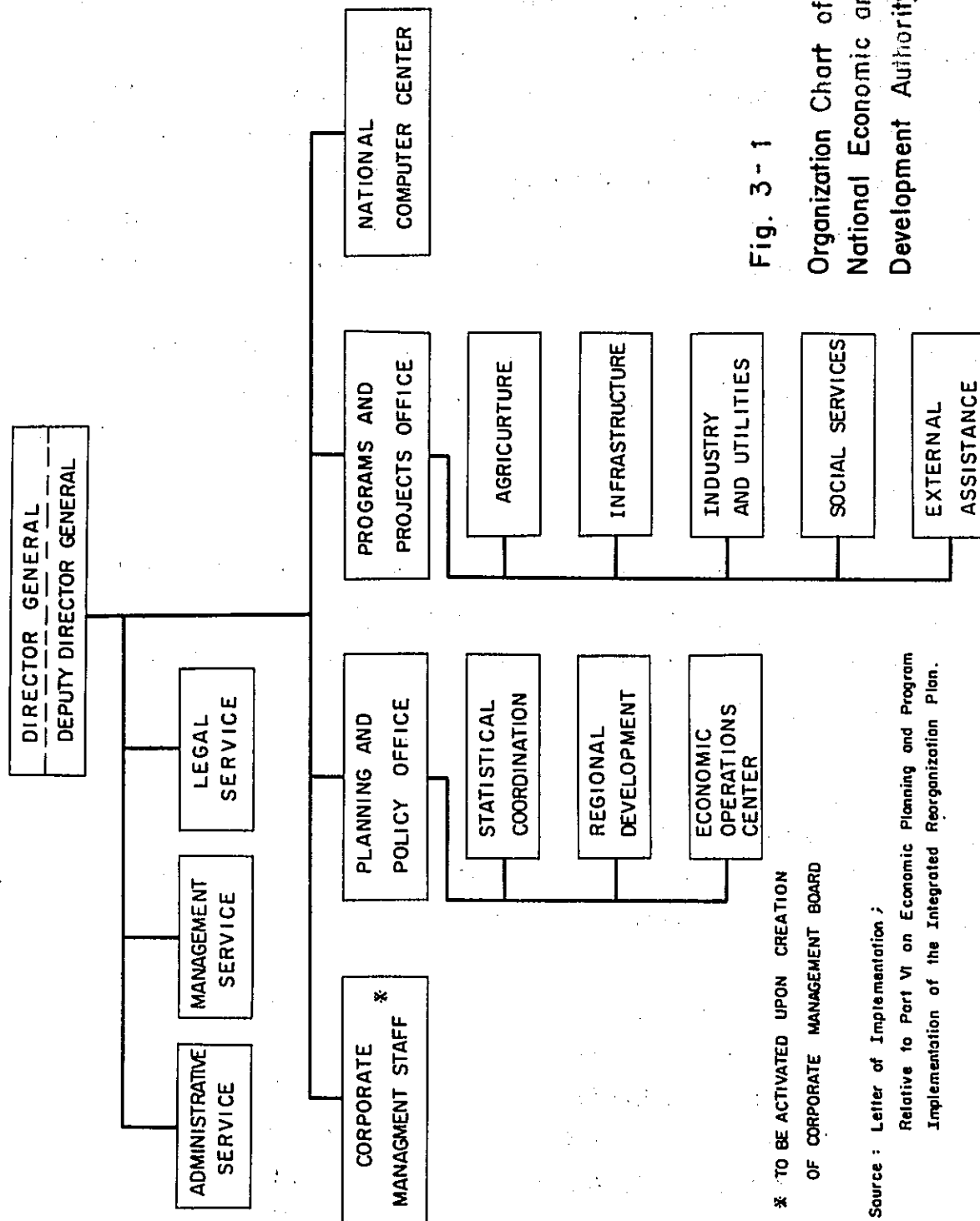


Fig. 3 - 1

Organization Chart of
National Economic and
Development Authority (NEDA)

* TO BE ACTIVATED UPON CREATION
OF CORPORATE MANAGEMENT BOARD

Source : Letter of Implementation ;
Relative to Part VI on Economic Planning and Program
Implementation of the Integrated Reorganization Plan.

のをあげれば次の通りである。

- (1) N P Oは大統領府 (Office of the President) の直接監督下に入る。
- (2) N P Oは借款、クレジット、一切の交換可能な外国通貨もしくは、国際金融機関等と契約締結の権限が、また、公社債を発行しうる権限が付与されるに至った。なお、これらの負債額は10億ドル、もしくは10億ドル相当額を上廻らないものとされている。
- (3) フィリピン大統領自身、もしくは大統領によって正当に権限を付与された代理人は、N P Oの名前において、またN P Oにかわって、フィリピン国経済再建、もしくは発展に資するため、外国政府、もしくは国際金融機関等と折衝し、契約締結する権限が付与されている。
- (4) フィリピン大統領自身、もしくは大統領により正当に権限を付与された代理人は、N P Oが外国政府もしくは国際金融機関と締結したローン協定の債務履行に関し、保証行為を行なうことができる。
- (5) N P Oの授権資本は20億ペソである。1株は100ペソで24万株からなり、同株式は何れも他に譲渡、抵当権設定、その他いかなる債務の返済にも用立てることは許されない。

このようにN P Oは、フィリピン経済の再建および発展の重要な担い手として資本金面、金融面からの政府の手厚い措置が講ぜられている。

3-2-2 組織

N P Oの組織は、7名の理事からなる Board of Directors が最高機関であり、その下に General Manager 以下関係部課が業務を分担し、また、ルソン、ビサヤス、ミンダナオ島の各地域にはそれぞれリージョナル・オフィスが設けられ当該地域内の電力設備の建設、保守、運営に当たっている。Fig 3-2 にN P Oの組織図を示す。

カガヤン・パレイ地域の電化計画の実際上の建設業務は、ルソン・リージョナルオフィスがこれを行なうことになる。

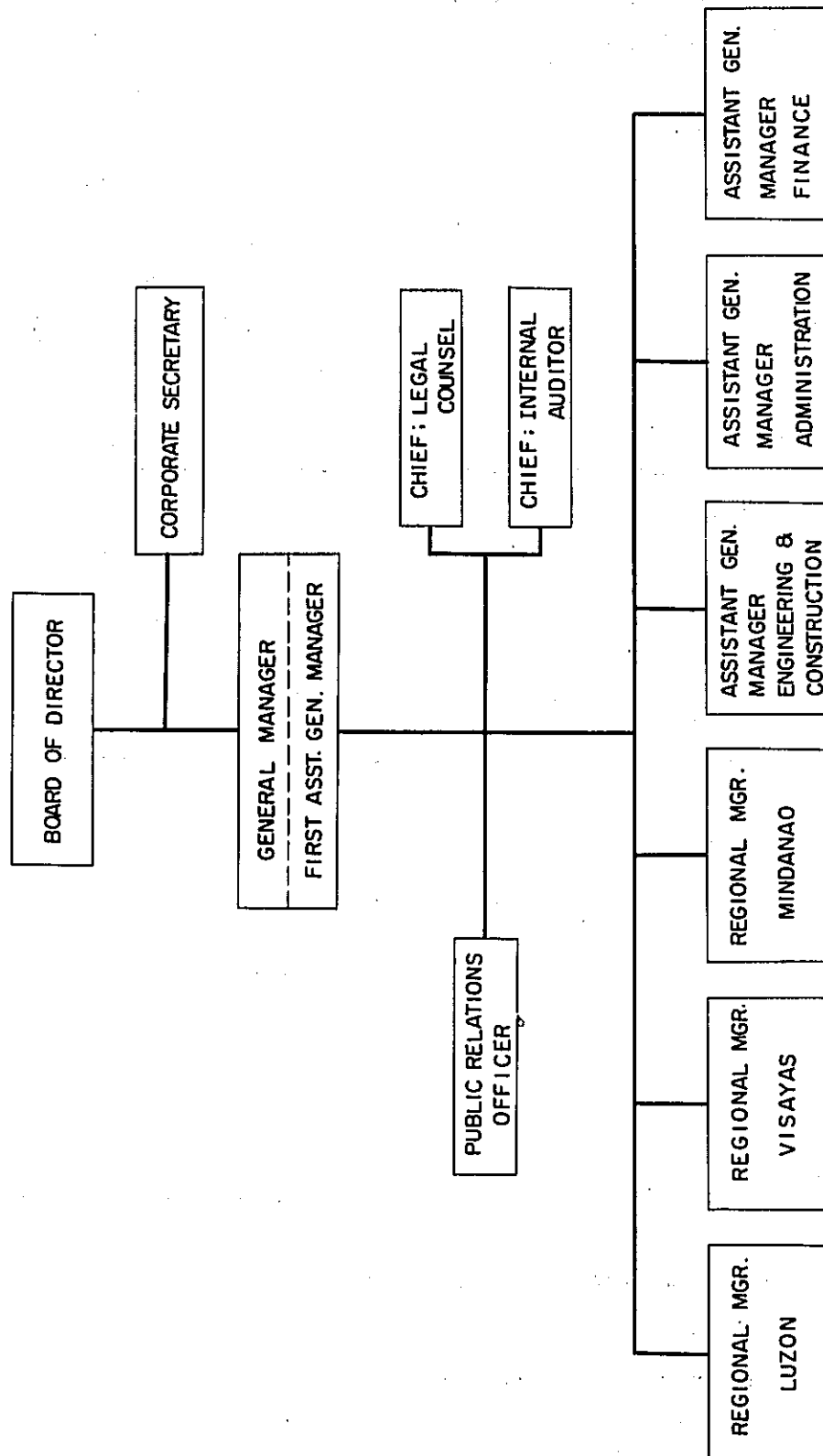
3-2-3 N P Cの発電設備

N P Cの発電設備は1974年3月現在、水力573 MW (86.7%)、火力75 MW (11.3%)、その他 (主としてディーゼル) 12.6 MW (2.0%) である。

ルソン島

Ambuklao	水力発電所	75MW
Binga	水力発電所	100MW
Caliraya	水力発電所	36MW
Angat	水力発電所	212MW
Bataan	火力発電所	75MW
小規模発電所		5.9MW
計		503.9MW

Fig. 3-2 Organization Chart of National Power Corporation. (NPC)



Source : NPC Annual Report (1972)

ミンダナオ島

Maria Cristina 水力発電所 (4基) 150 MW

小規模発電所 4.5 MW

計 154.5 MW

ビサヤス地域

小規模発電所 2.2 MW

計 2.2 MW

合 計 660.6 MW

上記発電設備の外に、現在NPCの所有する送変電設備ならびに開閉所施設は以下の通りである。

送 電 線

(単位: km)

電圧階級 地域名	230 kV	115 kV	69 kV	34.5 kV, 24.5 kV, 23 kV 13.8 それ以下
ルソン島	680.8	191.7	957.7	1,300.7
ミンダナオ島	—	—	118.0	88.1
ビサヤス地域	—	—	—	97.2
計	680.8	191.7	1,075.7	1,480.0
総延長	3,434.2 km			

変電所・開閉所

(単位: MVA)

地域名	発電所用 開閉設備	主要変電所	ロード・センター 用変電所	ロード・エンド 用変電所
ルソン島	706.6	457.5	196.6	31.2
ミンダナオ島	198.2	64.4	12.0	4.2
ビサヤス地域	2.5	—	—	3.6
計	907.3	521.9	208.6	39.0
合 計	1,676.8 MVA			

3-3 National Electrification Administration (NEA)

NEAのAnnual Report (1972) に基きその概要を記す。NEAは、1969年 Electrification Administration (EA) を改組して発足したもので、フィリピンの農業開発および工業開発のための電化業務を行なうことを主たる目的としている。

このためNEAは、総合的な電化促進の障害原因となっている小規模電気事業者を整理し、それに代るべき Cooperative (電化組合) を各州に設立することを目標とし、その電化組合に必

要な融資と技術援助を行なうものである。

電化組合がNEAより資金援助を仰いで電化設備を建設するに当り、NEAは、スーパーバイザーを派遣する等の技術援助を併せて提供する。

3-3-1 組 織

NEAの最高議決機関は Chairman および3名の理事からなる Board of Administrators である。これら4名は凡て大統領より任命され、うち1名が Administrator に就任する。組織は Administration の下に主として Directorate for Equipment and Materials, Directorate for Engineering, Directorate for Cooperative Development and Promotion, Directorate for Finance, Directorate for Administration より構成される。1973年3月現在、職員は約400名である。Fig.3-3にNEAの組織図を示す。

3-3-2 実 績

1972年6月末の実績をみると電化組合設立の為にフィージビリティ・スタディーの完了した案件は37で、前年同月に比べ32件の増で、既に登録を完了した電化組合数は25である。ちなみに、カガヤン・バレイ地域では既に First Cagayan Electric Cooperative (1971年11月25日設立)、First Isabela Electric Cooperative (1972年3月24日設立)、Nueva Vizcaya Electric Cooperative (1972年9月26日設立)が登録を完了し、更に Second Cagayan Electric Cooperative 及び Second Isabela Electric Cooperative に関しては、電化組合設立のためのフィージビリティ・スタディがNEAにより実施されている。電化組合の組織図をFig3-4に示す。

カガヤン・バレイ地域における電化組合（登録済み）

- (i) 名 称：First Cagayan Electric Cooperative, Inc.
- (ii) 所 在 地：Iguig, Cagayan
- (iii) 登録月日：1971年11月25日
- (iv) 加入都市数： 7
- (v) サービス・エリア： 450,000 ha
- (vi) 人 口： 725,000
- (vii) 需要家数：
 - a) 住 宅： 12,630
 - b) 商 店： 299
 - c) 官 庁： 7
 - d) かんがい： 3
 - e) そ の 他： 226
- (viii) 建設期間： 1974-1975

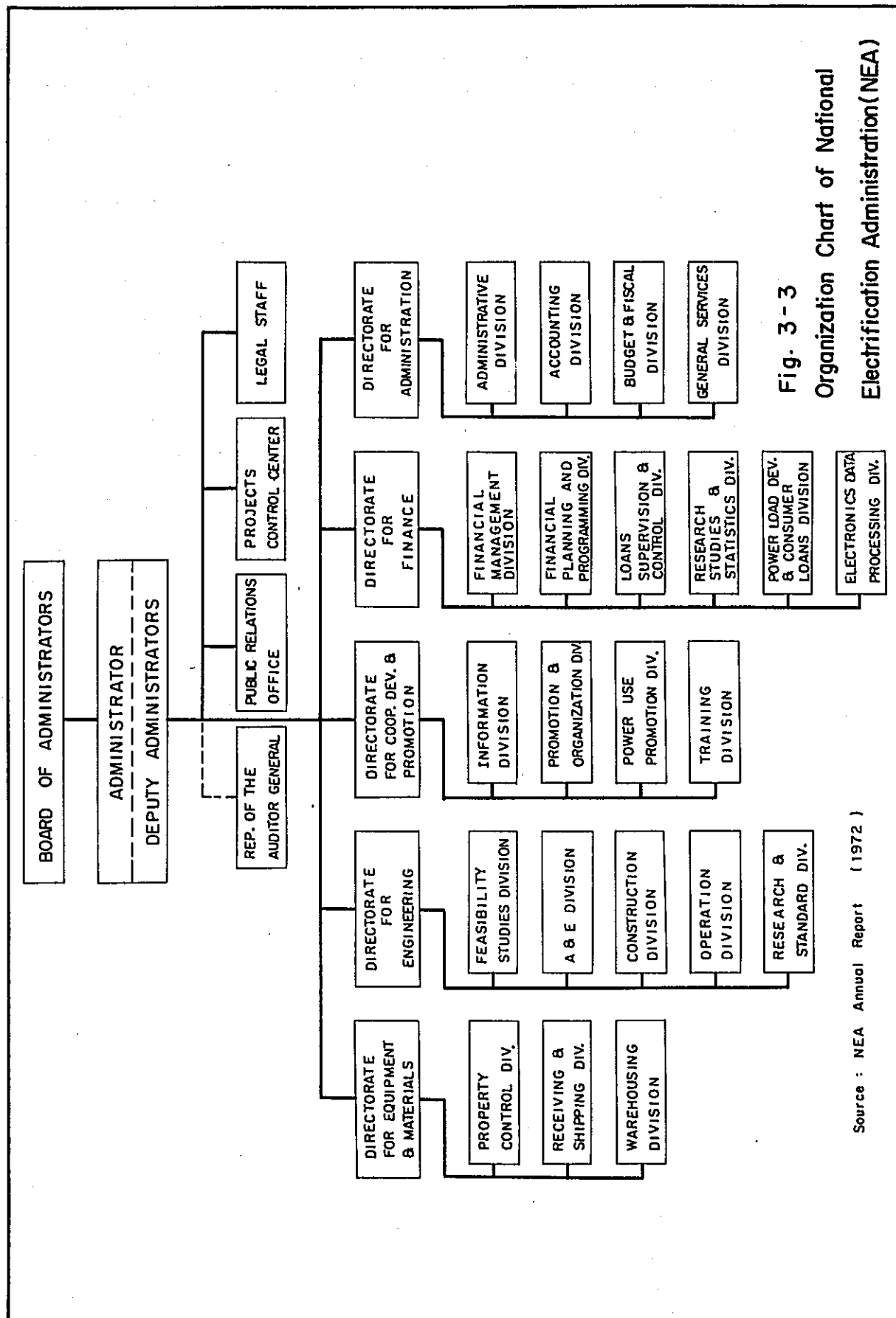
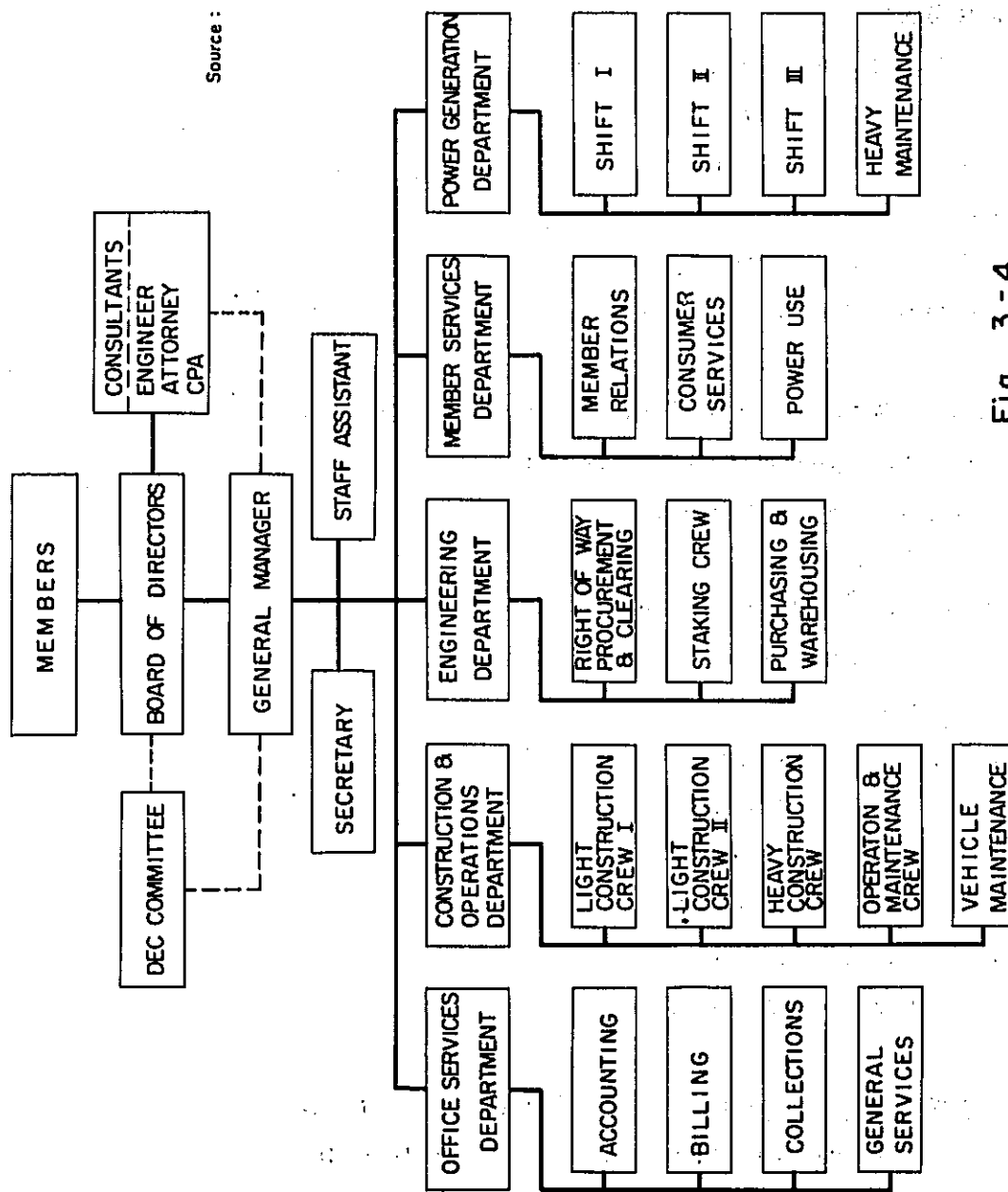


Fig. 3-3

Organization Chart of National Electrification Administration (NEA)

Source : NEA Annual Report (1972)



Source : Prepared by First Isabela
Electric Cooperative, Inc.,

Fig. 3 - 4
Organization Chart of Electric Cooperative.

(I) 名 称 : First Isabela Electric Cooperative, Inc.

(II) 所 在 地 : Alicia, Isabela

(III) 登録月日 : 1972年3月24日

(IV) 加入都市数 : 7

(V) サービス・エリア : 500,000 ha

(VI) 人 口 : 335,000

(VII) 需要家数

a) 住 宅 : 10,574

b) 商 店 : 358

c) 官 庁 : 0

d) かんがい : 60

e) そ の 他 : 201

(VIII) 建設期間 : 1974 - 1975

(I) 名 称 : Nueva Vizcaya Electric Cooperative, Inc

(II) 所 在 地 : Bambang, Nueva Vizcaya

(III) 登録月日 : 1972年9月26日

(IV) 加入都市数 : 6

(V) サービス・エリア : 696,000 ha

(VI) 人 口 : 221,965

(VII) 需要家数 :

a) 住 宅 : 18,658

b) 商 店 : 766

c) 官 庁 : 20

d) かんがい : 12

e) そ の 他 : 226

(VIII) 建設期間 : 1974 - 1975

カガヤン・バレイ地域における設立予定の電化組合（未登録）

(I) 名 称 : Second Cagayan Electric Cooperative, Inc.

(II) 所 在 地 : First Cagayan Electric Cooperative, Inc. のサービス・エリア以外の地域

(III) 登録月日 : 未定

(IV) 加入都市数 : 18

(V) サービス・エリア : 580,000 ha

(vi) 人 口 : 423,000

(vii) 需要家数 :

a) 住 宅 : 24,724

b) 商 店 : 411

c) 官 庁 : 53

d) かんがい : 3

e) そ の 他 : 220

(viii) 建設期間 : 1974 - 1975

(i) 名 称 : Second Isabela Electric Cooperative, Inc.

(ii) 所 在 地 : First Isabela Electric Coop. Inc. のサービスエリア外の地域

(iii) 登録月日 : 未定

(iv) 加入都市数 : 17

(v) サービス・エリア : 533,000 ha

(vi) 人 口 : 325,000

(vii) 需要家数 :

a) 住 宅 : 32,760

b) 商 店 : 419

c) 官 庁 : 100

d) かんがい : 140

e) そ の 他 : 120

(viii) 建設期間 : 1974 - 1975

3-4 National Irrigation Administration (NIA)

NIA の Annual Report (FY1972-73) によれば, NIA は 1964 年共和国法律第 3601 号に基き設立され, その本部を Quezon 市に有している。NIA はフィリピンの農業振興に必要なかんがいプロジェクトの計画, 実施を担当する。即ち,

(i) フィリピン全土のかんがいシステムの調査, 改善, 建設, 保守を行なうこと。

(ii) かんがいに利用可能な水資源の調査を行なうこと。

(iii) かんがい施設利用者からの利用料の徴集業務を行なうこと。

(iv) (i)より(iii)の業務に付帯する業務を実施すること。

となっており, 1973年6月末の職員数は約4,500名で, うち本部要員は約400名であり残り4,100名がそれぞれ地域事務所およびプロジェクト・オフィスに配属されている。

3-4-1 組 織

N I A の最高議決機関は7名の理事よりなる Board of Directors である。
すなわち、公共事業及び通信省長官 (Secretary of Public Works and Communications) を Chairman とし、農業・天然資源省長官 (Secretary of Agriculture and Natural Resources), 国家電力公社 (National Power Corporation) の Board of Directors の Chairman, 工業省長官 (Director of Plant Industry), 営農省長官 (Director of Agricultural Extension) その他2名より構成される。

なお、Board of Directors は大統領の承認を得て N I A の業務全般を統括するとともに、N I A 長官、N I A 副長官の任命および年次予算、補正予算の承認をも行なう。Fig.3-5 に N I A の組織図を示す。

3-4-2 実 績

N I A の Annual Report (FY'72-'73) による国営かんがいプロジェクトの実績は次の通りである。即ち、現にかんがい中の地区は全国で104地区、444,000 ha、工事中の地区は11地区 35,610 ha である。(うち2地区が年度内に完了した。)

現在新規プロジェクトは7地区のうち2地区 (8,720 ha) が建設準備にかゝっている。新規プロジェクトに投入された金額は約3.3百万ペソである。

又、共同かんがいプロジェクト (Communal Irrigation Project) の実績は次の通りである。1972年6月末までに工事の完了又は改修 (改良) の完了したプロジェクトは529地区で両者の合計面積は119,500 ha に及んでいる。なお、FY'72-'73に完了したプロジェクトは116地区、23,810 ha で約3.7百万ペソの資金が投入された。

(1) ポンプかんがいプロジェクト (Pump Irrigation Program)

1952年に始められたこのポンプかんがいプログラムは現在 N I A によって実施されている。現在までに農民に貸出したポンプユニットは2,240台で、そのかんがい面積は21,200 ha といわれている。

FY'72-'73 に農民に貸出したポンプ台数は3,240のセットと291台のエンジンである。
この他、下記に示す2つの特殊なポンププロジェクトがある。

1) 浅井戸ポンププロジェクト (Shallow Well Pump Project)

このプロジェクトは中央ルソンにおける農業用浅井戸ポンプの掘削機械とアクセサリーを購入する為 NFAC から2百万ペソの資金が拠出される。

2) Service Pumps

このプロジェクトは現存する国営かんがい地区の災害復旧工事の完了するまでのつなぎとして、ルソン島の13の N I A システムに194台のポンプが据付けられ稼働している。

(2) 調査・計画・設計中のプロジェクトは次の通りである。

1) 予備調査中のプロジェクト

国営プロジェクト※ 18 地区 93,660 ha

共同 ※※ 1,256 245,381

NIAポンプ 2,381 25,913

(※, ※※ ポンププロジェクトを含む)

2) 測量中のプロジェクト

国営プロジェクト※ 23 地区 139,662 ha

共同 ※※ 364 97,239

3) スターディー中のプロジェクト

国営プロジェクト 13 地区 140,200 ha

4) 設計段階のプロジェクト

a) 1972-73年の間に設計の完了したもの

国営プロジェクト 新規地区 8 27,531 ha

復旧 11 77,430

共同 8 17,554

b) 1972-73年の間に準備中のもの

国営プロジェクト 9 地区 26,575 ha

共同 3 2,480 ha

なお、以上に述べた各種かんがいプロジェクトにおいて、FY1973にかんがい利用者から徴集した利用料 (Irrigation Fee) は徴集可能高 12.2 百万ペソのうち約 65 % に相当する 7.9 百万ペソである。この利用料はかんがい施設の維持管理費や施設の改良費等に充当されている。

この他 N I A は当面する問題を解明するため各種の試験・研究を実施している。

なお、現在 N I A の当面している大きな課題は、主食である米の生産量が不足していることである。即ち、現在米の必要生産量は約 3 百万トンと推定されているが、1972 年の生産量は 2.7 百万トンで 0.3 百万トンの不足を生じ、この不足量は輸入せざるを得なかった。この供給量の不足分と今後の人口増加による供給量の増加分に対処するためには、1976 年までに年間約 18 万トンの増産が必要とされている。※

この必要量をカバーする最も効果的な方法はかんがい設備を増強することであるとして N I A は① 1972 年以降に起った洪水により大きな損害を受けた中央ルソンのかんがい施設を早急に復旧するとともに② 現在工事中の各種のかんがいプロジェクトや計画中のプロジェクトの早期完成を図ることである。

現在まで、中央ルソンのかんがい施設の復旧工事の進捗状況は全被災面積の 70 % に及び、この他、Visayas 地域、Mindanao 島等の高農業生産地域においては以下に掲げる業務を実施中

※ Regional Workshop on Irrigation Water Management (ADB)

である。

- (i) 現在進行中の National および Communal かんがいプロジェクトの早期完了。
- (ii) 農民に最大限かんがい施設を供与するためポンプの調達供与を継続する。
- (iii) 新規かんがいプロジェクトの資金調達の円滑化を図る。
- (iv) 国際機関の技術協力を得て各プロジェクトのフィジビリティスタディを促進する。
- (v) 新規の Communal かんがいプロジェクトに関する調査検討を急ぐこと。

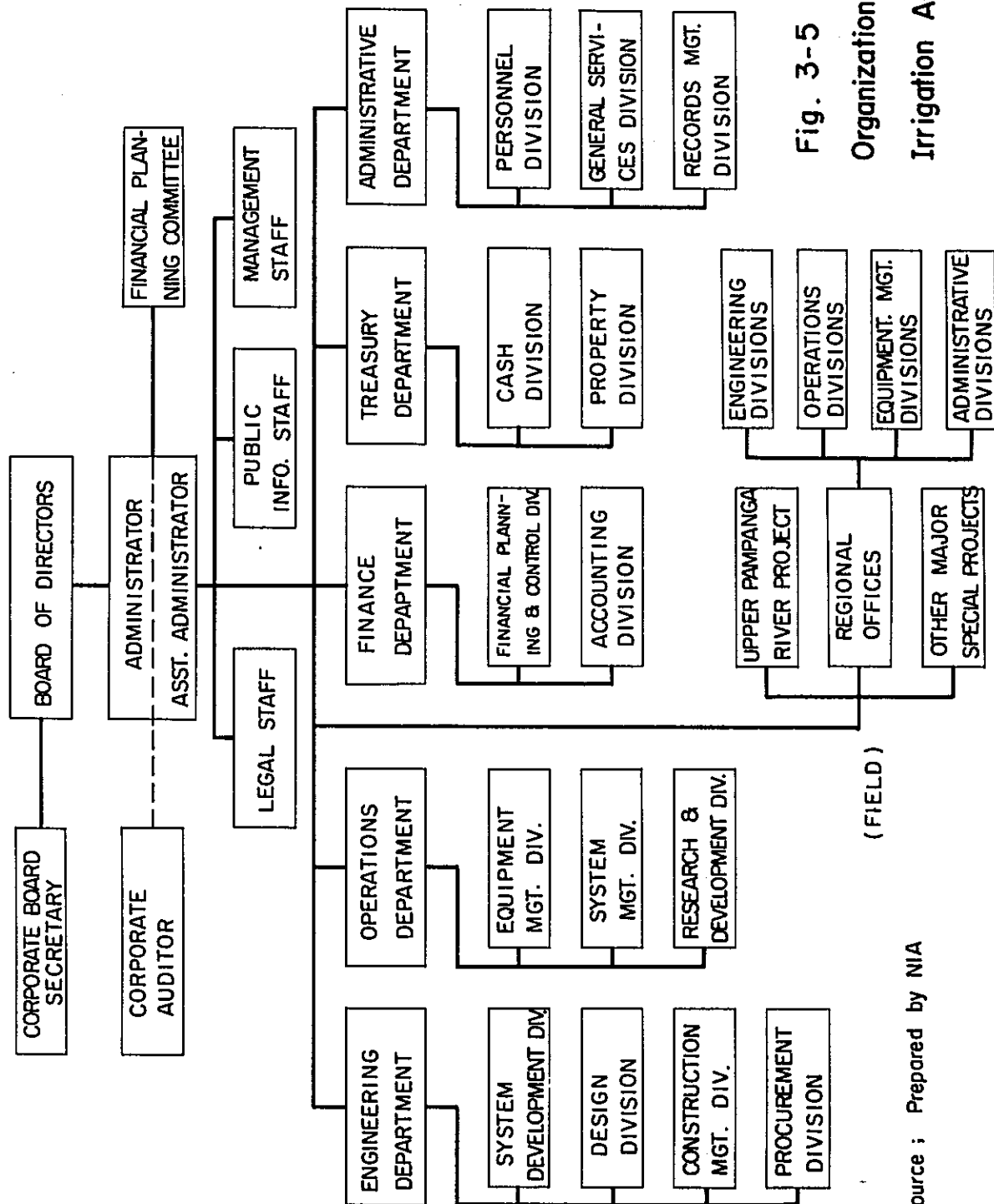


Fig. 3-5

Organization Chart of National Irrigation Administration (NIA)

Source : Prepared by NIA

第4章 カガヤン・バレイ地域の 経済環境

第4章 カガヤン・バレイ地域の経済環境

カガヤン・バレイ地域はルソン島北部に位置し、Cagayan, Ifugao, Isabela, Kalinga-Apayao Nueva Vizcaya (最近分離した Quirino 州を含む) の5州からなり、面積約36,200km²でフィリピン国土の約12%を占め、人口は1970年現在168万で同国総人口の約5%に当たっている。同地域中面積、人口ともに大きいのは Cagayan 州と Isabela 州で前者が同地域の総面積の25%、後者が33%、両州の人口合計で、カガヤン・バレイ地域の総人口の7割を上廻る。

カガヤン・バレイ地域には年平均流量約 $49 \times 10^9 \text{ m}^3$ のカガヤン河が南から北に流れ、Apurri 付近で Babuyan Channel に注ぐ。同河川的主要支流には Ilagan 川, Magat 川, Chico 川があり、何れも豊富な水量を誇っている。このカガヤン・バレイは広大で肥沃な土地と豊富な水を擁し、且つ鉱物資源の賦存もみこまれ将来性に富んでいるといわれている。

4-1 経済構造

1970年におけるカガヤン・バレイ地域の産業構造は Table 4-1 に示す通り、圧倒的に第1次産業の農業に依存しており、その比率は約80%である。あと14%が未発達な鉱業・商業・輸送業等に従事し、なお製造業のウエイトは極めて低く(7%)、且つその殆んどが農産加工、精米業等で前近代的な Cottage Industry の域を脱していない。この地域の製造業従事者数は、全フィリピンのそれに比べ約1.1%程度にとどまっており、工業化のテンポは極めて遅れているといえることができる。

※
また家族当たり年間所得をみる場合、1965年の実績によれば全国平均1,648ペソ～2,541ペソに対し同地域の数値は僅かに975ペソ～1,322ペソで全国平均の約55%に止まりフィリピン全土で最も低所得の地域であると云えよう。

Table 4-1 産業別従事者数百分比

産業別 州名	Cagayan	Isabela	Nueva Vizcaya	Ifugao	Kalinga Apayao	カガヤン バレイ 全地域	フィリピン 全土
1次産業	75	78	76	78	90	79	55
2次産業	8	7	7	6	2	7	17
3次産業	17	15	17	16	8	14	28
計	100	100	100	100	100	100	100

※ NEDA提供資料による。

4-1-1 鉱物資源

鉱業および金属関連産業は、粘土、建設用資材（骨材）等を除けば余りみるべきものはない。1970年現在、マンガン鉱、鉄鉱石等の鉱床が Camalaniugan 付近に賦存し、その他金や石油の賦存もまた報ぜられているが、殆んど未探査の状態である。

4-1-2 土地資源

この地域の最も主要な資源の一つは広大且つ肥沃な土地である。これらの土地は河川の運搬および堆積作用によってもたらされた沖積土から形成され、農作物の栽培に適した土壌と云れている。農地として利用可能な面積は Table 4-2に示すように 600,000haと推定され、その約 78%相当の 470,000haが現在耕作されていると云われているが、かんがい設備を殆んど具備せず専ら天水に依存する農業が営まれている。従って、将来かんがい施設の普及、農用地の拡大等により今後の開発が期待されている。

Table 4-2 土地 利用 現 況

	耕 作 用 適 地		既 耕 地	
	面 積 (A) (1,000 ha)	全 百 分 比 (%)	面 積 (B) (1,000 ha)	BのAに対する百分比 ($\frac{B}{A}$ %)
Cagayan Valley	595	100	469	78
Cagayan 州	249	42	143	57
Isabela 州	212	36	204	96
Nueva Vizcaya 州	53	9	40	75
Kalinga-Apayao	58	10	58	100
Ifugao 州	21	4	21	100

出所：Regional Development Projects Supplement to the Four-Year Development Plan (FY1974-77)

4-1-3 農 業

カガヤン・バレイ地域の主要農産物は Table 4-3に示すように Palay(米)，とうもろこし，煙草でそれぞれフィリピン全土の生産高の9.4%，8.4%，31.1%を占めており、州別では Isabela 州および Cagayan 州が大きなシェアを占めている。

Table 4-3 カガヤン・バレイ地域の主要農産物(1972年)

作物名	面積 (ha)	収量 (ton)	生産高 (1,000 Peso)
Palay	383,940	678,198	434,046
Corn (Shelled)	268,330	252,983	137,004
Fruits and Nuts	14,490	79,245	53,242
Citrus	1,400	5,935	2,550
Root crops	14,670	100,810	42,976
Vegetables	2,460	5,411	4,155
Onion	710	1,980	2,376
Ginger	730	1,501	1,051
Irish Potato	120	354	283
Beans, Peas	3,350	1,685	3,550
Coffee	3,280	4,682	26,593
Cacao	200	159	884
Peanut	10,200	4,894	4,698
All Other Food Crops	1,650	4,828	3,090
Coconut	4,160		3,456
Sugarcane	770	1,696	950
Tobacco	21,480	17,318	38,520

出典: Crop, Livestock and Natural Resources Statistics, 1972

4-1-4 林業

森林資源はカガヤン・バレイ地域にとって土地資源とならんで重要な資源の一つであり、同地域の総面積の約 40 % が商業用（私有）森林である。これらの森林資源から毎年約 853,000m³ の丸太（フィリピン全生産高の 7.4 %）が生産されている。1970 年現在操業中の製材所は 47 ケ所あり、うち 22 が Isabela 州、17 が Nueva Vizcaya 州に存在し、同地域では毎年約 64.4 百万ボード・フィートの木材を生産しているが、これは全国生産高の約 18 % に相当する。

4-1-5 製造業

カガヤン・バレイ地域に存在する製造業は、食品工業、煙草及びビンガー工業、木材、繊維、皮革、履物、印刷、化学等で、これらの殆んどが発展途上国にみられる所謂 Cottage Industry であって、規模別にみても、従業員 50 人未満の規模のものが全体の 46 % を占めている。

Table 4-4 セクター別雇用人口

総人口	総雇用人口		セクター別雇用人口					
			1 次 産 業		2 次 産 業		3 次 産 業	
	総人口に占める百分比 (%)	雇用人口	雇用人口百分比 (%)	雇用人口	雇用人口百分比 (%)	雇用人口	雇用人口百分比 (%)	雇用人口
1970 580,880	36.48	211,958	70.13	148,638	5.61	11,890	24.26	51,430
1963 445,289	42.50	189,260	67.78	128,290	1.54	2,910	30.68	58,060

出典：NEDA提供資料による。

4-1-6 インフラ・ストラクチャーの整備^{※1}

フィリピン政府は、カガヤン・バレイ地域における農業生産の増大のための積極的施策と、大規模な農地改革を行なうことによりこの地域の住民の福祉向上と発展を企図している。従って同目的達成のため、インフラ部門の整備拡充としてセカンダリーロードの改修と建設、かんがい設備の完備、水道設備の整備、学校、衛生施設の建設を意図しておりその所要資金は259,059,000ペソを予定しているが、その成否は資金調達の目途如何にかかっているといえよう。

3 州 概 況

カガヤン・バレイ地域の電化計画の実施により、Cagayan 河沿いに点在するかんがい地域の動力用電力の供給と併せて農村電化が図られることとなるが、同計画の主要コンポーネントである送電線の経過地は主として Nueva Vizcaya, Isabela, Cagayan の3州であるため、以下にこれら各州の概況を述べる。

(1) Cagayan 州^{※2}

Cagayan 州は面積 9,002 km² で、国土総面積の 3% を占め、北は Babuyan Channel に接し、南は Isabela 州、東は太平洋岸に面し、西は Ilocos 地方に連がっている。同州の北部地方には漁港が点在し、東部は山間地、西部は牧草地で、南西方向に Catacao 山 (1,833m) がそびえている。Cagayan 州の気候は四季の変化に乏しいが、一応 11 月から 4 月までが乾期 5 月から 10 月までが雨期と呼ばれている。

1) 人 口

人口は、1970 年現在の人口センサスによれば 581,237 人でフィリピン全土の総人口の 1.6% を占め、人口密度は 1km² 当り 64.6 人である。1960 年から 1970 年に至る 10 年間の人口の年平均増加率は 2.6% で、カガヤン・バレイ地域全般の人口増加率 3.4% を下廻っている。なお、文盲率は 19% にすぎず、Isabela 州に次いで教育水準は高い。

※1 Supplement to the Four-Year Development Plan ※2 Provincial Profile of Cagayan (FY 1974 to 1977)

2) 農 業^{※1}

1970年現在、Cagayan 州の農業生産額は 86.4 百万ペソで、その構成は米・とうもろこし等の食糧用作物が 83 ㉯を占め、煙草、果実等の換金作物が 17 ㉯となっている。主食の Palay(米)は同州の農業生産額の 80 ㉯を上廻り、その生産額は 71 百万ペソに達している。Palay に次いで、煙草ピーナツがあげられ、それぞれ 5 百万ペソ、2 百万ペソの生産額を記録している。

3) 林 業

Cagayan 州では直径 50 cm 以上の立木が豊富にあり、その産出可能量は 30 百万 m³ と推定されているが、その多くはジャングル中にあるため、伐採、運搬が困難である。

4) 漁 業

漁業はおおむね内海漁業である。Anchovy (かたくちいわし)、さば、いわし、まぐろ、すっぽん等が漁獲されるが、なかでもかたくちいわし、さばの漁獲量が多い。

5) 鉱 業

鉱物資源としては 1965 年現在、マンガン鉱 1908 ST, 鉄鉱石 2,020,000 MT, 石灰石 268,000,000 MT, 陶土 63,110 MT, 真珠岩 10,000,000 MT, 硫黄 100,000 MT の埋蔵量が推定されている。とくに Cagayan 州はカガヤン・バレイ地域における鉄鉱石、磷酸鉄の唯一の埋蔵地区であり、ペルライト鉄 10 百万 MT の埋蔵も確認されている。上記の他、Guano 鉄はフィリピン全土の 6 ㉯が埋蔵されているといわれている。しかしまだ採鉄活動はみるべきものがなく、現在若干の硫黄が生産されているにすぎない。

(2) Isabela 州^{※2}

Isabela 州は、1856 年公布のスペイン王室令によって設立され、州の名も Isabela 第 2 世(王女)の名にちなんで命名されたもので、同州の面積は 10,664 km² でその 3 分の 1 以上が農地である。Isabela 州は、カガヤン・バレイ地域の中央に位置し、北は Cagayan 州に、南は Nueva Vizcaya 州、Quezon 州に隣接している。東は太平洋に望み、西は Ifugao 及び Kalinga 州に接している。なお同州には Sierra Madre 山脈が東に、Caraball 山脈が西に走っており、この区間では台風の影響は少ないが、北部では台風の影響を受け易い。雨量は年間を通じてほぼ平均化しているが、西部では 11 月から 4 月までが乾期、12 月から 3 月までが雨季である。日平均気温は約 26~27℃である。

1) 人 口

Isabela 州の人口は、1970 年現在の人口センサスによれば、648,123 人で、全国総人口の 1.8 ㉯を占め、1960 年から 1970 年に至る 10 ケ年間の人口増加率は 3.8 ㉯で全国平均(3.5 ㉯)を上廻っている。

※1 Cagayan Almanac による。

※2 Provincial Profile of Isabela による。

1km² 当りの人口密度は 60.8人でカガヤン・バレイ地域では、Cagayan 州に次いでちょうど密である。

文盲率は 15 %で全国平均を下廻るが、低開発地域としてはかなり教育水準は高いと云える。

2) 農 業

1970年の農業生産額は約 118百万ペソに及び、そのうち食糧用作物が 80 %、換金作物が約 20 %である。食糧用作物の大半は Palay (米) で生産量、収益ともに一位を占めている。なお、煙草、とうもろこしが Palay に次ぎ、その生産額も同年現在それぞれ 15百万ペソ、7.5 百万ペソに達している。その他の作物としてはピーナツ・バナナ・マンゴ・パイナップル等があげられる。

3) 林 業

Isabela 州の林業関係企業数はフィリピン全土の 4 %を占め、カガヤン・バレイ地域では第 2 位を占める。主要産物は Tangile, White Nato, Kalantas, Palosapis, Bitanghol 等である。

4) 漁 業

Isabela 州は漁業基地として Divilacan および Palanan 湾を擁しているが、同州の漁獲量は、同州の必要とする需要を賄うまでには至っていない。これは主として輸送手段と冷凍設備の欠如ないしは不備に帰因するものであるだろう。

5) 製造業

Isabela 州の経済は著しく農業に依存しており、企業家数も非常に少なく、生産額も全国のそれに比べ 1957年当時の 0.22%から漸次減少し近年 0.1 %台にまで低落しているの、言及する程のことはないであろう。

6) 鉱 業

Isabela 州の鉱物資源の推定埋蔵量は銅鉱 2,292,181 ST, マンガン鉱 196,922 ST とみられており、銅はフィリピン全土の埋蔵量の 0.5 %であるといわれている。マンガン鉱および銅鉱は San Mariano 付近に埋蔵されているといわれ、また Sta. Maria 近辺には石炭岩、White Clay 等も賦存するといわれている。

(3) Nueva Vizcaya 州

Nueva Vizcaya 州はカガヤン・バレイ地域の南の玄関口に当り 1839年に誕生したもので、北は Mountain 州、Isabela 州、東は Quezon 州、西は Mountain 州にそれぞれ接している。同州の面積は 7,303.km² (フィリピン全土の 2.4 %) で 3 州中最も小さく、開発の遅れている地方である。同州の主要産業は農業で、他にみるべき産業もないため住民の所得もフィリピン中最も低い地域に属する。

同州の気候は雨期と比較的短期間の乾期からなる。Nueva Vizcaya 州の西部ではしばしば強風に見舞われるが、北西部では平均した降雨が認められる。すなわち 1 月から 3 月までの月別平

均降雨量は 50mm を下廻り、6 月から 10 月までは月平均約 400mm の降雨量がある。Nueva Vizcaya 州の気温は月平均 26℃で、これまで 1 月の 23℃、最高が 5 月の 28℃となっている。

1) 人 口

Nueva Vizcaya 州の人口は 1970 年現在 221,965 でフィリピン総人口の僅か 0.6 % である。年間人口増加率は 4.7 % で 3 州中最も高い。

しかし人口密度は 1km² 当り 31.9 人で、Cagayan 州の 64.6 人、Isabela 州の 60.8 人に比べれば約 2 分の 1 にすぎない。また同州の人口の約 3 分の 1 が Solano, Bayombong, Bambang 各都市およびその周辺に住み、とくに Sta. Fe から Bagabag にかけての人口集中度が著しい。文盲率は 20 % で教育水準は全国平均をやゝ下廻るが、10 才以上の者の文盲率は 15 % 程度で、後進地域としては高い知的水準といえよう。

2) 農 業

Nueva Vizcaya 州の農産物の筆頭は Palay (米) で、同州の年農業生産額の約 85 % を占め、また同州における総耕作面積約 410 km² 中、310 km² (65 %) が Palay (米) 耕作面積となっている。

Palay (米) に次ぐ農作物としてはとうもろこし、Camote 等があげられる。

3) 林 業

Nueva Vizcaya 州の総面積、7,303 km² の約 50 % が私有地と森林からなり、残りが公有林となっている。主要な樹種は Guijo, ラワン材, Tangile, Magapis, Palosapis 等でこれらは何れもベニヤ板、合板用に利用されている。

4) 製造業

製造業としては、農産加工、林業等があげられるが全国比 0.1 % にも満たない。

5) 鉱 業

金、銀、銅、鉛化ピライト鉱等約 202,000 M T の埋蔵量が推定されている。

4-2 電気事業の現状

4-2-1 フィリピンの電気事業の特色

フィリピンの電気事業の特色は他の東南アジアの諸国と異って、電気事業が民間主体となってフランチャイズ制のもとで運営されていることであろう。電気事業者は民営電力と N P O 及び町村営による公営とに分けられる。民営電力会社は、1970 年において 335 であり、その最大のものがマニラ電力会社 (MERALCO) である。1971 年の発電設備、発電々力量を事業形態別に示すと Table 4-5 の通りである。

Table 4-5 Electric Utilities in the Philippines in 1971

	No. of Utilities	Installed Capacity(MW)	(%)	Energy Production (million kwh)	(%)
Private Utilities					
MERALCO	1	1,191	50	4,660 ^{1/}	53
Other utilities	334	580	25	1,780 ^{1/}	20
Public Owned Utilities					
NPC	1	579	24	2,241 ^{1/}	26
Municipal	121	27	1	83 ^{1/}	1
Total	456^{2/}	2,377	100	8,764	100

Note: ^{1/} estimated Value
^{2/} as of 1970

Source: 1971 Annual Report (MERALCO)
Annual Report FY 1970-1971 (NPC)

上表によると、456の電気事業者のうち、MERALCO及びNPCの2者により約80%の発電が行われ、残り20%を454の電気事業者が発電していることとなり、その規模の小さなこと一平均設備出力は1,300kWにすぎない一を明瞭に物語るものである。

フィリピン全体の発電々力量の伸びは、1960年から1970年の10年間で平均12.2%を記録し、国民1人当りの発電々力量は、1970年において240 kWhであった。これは東南アジア地域のほぼ中位に位置するものである。

昨年末の石油危機以来、燃料価格の暴騰により電気事業者は急速な収支の悪化に悩まされ、地方都市の一部民営電力会社の中には電力供給の義務を放棄した会社もある。首都マニラを中心とするルソン電力系統では、NPCおよびMERALCOの自社火力発電設備の重油購入単価と現行電気料金算定の基準となっている重油単価の差および当該月の水力と火力の発電々力量との比率を考慮し、需要家より毎月電気料金の追加徴集を行っている。

フィリピン全体の発電設備の水力、火力、ディーゼルの比率は22:59:19となって居り、火力発電の割合が高い。石油危機を契機にフィリピン政府は水力電源の開発、地熱発電、原子力発電に積極的に取組み電源の多様化を計ると共に、フィリピン全国の電化を20年以内に達成することを目標にしている。

4-2-2 国家電力公社 (NPC)

NPCは設立以来フィリピンの主要水力発電所の建設及びこれに関連する送・変電設備の拡充を行って来た。Luzon Grid, Mindanao Grid がそれである。1972年にはベースロード供給の目的でNPC最初の火力発電所(75MW)がBataanに誕生した。第2号機(150MW)が引続き着工され、1976年には運転開始の予定である。NPCの地域別主要設備は次のとおりである。

ルソン地域

Bataan 火力2号機の増設および現在建設中の Panta Bangan 水力(100MW)の建設により1977年にはNPC発電設備は750MWに増強され、同時に230kV、電力系統はルソン島南部の Naga まで拡大される。またルソン北部では Binga 水力発電所(100MW)より San Fernando まで230kV送電線が着工され、1976年には完成の予定である。

ルソン北部のカガヤン・バレイ地域には Ambuklao 水力発電所より230kV および69kV送電線が建設され、1978年にはこの地域へルソン電力系統の低廉豊富な電力を供給することにより、電化かんがいと地方電化をとおして地域の経済発展に大きく寄与するものと期待される。

ルソン島のNPC発・送・変電設備の概要については3-2-3に記述したので参照されたい。

ミンダナオ地域

ミンダナオは水力電源にめぐまれて居り、Lanao 湖に源を発する Agus 川の Maria Christina 水力の150MWがあり、現在この発電所の第5号機(50MW)の増設および Agus 第2発電所(180MW)の工事が着工され、1975年および1977年に夫々竣工の予定である。これらの水力発電所から得られる安い水力電気を背景に、ミンダナオ 北部の Cagayan de Oro, Iligan には肥料工場、セメント工場等が建設され新規工業地帯が造成された。

Agus 第2発電所の建設に合わせてミンダナオの主要都市をカバーする115kV送電線が建設される。

ビサヤス地域

ビサヤス 地域では Negros 島および Bohol 島に夫々800kW の水力発電所があるが、これ以外にNPCの設備は存在しない。

4-2-3 国化電化庁 (NEA)

NEAの前身であるEA(Electrification Administration)は1962年から1969年までの間に主として30~60kWのディーゼル発電所108箇所を建設して来たが、これは主要な町の電灯供給だけを目的としたものであった。フィリピン政府は地方都市を含む農村地帯の電化を強力に押し進めるため、1969年にEAを改組して新たにNEAを設立した。

NEAから提供された資料によれば、1972年においてフィリピン全体の電化率は28%である。これは総人口39百万人中11百万人のみが電気の恩恵に浴し、残りの28百万人の人々は電気とは無関係の生活をしていることを示している。しかもこの11百万人のうち7百万人はマニラその他の都市部に居住する人々であり、全人口の70%を占める農村地域に対する電化率は僅か13%に過ぎない。

NEAはこのような農村地域の電化の遅れを解消するためにフィリピン全国の各州に電化の核となる37の農村電化組合の組織を作り1973年より1976年までの間に 90×10^6 ドルを投ずる計画である。

4-2-4 カガヤン・バレイ地域の電気事業

この地域の電気事業は全て小規模の私企業によって行われている。最大の設備規模をもつのはTuguegarao 電力会社で、その設備出力は945 kW である。発電設備は全てディーゼルであるが、15 kW から425 kW でプラント数は78台である。既存の発電設備の実績を Table 4-6 に示す。

1973年末の石油危機以来、これら民間の電気事業者は燃料費の高騰により多くが赤字経営を余儀なくされ、燃料の購入資金に困り、一部では電気料金の前納を前提に電力供給を行っているところもある。Santiago 電力会社、Aparri 電力会社は既に発電を停止し、NEA 或いは Municipality の財政援助或は買収による再開が待たれている状況である。

現在、24 時間電力を供給している電気事業者は Solano, Cauayan, Tuguegarao の3電力会社のみで他は点灯時或は夜間のみといった限られた時間帯のみ電力供給を行っている。

この様に、安定した又低廉な電力が不足しているため、工業、商業需要家の多くは自家用発電設備を有している。

Table 4-6 Existing Electric Plant Utilities in Cagayan Valley

	Installed Capacity (kW)	Peak Load (kW)	Annual Energy Generation (MWh)
Nueva Vizcaya Province:			
1. Aritao	90	30	89.7
2. Bayombong*	430	250	758.6
3. Diffun*	60	30	30.4
4. Solano	300	250	994.4
Isabela Province:			
1. Alicia	112	76	45.9
2. Cauayan*	515	350	1,213.4
3. Echague	60	30	23.6
4. Ilagan*	375	240	702.9
5. Santiago	390	360	600.0
Cagayan Province:			
1. Aparri	300	284	1,324.2
2. Baggao	60	31	46.3
3. Camalaniugan	30	30	53.8
4. Gonzaga	90	60	115.0
5. Pamplona	27	6	13.6
6. Tuguegarao*	945	750	2,448.2
Total:	3,784	2,777	8,460.0

Note: * implies actual records in 1973 while other figures indicate those in 1971.

Source: Magat River Feasibility Report, June 1973.

4-3 かんがい計画と農村電化計画

フィリピン政府は当面する米の生産量の不足と今後の人口の自然増加に対処するため、食糧の自給化と安定供給の目標に沿って全国の農業生産に適している地域に対し各種のかんがいプロジェクトの増強を最重点施策の一つにかゝっている。

肥沃でかつ広大なカガヤン・パレイは農業を営むのに必要な気温・降雨等の自然的条件や土地資源に恵まれているが、近年にいたるまで一部の地域を除いては余り利用されなかった。

しかしながら近年、政府はこの恵まれた土地資源や水資源の開発に着目し、FY'74-'77の4ケ年開発計画にこの地域の農業開発計画を策定し追加した。

この農業開発計画のうち、農作物の増産に直接寄与するプロジェクトは Magat 河総合開発計画で代表される大規模なかんがい計画 (National Irrigation Package Project) と地域の農村電化をはかりつゝ電動モーターを駆動して河川やクリーク、湖等からポンプによりかんがい用水を揚水して米の増産を行なう比較的小規模なかんがい計画 (Electrification and Irrigation Project) とがあげられる。しかしながら NIA を主体とした外国の資金援助ならびに技術援助により実施されている大規模なかんがい計画はかんがい用水の確保・洪水防禦・飲用水の確保等を実現する為には理想的な水資源開発方式であるが、長期に亘る調査と建設に要する莫大な資金を必要としさせしまった食糧の不足量をカバーすることは困難である。その為、政府はこの電化かんがい計画を推進することにより電化の遅れている地域の電化と当面の米需要をカバーすべく目下計画の実施に絶大な力を注いでいる。以下にこの電化—かんがい計画の概要を4ケ年開発計画及び Appendix A-4 に述べる協定書より引用すれば次の通りである。

この電化—かんがいプロジェクトは NEA と NIA とがタイアップする所謂 "NEA-NIA 電化かんがいプロジェクト" と呼ばれ次のような目的をもっている。

- (1) 貴重な外貨を費して補われている現在の米の不足量を国内の米の生産量を増加させることにより外貨の節約を計る。
- (2) 地域の電化を計ることにより地域住民の長期に亘る社会的経済的要求を成し遂げる。

このプロジェクトは農村電化部門を受け持つ NEA、かんがい部門を受け持つ NIA、電化—かんがいプロジェクトの計画化と実施面の調整やこのプロジェクトの遂行に要する Provincial Development Staff の研修部門を受け持つ PDAP (Office of Provincial Development Assistance Project) 及び実施計画書 (Program Design) の提出や前記3機関により承認された実施計画書に基づいてシステム及び諸手続を行なう DAP (Development Academy of the Philippines) の4機関から成る各機関の主要な任務は次の通りである。

National Electrification Administration (NEA)

1. DAP により組織される National Project Team (NPT) の活動支援費を支出すること。
2. 所管する電化組合を通じ Irrigator's Service Association (ISA) に電動ポンプ等の商品資金援助すること。

3. 電動モーター、ポンプ及びその付属品の調達を行なうこと。
4. 電動モーター駆動に必要な配電線の建設に関し、電化組合との業務調整を行なうこと。

National Irrigation Administration (NIA)

1. NPT の活動を支援する為の費用を支出すること。
2. ISA に対し機械ポンプ、電動ポンプを供与すること。
3. 電動モーター、ディーゼルエンジン、ポンプ及び付属品を調達すること。
4. NPT に対し技術的事項を提供すること。
5. 関係機関の技術系学生・要員の技術的研修を実施すること。
6. かんがい事業の一切の技術的調整及び監理等を行なうこと。

Office of Provincial Development Assistance Project (PDAP)

1. Provincial Development Staff との業務調整を行なうこと。
2. 計画に必要なその他の支援業務を供与すること。

Development Academy of the Philippines (DAP)

1. NEA, NIA, PDAP により承認された実施計画書に基づくシステム及び諸手続を作成すること。
2. NPT を組織しこれを監理すること。
3. 計画の研修、通信部門を担当・実施すること。
4. 計画を査定し業務調整を行なうこと。
5. 他の政府関係機関との業務調整をすること。
6. Plan of Operation を策定・実施すること。
7. NEA, NIA の提供する資金・機器の監査業務を行なうこと。
8. NEA, NIA, PDAP に対し資金・作業報告書を提出すること。

現在、この“NEA-NIA 電化-かんがいプロジェクト”は全国7州(9地区)において計画され電化の遅れている17,000戸の電化と約35,400haのかんがいを行なうもので、当カガヤン地域においては Cagayan, Isabela 及び Nueva Vizcaya の3州、5地区が対象とされそのかんがい面積は全体の約57%の約20,000haと予定されている。

対象地区及び州	面積
1. Laoag-Sarrat-San Nicolas (Ilocos Norte)	3,415 ha
2. Abra	1,600
3. Capi	3,000
4. Aparri (Cagayan)	3,000
5. Aparri-Tuguegarao (Cagayan)	3,000
6. San Pablo-Cagayan (Isabela)	6,000
7. Nueva Vizcaya	4,000

8. Camarines Sur	7,400
9. Solana-Tuguegarao (Cagayan)	4,000
Total Coverage	35,415 ha

上記9地区のうち Laoag - Sarrat - San Nicolas 及び Salana-Tuguegarao の2地区は大口経のポンプによる方式であるが他の7地区はほぼ 60ha に8インチのポンプ1台を据付ける方式をとっている。

ポンプの維持・管理は大口経のポンプ方式のものはNIAが、その他の小規模のプロジェクトについてはNIAの指導と監理の下に組織されるかんがい組合(ISA)が行なう。

なお、このプロジェクトの目的、実施機関並びに責任分担、運営方法等の詳細は Appendix A-4 に示されている。

第 5 章 電力需要想定

第 5 章 電力需要想定

5-1 カガヤン・バレイ地域の電力需要想定

5-1-1 基本的な考え方

カガヤン・バレイ地域の電力需要想定を行うにあたっては、電力需要を都市部、農村部の一般電灯需要、工業需要、電化かんがい需要に区分し、夫々の需要を個別に想定し、それらを合計することにより算定した。この場合、カガヤン・バレイ地域で最優先プロジェクトとなっている電化かんがい計画のための配電計画と、これに附随して可能な都市部への配電設備は、カガヤン送・変電設備が完成する1977年末までには同時に完成することを前提としている。

5-1-2 都市部および農村部の電灯需要

(1) 都市部の電灯需要

1970年に行われた国勢調査によれば、1960年から1970年までの10年間におけるカガヤン・バレイ地域の人口増加率は3.4%で、都市部4.0%、農村部3.2%であった。需要想定を行うために必要な需要家数の想定にあたっては、人口増加率よりやや低い3%の増加率を1971年の需要家数に乗じて将来の需要家数とした。

一方、カガヤン・バレイ地域の都市部でも、既に電力供給設備を有し電気の恩恵を受けている地域もあれば、いまだに未点灯の地区もある。したがって、都市部の需要家当りの月別消費電力量(原単位)は、町あるいは Municipalities を3つのカテゴリーに区分し、Table 5-1 に示す1973年現在のカガヤン・バレイ地域の実績を基準に定めた。

Towns Classified	Actual Record		単位: kWh/month	
	1973	1978	1987	
A Class	71	80	100	
B Class	52	60	80	
C Class	0	40	60	

Note: A Class の需要家は、主として現在24時間電力供給をうけている州都であり、B Class は12時間供給をうけている町あるいは Municipalities, C Class は未点灯町である。

上述の需要家別の原単位に、需要家数を乗じて都市部の電力需要とした。なお、電灯需要として一般にみなされる街路灯の需要は、需要家原単位の中に見込まれている。需要想定の結果を Table 5-3 に示す。

(2) 農村地域における電灯需要

農村地域の電灯需要を想定するに当っては、カガヤン・バレイ地域に予定されている3つの農村電化計画の報告書をもとに、需要家当りの原単位(kWh/month)を想定し、それに需要家数を

乗じ求めた。ただしこの場合、需要家数の想定に当っては、カガヤン・バレイ地域の農村地域の電化率をカガヤン送・変電設備完成後 10 年以内にゼロより現在の都市部の平均電化率とほぼ等しい 30% まで引き上げることが前提とした。

1960 年と 1970 年の間における農村地域の人口増加率は 3.2 % であるが、家族計画の実施、社会教育の普及等により今後の人口増加率は低下するものと想定し、増加率を 2.0 % とした。

1970 年の国勢調査の結果から、1 世帯当りの家族数は将来共 6 人と想定し、将来の予測人口より世帯数を算定し、上述の電化率を乗じて需要家数を求めた。

一方、カガヤン・バレイ地域の農村部における 1 需要家当りの月別消費電力量は、NEA がカガヤン・バレイ地域で 1972 年に実施した Table 5 - 2 に示す一般住宅の電灯需要の原単位を参考に初年度は 35kWh、10 年目を 50kWh と想定した。Table 5 - 2 に示す 10 年目のカガヤン・バレイ地域で予想されている一般住宅の消費電力量 75 kWh は過大であろう。

Table 5 - 3 に想定結果を示す。

なお、Table 5 - 2 に示す商業、公共建物の需要は既に述べた都市部の電灯需要の中に見込まれている。

Table 5-1 Energy Consumption per Customer in 1973

(1) Solano Electric Plant (24 hour service)		
Number of Customers;	1,342	
Energy Sales;	727 MWh	
Energy Sales per Customer;	45 kWh per month	
(2) Cauayan Electric Plant (24 hour service)		
Number of Customers;	910	
Energy Sales;	1,037 MWh	
Energy Sales per Customer;	95 kWh per month	
(3) Bayombong Electric Plant (12 hour service)		
Number of Customers;	1,326	
Energy Sales;	659 MWh	
Energy Sales per Customer;	42 kWh per month	
(4) Ilagan Electric Plant (12 hour service)		
Number of Customers;	1,128	
Energy Sales;	551 MWh	
Energy Sales per Customer;	41 kWh per month	
(5) Tuguegarao Electric Plant (24 hour service)		
Number of Customers;	2,313	
Energy Sales	2,081 MWh	
Energy Sales per Customer;	75 kWh per month	

Table 5-2 Energy Consumption by Sectors from
Feasibility Report Prepared by NEA

(Unit: kWh/month)

	Cagayan		Isabela		Nueva Vizcaya	
	1st	10th	1st	10th	1st	10th
1. Residential	30	75	30	75	35	80
2. Commercial	35	105	35	105	35	105
3. Public Buildings	25	70	25	70	25	70

Source: Feasibility Report on Rural Electrification prepared by NEA, April 1972.

Table 5-3 Load Forecast for Towns and Rural Districts in Cagayan Valley

	Existing (1971)			1st year (1978)		10th year (1987)			Remarks
	Number of Customers	*No. of Customers	Energy Consumption (kWh/month)	Annual Energy (MWh)	No. of Customers	Energy Consumption (kWh/month)	Annual Energy (MWh)		
1. Cagayan Province									
Town classification									
A class	3,592	2,576	80	2,473	5,932	100	7,118	Tuguegarao, Aparri	
B class	2,063	712	60	512	2,900	80	2,784	Baggao, Camalaniugan Gonzaya	
C class	11,188	3,505	40	1,682	14,711	60	10,591	Others Permplona	
Rural districts	0	0	35	0	35,400	50	21,240		
2. Isabela Province									
Town classification									
A class	2,233	2,746	80	2,636	3,687	100	4,424	Cauayan, Santiago	
B class	2,056	2,528	60	1,820	3,395	80	3,259	Alicia, Ilagan	
C class	14,514	6,994	40	3,377	24,120	60	17,366	Others	
Rural districts	0	0	35	0	40,000	50	24,000		
3. Nueva Vizeaya Province									
Town classification									
A class	0	0	80	0	0	100	0		
B class	2,590	3,185	60	2,293	4,277	80	4,106	Bayombong, Solano	
C class	6,565	3,819	40	1,833	10,831	60	7,798	Others	
Rural districts	0	0	35	0	12,150	50	7,290		

Note: # implies the number of consumers who are expected to be supplied with electric power in 1978 after completion of the distribution scheme (1st Stage).

5-1-3 工業需要および電化かんがい需要

(1) 工業需要

現在のカガヤン・バレイ地域の工業需要は、主として脱穀、精米の電力需要、製材需要、製氷需要および自動車修理工場等小規模工場の電力需要で構成されている。同地域の脱穀精米の電力需要は、米の生産量から推定し2,000kW~2,500kWと想定されるが、全て自家用動力設備で賄われている。1971年の州別工業需要家数および需要はTable 5-4に示すとおりである。

Table 5-4 Industrial Demand in 1971

Province	Number of Consumers	Max. Demand (kW)	Energy Requirement (MWh)
Cagayan	104	2,147	10,424
Isabela	135	1,963	13,863
Nueva Vizcaya	64	945	6,354
Total	303	5,055	30,641

Note) The figures shown above include potential demand according to the "Magat River Project Feasibility Report, Vol. 1" prepared by the National Irrigation Administration (NIA).

Appendix A-1 (Table A-1-2)に示す如く、既存のかんがい地域は77,000ha、1987年にはさらに178,000haのかんがいが予定されており、米の生産は2倍以上に飛躍的に増加するものと期待されている。したがって、この地域の経済基盤が特に現状では変る要因もみられないため、現在の工業需要は農産物の生産量に比例して増加するとみなして差支えないであろう。したがって、1971年の需要をベースに10年倍増の年平均伸び率7.2%を採用し、想定した。

(2) 電化かんがい需要

カガヤン・バレイ地域の電化かんがいによる需要は、NIAの提示したかんがいプロジェクトを調査し、ポンプ位置、河川水位、かんがい必要水量等の技術的検討を加え年度別電化かんがい必要電力を算定した。その結果をTable 5-5に、また詳細をAppendix A-1に示す。

Table 5-5 Pump Capacity in kW

Year	National Project	Communal Project	Private Project	Total
1978	2,570	11,473	2,557	16,600
1982	2,570	11,473	3,427	17,470
1987	2,570	11,473	4,627	18,670

5-1-4 変電所別需要想定

以上の需要想定の結果にもとずき、カガヤン送変電計画との関連において変電所別の需要想定を行った。この結果、カガヤン・バレイ地域の電力需要の毎年の平均伸び率は11.2%、電力量需要の伸び率は10.5%となった。その結果を Table 5-6 に示す。

Table 5-6 Load Forecast in Cagayan Valley

Substations	1978	1982	1987	Increase (%)
(1) Solano				
Max. demand (MW)	3.4	5.4	8.7	11.0
Energy requirement (GWh)	15.3	23.8	36.7	10.1
(2) Santiago				
Max. demand (MW)	4.5	8.0	13.1	12.6
Energy requirement (GWh)	20.7	34.2	53.9	11.1
(3) Cauayan				
Max. demand (MW)	3.0	4.5	6.8	9.5
Energy requirement (GWh)	13.7	20.1	29.4	8.9
(4) Ilagan				
Max. demand (MW)	4.3	6.5	9.6	9.2
Energy requirement (GWh)	20.1	29.6	41.8	8.5
(5) Tuguegarao				
Max. demand (MW)	5.2	7.9	12.3	10.0
Energy requirement (GWh)	23.6	35.5	52.8	9.3
(6) Camalaniugan				
Max. demand (MW)	3.1	6.4	10.9	15.0
Energy requirement (GWh)	13.6	27.0	43.8	13.8
Total				
Max. demand (MW)	23.5	38.7	61.4	11.2
Energy requirement (GWh)	107.0	170.3	258.4	10.5

以上の想定値の詳細を Appendix A-3 に示す。

なお、かんがい用の電力需要としては上述の河川或は運河からの揚水のための電力需要以外に、カガヤン・バレイ全体で少くとも1987年までに30,000ha以上の地下水利用の新規かんがい地点が期待され、その電力需要として約30～40MWが予想されるがプロジェクトの具体的な計画が明確でないため、今回の想定からは除外した。

5-2 ルソン電力系統とカガヤン電力系統

5-2-1 ルソン電力系統の現状

ルソン電力系統の1972年の最大電力需要は1,210MWで、この電力需要に対して、NPCおよびMERALCOの連系発電設備2,040MWにより電力の供給が行われている。Table 5-7に示す如く、NPC発電設備の大部分は水力であり、MERALCOのそれは火力発電設備である。

NPCは最大の電力需要地であるマニラおよびその周辺を除く地方への電力供給と、MERALCOへの電力供給を行っている。MERALCOとNPCは、電力の相互融通を行って設備の有効利用を行っている。すなわち、NPCの貯水池水位が高い期間および河川流入量が多い時は、MERALCOに電力を売電し、渇水期或いは貯水池水位が低水位にあるときはMERALCOから電力の購入を行っている。Table 5-8に示す如く、1960年から1972年までの12年間の電力需要の伸びは、NPCの電力系統内で20.9%、MERALCOのそれは10.7%、全体で12.1%であった。NPCの電力需要の伸びが非常に急速なのは、従来小規模発電設備に頼っていた地方都市および農村部へ230kV、115kVあるいは69kVの送電線を建設し、低廉豊富な電力を供給し、需要の積極的な開拓に取り組んだ結果である。Fig.5-1にルソン地域の電化区域を示す。

なおNPCのルソン電力系統内で適用される1974年7月からの電気料金は次の通りである。

Demand Charge:	Per meter, Per month
First 1000kW of billing demand	P 5.00 Per kW
Next 9000kW " "	P 3.00 "
All excess kW	P 1.00 "
Basic Energy Charge :	
First 300 kWh per kW of billing demand	P 0.085 Per kWh
Next 150 " " "	P 0.070 "
All excess kWh	P 0.050 "

Fig.5-1 Luzon Area Electrification in 1973

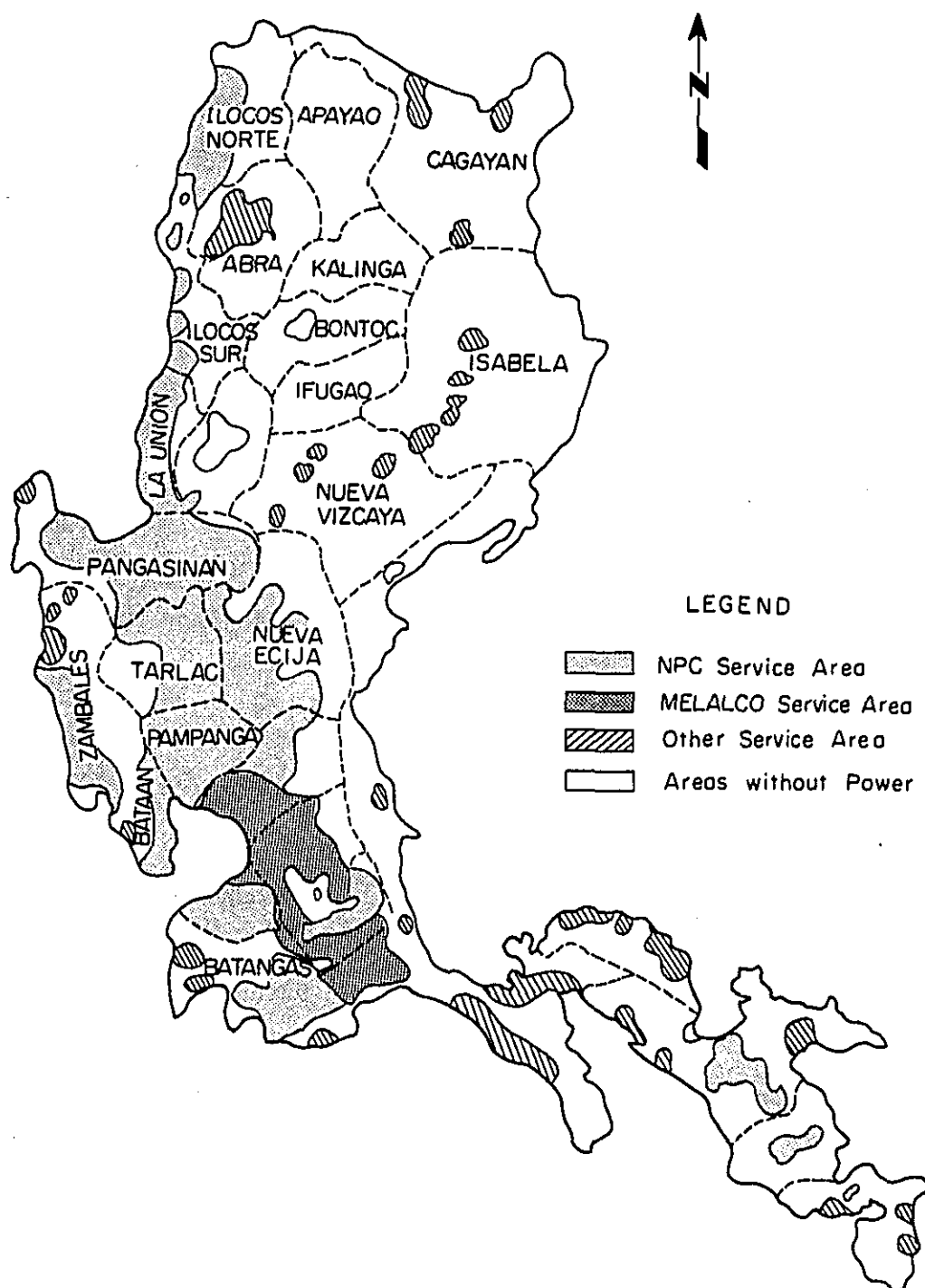


Table 5-7 Existing Generating Power Plants in
Luzon Grid in 1973

Name of Plants	Installed Capacity (MW)	Available Energy (GWh)
National Power Corporation		
1. Ambuklao H.E. Plant	75.0	398.1
2. Angat H.E. Plant	212.0	552.0
3. Bataan Thermal Plant	75.0	492.7
4. Binga H.E. Plant	100.0	437.0
5. Caliraya H.E. Plant	36.0	188.0
6. Small Plants	4.3	18.8
<u>NPC Total</u>	<u>502.3</u>	<u>2,086.6</u>
Manila Electric Company		
1. Botocan H.E. Plant	15.0	49.1
2. Blaisdell Thermal Plant	37.0	243.0
3. Gardner Thermal Plant	385.0	2,529.4
4. Rockwell Thermal Plant	333.0	2,187.8
5. Tengen Thermal Plant	220.0	1,445.4
6. Snyder Thermal Plant, Unit 1	220.0	1,445.4
7. Snyder Thermal Plant, Unit 2	330.0	2,168.1
<u>MERALCO Total</u>	<u>1,540.0</u>	<u>10,068.2</u>
Grand Total for Luzon Grid	2,042.3	12,154.8

Table 5-8 Actual Load Demand and Energy Consumption in Luzon

Fiscal year	NPC		MERALCO		NPC-MERALCO	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
1960	24.3	150.9	271.7	1,559.4	287.1	1,750.3
1961	34.9	219.9	331.8	1,815.7	355.7	2,035.6
1962	39.9	262.2	377.9	2,074.8	405.3	2,337.0
1963	46.5	302.9	417.8	2,347.4	450.4	2,650.3
1964	62.1	397.0	474.1	2,629.1	520.1	3,026.2
1965	72.7	464.7	513.4	2,916.3	568.5	3,381.0
1966	93.0	510.7	551.5	3,240.9	625.2	3,751.6
1967	121.4	745.8	613.1	3,629.5	712.5	4,375.3
1968	132.2	772.7	670.3	4,052.9	778.4	4,825.6
1969	169.7	1,026.2	731.1	4,529.7	873.8	5,555.9
1970	189.8	1,097.1	851.2	4,897.0	1,009.8	5,994.1
1971	224.3	1,247.9	912.4	5,147.1	1,102.6	6,395.0
1972	249.6	1,467.0	1,001.8	5,427.2	1,213.9	6,894.2
Growth rate (%)	21.4	20.9	11.5	10.7	12.7	12.1

Source: "Long-range Development Plans for Luzon Grid, 1973-2002" prepared by IECO.

5-2-2 ルソン電力系統の開発計画と需給バランス

ルソン電力系統の長期電力需要想定および開発計画に関する報告書としては、NPCおよびNIAよりの依頼により米国の International Engineering Co, Inc. および米国政府機関であるAIDおよびUSBRによる下記報告書がある。

- (1) Long-Range Development Plans for Luzon Grid (1973-2002)
by IECO (September 1973)
 - (2) Magat River Project Feasibility Report by AID and USBR (June 1973)
- 上記2つの報告書の想定値を示すと次の如くなる。

	FY 1972		FY 1977		FY 1982		Increase in GWh (%)
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	
IECO Report	1,213	6,894	1,960	11,100	2,993	16,714	9.2
AID & USBR Report	1,359	7,447	2,244	12,382	3,459	19,333	10.0

上記想定値は、1960年から1972年までの伸び率12.1%と比較すれば伸びの鈍化がみられるが妥当なものと思われる。

1973年末の石油危機以来、フィリピン政府部内で水力開発および地熱発電に対する期待が高まり、すでに建設工事が進捗している MERALCO の Malaya 火力発電所(第1期、第2期合計出力640 MW)およびNPC が建設する Bataan 火力第2 Unit(150 MW)以外は、水力および地熱による発電が計画されている。

特にルソン島南部の Arbai 州 Tiwi 地帯の地熱発電はかなり有望で、すでに5本の試掘井戸は完成し、10 MW×2台のパイロット発電プラントの発注が1974年4月に予定されている。開発可能規模は500 MWで、Fig 5-2に示す如く、1982年までにルソン電力系統に組込まれる予定である。なお地熱発電のために必要な蒸気の開発は、米国 Union Oil Company of California の子会社 Philippine Geothermal Inc. が行っており、蒸気をNPCに販売することになっている。

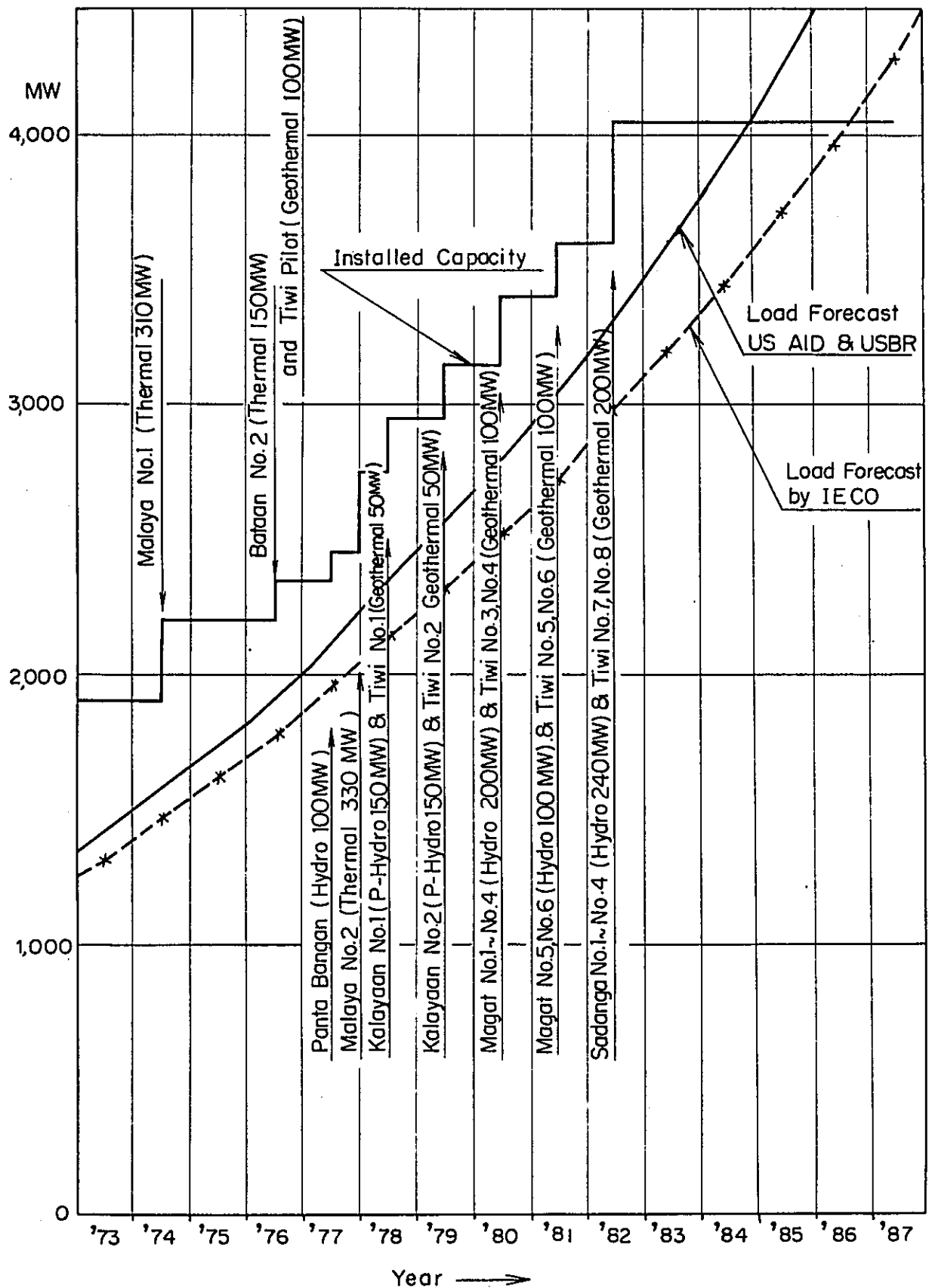
1982年までに開発が予定されている発電設備はTable 5-9に示すとおりである。

Table 5-9 Generating Plants to be Installed up to 1982

Name of Power Plant	Installed Capacity (MW)	Available Energy (GWh)	Commissioning Year
National Power Corporation			
1. Bataan Thermal Unit No. 2	150	985.5	1976
2. Tiwi Pilot Plant (Geothermal)	510	3,350.7	1978
3. Panta-bangan HE. Plant	100	227.0	1977
4. Kalayan Pump Hydro Plant	300	-	1978
5. Magat HE. Plant	300	991.0	1981
6. Sadanga HE. Plant	240 (Final: 360 MW)	784.5	1982
NPC Total	1,600	6,338.7	
Manila Electric Company			
Malaya Thermal Plant	340	2,233.8	
Grand total for Luzon Grid	1,940	8,572.5	

上記発電設備のうち、1978年には、Laguna de Bay 湖を下池に既存の Caliraya 水力発電所の貯水池を上池に揚水発電所が計画されている。この Kalayan 地点は純揚水発電所地点として恵まれており、Electroconsult (ELC)により作成された最新のフィジビリティ報告書には、上池用のダムを建設することにより3,000 MWの開発が可能と報告されている。

Fig. 5-2 Luzon Grid Long-Term Generation Expansion Program Prepared by NPC.



Magat および Sadanga 水力発電所はいずれもカガヤン・バレイに位置しており、ルソン島内で限られた水力地点のうちで最も有望な水力発電所である。

Fig 5-1 に示すルソン島内で電化されていない地域のうち、南部ルソンについては Laguna de Bay に建設が予定されている MERALCO の Malaya 火力発電所予定地点より Camarines Sur 州の Naga 市まで亘長 301 km の 230 kV 送電線（2 回線鉄塔 1 回線架線）が 1975 年末までには完成する予定である。

5-2-3 ルソン電力系統内でのカガヤン電力系統の占める位置

フィリピン政府は、カガヤン・バレイ地域の電化かんがい計画の推進および農村地域の電化促進のために、可及的速やかにカガヤン地域へルソン電力系統からの電力供給を計画しており、その早期実現が期待されている。この地域への電力供給は、NPO が立案した 230 kV 送電線を骨格に 230 kV、変電所 3 ケ所、69 kV 変電所 3 ケ所を建設し、送電線が完成する 1977 年末から電化かんがいに必要な電力は 100%，10 年後の 1987 年にはカガヤン・バレイ地域の電化率を 44% となるよう送・変・配電計画が立案された。

ルソン電力系統内で占めるカガヤン・バレイ地域の電力需要は次のとおりである。

Maximum Demand in MW

	1978	1982	1987
Luzon Grid	2,134	2,993	4,289
Cagayan Valley	24	39	61
Relation (%)	(1.1)	(1.3)	(1.4)

Isabela 州に位置する Magat 川開発プロジェクトはかんがい、電力、主体の多目的プロジェクトで、併せて上水道用水、漁業資源の確保、保養施設としての 2 次的な効果および附随的な洪水制御も期待出来るプロジェクトである。“Magat River Project F.R.”によれば総工事費 233×10^6 US\$（ $\text{P}1,539 \times 10^6$ ）を目的別にアロケーションした場合、発電で負担すべき工事費は、Santiago 変電所までの 230 kV 送電線 20 km を含めて 103×10^6 US\$（ $\text{P}682 \times 10^6$ ）となっている。

したがって、Santiago 変電所渡しの Magat 発電所の発電原価は、Table 5-10 に示す如く、8.2 mills/kWh となっている。

カガヤン河の一支流を構成する Chico 川には、3 ケ所合計出力 910 MW の水力発電所の建設が予定されている。1982 年に運開が予定されている Sadanga 水力発電所の設備出力は最終 360 MW で、発電原価は 12.1 mills/kWh と予想されている。

Table 5-10 Unit Cost of Power and Energy

Capital investment (10^3 US\$)		103,000
Annual cost		
Amortization (7%-50 years)	(10^3 US\$)	7,486
O.M. and replacement	(10^3 US\$)	423
Taxes and insurance	(10^3 US\$)	207
Total annual cost	(10^3 US\$)	8,116
Installed capacity	(MW)	300
Dependable capacity	(MW)	172
Average annual energy	(GWh)	991
Cost per kW	(US\$/kW)	47.2
Cost per kWh	(mills/kWh)	8.2

第 6 章 送変電計画

第 6 章 送 変 電 計 画

6-1 前提条件

カガヤン・バレイ地域の送変電計画は次に示す前提条件を基にして作成した。

- (1) NPCが1972年5月に作成したカガヤン・バレイ地域電化計画を見直す。
- (2) 本報告書に示す需要想定からみて少くとも10年間は電力の安定供給が可能な設備とする。
- (3) 送電線は需要想定以上に電力需要が増加しても対応できるように配慮する。
- (4) カガヤン・バレイ地域内、または近傍の発電計画ならびにルソン島電力長期計画と矛盾を生じないようにする。
- (5) 送変電設備は、NPCとNEA所管分とに資産が区分されるが、設備計画は一本化して作成する。

なお、変電設備には13.2kVの引出し設備を含むものとする。

- (6) 通信設備は、送・変電設備の運用、保守に最低限必要と考えられる範囲にとどめる。

また、無線設備についてもできるだけ共用し、二重設備を避けることとした。

6-2 予備設計

6-2-1 送電線の予備設計

- (1) 予備設計の基本方針

カガヤン・バレイ地域の効果的な電化を促進するため、同地域内の電力需要調査結果にもとづき6ヶ所に変電所を設け、これらの変電所へはルソン電力系統の北端にある Ambuklao 水力発電所より送電線を新設して電力を供給することとした。

送電線は経済性、重要性等を勘案し、Ambuklao 水力発電所より Nueva Vizcaya 州 Solano 経由 Isabela 州 Santiago に至り、Santiago から2つのルートに分かれる。その一つは、Santiago から Cagayan 州 Tuguegarao を経て、Camalaniugan に至る。他の一つは、Santiago から Isabela 州 Cauayan, Ilagan に結びカガヤン・バレイ地域に電力を供給することとした。Ambuklao から Tuguegarao に至る送電線は、既設ルソン電力系統との連系、計画中の Magat 水力発電所の送電、将来 Chico 水力発電所群との連系、ならびにルソン島北部の超高圧連系計画等を考慮して、送電圧は230kVとした。送電線の回線数は、当面のカガヤン・バレイ地域の電力需要をまかなうには1回線で充分である。

また、Santiago～Cauayan～Ilagan間と Tuguegarao～Camalaniugan 間の送電線は電力需要に合せ送電圧69kV 1回線送電線とした。Fig. 6-1にNPCの原案と本計画の送電線ルートを示す。

送電線の設計は、基本的にはNPCが本計画と同規模の送電線に採用している設計基準、方

針を今回入手した資料，調査により見直しすることとした。見直しに際し，初期投資は極力抑制するよう配慮することとした。

なお，Magat 水力発電所が運開（1981年）するときには，系統信頼度を考慮して Magat ~ Santiago, Santiago ~ Ambuklao, Ambuklao ~ Binga 間は2回線構成にすることとした。今回建設する Ambuklao ~ Solano ~ Santiago 間は2回線鉄塔とし，当初1回線のみ架線することとした。

(2) 予備設計の概要

1) 送電線ルート

Ambuklao, Solano 間のルート経過地は Solano 付近の水田地帯約6kmを除き，大部分が Benguet 州と Nueva Vizcaya 州の州境にある起伏の激しい山岳地である。中でも，Ambuklao 寄りの約20kmは標高が1,000m以上あり，最高は約1,600mである。此の区間は建設，保守を容易にするため，国道9号線沿いに湾曲したルートをNPCは選定しているが，周囲の地形から見てやむを得ないものと思われる。

Solano, Santiago 間は，Nueva Vizcaya 州と Isabela 州の州境の峠越えになるが，地形的には比較的平坦であり，国道5号線沿いにルートが選定されている。Santiago より Tuguegarao 方面は Cagayan 河の東側に丘陵地帯が見受けられるが，全般に平坦であり，230kV送電線は国道5号線沿いにルートが選定されている。

以上，230kV送電線については，既にルートの地形測量が終了しており，ルートはおおむね妥当であるように思われる。69kV送電線ルートは，測量を実施していないが，ルート選定に大きな制約はないものと思われる。

2) 電線

電線サイズは，主に所要送電容量に見合う電流容量とコロナ障害から決定される。230kV送電線の電線は，Appendix A-5に示すように，汐流が最大となる Santiago ~ Ambuklao 間の送電容量から必要とされる電線サイズと，コロナ障害から適当と判断される電線サイズとを比較した結果，こゝではコロナ障害の面から795MCM ACSRとした。架線設計では，常時の電線応力と台風時の電線応力，双方から検討する必要がある。こゝでは電線の常時応力を気温15℃，無風の状態において，破断荷重の22%以下にし，最大使用張力はNPCの荷重条件，即ち，気温7.22℃(45°F)，風速46m/sec，風圧低減率0.6において，4,600kgとして検討を進めた。

また，電線の振動疲労を防止するため，電線支持点にはダンパーならびにアーモアロッドを取付けることとした。

69kV送電線は，送電容量から336.5MCM ACSR相当が適当である。電線の最大使用張力は2,300kg，電線支持点にはアーモアロッドを取付けることとした。

3) 絶縁設計

ORIGINAL PLAN PROPOSED by NPC

PLAN PROPOSED by THE TEAM

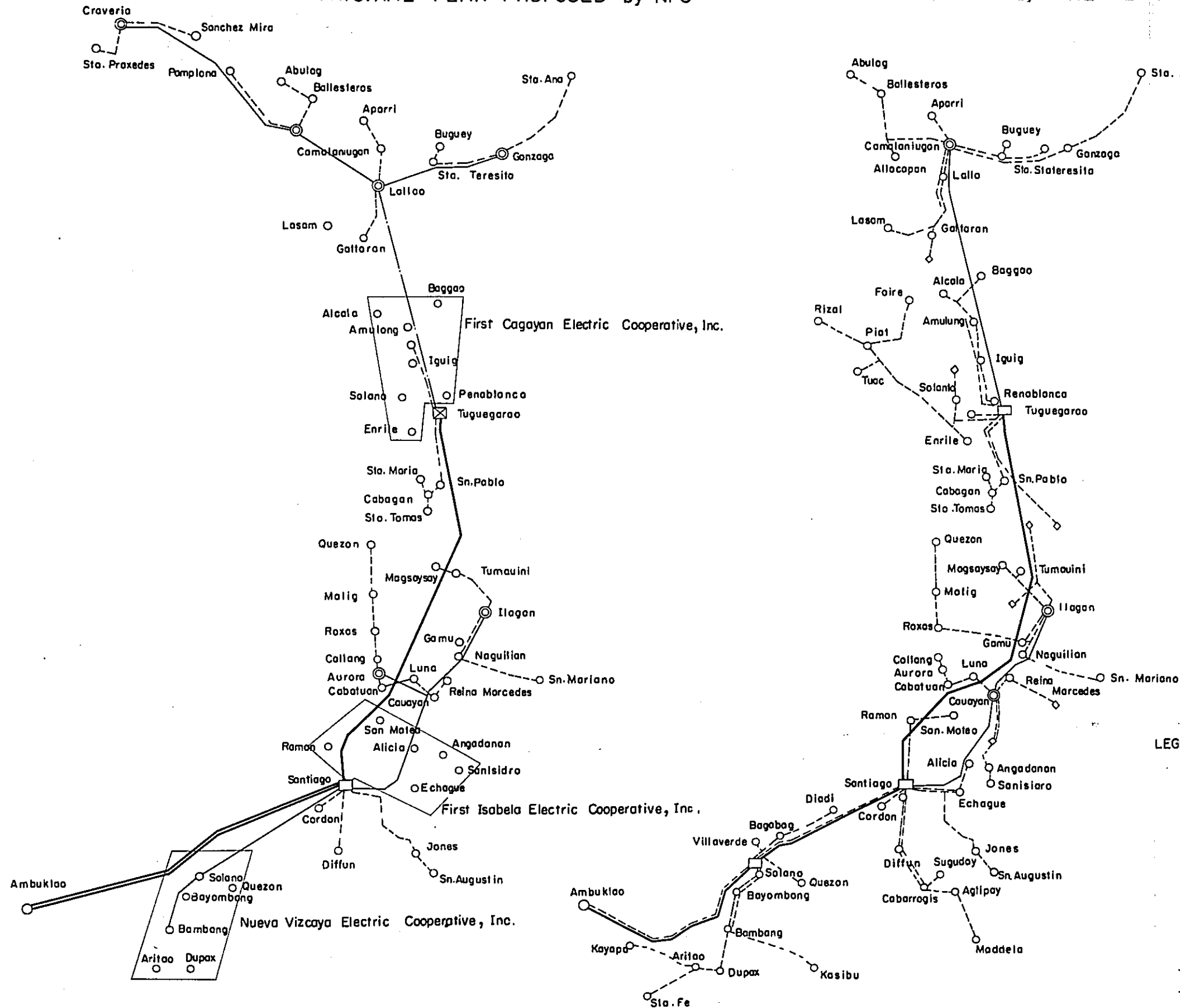
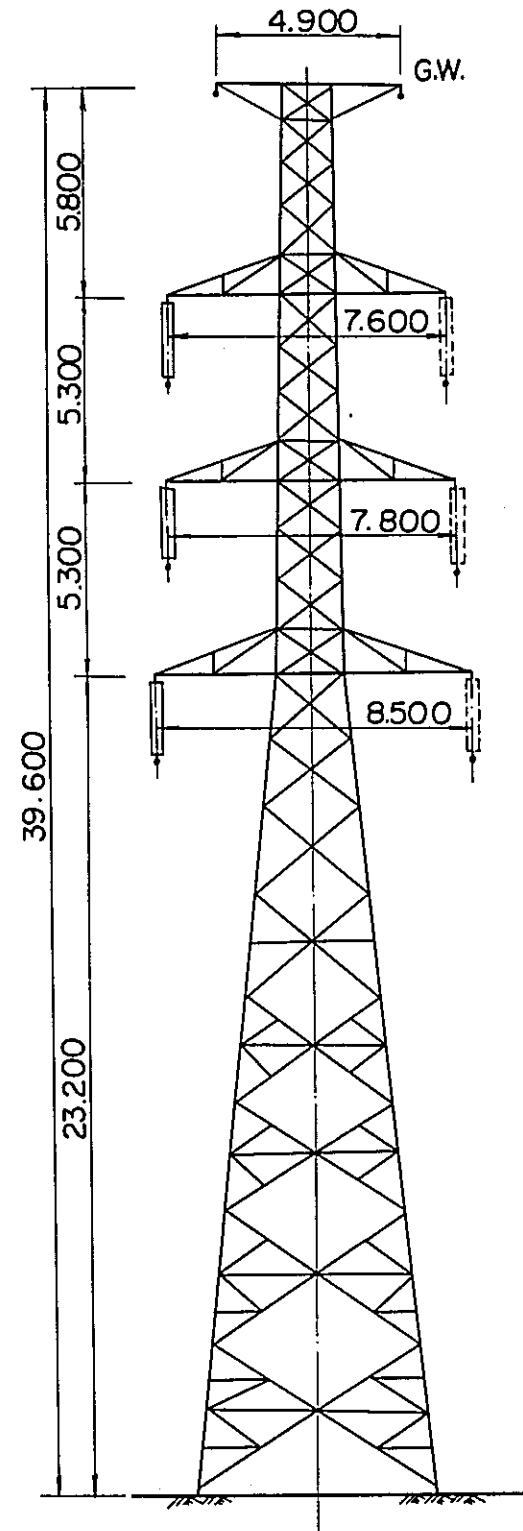


Fig. 6-1
Location Map of Proposed
Transmission Lines.

Fig. 6-2 Standard Suspension Tower for Cagayan Valley Transmission Line.

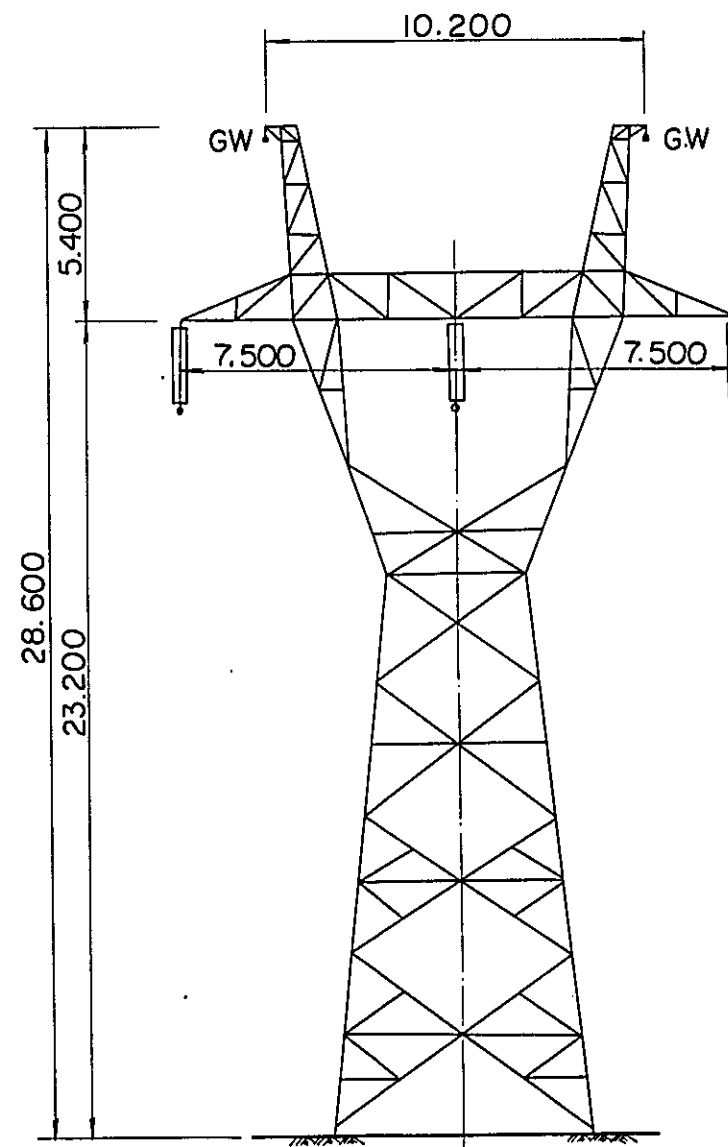
230 kV 2cct Standard Suspension Tower

Unit : Meters



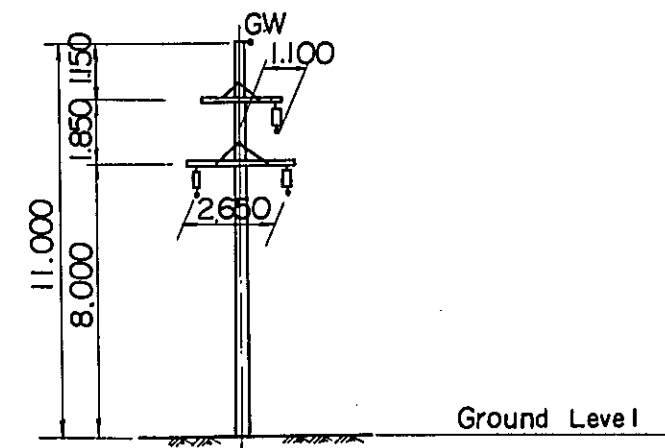
Normal Span 400 (m)

230 kV 1cct Standard Suspension Tower



Normal Span 400 (m)

69 kV 1cct Standard Suspension
Wooden Pole



Normal Span 90 (m)

230kV送電線の絶縁設計は、系統最高電圧 242 kV、ルート of 標高 1,600 m 以下、有効接地系として検討した。塩害は内陸のため受けないと判断されるので、開閉サージ耐力が絶縁を決定する要因になった。

碍子の連結ケ数は、254 mm 懸垂碍子 14 ケ、標準絶縁間隔は 2.05 m、最小所要間隔は 0.65 m である。69 kV 送電線の碍子の連結ケ数は 4 ケ、標準絶縁間隔は 0.65 m、最小所要間隔は 0.2 m である。

4) 耐雷設計

年間襲雷日数は、1961 年から 1970 年までの資料によると Aparri 45 日、Tuguegarao 35 日である。この値を基準にして考えると、送電線亘長 100 km 当り、年間約 80 回の雷撃を受けると推定されるので、架空地線は必要であると判断した。

架空地線は 230 kV 2 回線送電線には 2 条、電線の上線に対して遮蔽角 10° 以内、230 kV 1 回線送電線には 2 条、おおむね 100 % 遮蔽が可能のように電線を水平に配列し、外側の電線に対して遮蔽角 20° 以内とした。

これにより 230 kV 送電線では、A.I.E.E の雷撃電流頻度曲線を基に雷撃事故率を推定すると、年 100 km 当り 2 ~ 3 回程度になると考えられる。

69 kV 送電線は架空地線を 1 条架渉し、雷害の低減に期待した。

5) 支持物

230 kV 送電線の支持物は、送電線が山岳地帯を通ること、台風の影響を受ける地域であることを考慮して、機械的信頼度の高い鉄塔とした。鉄塔にはアングル材、十字断面材、鋼管等を使用する方法があるが、今回使用される鉄塔の規模からアングル材のみ使用することとして検討を進めた。

また、69 kV 送電線では、初期投資の低減を計るため、支持物は木柱とした。標準的な支持物の形状、寸法を Fig 6-2 に示す。

支持物の設計風速については、本計画のルート経過地における風速の統計資料がないため、N P C のルソン電力系統内における同規模の支持物の設計風速に、また、荷重条件についても同じ考え方で検討を進めた。

設計風速、風圧は次のとおりである。

風速 (瞬間)	103 MPH (=46 m/sec)		
鉄塔風圧	220 (kg/m ²)		
木柱風圧	130 (kg/m ²)		
架渉線風圧	径間長	100 m 以下	130 (kg/m ²)
架渉線風圧	径間長	100 ~ 300 m	91.4 (kg/m ²)
架渉線風圧	径間長	300 m 以上	78.2 (kg/m ²)

(3) 送電線の設備概要

本計画の送電線設備の概要は次のとおりである。

1) Ambuklao 水力発電所～Solano 変電所

亘 長：60km

電 圧：230kV

電気方式：3相3線式 60Hz

回 数：1回線(2回線設計)

電 線：795MCM (=403mm²) ACSR

架空地線：3/8" (=51mm²) 亜鉛鍍鋼撚線 2条

碍 子：254mm 懸垂碍子 14ヶ連結

支持物：2回線垂直配列形鉄塔

2) Solano 変電所～Santiago 変電所

亘 長：50km

電 圧：230kV

電気方式：3相3線式 60Hz

回線数：1回線(2回線設計)

電 線：795MCM ACSR

架空地線：3/8" 亜鉛鍍鋼撚線 2条

碍 子：254mm 懸垂碍子 14ヶ連結

支持物：2回線垂直配列形鉄塔

3) Santiago 変電所～Tuguegarao 変電所

亘 長：120km

電 圧：230kV

電気方式：3相3線式 60Hz

回線数：1回線

電 線：795MCM ACSR

架空地線：3/8" 亜鉛鍍鋼撚線 2条

碍 子：254mm 懸垂碍子 14ヶ連結

支持物：1回線水平配列形鉄塔

4) Tuguegarao 変電所～Camalaniugan 変電所

亘 長：70km

電 圧：69kV

電気方式：3相3線式 60Hz

回線数：1回線

電 線：336.4MCM (=170mm²) ACSR

架空地線：3/8" 亜鉛鍍鋼撚線 1 条

碍 子：254mm 懸垂碍子 4 ケ連結

支 持 物：木柱

6-2-2 変電設備の予備設計

(1) 予備設計の基本方針

本計画の変電設備は、カガヤン・バレイ地域における1987年までの電力需要想定をもとに後述する6ヶ所の変電設備を設置することとした。

個々の変電設備の設計に当っては、電力需要の推移、系統運用、系統構成、安定度、電圧変動、潮流解析、故障計算、既設々備との絶縁協調、将来の増設スペース等の技術的内容を検討すると共に経済性や地域性を勘案した。

その計画概要を Fig. 6-3 に示す。

1) 母線構成

a) 本計画において最も重要な Santiago 変電所の母線は、NPC原案の通り1 $\frac{1}{2}$ OB方式を採用することとした。但し1981年に運開を予定されている Magat 水力発電所のための増設々備時期までは、当面の間リング母線方式の状態で使用する事とした。

b) 既設 Ambuklao 発電所に別途開閉所を建設することとした。その理由は、既設母線の増設・改造も検討したが、既設開閉所付近の用地が狭いこと、また、既設230kV、送電線系統、当プロジェクトの送電系統さらには、Magat 系統との将来の連系をも併せ考えて開閉所を Ambuklao 発電所の近くに別個に建設することとした。

系統の信頼度の観点からは1 $\frac{1}{2}$ OB母線方式が望ましいが、用地の制約によりNPC原案の通り単母線方式を採用することとした。

c) Solano 変電所は差当り需要が少ないので、経済性を考え1回線T分岐を採用し、将来 Ambuklao 発電所-Santiago 変電所間が2回線となった場合には、送電線の運用上を考慮して2回線T分岐を採用することとした。

2) 変電機器仕様

変電所主母線の絶縁設計は、送電線と協調することにした。変電機器の基準絶縁強度は、230kV BIL 900kV、69kV BIL 350kV、13.2kV BIL 110kV とした。

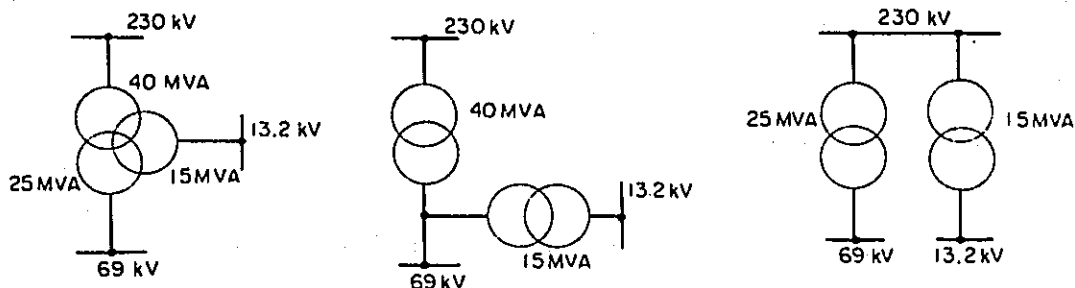
これを上回る系統の異常電圧は、避雷器および線路引込口ギャップにより保護するものとした。機器および母線の耐塩害設計は考慮していない。

a) 変圧器

○巻線方式

230kV一次側から69kV 及び13.2kV の2つの電圧階級を満たすに足る変電所の変圧器に関して、次の3案が考えられた。

- (i) 3巻線方式(Tr.1台) , (ii) 2巻線2段階降圧方式(Tr.2台) , (iii) 2巻線直接降圧方式(Tr.2台)



これ等3案について保守運用, 変圧器設計, 将来の増設, 配置上, 輸送重量等を検討した結果, NPC原案のとおり2巻線2段階降圧方式(Tr.2台)が有利であると判断されるので, この方式を採用した。

なお, 変圧比が大きいため2巻線変圧器とした。

○ 3相変圧器

最近の変圧器は事故率が極めて低く, 予備変圧器設置の必要性もなく, 又単相器3台より経済性のある3相器を設置することとした。

b) 電圧調整設備

本計画におけるカガヤン・パレイ地域の負荷の条件をピーク時, 力率0.9とし, オフピーク時には30%負荷で, 力率0.95と仮定して, 1978, 1982, 1987年のそれぞれの電力潮流ならびに電圧変動率の系統解析を行ない, その結果, 変電所の変圧器は, 10%の範囲で電圧調整が可能な負荷時タップ切換付変圧器とし, 更に230kV系統電圧上昇を抑制するため, Santiago 変電所と Tuguegarao 変電所の69kV母線にそれぞれ15MVAの分路リアクトルを設けることとした。この電圧上昇は, 当該系統の運開後数年間は特に夜間のオフピーク時において生ずるものと思われる。

c) シャ断器

本計画の1987年の需要想定および既設のNPC系統のインピーダンスマップをもとに, 1987年における系統構成を考慮して, 各変電所の230kV, 69kV, 13.2kVの母線個所における故障計算を行ない, シャ断器容量を決定した。

3) 所要敷地

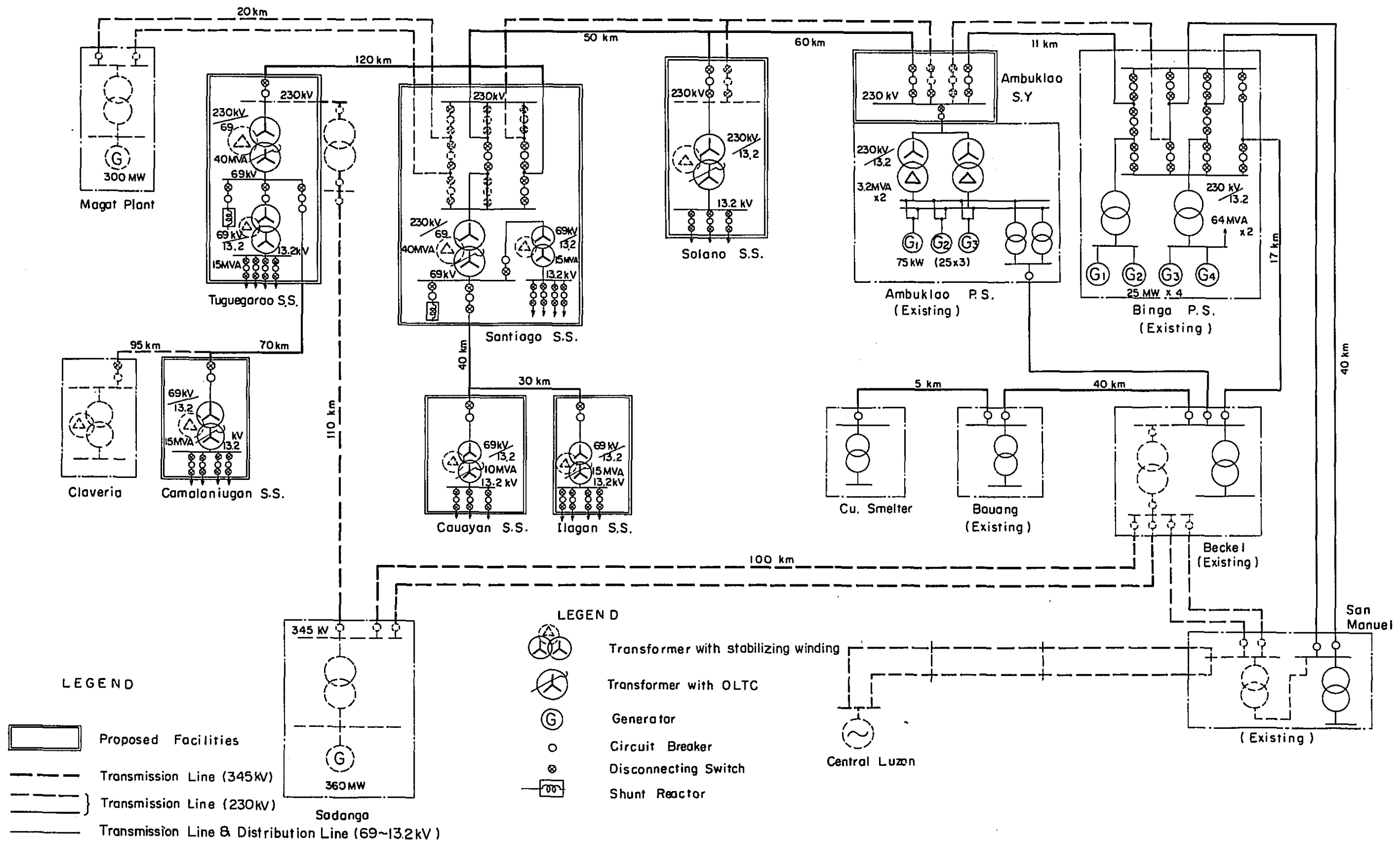
1987年までの送電線の系統構成や同系統の将来における増設・保守運用等が円滑に行なわれるよう配慮して, また Fig. 6-4 から Fig. 6-9 に示す各変電所の単線結線図にもとづいて, 所要敷地を決定した。Fig. 6-10 から Fig. 6-14 にそれを示す。

(2) 予備設計の概要

1) 230kV用変電所

- a) 既設 Ambuklao 水力発電所(75MW)は, 本計画の送電線の引出口となるので, 230

Fig.6-3 Layout of Cagayan Valley Transmission Network



kV 送電線用引出設備を設置した。

b) Solano 変電所に関しては、NPOのフィジビリティレポートによる Santiago 変電所から 69kV 送電線で当変電所に送電する案と、230kV送電線から直接当変電所に送電する案とを比較検討した結果、後者の案、即ち 230kV送電線より直接受電することが有利と判断されたので 230kV用変電設備を設置することとした。

c) Santiago, Cauayan 及び Ilagan 周辺地域の農村電化と、かんがい用ポンプの電力供給のために、NPC原案のとおり Santiago 地点に 230kV用変電設備を設置することとした。

Cauayan 変電所と Ilagan 変電所への送電線はまた、Santiago 変電所の 69kV 母線に接続されるものとした。

なお、Santiago 変電所は、NPO原案によれば 1981年に運用が予定されている Magat 水力発電所（最終設備出力 300 MW）と連系されるので、当変電所は将来重要な変電所となる。

d) Tuguegarao 変電所は、カガヤン州の中心地である Tuguegaraoと州北の Aparri 方面に送電するために設けられるもので、送電容量と系統信頼度等の技術的検討の結果、当該変電所の一次側電圧は 230kVとした。

また、Tuguegarao 変電所は、NPOが現在計画中の Ohico 川水系の水力発電計画（最終設備出力 910MW）の完成時において、超々高圧送電線と連系される予定である。

2) 69kV 用変電設備

1987年における Cagayan, Isabela, Nueva Vizcaya 3州の電力需要を満たすため、上記 230kV変電所と 230kV基幹送電線ルート等を考慮検討した結果、Cauayan, Ilagan 及び Camaluanigan の 3ヶ地点に 69kV用変電所を夫々設けることとした。なお、Fig. 6-1 に NPO の作成した原案と今回の計画との対比を示す。

3) 保護継電方式

送電線の保護継電方式については Appendix A-6 参照のこと。

4) 変電所の予備設計の概要

a) Ambuklao 開閉所（送電線引出増設々備）

i) 当初

230kV 送電線引出設備		2 回線
しゃ断器	245kV 5.0 GVA	2 台
断 路 器	245kV	4 台
230kV 主要変圧器母線設備		1 式
しゃ断器	245kV 5.0 GVA	1 台
断 路 器	245kV	1 台

ii) Magat 計画導入時増設設備（将来計画）

230kV 送電線引出設備 2 回線
 シュ断器 245kV 5.0 GVA 2 台
 断 路 器 245kV 4 台

b) Solano 変電所

i) 当初

230kV 送電線引込設備 1 回線
 シュ断器 245kV 5.0 GVA 1 台
 断 路 器 245kV 1 台
 230/13.2kV 主要変圧器 1 台 3 相 2 巻線
 15MVA OLTC付 ±10% 安定巻線付
 13.2kV 配電線引出設備 3 回線
 シュ断器 15.5kV 250MVA 3 台
 断 路 器 15.5kV 6 台
 13.2kV 所内受電設備 1 式
 シュ断器 15.5kV 250MVA 1 台
 断 路 器 15.5kV 1 台

ii) Magat 計画導入時増設設備 (将来計画)

230kV 送電線引込設備 1 回線
 シュ断器 245kV 5.0 GVA 1 台
 断 路 器 245kV 3 台

c) Santiago 変電所

i) 当初

230kV 送電線引出設備 2 回線
 シュ断器 245kV 5.0 GVA 3 台
 断 路 器 245kV 6 台
 230/69kV 主要変圧器 1 台 3 相 2 巻線
 40MVA OLTC付 ±10% 安定巻線付
 69kV 送電線引出設備 1 回線
 シュ断器 72.5kV 1.0 GVA 1 台
 断 路 器 72.5kV 2 台
 69kV 分路リアクトル設備 1 台
 分路リアクトル 69kV 15MVA 1 台
 シュ断器 72.5kV 1.0 GVA 1 台
 断 路 器 72.5kV 1 台
 69kV 主要変圧器母線設備 1 式

69/13.2 kV 主要変圧器	15MVA	1 台	3 相 2 巻線, 安定巻線付
レバ断器	72.5kV	1.0 GVA	1 台
断 路 器	72.5kV		1 台
13.2kV 配電線引出設備		4 回線	
レバ断器	15.5kV	250MVA	4 台
断 路 器	15.5kV		8 台
13.2 kV 所内受電設備		1 式	
レバ断器	15.5kV	250MVA	1 台
断 路 器	15.5kV		1 台
II) Magat 計画導入時増設設備 (将来計画)			
230kV 送電線引出設備		3 回線	
レバ断器	245kV	5.0 GVA	6 台
断 路 器	245kV		12 台
d) Tuguegarao 変電所			
230kV 送電所引込設備		1 回線	
レバ断器	245kV	5.0 GVA	1 台
断 路 器	245kV		1 台
230/69kV 主要変圧器		1 台	
40 MVA	OLTC付±10%		3 相 2 巻線 安定巻線付
69kV 送電線引出設備		1 回線	
レバ断器	72.5kV	1.0 GVA	1 台
断 路 器	72.5kV		2 台
69kV 分路リアクトル設備		1 台	
分路リアクトル	69kV	15MVA	1 台
レバ断器	72.5kV	1.0 GVA	1 台
断 路 器	72.5kV		1 台
69kV 主要変圧器母線設備		1 式	
69/13.2kV主要変圧器	15MVA	1 台	3 相 2 巻線 安定巻線付
レバ断器	72.5kV	1.0 GVA	1 台
断 路 器	72.5kV		1 台
13.2kV 配電線引出設備		4 回線	
レバ断器	15.5kV	250MVA	4 台
断 路 器	15.5kV		8 台
13.2 kV 所内受電設備		1 式	

	しゃ断器	15.5kV	250 MVA	1 台	
	断 路 器	15.5kV		1 台	
e) Cauayan	変電所				
69kV	送電線引込設備		1 回線		
	しゃ断器	72.5 kV	1.0 GVA	1 台	
	断 路 器	72.5 kV		1 台	
69/13.2kV	主要変圧器		1 台		
	10MVA	OLTC付±10%	1 台	3 相 2 巻線	安定巻線付
13.2kV	配電線引出設備		3 回線		
	しゃ断器	15.5kV	250MVA	3 台	
	断 路 器	15.5kV		6 台	
13.2kV	所内受電設備		1 式		
	しゃ断器	15.5kV	250MVA	1 台	
	断 路 器	15.5kV		1 台	
f) Ilagan および Camalaniugan	変電所				
69kV	送電線引込設備		1 回線		
	しゃ断器	72.5kV	1.0 GVA	1 台	
	断 路 器	72.5kV		1 台	
69/13.2kV	主要変圧器		1 台		
	15MVA	OLTC付 ±10%		3 相 2 巻線	安定巻線付
13.2kV	配電線引出設備		4 回線		
	しゃ断器	15.5kV	250MVA	4 台	
	断 路 器	15.5kV		8 台	
13.2kV	所内受電設備		1 式		
	しゃ断器	15.5kV	250MVA	1 台	
	断 路 器	15.5kV		1 台	

6-2-3 通信設備の予備設計

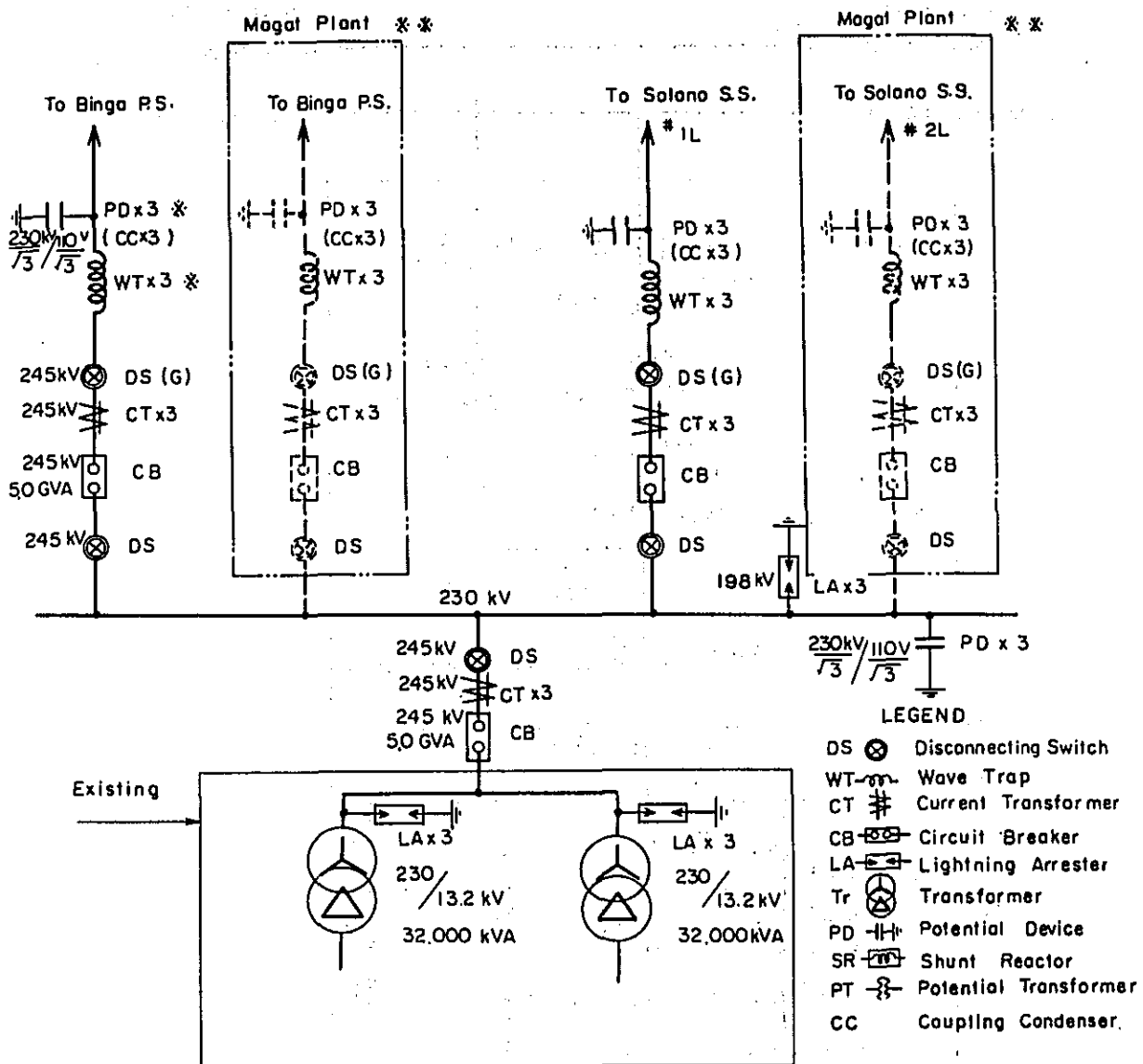
(1) 予備設計の基本方針

本計画の通信回線は、送・変電計画および後述の配電計画を基にして、その運用に必要最小限のものを以下の方針で構成することとした。

1) 給電用電話回線

電力線搬送を用いて、電気所相互間のダイヤル式給電用電話回線を設ける。なお、各所に交換機能をもったリレーグループを設け、各々5回線の内線を加入させることができるが、給電用電話に最も高い優先順位をもたせている。

Fig. 6-4 Skelton Diagram of Ambuklao Power Station.



Note

1. The Dotted Line Indicating lines to be linked with Bingo and Solano Power Stations, respectively upon completion of Magat Power Station are not included in the proposed Project.
2. * Implies existing equipment which will be transferred to this power station
3. ** Implies upon completion of Magat Power Plant this line is to be connected with Bingo Power Station and or Solano Substation

Fig. 6-5 Skelton Diagram of Solano Substation

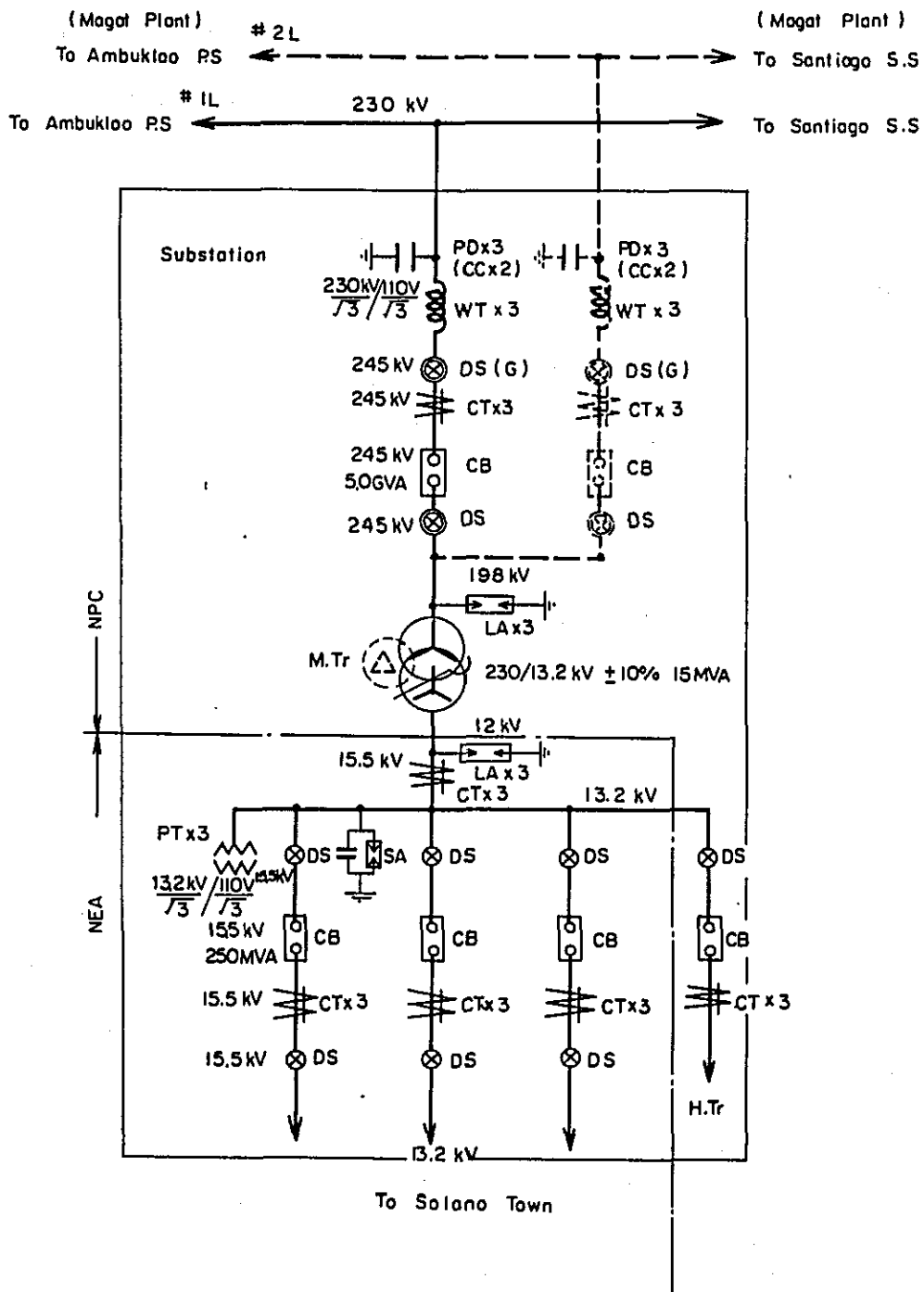
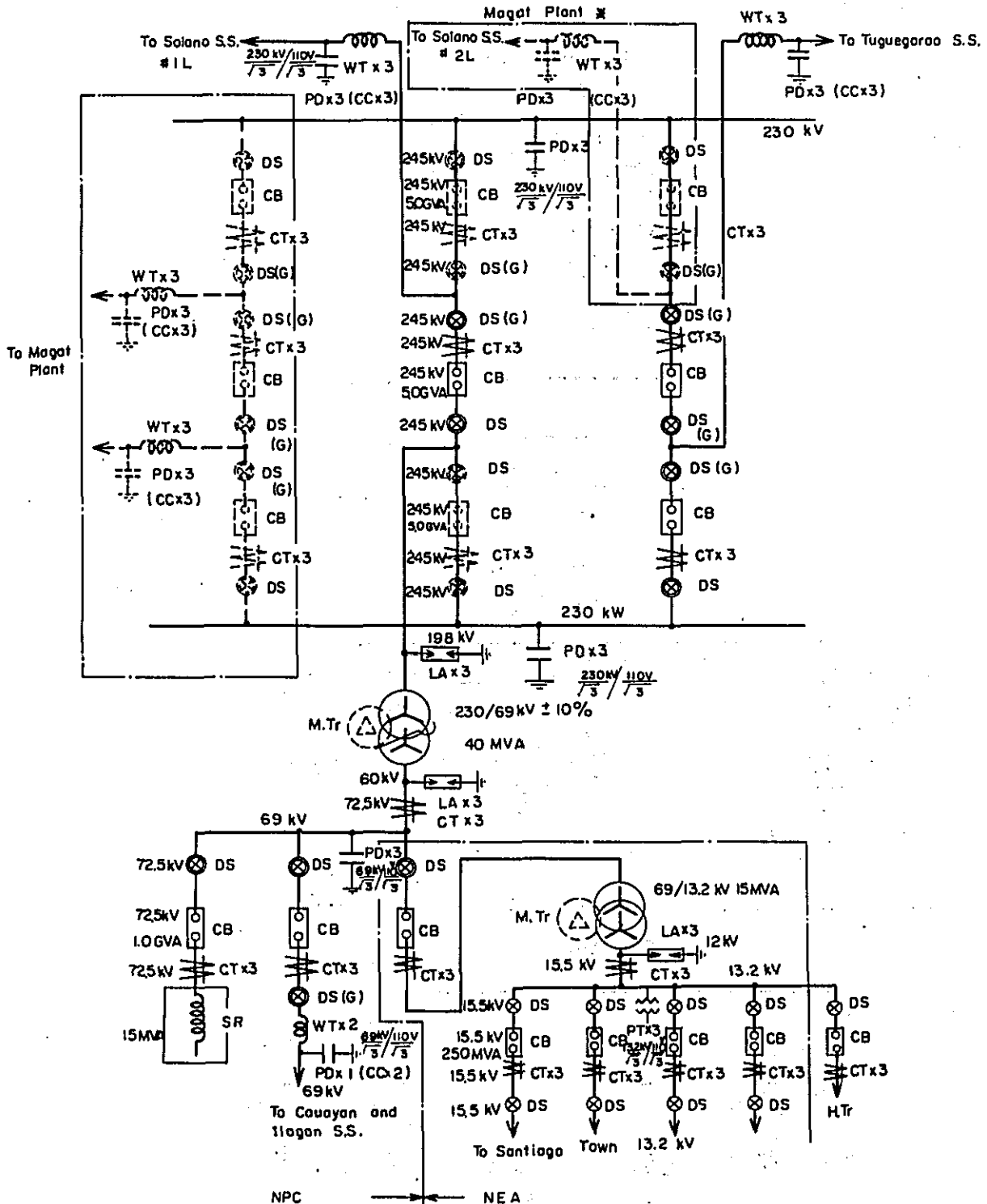


Fig. 6-6 Skelton Diagram of Santiago Substation.



Note

* Implies upon completion of Magat Power Plant this line is to be connected with Solano Substation.

Fig.6-7 Skelton Diagram of Tuguegarao Substation.

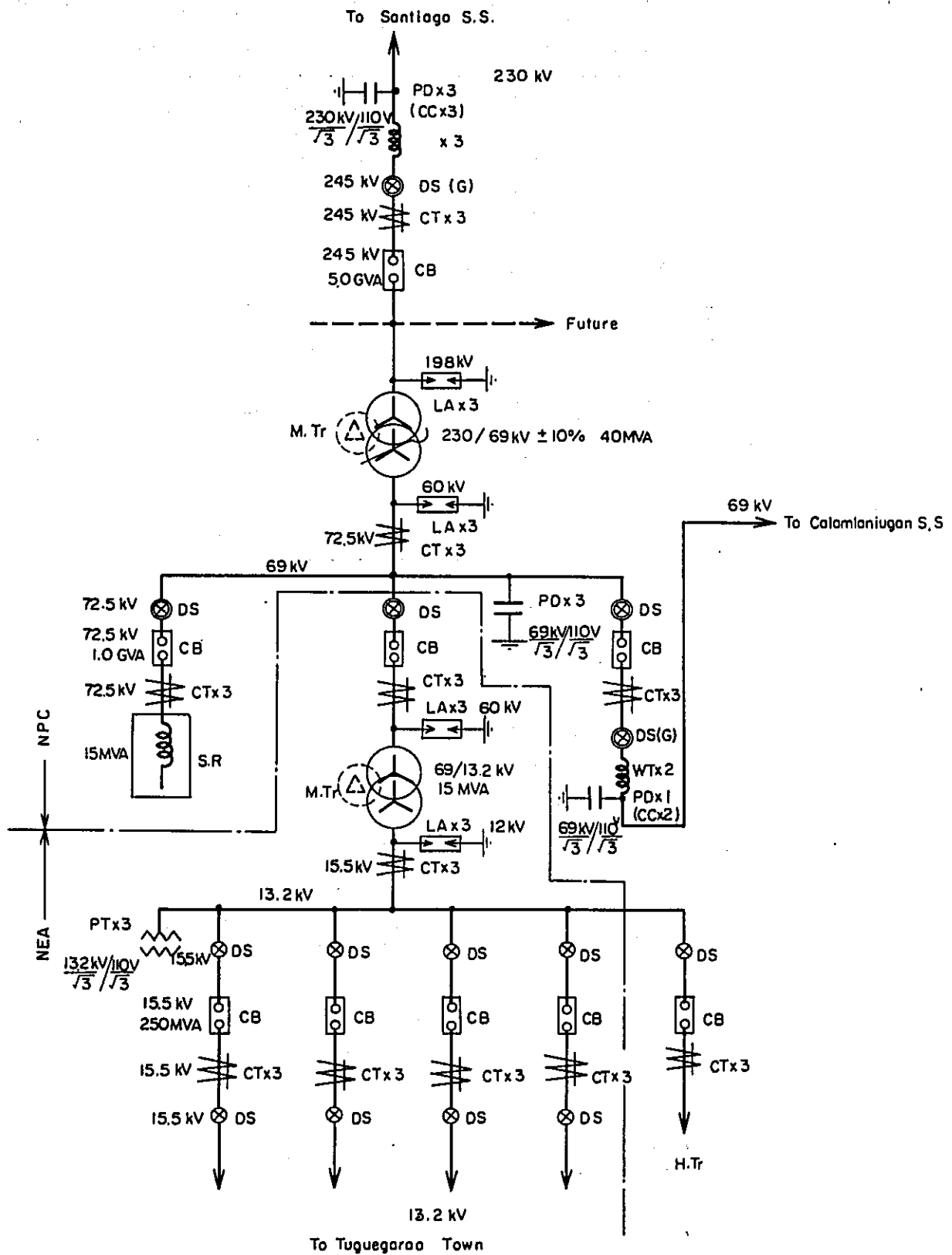


Fig.6-8 Skelton Diagram of Cauayan Substation.

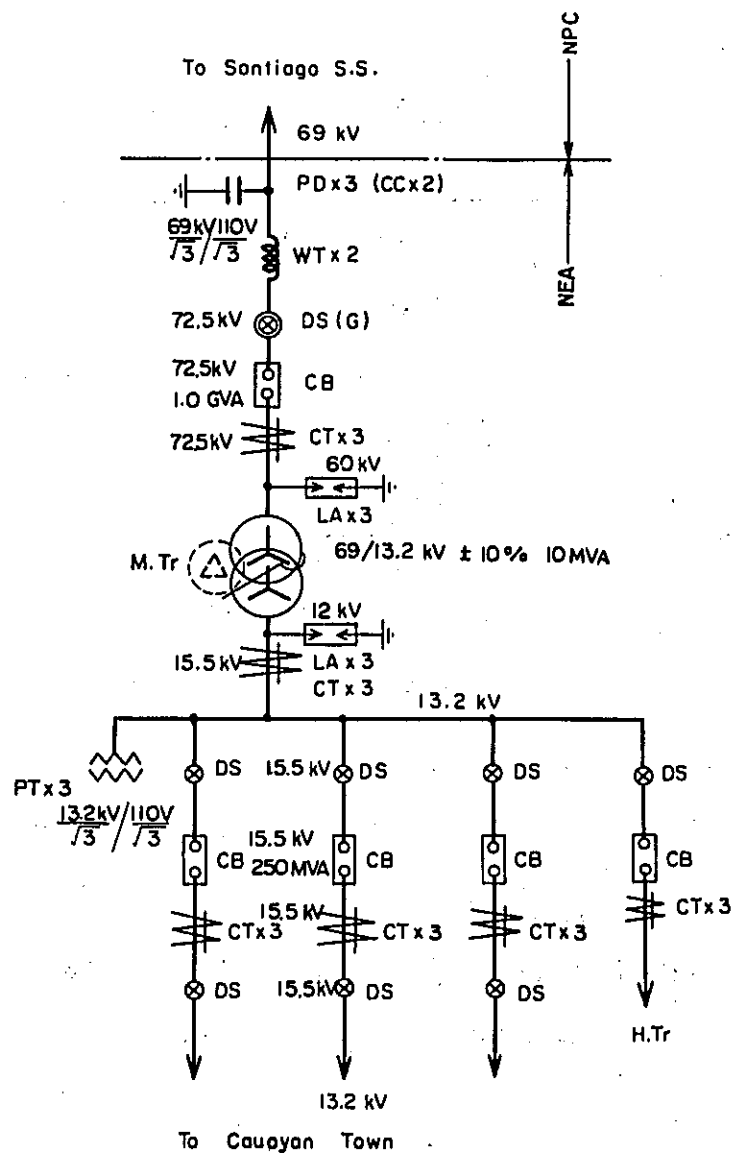


Fig.6-9 Skelton Diagram of Camalaniugan Substation
or Ilagan Substation

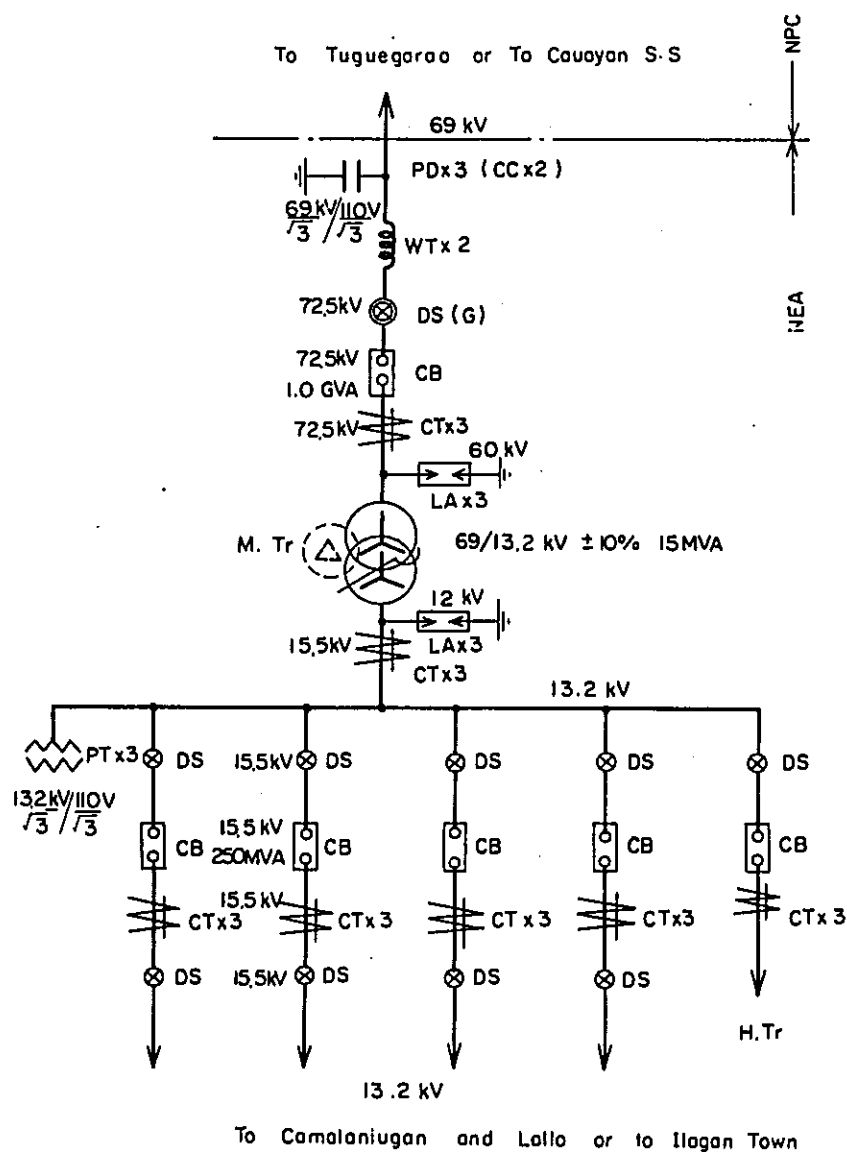


Fig.6-10 Layout of Ambuklao Switching Station

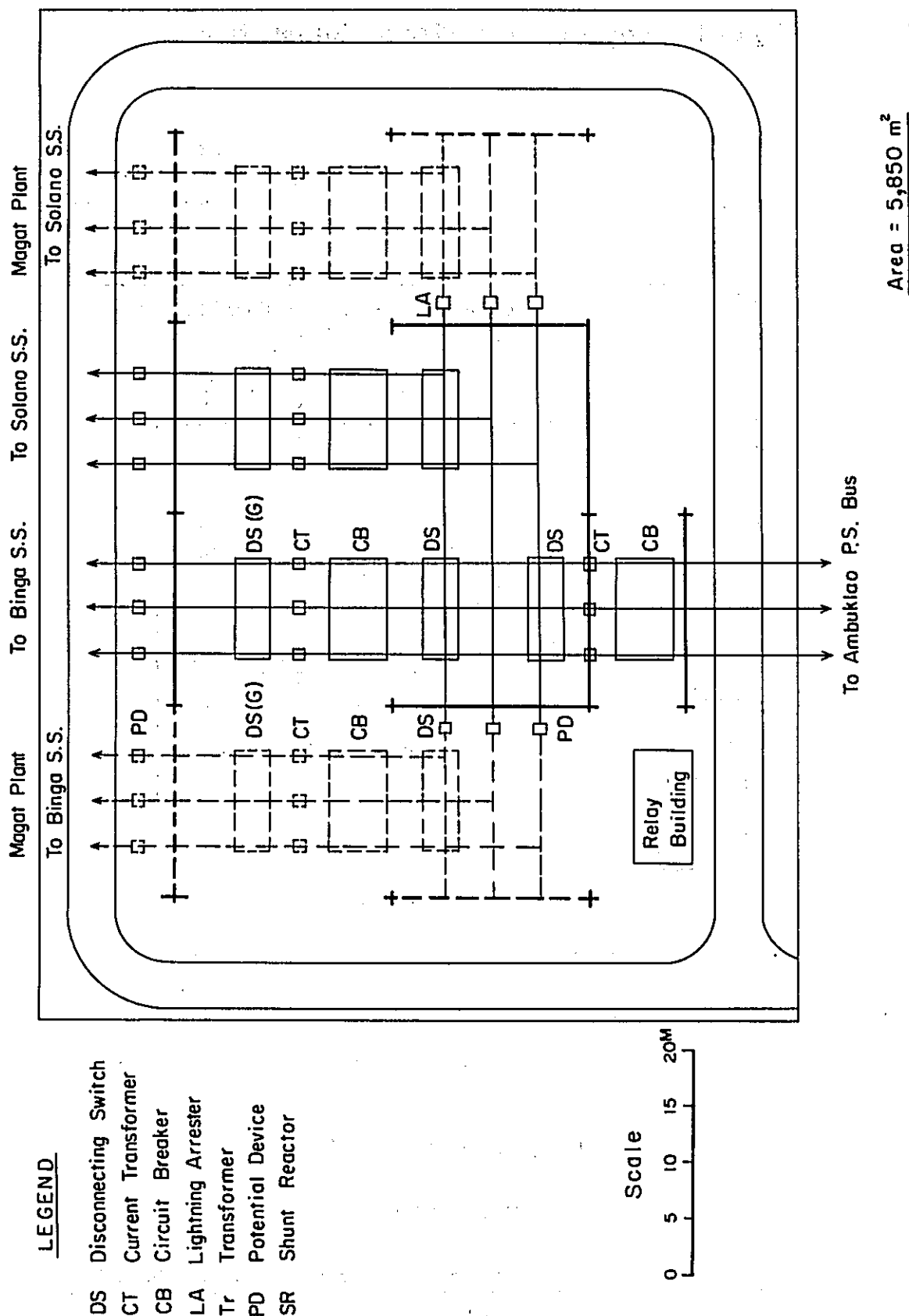


Fig.6-11 Layout of Solano Substation

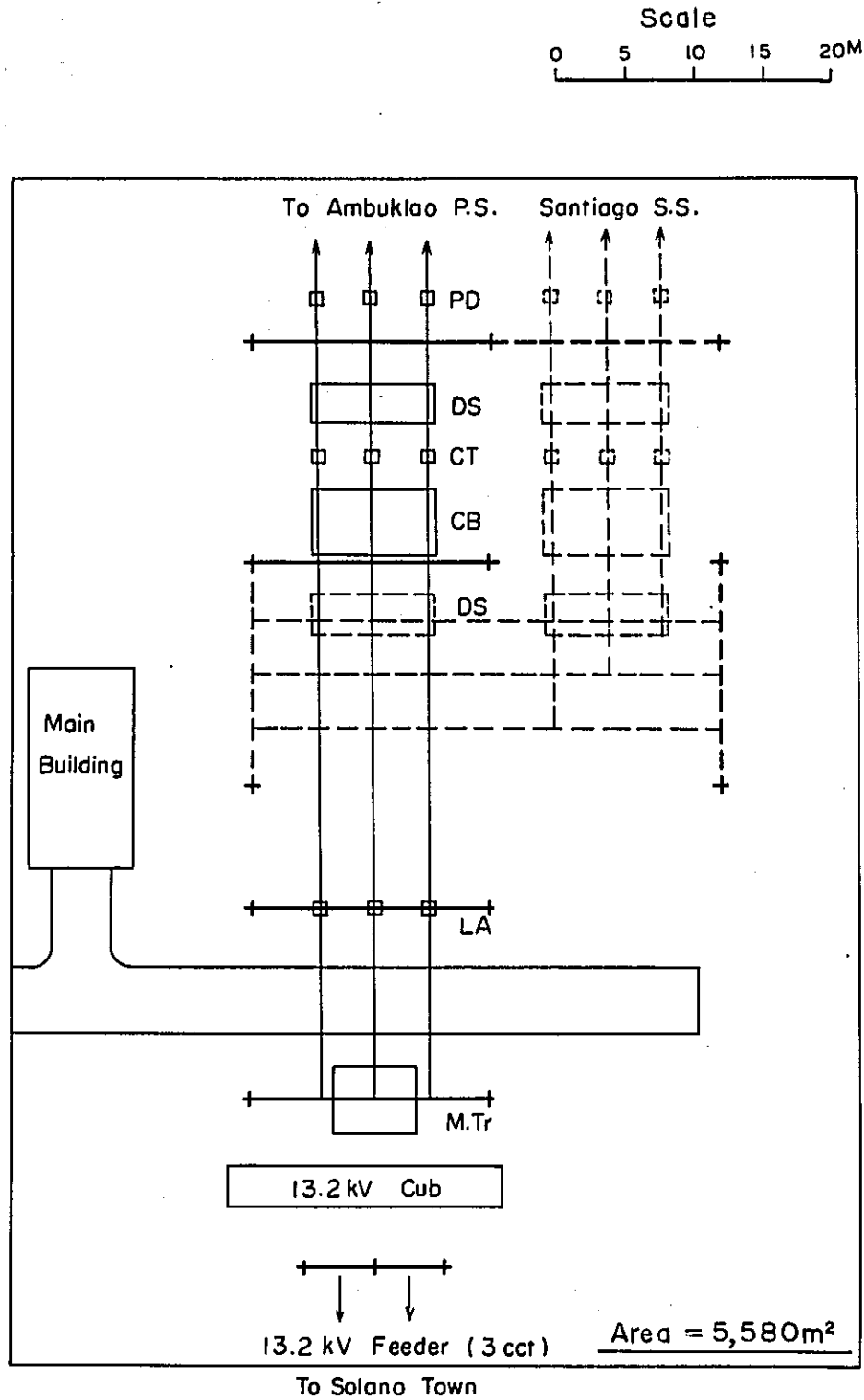


Fig.6-12 Layout of Santiago Substation.

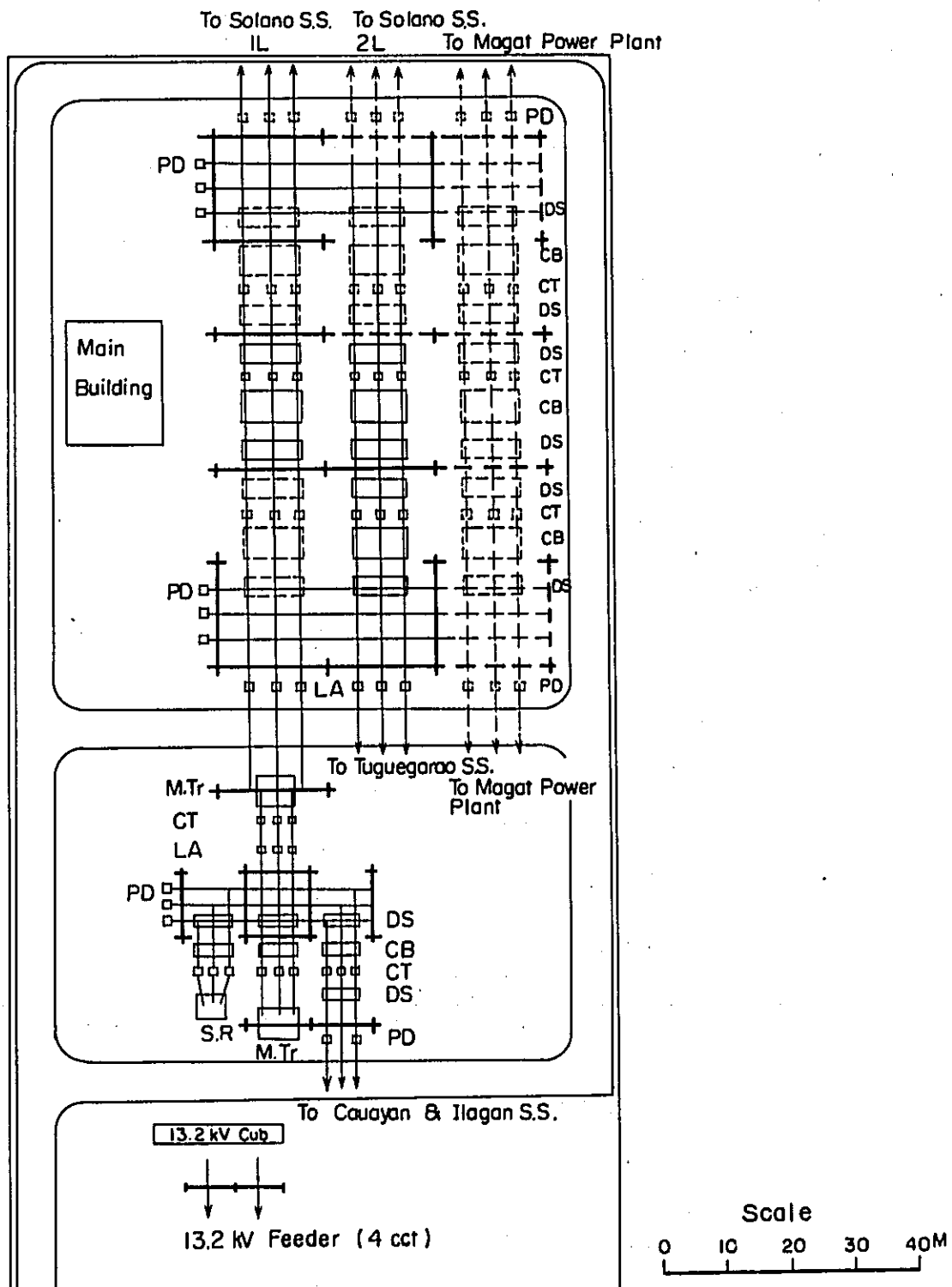
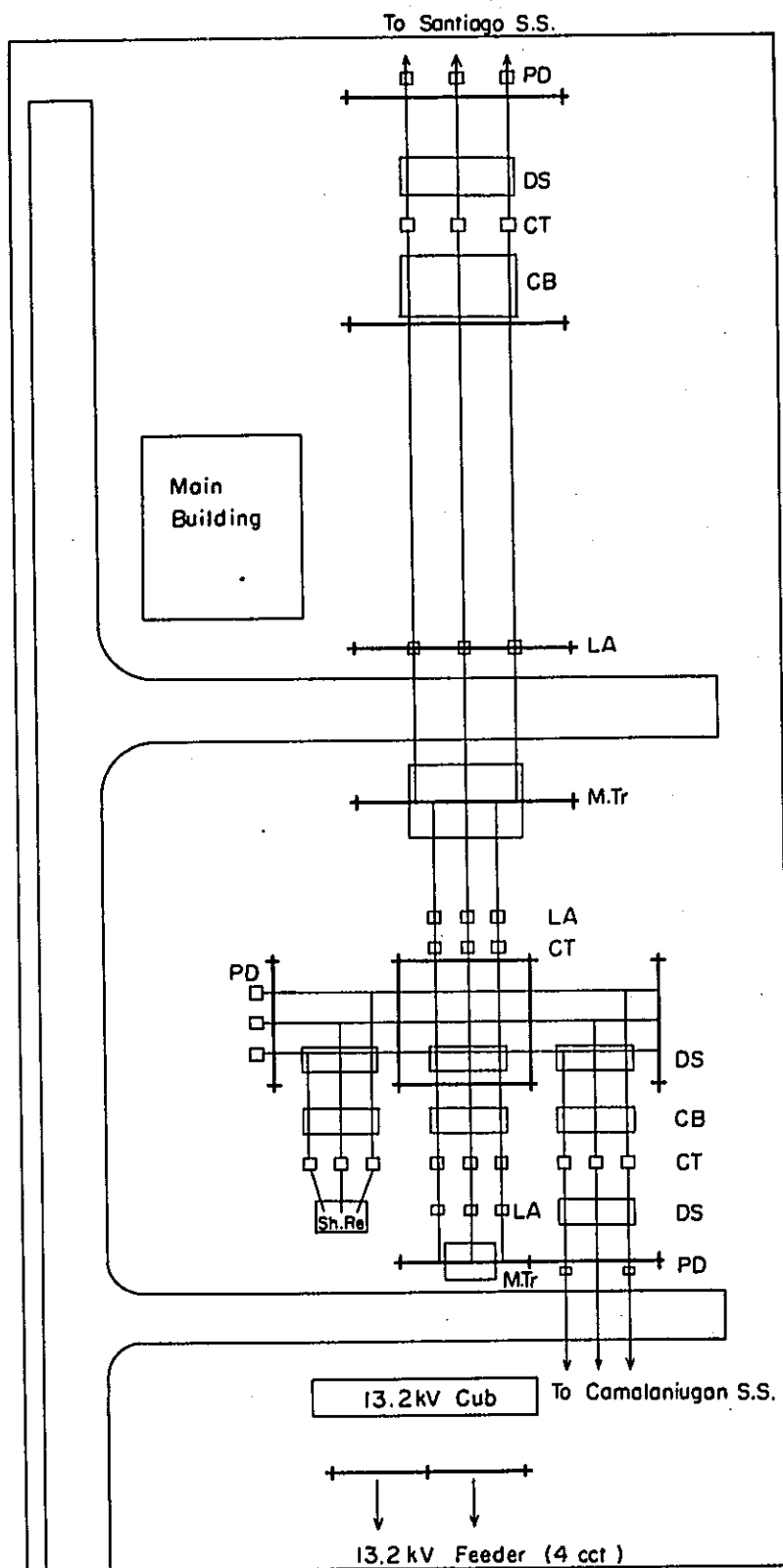


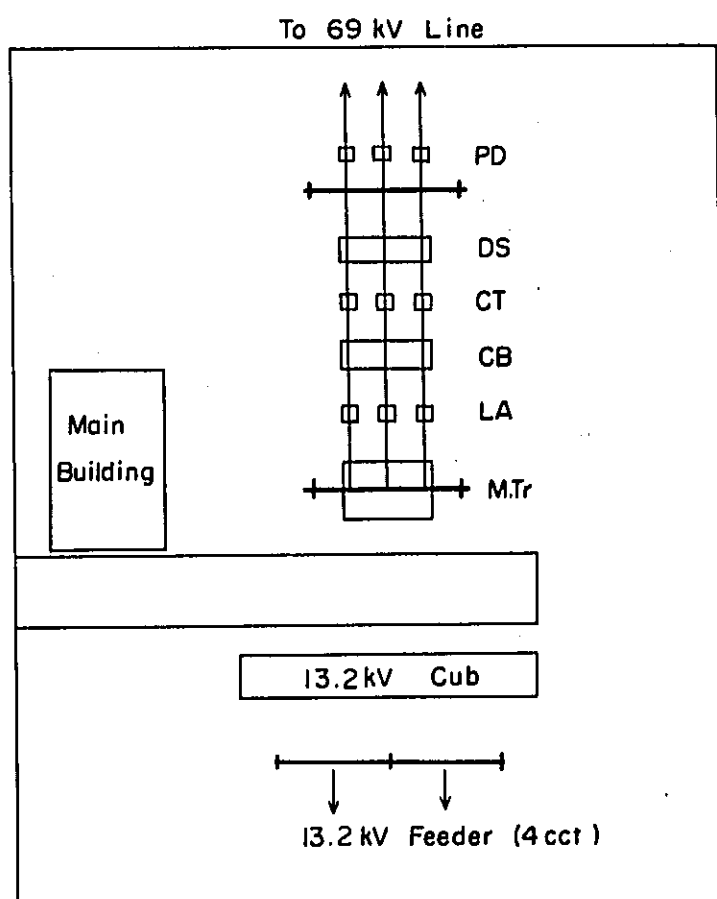
Fig.6-13 Layout of Tuguegarao Substation



Scale
0 5 10 15 20^M

Area = 7,500 m²

Fig.6-14 Layout of Ilogan, Cauayan and Camalaniugan Substation



Scale
0 5 10 15M

Area = 2,880 m²

2) 保線用 VHF 回線

保守を容易にするため、送・配電線経過地と事務所間で交信できるようにする。なお、保線用 VHF 基地局は各電気所に施設し、中継局は施設しないこととする。

3) 電力線搬送リレー、フォルトロケータ、テレメータ

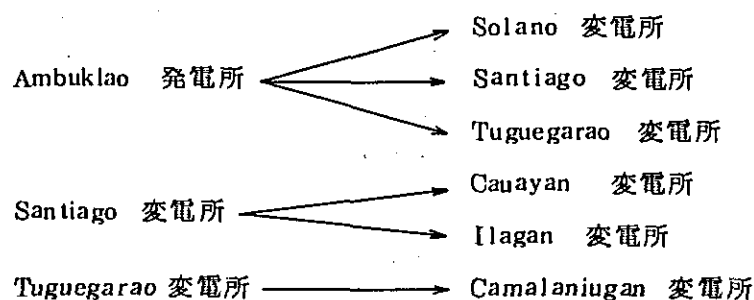
これらは、電力設備の重要性を考慮し、230kV系の発変電所間にも施設する。

(2) 予備設計の概要

給電指令および送電線の保安、保守に必要とする通信回線は次の通り構成する。

1) 給電指令用電話回線

給電指令は、Ambuklao 発電所、Santiago 変電所および Tuguegarao 変電所より次の通り行なわれるものとし、電力線搬送装置により給電指令用電話回線を各区間に設ける。



電力線搬送電話回線の概要は次の通りである。

Ambuklao 発電所 ~ Santiago 変電所	3 ch	1 系統
Santiago 変電所 ~ Tuguegarao 変電所	3 ch	1 系統
Ambuklao 発電所 ~ Solano 変電所	2 ch	1 系統
Solano 変電所 ~ Santiago 変電所	1 ch	1 系統
Tuguegarao 変電所 ~ Camalaniugan 変電所	1 ch	1 系統
Santiago 変電所 ~ Cauayan 変電所 ~ Ilagan 変電所	1 ch	1 系統
(3端子)		

なお、各所に交換機能を持ったリレーグループを設けて各々5回線の内線が加入できるようにする。

2) 電力線搬送リレー

Ambuklao 発電所 ~ Solano 変電所 ~ Santiago 変電所間に3端子型の電力線搬送リレーを設ける。

3) フォルトロケータ

送電線の事故復旧の迅速性をはかるため、Ambuklao 発電所 ~ Solano 変電所 ~ Santiago 変電所間のために、Ambuklao 発電所および Santiago 変電所に故障サージ受信型フォルトロケータ装置を設け、Santiago 変電所 ~ Tuguegarao 変電所間のために Santiago 変電所にパルスレーダー型フォルトロケータ装置を設ける。

Table 6-1 Tele-communication Facilities for Transmission and Distribution Lines

Items	Power station & substations									
	P.S.	S.S.	S.S.	S.S.	Tuguegarao	Camalaniugan	Cauayan	Ilagan	S.S.	Total
1. Telecommunication Facilities for Transmission Lines										
Power line carrier equipment (3ch, 35 dBm, with TM)	1		2		1					4
Power line carrier equipment (2ch, 35 dBm)	1	1	-							2
Power line carrier equipment (1ch, 35 dBm)		1	2		1	1	1	1		7
Power line carrier coupling equipment (230 kV)	1	1	2		1					5
Power line carrier coupling equipment (69 kV)			1		1	1	1	1		5
Carrier relay equipment (power line carrier type)	1	1	1							3
Fault locator equipment (fault surge receiving type) (pulse radar type)	1		2							3
VHF base radio equipment (Height of antenna tower 50 m)	1	1	1		1	1	1	1		7
VHF mobile radio equipment (output 10 W)	1	1	2		1	1				6
VHF portable radio equipment (output 1W)	2	2	2		2	2	1	1		12
Power unit for tele-communication (DC 24 V)	1	1	1		1	1	1	1		7
2. Tele-communication Facilities for Distribution Lines										
VHF mobile radio equipment (output 10 W)		4	4		4	4	4	4		24
VHF portable radio equipment (output 1W)		3	3		3	3	3	3		18

Fig. 6-15 Tele-communication System Block Diagram (1)

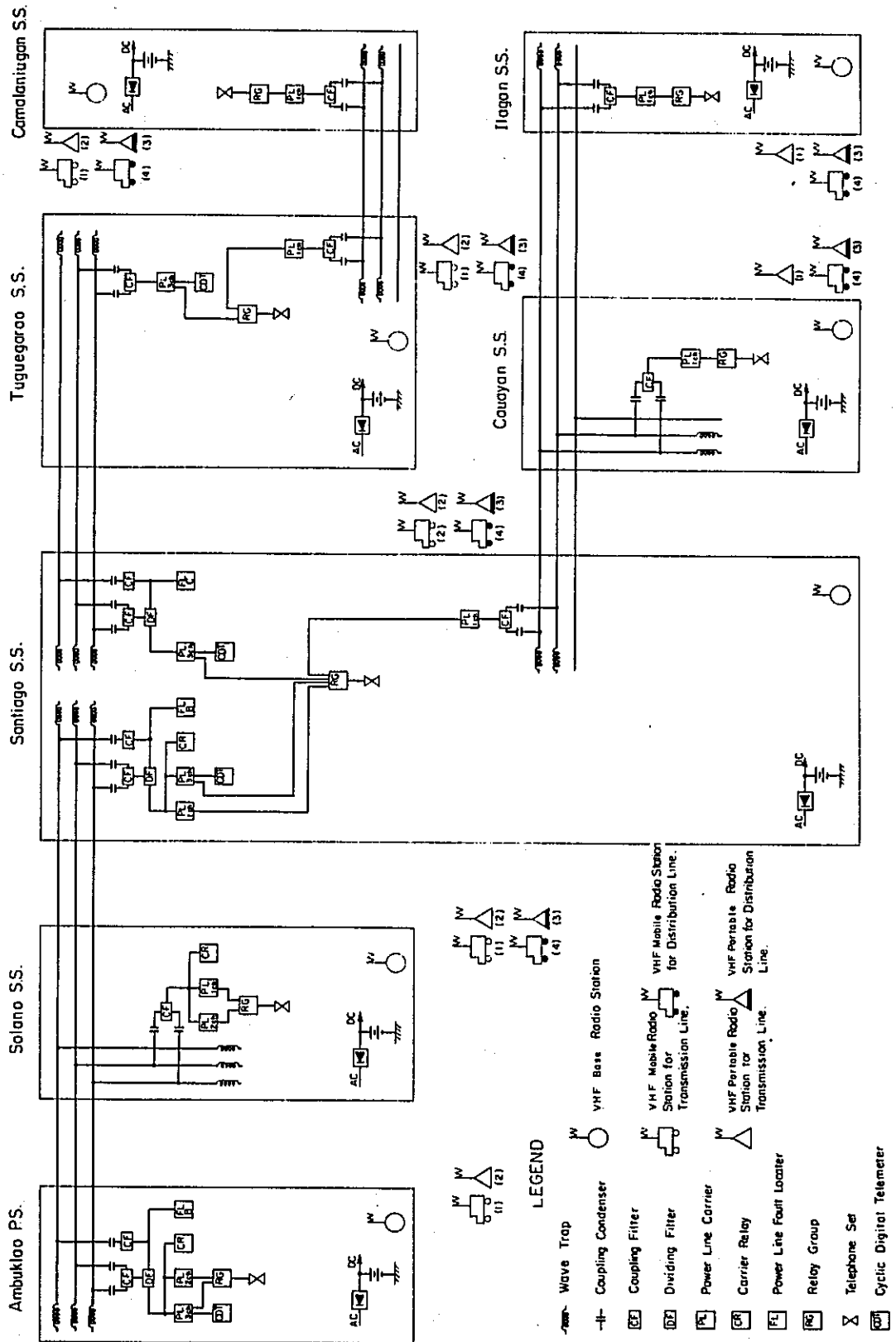


Fig. 6-16 Tele - communication System Block Diagram (2)

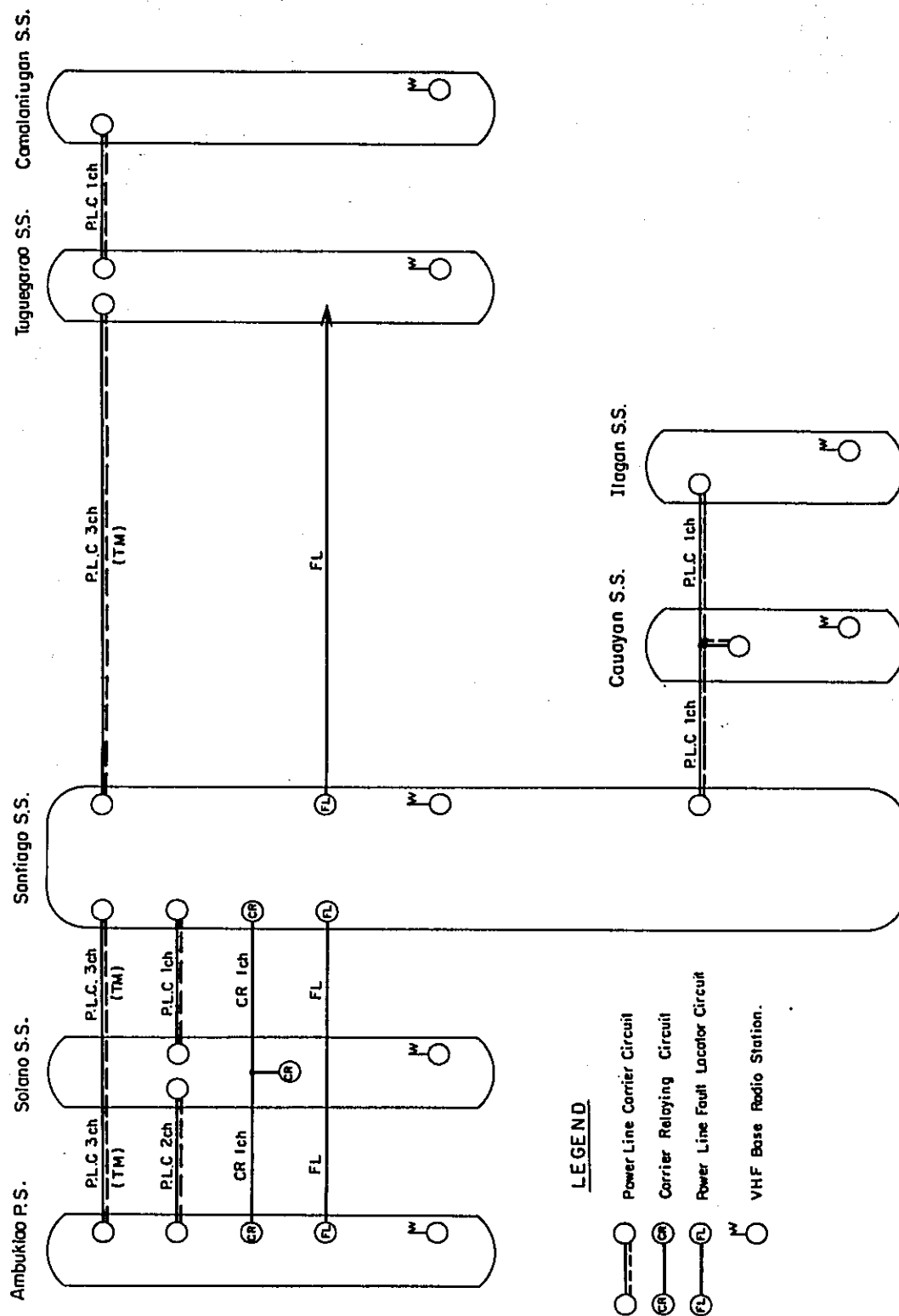
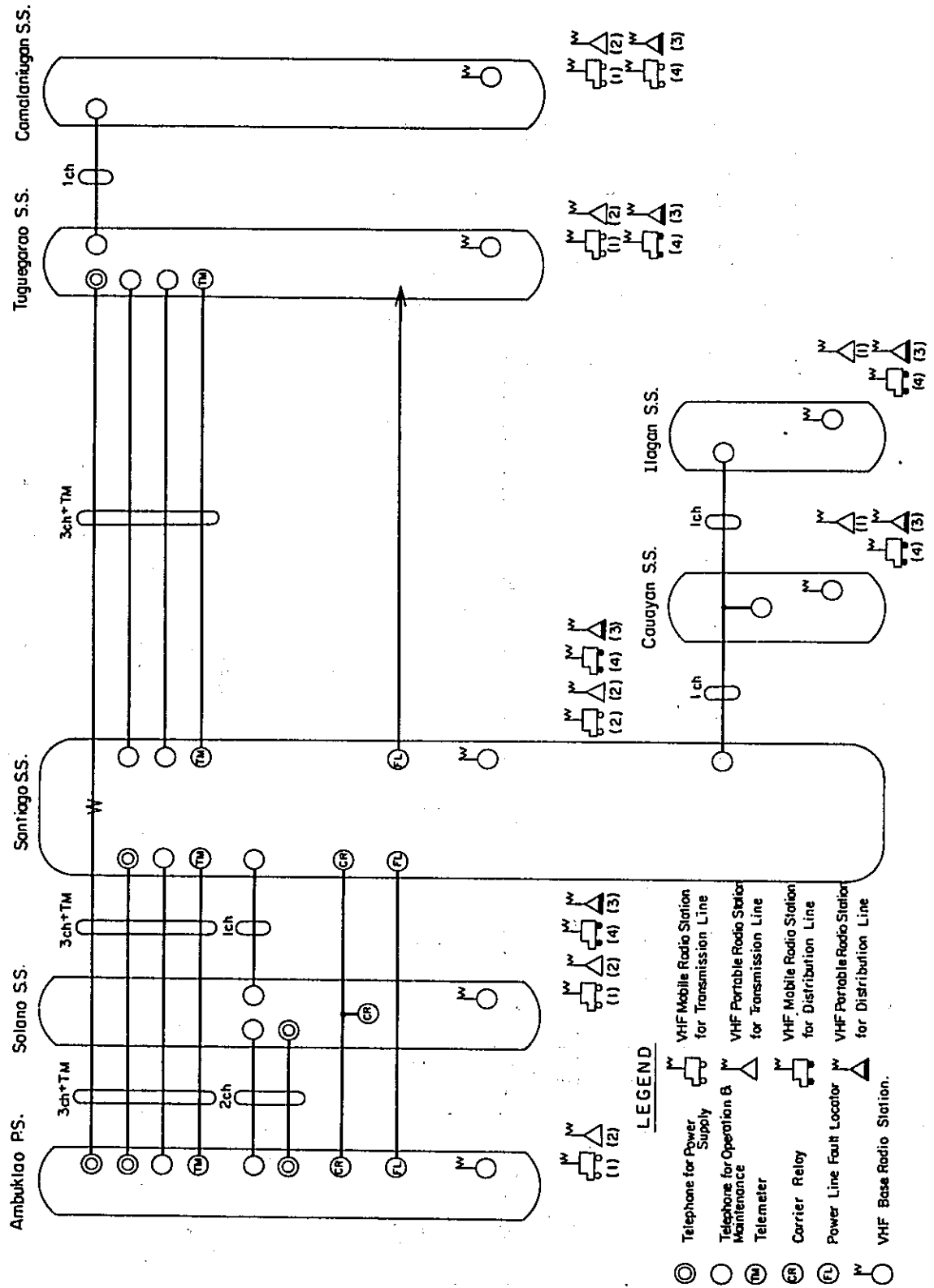


Fig. 6-17 Channel Layout Diagram



4) テレメータ

Ambuklao 発電所～ Santiago 変電所および Santiago 変電所～ Tuguegarao 変電所の各間に、各々伝送速度 200 ボー、4 量のテレメータが行なわれるようにする。

5) 送電線保守用 VHF 回線

各所より送電線沿線の保線員と通話を可能にするため、各所(7ヶ所)に VHF 基地局を設け、これら各基地局と車載用 VHF 装置(6台)および携帯用 VHF 装置(12台)との間に保線用 VHF 回線を構成する。

6) 配電線保守用 VHF 回線

配電線保守用として、車載用 VHF 装置(24台)および携帯用 VHF 装置(6台)を、需要家事故修理用として携帯用 VHF 装置(12台)を配備する。基地局は、送電用と共有するものとし、上記各装置と保線用 VHF 回線を構成する。

(3) 設備概要

本計画における通信設備の概要は Table 6-1 および Fig.6-15 から Fig 6-17 に示す通りである。

6-2-4 本計画と NPC の計画との対比

調査団が作成した“カガヤン送変電計画”と NPC が 1972 年に作成した“カガヤン・バレイ電化計画”とを対比すると次のようになる。(Fig.6-1 参照)

(1) 送電線

NPC 本 計 画	本 NPC の計画
Ambuklao ~ Santiago 230kV (2/2), 795MOM ACSR 鉄塔 115km	Ambuklao ~ Solano 230 kV (1/2), 795MOM ACSR 鉄塔 60km
Santiago ~ Tuguegarao 230kV (1/1), 795MOM ACSR 鉄塔 120km	Solano ~ Santiago 230kV (1/2), 795MOM ACSR 鉄塔 50 km
Tuguegarao ~ Lallo 115kV (1/1), 336.4MOM ACSR 木柱 67km	Santiago ~ Tuguegarao 230kV (1/1), 795MOM ACSR 鉄塔 120km
Santiago ~ Bambang 69kV (1/1), 336.4MOM ACSR 木柱 63 km	Tuguegarao ~ Camalaniugan 69kV (1/1), 336.4 MOM ACSR 木柱 70km
	—

Santiago ~ Ilagan	Santiago ~ Cauayan ~ Ilagan
69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR	69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR
木柱 70 km	木柱 70 km
R. Mercedes ~ Aurora	—
69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR	
木柱 17 km	
Tuguegarao ~ Amulong	—
69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR	
木柱 25 km	
Lallo ~ Claveria	—
69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR	
木柱 87 km	
Lallo ~ Gonzaga	—
69kV (1/1) , 336.4 MCM ACSR	
木柱 34 km	
線路亘長	
230kV (2/2) 115 km	230kV (1/2) 110 km
230kV (1/1) 120 "	230kV (1/1) 120 "
115kV (1/1) 67 "	—
69kV (1/1) 296 "	69kV (1/1) 140 "

(2) 変電所

N P O の計画	本 計 画
Ambuklao	Ambuklao
230kV 2 cct 引出	230kV 1 cct 引出
	Solano
	230/13.2 kV , 15MVA
Santiago	Santiago
230/69kV , 50MVA	230/69kV , 40MVA
67/13.8 kV , 5MVA	69/13.2 kV , 15MVA
Tuguegarao	Tuguegarao
230/115kV , 55MVA	230/69kV , 40MVA
110/69kV , 15MVA	69/13.2 kV , 15MVA

110/13.8 kV, 10MVA	
Lallo	Camalaniugan
110/69kV, 30MVA	69/13.2 kV, 15MVA
67/13.8 kV, 10MVA	—
Ilagan	Ilagan
67/13.8 kV, 10MVA	69/13.2 kV, 15MVA
Aurora	Cauayan
67/13.8 kV, 5MVA	69/13.2 kV, 10MVA
Claveria	—
67/13.8 kV, 10MVA	
Ballesteros	—
67/13.8 kV, 5MVA	
Gonzaga	—
67/13.8 kV, 5MVA	

変圧器設備容量

N P C の計画		本 計 画	
230/115 kV	55 MVA	230/115 kV	0 MVA
230/ 69 #	50 #	230/ 69 kV	80 #
230/13.8 #	0 #	230/13.2 kV	15 #
115/ 69 #	45 #	115/ 69 kV	0 #
115/13.8 #	10 #	115/13.2 kV	0 #
69/13.8 #	50 #	69/13.2 kV	70 #
合 計	210 #		165 #

6-3 工事費

予備設計の結果にもとづき、外貨分については、1974年4月の日本の資材および機器価格を基準とし、将来の物価上昇（1975年3月までの1年間）を5%とし算定した。換算レートは1 US\$300円とした。内貨分については、現地状況および1974年3月に締結された“ルソン電力系統拡張計画”の230kV送電線工事費等を参照し算出した。工事費の想定範囲および外貨、内貨の区分は次のとおりである。

6-3-1 工事範囲

(1) 送電線

- 1) Ambuklao - Solano 60km, 230kV, 2回線鉄塔(但し, 1回線架線)
- 2) Solano - Santiago 50km, 230kV, 2回線鉄塔(但し, 1回線架線)
- 3) Santiago - Tuguegarao 120km, 230kV, 1回線鉄塔
- 4) Santiago - Cauayan - Ilagan 70km, 69kV, 1回線木柱
- 5) Tuguegarao - Camalaniugan 70km, 69kV, 1回線木柱

(2) 変電所

- 1) Ambuklao 水力発電所 230kV 引出設備他
- 2) Solano 変電所 変圧器(15MVA, 230/13.2 kV)
230kV, 13.2 kV 引出設備他
- 3) Santiago 変電所 変圧器(40MVA 230/69kV, 15MVA 69/13.2 kV)
230kV, 69 kV, 13.2 kV 引出設備他
- 4) Cauayan 変電所 変圧器(10MVA 69/13.2 kV)
69kV, 13.2 kV 引出設備他
- 5) Ilagan 変電所 変圧器(15MVA 69/13.2 kV)
69kV, 13.2 kV 引出設備他
- 6) Tuguegarao 変電所 変圧器(40MVA 230/69kV, 15MVA 69/13.2 kV)
230kV, 69kV, 13.2 kV 引出設備他
- 7) Camalaniugan 変電所 変圧器(15MVA 69/13.2 kV)
69kV, 13.2 kV 引出設備他

Note: 1) Santiago 変電所の Magat P.S 引出設備は工事範囲に含まれていない。

2) 従業員の社宅等の附帯設備は工事範囲に含まれていない。

(3) 通信設備

- | | |
|------------|-----|
| 電力線搬送設備 | 1 式 |
| V H F 通信設備 | 1 式 |

(4) 車輛および保守用機器

- | | |
|-------|------|
| 車 輛 | 27 台 |
| 保守用機器 | 1 式 |

6-3-2 外貨・内貨の区分

(1) 外貨

- 1) 主要資材および機器(鉄塔, 電線, 碍子, 主変圧器, シャ断器, 通信機器)はすべて日本より輸入するものとした。
- 2) 日本よりフィリピンまでの海上輸送費を考慮した。ただし, 日本より輸入される資材および機器に対する関税は考慮していない。

(2) 内貨

- 1) セメント、鉄筋等の工事用資材はフィリピン国産品を使用するものとした。
- 2) 送電線および変電機器の据付工事は内貨によってまかなわれるものとし、変電所建物をも含むものとした。
- 3) 用地費を計上した。
- 4) 機器資材の内陸輸送費を考慮した。

6-3-3 工事費

工事費は、変電所、送電線、通信設備別に直接工事費を算定し、得られた合計の直接工事費に10%の予備費を、7%の管理費を、5%の技術料をそれぞれ加算した。

工事期間中の金利は建設工事費の13%を外貨分で計上し、10%を内貨分で計上した。この結果、送変電計画の総工事費は28,079,000US\$である。

Table 6-2にカガヤン送変電計画の工事費内訳を示す。又、送・変電、通信設備等の直接工事費の内訳を Table 6-3から Table 6-6に示す。

6-3-4 工事費単価

送電線の工事費を想定するにあたっては、Table 6-7に示すごとく送電々圧、回線別に工事費を想定し、予備設計で求められた送電線亘長を乗じて求めた。鉄塔、電線、碍子等の主要資材は、日本から輸入されるものとして外貨分に計上し、据付工事、フィリピン国内で調達可能な資材（セメント、鉄筋等）は内貨分に計上した。

6-4 工事工程

この工事工程は、カガヤン送変電計画の緊急性に鑑み、1978年当初運転開始に備えるため、1977年末までに送電線、変電所ならびに付帯通信設備の工事を完成せしむものとした。なお、第7章配電線計画で述べるカガヤン・バレイ地域の配電設備工事が、同時竣工することが不可欠である。

送電線建設の工事期間は、とくに基幹送電線となる230kV送電線建設に豊富な経験を有する者が当たることを前提として約2ヶ年と想定した。変電所ならびに付帯通信設備の工事工程についても諸要件を勘案の上作成した（Fig. 6-18参照）。

なお、上記諸設備の建設を円滑にとり行なうためには、入札ならびに工事契約のための確実な最終設計ならびに仕様書類の作成が必要である。また、前記作業の基礎ともなる69kV送電線ルートに関する地形測量が工程表に示す期間内に終了しておくことが必要である。

6-5 送・変電計画の年度別所要資金

送・変電計画の建設に要する直接工事費の総計は6-3で述べた通り、外貨所要分U.S.\$ 16,804,000、内貨所要分U.S.\$ 8,264,000計U.S.\$ 25,068,000であり、6-4で述べた工事工程に基づく、各会計年度別の所要資金を示せばTable 6-8の通りである。

Table 6-2 Total Construction Cost of Cagayan Valley
Electrification Program at 13.2 kV Take-off
Facility End

(In Thousand U. S. Dollars)				
Items	F. C.	D. C.	Total	
A Substation	5,868	802	6,670	
B Transmission line	7,681	5,368	13,049	
C Telecommunication	638	33	671	
D Total direct cost (A + B + C)	14,187	6,203	20,390	
E Plus 10% contingencies	1,419	620	2,039	
F Sub-total (D + E)	15,606	6,823	22,429	
G Administration cost (D x 0.07)	0	1,427	1,427	
H Engineering fee (D x 0.05)	1,020	0	1,020	
I Sub-total (F + G + H)	16,626	8,250	24,876	
J Service facilities	178	14	192	
K Total field cost (I + J)	16,804	8,264	25,068	
L Interest during construction	2,185	826	3,011	
Total construction cost (K + L)	18,989	9,090	28,079	

Table 6-3 Direct Construction Cost of Transmission Line

(In Thousand U. S. Dollars)						
Voltage (kV)		Length (km)	Unit Cost		Total Direct Cost	
			F. C.	D. C.	F. C.	D. C.
230	Ambuklao to Solano	60	33.1	27.7	1,986	1,662
230	Solano to Santiago	50	32.3	19.8	1,615	990
230	Santiago to Tuguegarao	120	25.6	15.4	3,072	1,848
69	Santiago to Ilagan	70	7.2	6.2	504	434
69	Tuguegarao to Camalaniugan	70	7.2	6.2	504	434
Total					7,681	5,368

Table 6-4 Direct Construction Cost of Substations

(In Thousand U. S. Dollars)

Substations	F. C.	D. C.	Total
Ambuklao	651	89	740
Solano	665	91	756
	(90)	(12)	(102)
Santiago	1,922	262	2,184
	(298)	(41)	(339)
Cauayan	376	51	427
	(376)	(51)	(427)
Ilagan	421	58	479
	(421)	(58)	(479)
Tuguegarao	1,412	193	1,605
	(298)	(41)	(339)
Camalaniugan	421	58	479
	(421)	(58)	(479)
Total	5,868	802	6,670
	(1,904)	(261)	(2,165)

Note: Figures in parenthesis are the construction cost to be borne by NEA, which are included in the total cost.

Table 6-5 Direct Construction Cost of Telecommunication Facilities

(In Thousand U. S. Dollars)

Items	F. C.	D. C.	Total
A. NPC			
a. Telephone Channels for Load Dispatching	128	7	135
b. VHF Channels for Line Maintenance	97	5	102
c. Other Facilities	113	6	119
d. Common Facilities	197	10	207
Sub-total	535	28	563
B. NEA			
a. Telephone Channels for Load Dispatching	37	2	39
b. VHF Channels for Line Maintenance	0	0	0
	(66)	(3)	(69)
c. Other Facilities	0	0	0
d. Common Facilities	66	3	69
Sub-total	103	5	108
	(66)	(3)	(69)
Total	638	33	671
	(66)	(3)	(69)

Note: Figures in parenthesis are included in the cost of distribution equipment and materials.

Table 6-6 Service Facilities for Transmission Lines and Substations.

(In U. S. Dollar)

Items	F. C.	D. C.
1. Construction Works		
a. Transmission Lines		
Jeep: 10 ea.		
@ F. C. 4,000 D. C. 200	40,000	2,000
b. Right of Way		
Jeep: 8 ea.		
@ F. C. 4,000 D. C. 200	32,000	1,600
c. Substations		
Jeep: 3 ea.		
@ F. C. 4,000 D. C. 200	12,000	600
2. Maintenance Works		
Utility Truck: 3 ea.		
@ F. C. 15,000 D. C. 500	45,000	1,500
Jeep: 3 ea.		
@ F. C. 4,000 D. C. 200	12,000	600
Maintenance Equipment	37,000	7,700
Total	178,000	14,000

Table 6-7 Unit Construction Cost of Transmission Lines per km

(In U. S. Dollar)

Section	230 kV (1/2) Ambuklao to Solano		230 kV (1/2) Solano to Santiago		230 kV (1/1) Santiago to Tuguegarao	
	F. C.	D. C.	F. C.	D. C.	F. C.	D. C.
Steel Tower	21,400		21,400		14,950	
Insulators, Hardwares, Accessories and Tower Dressings	3,550		2,750		2,500	
Conductor and OHGW	7,350		7,350		7,350	
Tools and Equipment (Vibration Dampers)	800		800		800	
Tower Foundations		14,450		10,200		6,800
Erection of Towers		3,500		2,500		1,650
Stringing of Conductors and OHGW		2,950		2,200		2,050
Survey and Right-of-Way		6,800		4,900		4,900
Total	33,100	27,700	32,300	19,800	25,600	15,400

Items	69 kV (1/1)	
	F. C.	D. C.
Wooden Poles, Cross Arms, Bolts and Hardware, Guy Wires and Accessories	1,750	2,050
Conductors and OHGW	3,400	
Insulators, Hardwares and Accessories	2,050	
Erection of Poles and Cross Arms		1,200
Installing of Guy Wires		150
Stringing of Conductors and OHGW		1,300
Survey and Right-of-Way		1,500
Total	7,200	6,200

Fig. 6-18 Construction Schedule

Item	Year	1974 J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D	1975 J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D	1976 J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D	1977 J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D	Remarks
Survey						
a) Transmission Lines						
b) Substations						
c) Telecommunication Facilities						
d) Distribution Lines						
Preparation & Review of Specifications						
a) Transmission Lines						
b) Substations						
c) Telecommunication Facilities						
d) Distribution Lines						
Bidding & Award of Contract						
a) Transmission Lines						
b) Substations						
c) Telecommunication Facilities						
d) Distribution Lines						
Delivery of Equipment & Materials						
a) Transmission Lines						
b) Substations						
c) Telecommunication Facilities						
d) Distribution Lines						
Installation of Equipment						
a) Transmission Lines						
b) Substations						
c) Telecommunication Facilities						
d) Distribution Lines						

Table 6-8 Annual Expenditure Requirements for Transmission Line and Substation Scheme

Description	Total			1974			1975			1976			1977		
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
A Substations	5,868.0	802.0	6,670.0	-	-	-	1,173.6	216.1	1,389.7	4,107.6	433.9	4,541.5	586.8	152.0	738.8
B Transmission Line	7,681.0	5,368.0	13,049.0	-	1,160.0	1,160.0	1,743.0	586.0	2,329.0	4,558.0	2,648.0	7,206.0	1,380.0	974.0	2,354.0
C Telecommunication Facilities	638.0	33.0	671.0	-	-	-	128.0	0	128.0	318.0	15.0	333.0	192.0	18.0	210.0
D Total Direct Cost	14,187.0	6,203.0	20,390.0	-	1,160.0	1,160.0	3,044.6	802.1	3,846.7	8,983.6	3,096.9	12,080.5	2,158.8	1,144.0	3,302.8
E Contingencies	1,419.0	620.0	2,039.0	-	116.0	116.0	304.5	80.2	384.7	898.4	309.7	1,208.1	215.8	114.4	330.2
F Sub-total	15,606.0	6,823.0	22,429.0	-	1,276.0	1,276.0	3,349.1	882.3	4,231.4	9,882.0	3,406.6	13,288.6	2,374.6	1,258.4	3,633.0
G Administration Cost	0	1,427.0	1,427.0	-	81.1	81.1	-	269.2	269.2	-	845.5	845.5	-	231.2	231.2
H Engineering Fee	1,020.0	0	1,020.0	58.0	-	58.0	192.5	-	192.5	604.2	-	604.2	165.3	-	165.3
I Sub-total	16,626.0	8,250.0	24,876.0	58.0	1,357.1	1,415.1	3,541.6	1,151.5	4,693.1	10,486.2	4,252.1	14,738.3	2,539.9	1,489.6	4,029.5
J Service Facilities	178.0	14.0	192.0	84.0	4.2	88.2	-	-	-	-	-	-	94.0	9.8	103.8
Total Field Cost	16,804.0	8,264.0	25,068.0	142.0	1,361.3	1,503.3	3,541.6	1,151.5	4,693.1	10,486.2	4,252.1	14,738.3	2,633.9	1,499.4	4,133.3

Note: The total field cost shown above does not include interest during construction.

6-6 経済評価

6-6-1 代替ディゼル設備による評価

経済評価を行うに当り、送・変電設備の建設に要する費用と、当該送・変電設備がなければ当然建設が必要となるであろう代替設備としてのディゼルプラントの建設に伴う費用を便益とみなし、各年におけるそれらの数値を現在価値に換算して便益コスト(B/C)比率を求めた。

なお、前提となった送・変電設備、およびディゼルプラントの耐用年数、カガヤン送・変電設備の年利子率、総工事費に対する設備別経費率を Table 6-9 に示す。

Table 6-9 年経費算定に用いられた諸元

1) カガヤン送変電計画に使用した耐用年数

ディゼル プラント	18 年 (代替設備)
火力 (スチーム) [※] プラント	30 年 (代替設備)
送電線 (木柱)	25 年
(鉄塔)	50 年
変電機器	25 年
配電線	20 年

2) カガヤン送変電設備対象の年利子率

外 貨	3.5 %
内 貨	10.0 %

3) 設備別経費率 (耐用年数間)

	金利償却	運転維持	管 理 費	計
送電線 (‰)	6.60	2.50	0.50	9.60
変電所 (‰)	6.60	2.50	0.50	9.60
配電線 (‰)	8.50	3.50	0.50	12.50

※ Ambuklao - Santiago 間送電線の工事費アロケーション算定のための基準火力

(1) コスト

1) 年間需要電力量は、第5章の「電力需要想定」で述べた1978年から1987年までの10年間の数値を用い、カガヤン送・変電設備完成後 Magat 水力発電所が運開するまでの1980年末までの3年間は、NPC所有の Bataan 火力発電所より電力の供給が行われることを前提とし、それ以降は Magat 水力発電所から電力の供給が行われるものとした。Bataan 火力発電所の発電原価を22.0ミル/kWh、後者のそれを Table 6-10に示すように、8.2ミル/kWhとし発電コストを算定した。

Table 6-10 Alternative Diesel Power Plants

Plant capacity (kW)	3,000
Plant factor (%)	40
Annual energy production (million kWh)	10.5
Station service use (%)	3
Annual available energy (million kWh)	10.2
Thermal efficiency at sending end (%)	30
Construction cost (thousand US\$)	960
Foreign currency (thousand US\$)	796
Domestic currency (thousand US\$)	164
Serviceable life (years)	18
Annual cost (thousand US\$)	
Fixed cost	
Amortization	79.5
Repair and maintenance	15.4
Salaries and wages	10.5
Miscellaneous cost	1.9
Administration cost	2.5
Sub-total	109.8
Variable cost	
Fuel cost (including lubricating oil)	309.5
Repair and maintenance	3.8
Sub-total	313.3
Total	423.1
Fixed cost (US\$/kW)	36.6
Variable cost (mills/kWh)	30.7
Total cost (mills/kWh)	42.3

Note: 11,800 BTU/kWh

2) カガヤン送・変電設備の年経費は 6-3 「工事費」で述べた受電変電所を含む 13.2kW 引出設備までの工事費を基に年経費率を乗じて求めた。

3) 但し、Ambuklao と Santiago 間の送電線および引出設備は、Magat 水力発電所完成と同時に、この区間の工事費の 75.3% を Magat プロジェクトが負担するものとして年経費の算定を行った。(Appendix A-7 参照)

カガヤン送・変電計画の耐用年数間における 1978 年現価での総コストは、Table 6-11 に示す如く 36,683,000 US\$ と見積られた。

(2) 便 益

1) Appendix A-3 に示す変電所別電力需要に見合うディーゼルプラントを夫々変電所地点に建設するものとした。この場合、ディーゼルプラントの規模は 3,000kW ユニットとし、電力需要の伸びに合せ増設が行われるものとした。

この結果、1978 年には 3,000kW ユニットが 12 台、10 年後の 1987 年には 24 台必要とする。

2) 上記 3,000kW ユニットの諸元は Table 6-10 に示すとおりであるが、固定費分単価は 36.6 US\$/kW、可変費分単価を 30.7 ミル/kWh とし、各年の所要 kW および所要電力量に乗じて必要な年経費を算定した。

3) この結果、代替ディーゼルプラントの耐用年数間における 1978 年の現在価値は、Table 6-12 に示す如く、66,392,000 US\$ となる。そして便益/コストの比率は下記に示すように 1.80 と求められた。

$$\frac{66,392,000}{36,683,000} = 1.80$$

4) なお、便益計算で使用した O 重油の Santiago 地点での価格は、Bataan 火力発電所地点での価格と比較して、輸送費の関係で 1.45 倍である。

Price of Bunker C Oil as of February 1974

Place of Delivery		Increase rate
at Bataan	P0.44/ℓ	(100%)
at San Fernand	P0.52/ℓ	(117%)
at Santiago	P0.64/ℓ	(145%)

Note Bataan - San Fernand 間は海上輸送
San Fernand - Santiago 間は陸上輸送

Table 6-11 Annual Cost of Cagayan Electrification Program at 13.2 kV
Take-off Facility End

Items	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Energy requirement (GWh)	107	126	139	154	170	189	205	222	240	258
Magat P.S. energy cost (mills/kWh)	-	-	-	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Bataan P.S. energy cost ^{1/} (mills/kWh)	22.0	22.0	22.0	-	-	-	-	-	-	-
(1) Generating cost (10 ³ US\$)	2,354	2,772	3,058	1,263	1,394	1,550	1,681	1,820	1,968	2,115
(2) Annual cost (10 ³ US\$) (Transmission & transforming facilities in Cagayan Valley)	2,695	2,695	2,695	2,184	2,184	2,184	2,184	2,184	2,184	2,184
(3) Total (10 ³ US\$)	5,049	5,467	5,780	3,447	3,578	3,734	3,865	4,004	4,152	4,299
(4) Present value (10 ³ US\$) (discount rate at 12%)	4,503	4,357	4,109	2,188	2,028	1,889	1,746	1,613	1,494	1,380
(5) Total present value ^{2/} during serviceable life (10 ³ US\$)	36,683									

Note: ^{1/} implies an estimated rate

^{2/} equals $25,307,000 + (4,299,000 \times 8.244 \times 0.321) = 25,307,000 + 11,376,000$
= US\$36,683,000 (50 years)

Table 6 -12 Annual Cost of Alternative Diesel Power Plants

Items	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Energy requirement (GWh)	107	126	139	154	170	189	205	222	240	258
(1) Fixed cost (10 ³ US\$)	1,317	1,317	1,537	1,537	1,756	1,866	2,086	2,196	2,305	2,635
No. of diesel units	(12)	(12)	(14)	(14)	(16)	(17)	(19)	(20)	(21)	(24)
Unit cost (US\$/kW)	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6
(2) Variable cost (10 ³ US\$)	3,284	3,868	4,267	4,727	5,219	5,802	6,293	6,815	7,368	7,920
Unit cost (mills/kWh)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)	(30.7)
(3) Total (10 ³ US\$)	4,601	5,185	5,804	6,264	6,975	7,668	8,379	9,011	9,673	10,555
(4) Present value (10 ³ US\$)	4,104	4,132	4,126	3,977	3,954	3,880	3,787	3,631	3,482	3,388
(discount rate at 12%)	(0.892)	(0.797)	(0.711)	(0.635)	(0.567)	(0.506)	(0.452)	(0.403)	(0.360)	(0.321)
(5) Total present value $\frac{1}{\text{during serviceable life}}$ (10 ³ US\$)	66,392									

Note: $\frac{1}{\text{}} 38,461,000 + (10,555,000 \times 8.244 \times 0.321) = 38,461,000 + 27,931,000$
 $= \text{US\$}66,392,000$ (50 years)

6-6-2 内部収益率 (IRR) によるプロジェクトの評価

NPOはルソン電力系統内では単一の料金制度を有している。すなわち、連系々統内では地域による料金の格差付はなされておらず、第4章で述べた料金規程のみが適用される。これによれば、契約電力 5,000 kW、月間消費電力量 1,800 MWhの場合、平均単価は 13.9 ミル/kWh となる。

したがって、カガヤン・パレイ地域 6 ケ所の変電所渡しの卸売単価を上記 13.9 ミル/kWh とすれば、コストと収入がほぼ等しいため内部収益率は零となる。NPOは、今後毎年長期に亘って、電気料金の値上げを考慮しており、カガヤン送電線が完成する 1978 年の卸売料金を現在の NPO Bataan 火力発電所の発電原価と等しい 22.0 ミル/kWh (現行卸売料金の 60 % 増し) とすれば、Table 6-13 に示すように、カガヤン送・変電計画は内部収益率 7.3 % を期待することが出来る。

なお、1972 年より現在までの NPO 卸売料金の改訂を示せば次の如くなる。

	5,000 kW, 1800 MWh/month	Increase rete (%)
1972	10.8 mills/kWh	100
1973	11.5 "	106
1974	13.9 "	129

Table 6-13 Internal Rate of Return at 13.2 kV Take-off Facility End

	Construc- tion cost (10 ³ US\$)	Energy Cost			Mainte- nance cost (10 ³ US\$)	Total cost (10 ³ US\$)	N P C		I. R. R. (i = 7.3%)	
		Require- ment (GWh)	Unit cost (mills/kWh)	Cost (10 ³ US\$)			Unit rate (mills/kWh)	Revenue (10 ³ US\$)	Present worth factor	Cost Revenue (10 ³ US\$) (10 ³ US\$)
-3 1975	5,014					5,014			1.235	6,192
-2 1976	15,040					15,040			1.151	17,311
-1 1977	5,014					5,014			1.073	5,380
1 1978		107	22.0	2,354	842	3,196	22.0	2,354	0.932	2,979
2 1979		126	22.0	2,772	842	3,614	22.0	2,772	0.869	3,141
3 1980	-4,754	139	22.0	3,058	842	-854	22.0	3,058	0.809	-691
4 1981		154	8.2	1,263	682	1,945	22.0	3,388	0.754	1,467
5 1982		170	8.2	1,394	682	2,076	22.0	3,740	0.703	1,459
6 1983		189	8.2	1,550	682	2,232	22.0	4,158	0.655	1,462
7 1984		205	8.2	1,681	682	2,363	22.0	4,510	0.611	1,446
8 1985		222	8.2	1,820	682	2,502	22.0	4,884	0.569	1,424
9 1986		240	8.2	1,968	682	2,650	22.0	5,280	0.530	1,405
10 1987		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676	0.494	1,382
.				const.		const.		const.		2,804
.				(2,116x34=71,944)	(2,798x34=95,132)	(5,676x34=192,984)				2,798
.		const.	const.	const.	const.	const.				x 0.494
.				71,944	95,132	192,984				x 12.881
.										= 17,804 = 36,118
45 2022		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		const.
46 2023		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		const.
47 2024		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		
48 2025		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		
49 2026		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		
50 2027		258	8.2	2,116	682	2,798	22.0	5,676		
Total	20,314			104,616		159,510		266,860		62,159
										62,244

第7章 配電計画

第 7 章 配 電 計 画

7-1 計画の前提条件

(1) 配電線設計のための最大負荷の求め方

配電線の設計のための最大負荷は次のように想定した。

$$\begin{aligned} & \text{電灯需要の最大負荷} + \frac{1}{2} (\text{工業需要の最大負荷}) + \text{かんがい用電力の最大負荷} \\ & = \text{配電線の最大負荷} \end{aligned}$$

なお、電灯需要の最大電力は、負荷率を 35% と想定して算出した。工業用需要の最大電力は、"Magat River Project Feasibility Report" から引用した。かんがい用電力の最大値は Appendix A-3 に示される通りである。

(2) 設備の設計法

この計画は、短期間に実施した配電幹線計画ルートの重点踏査、主要町の区画構成、集落の分布状態の抜き取り調査、および既電化区域の設備内容の実態調査の結果、ならびに関係機関 (NEA, NIA) よりの提供資料を参考として机上設計したものである。

(3) 工事費の算定法

主要設備単位毎に、標準設計を設定して、これらにその設備に応じて国内あるいは国外価格を適用して標準工事費を求め、これらを設備計画値に乗じて積算したものである。

なお、工賃単価は国内のそれを適用し、建設工費は、現在、日本で採用されている標準的なものを採用した。

7-2 予備設計

(1) 計画の基本方針

1) 初期投資の在り方

本地域は、いわゆる過疎地域であり、供給開始の初期においては、送変電、配電設備の総合経済性からみて、変電所配置を最小限にとどめ、高電圧、長距離配電網の形成を主眼として負荷の吸収に重点をおいた。

なお、配電線路の電圧降下の増大に対しては、自動電圧調整器を積極的に活用することを優先させ、変電所は負荷の増大に伴い、それ自体が必要となった時点で新設もしくは拡充して行く方針とした。

2) 供給工事の進め方

本地域の供給工事は、需要の緊急度、重要度ならびに投資効率、工事能力を考慮して、便宜上、つぎの 3 段階に区分した。

a) 第 1 段階

かんがいを主体とした負荷、すなわち、かんがい用負荷と、それらに供給する配電線路から特

に延長工事を伴わずに供給できる主要町の負荷に供給することを第1段階とする。

これらは送・変電設備の経済性からみても必要最少限の負荷であり、送・変電設備が完成して送電が開始される日から配電できるよう完成させるべきである。

b) 第2段階

第1段階より残された町を主体とした負荷、すなわち、残された町の全部と、それらに供給する配電線路から特に延長工事を伴わずに供給できる農村の負荷に供給することを第2段階とする。

これにより、一応の配電幹線が形成されることになるが、その時期は送電開始の時から5年後を目途とした。

c) 第3段階

主要町を核として、或は配電幹線から分岐線を延長して、遂次、周辺の農村負荷を吸収して行くのが第3段階となるが、大半の電化が達成されるまでには、長年月を必要とするものと思われる。本計画では10年後の農村電化率が30%（全電化率44%）に達するものと想定した。

Table 7-1に配電線工事規模を示めす。

本配電計画の概要を Fig. 7-1に、また各変電所の配電線路図を Fig. 7-2から Fig. 7-7に夫々示す。

(2) 設備概要

1) 配電方式

a) 電圧および配電方式

(i) 高圧線

7.62/13.2 kV, 3相, 4線式, Y, 中性線多重接地方式

(ii) 低圧線

電灯: 120V, 単相, 2線式

120V/240V, 単相, 3線式

240V, 単相, 2線式（電灯電圧としては240Vが主として使用される）

動力: 240V, 3相, 3線式

480V, 3相, 3線式

電灯, 動力共用: 120V/240V, 3相, 4線式

(iii) 引込線

電灯: 120V, 単相, 2線式

120V/240V, 単相, 3線式

240V, 単相, 2線式

動力: 240V, 3相, 3線式

480V, 3相, 3線式

Note: Fig. 7-8 参照

b) 配電線路の形態

高圧線および低圧線とも樹枝状方式とした。

Note: Fig. 7-9 参照

2) 高圧線の回線容量

郡部配電線は電圧降下面から一概に定め難いので特に標準は設けなかったが、事故時の融通を考慮して常時容量は最低 3,000 kW とした。

Note: $\sqrt{3} \times 1.32 \text{ kV} \times (58 \text{ mm}^2; 114 \text{ MCM ACSR 許容電流 } 225 \text{ A})$

$$\times \text{力率 } 0.9 \times \frac{2}{3} = 3,086 \text{ kW}$$

3) 電圧降下と電圧調整

a) 配電系統における電圧降下限度の標準値はつぎのとおりとした。

高圧線 相電圧 7.62 kV に対して 700 V

低圧線 電 灯 120 V に対して 7 V

動 力 240 V に対して 24 V

動 力 480 V に対して 48 V

b) 電圧調整は、変電所送出電圧の負荷時電圧調整器 (OLTC)、および配電線電圧降下補償のために配電線に取付けた自動電圧調整器 (SVR) により併せ行うものとし、柱上変圧器は、2.5 % タップ付変圧器を使用するものとした。

以上により、電灯需要家引込口の電圧変動巾を $244 \pm 16 \text{ V}$ 、 $122 \pm 8 \text{ V}$ に調整可能である。

4) 配電線負荷の力率

動力需要は、各個に力率改善用コンデンサーを取付けることを前提として、配電線に取付けるコンデンサーは、柱上変圧器の励磁容量に対応するものとした。

5) 供給信頼度

a) リクローザーを 1 回線に 1 ~ 3 台取付けて、瞬時事故の再閉路、永久事故の自動排除を行なうようにした。また分岐配電線には、ラインヒューズを適宜取付けて、事故区間の自動排除を行ない、幹線への事故波及を防止するようにした。

b) 区分開閉器として気中開閉器を線路上 3 km 程度毎に配置して、事故復旧の時間短縮、事故時および保守作業時の停止区間縮少をはかった。

6) 耐短絡施設

短絡電流に十分耐え得る電線およびケーブルを採用した。

7) 耐雷施設

リクローザー、気中開閉器、自動電圧調整器、コンデンサーおよび変圧器、ならびにケーブルと架空線の接続点に、それぞれアレスターを取付けるようにした。

8) 耐塩施設

Aparri 方面の海岸地区で、海岸線より 5 km 以内は、耐塩用碍子、耐塩用高圧カットアウト、

耐塩用変圧器を使用するものとした。

9) 台風対策施設

木柱間隔は50m以下、電線は高圧2回線以下として5径間毎に風圧支線、10径間毎に縦支線を設けることとした。

10) 支持物

a) 電柱には、主として木柱を使用し、河川横断の長径間に限って鉄塔を採用した。なお、アームはすべてスチールアームとした。

b) 高圧ピン碍子は中実碍子とし、耐張碍子は2コ連結とした。

c) 高圧線は水平配列とし、低圧線は縦配列とした。

note: Fig. 7-10 ~ Fig. 7-13 参照

11) 電線

電線は120mm²(237MCM), 58mm²(114MCM)および25mm²(49.3MCM)のACSRを標準として、低圧線には絶縁電線を採用した。なお、変電所キュービクルからの配電線引出部分および、河川横断箇所では橋梁添架が可能な箇所にはケーブルを採用するものとした。

12) 変圧器

a) 変圧器は主として単相変圧器を用い、容量は10kVA, 20kVA, 30kVA, 50kVA, 100kVAを標準とした。

b) 変圧器の一次側には高圧カットアウトを設け、二次側のしゃ断器は設けないものとした。

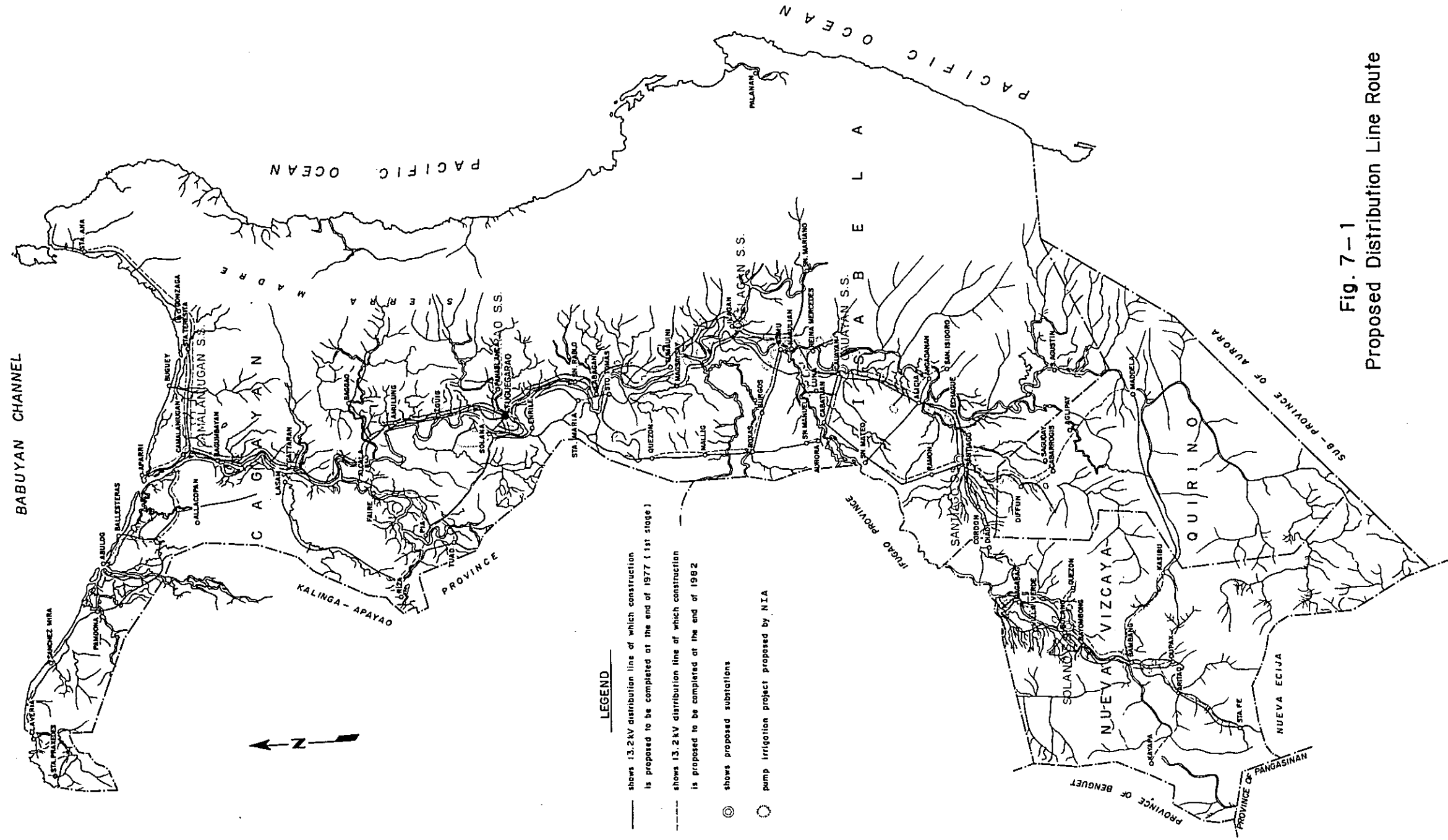
c) 変圧器取付方法は、昇柱空間の確保および経済性を考慮してバンド吊り方式とした。

Note: Fig. 7-14, 7-15 参照

Table 7-1 Construction of Distribution Lines

Items	1st Stage (1978)	2nd Stage (1982)	3rd Stage (1987)	Total
High-Voltage Line				
Line Distance (km)	520	750	580	1,850
(Circuit Length (km))	(630)	(870)	(580)	(2,080)
Pole Transformer				
Number of Units	540	1,050	810	2,400
Total Capacity (kVA)	24,100	21,100	16,300	61,500
Low-Voltage Line				
Length (km)	200	530	420	1,150
Electrification Ratio				
For Irrigation	90% ^{1/}	95%	100%	
For Towns and Municipalities	72%	100%	100%	
For Rural Areas	-	15%	30%	
Total	13%	34%	44%	

Note: ^{1/} Power demand by national and communal irrigation projects proposed as of 1974 to be completely satisfied in 1987.



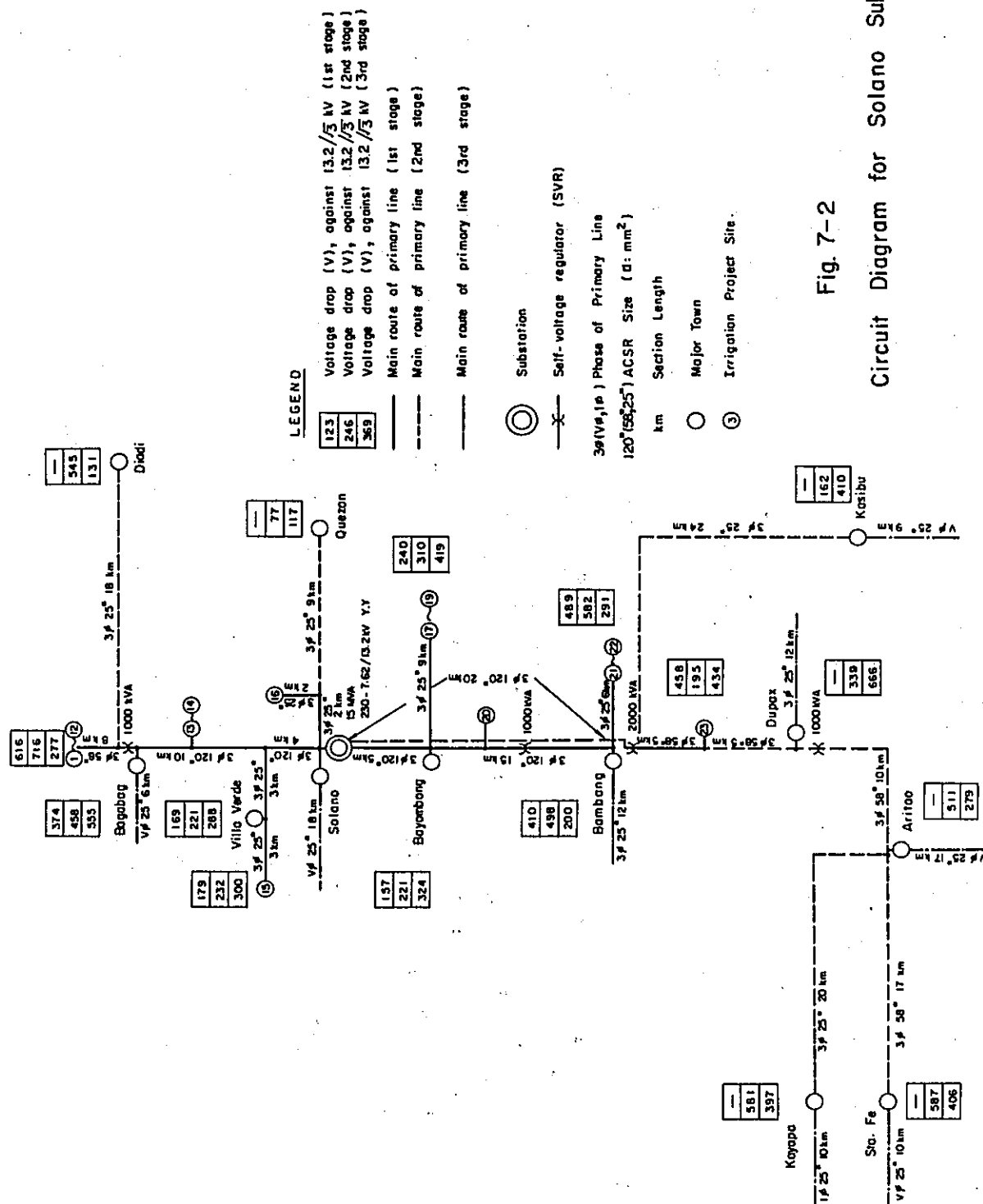


Fig. 7-2

Circuit Diagram for Solano Substation

Fig. 7-3 Circuit Diagram for Santiago Substation

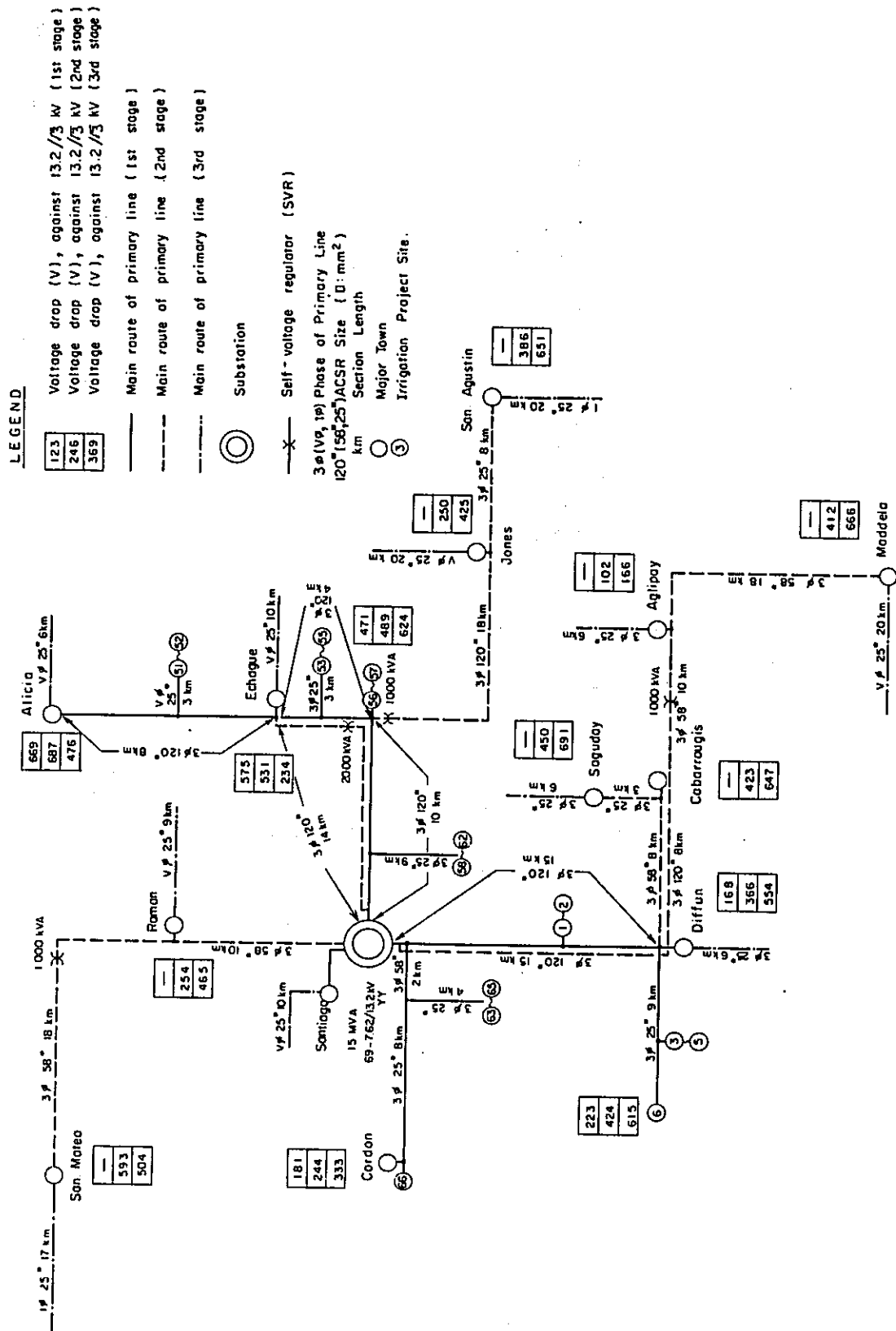
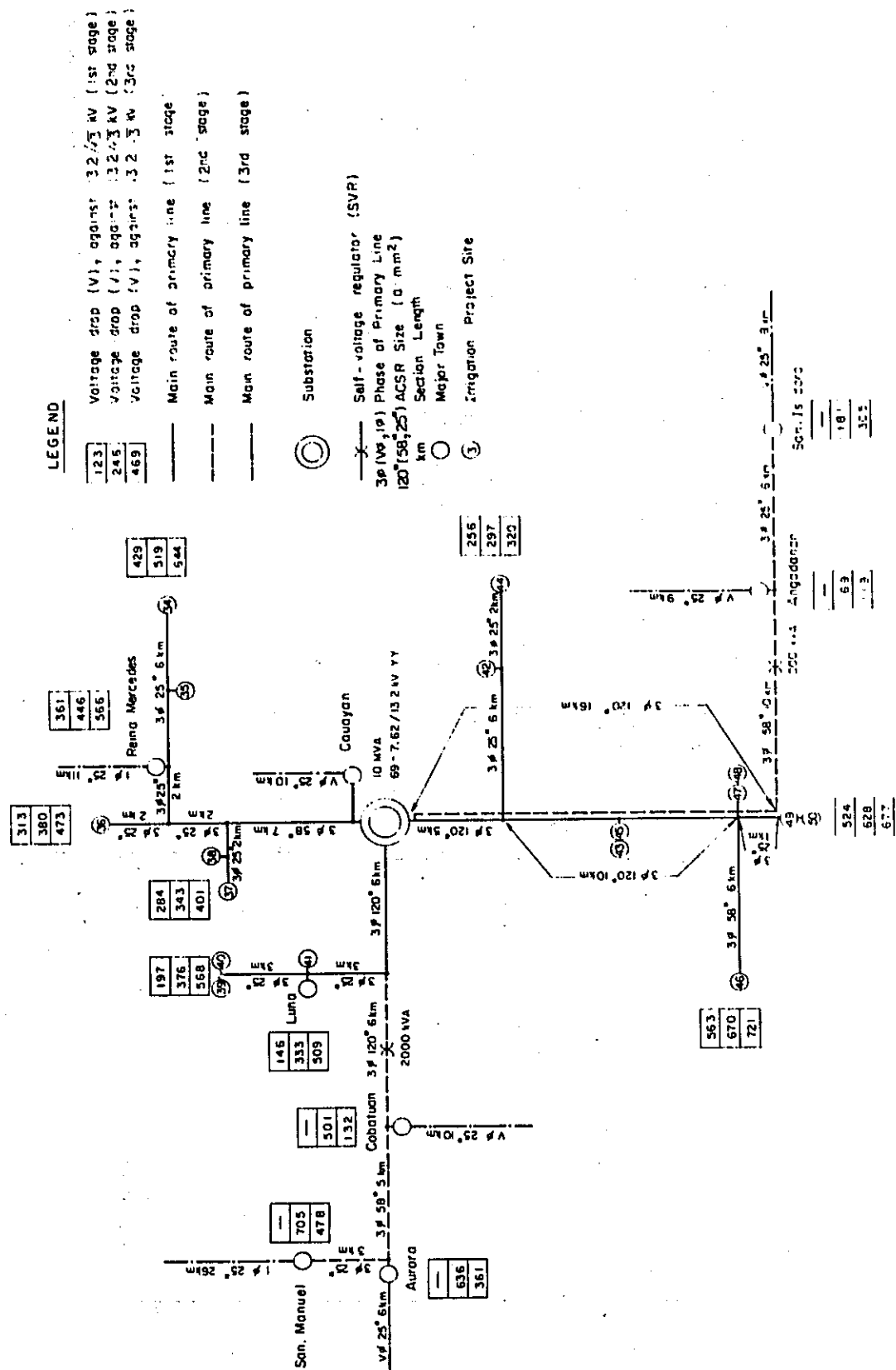


Fig. 7-4 Circuit Diagram for Cauayan Substation



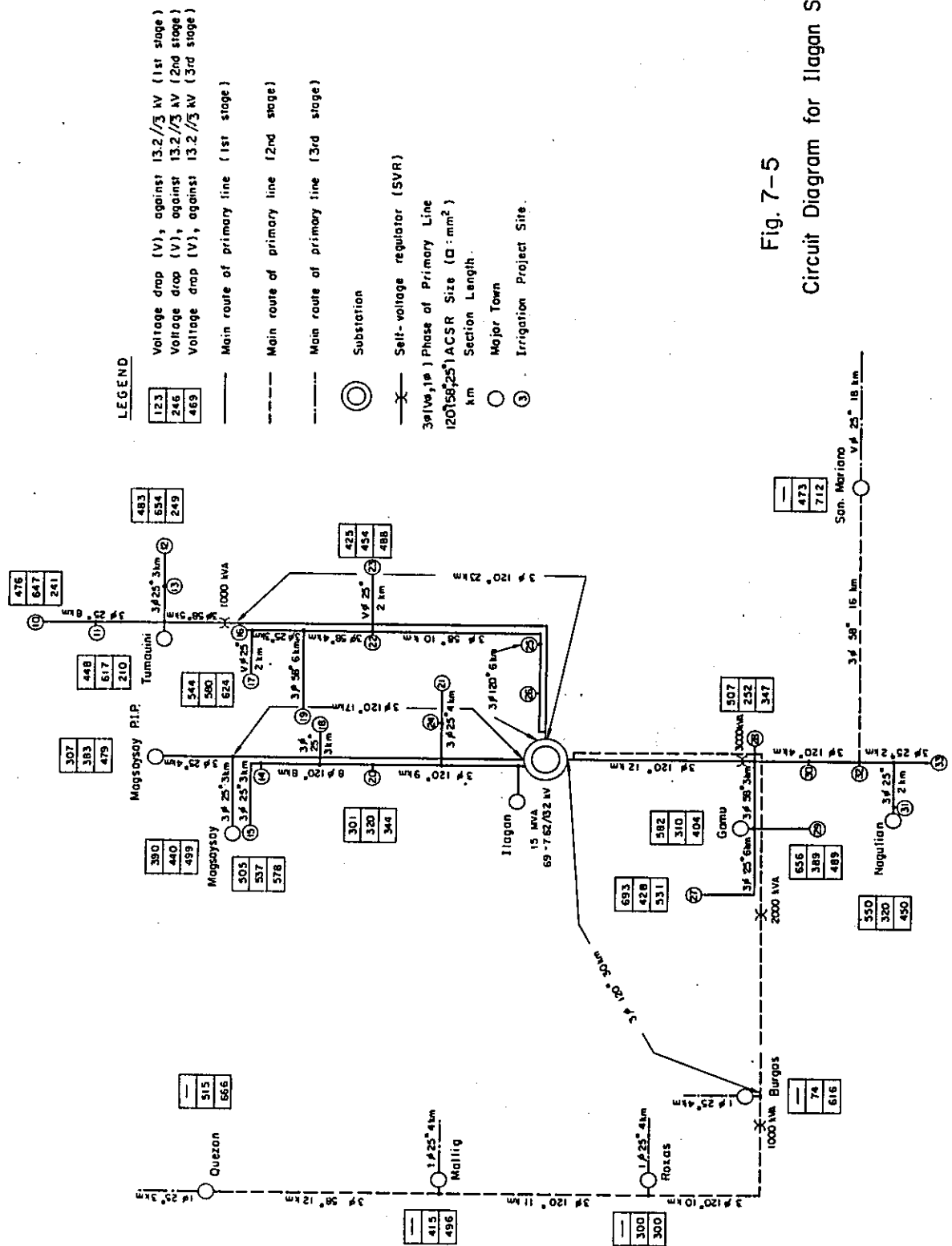


Fig. 7-5

Circuit Diagram for Ilagan Substation

Fig. 7-6

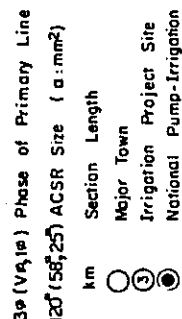


Fig. 7-7 Circuit Diagram for Camalaniugan Substation

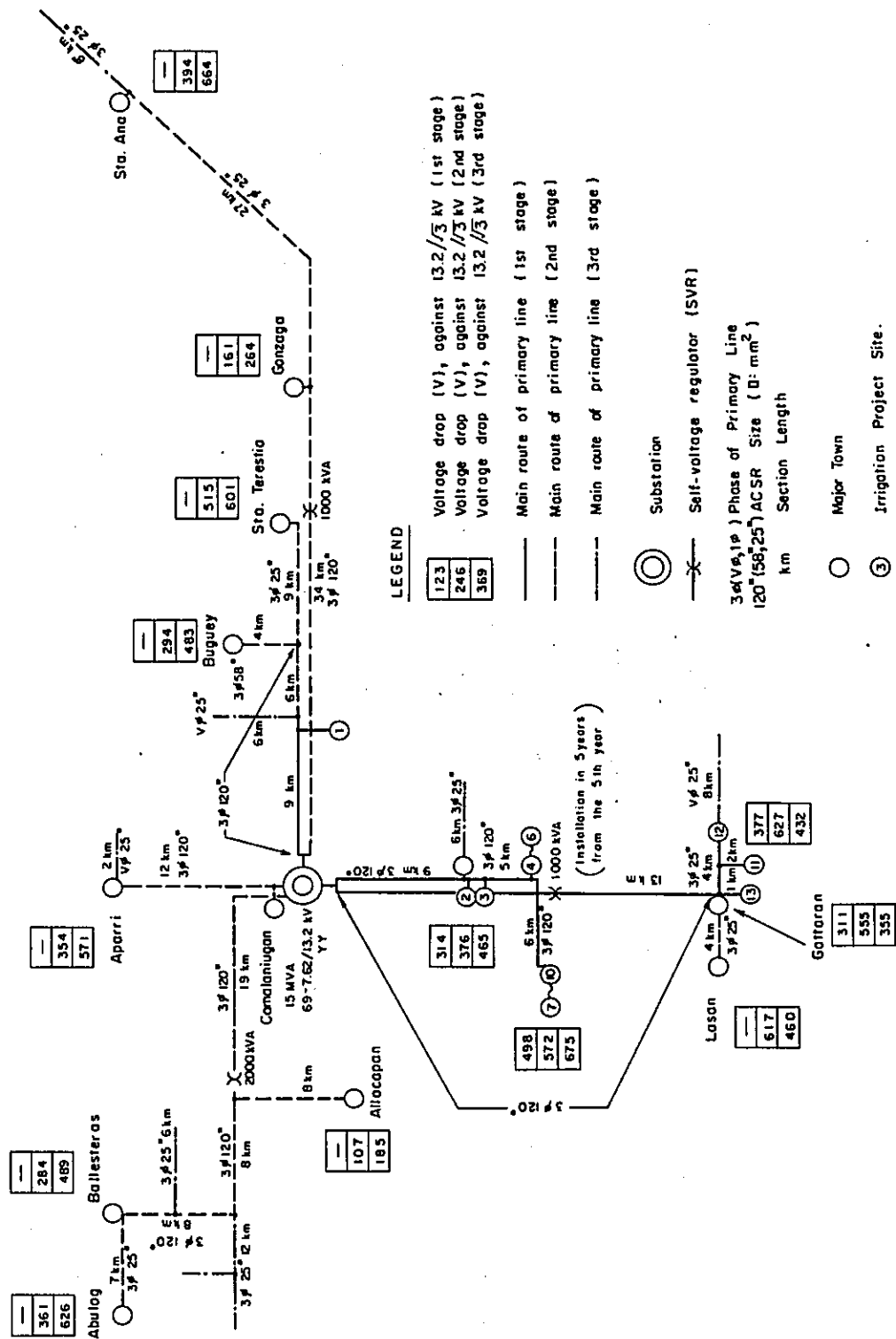


Fig. 7-9 Layout of Model Distribution Facilities and Equipment.

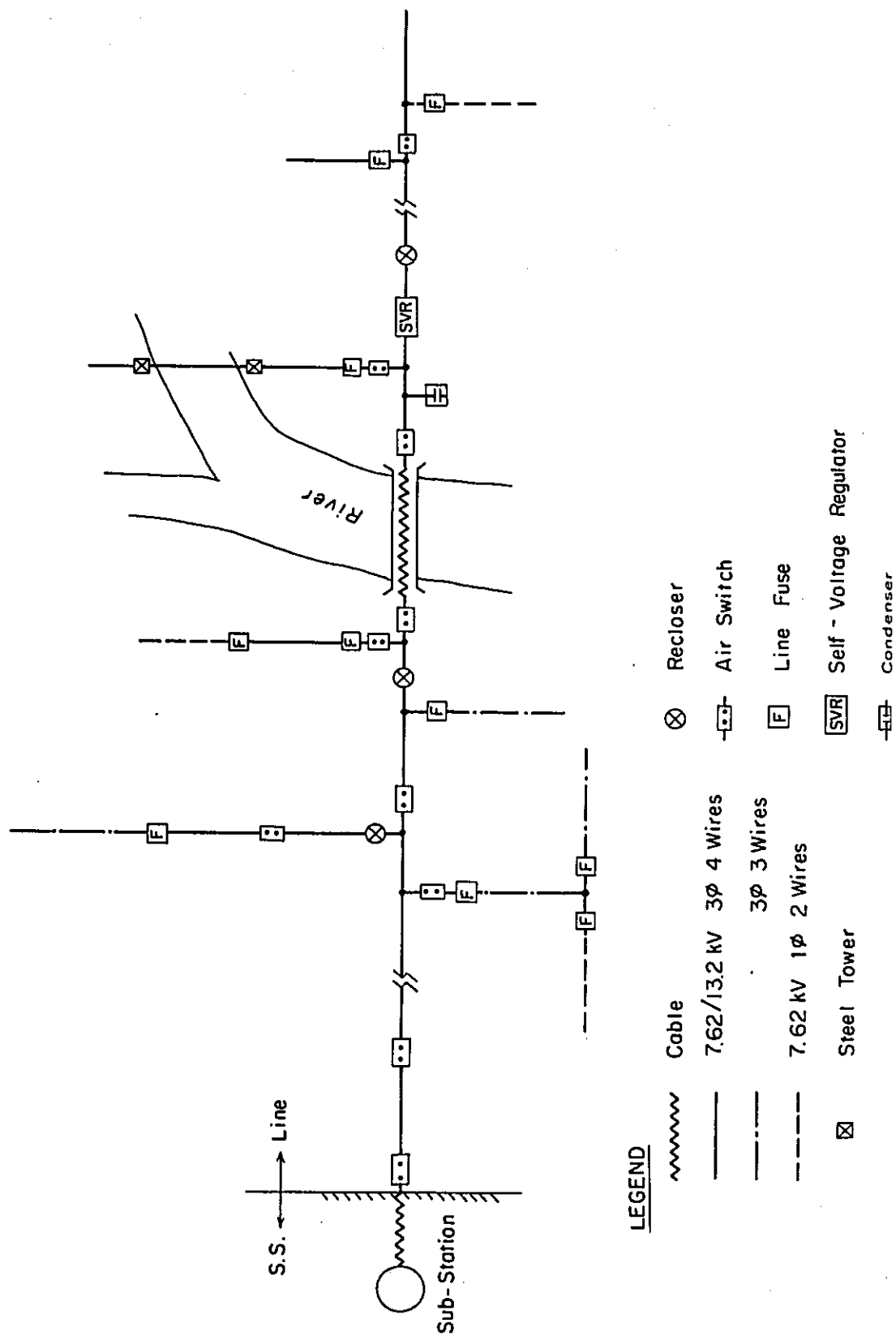
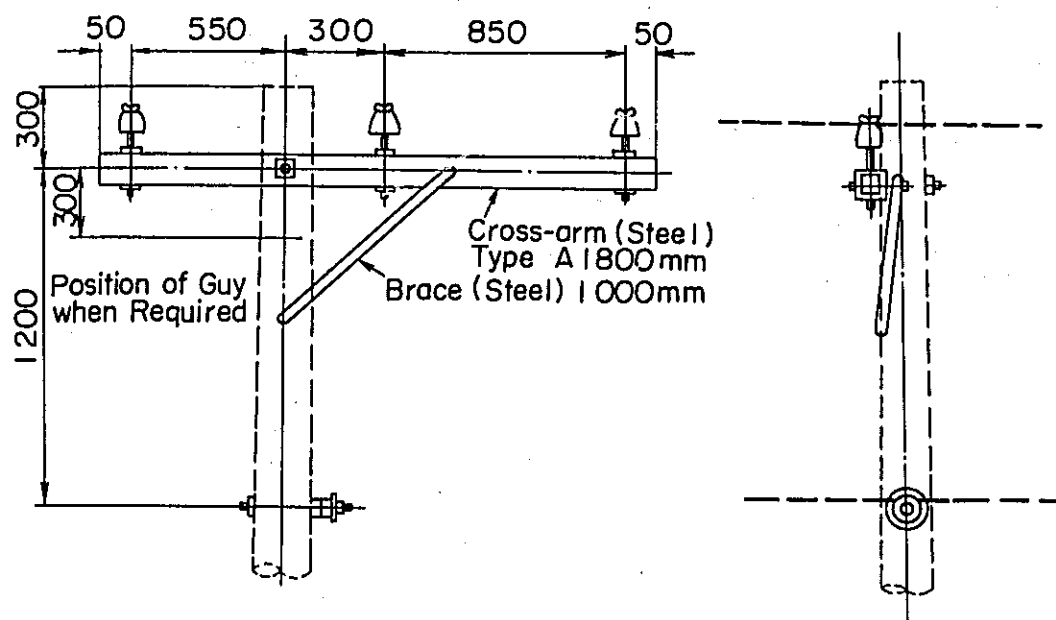
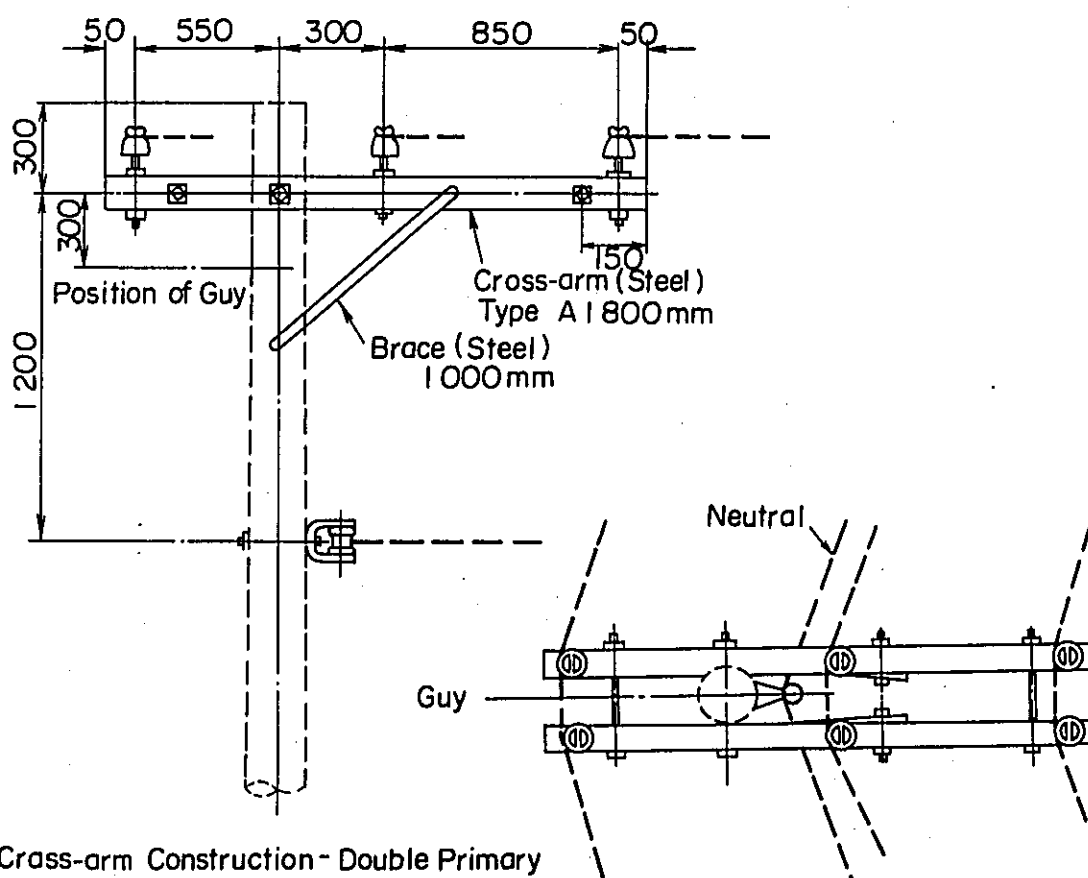


Fig. 7-10 Details of Pole Dimension Diagram.
(7.62/13.2 kV, 3 - phase)



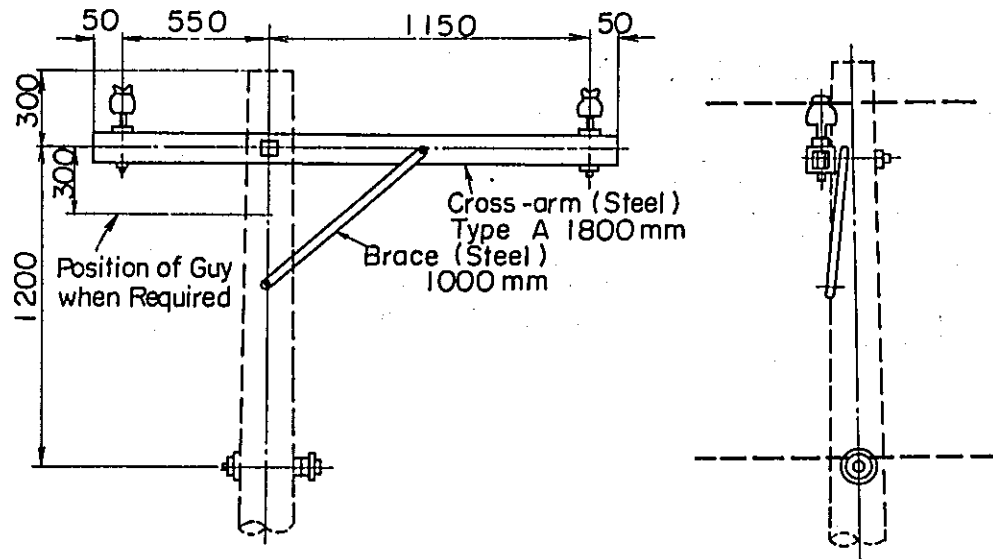
0° to 5° Angle, Single Primary Support



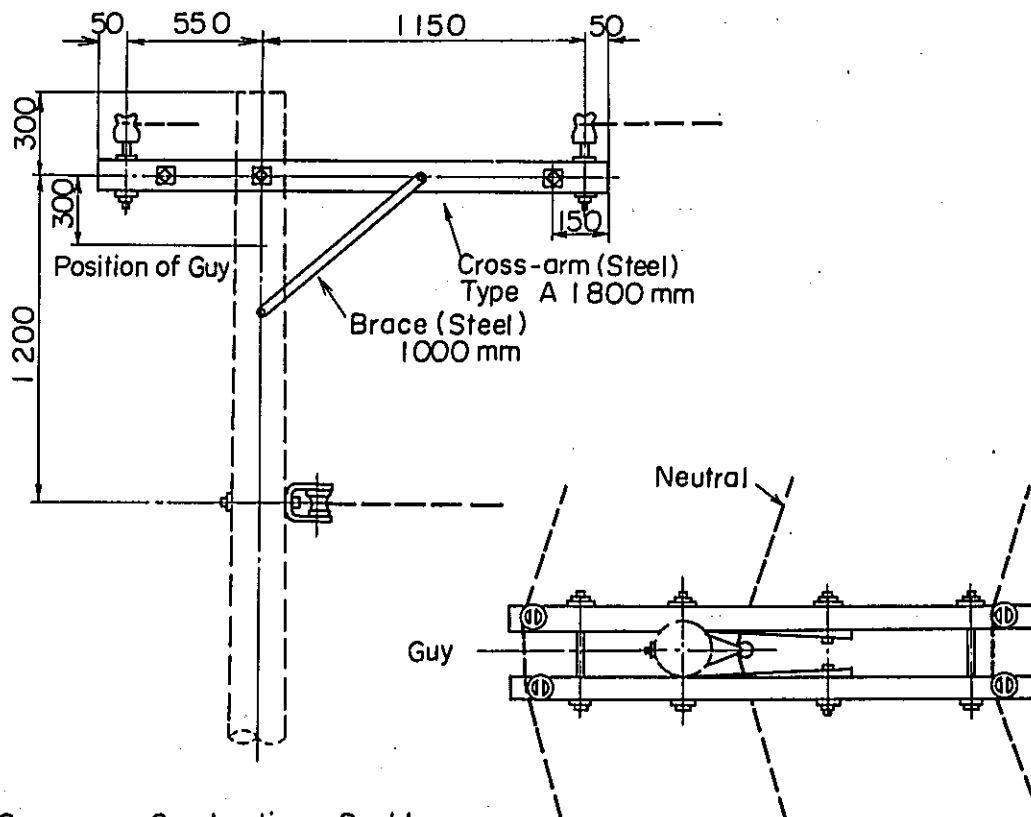
Cross-arm Construction - Double Primary
Supports (5° to 30° Max. Angle)

Fig. 7-11 Details of Pole Dimension Diagram.

(7.62 / 13.2 kV, 3- phase.)



0° to 5° Angle, Single Primary Support

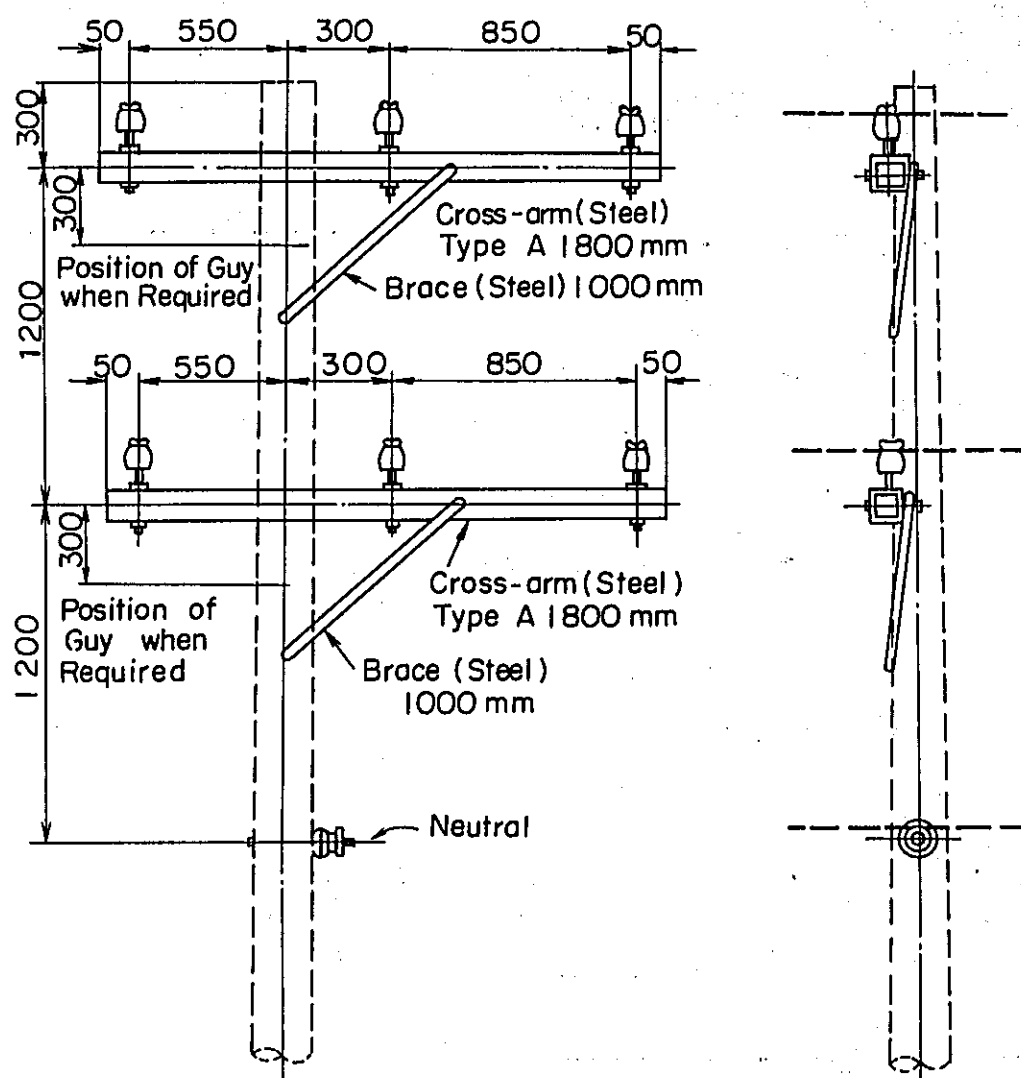


Cross-arm Construction - Double
Primary Supports

(5° to 30° Max. Angle)

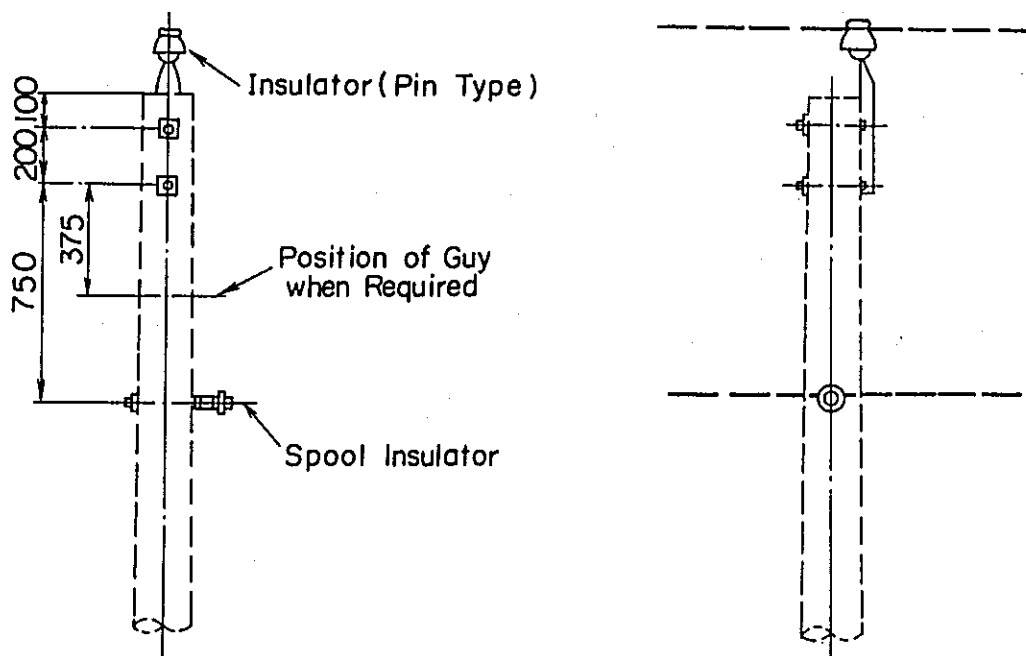
Fig. 7-12 Details of Pole Dimension Diagram .

(7.62 / 13.2 kV , 3 - phase)

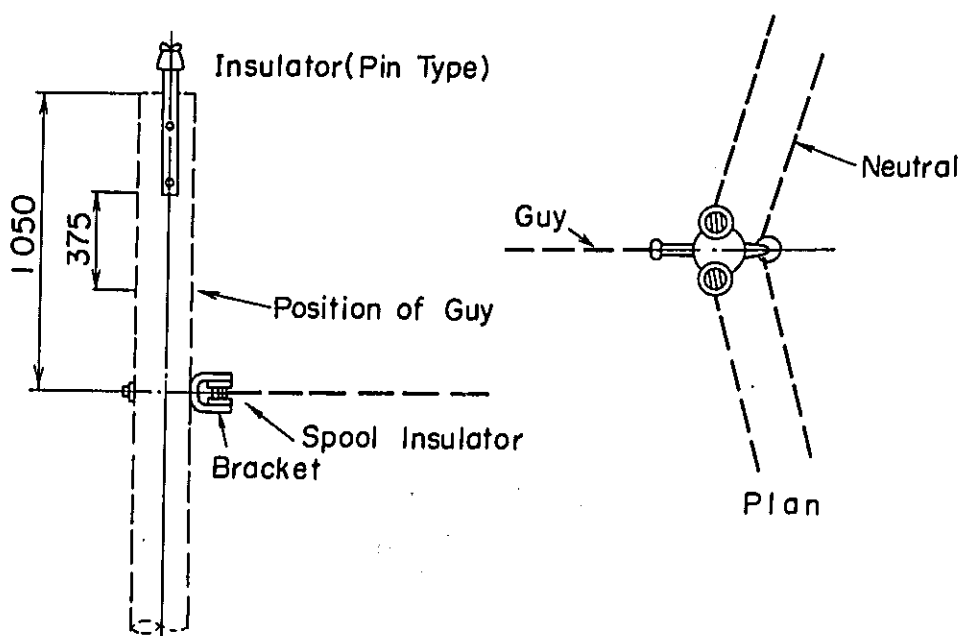


Cross-arm Construction - Double Circuit
Single Primary Support at 0° to 5° Angle.

Fig. 7-13 Details of Pole Dimension Diagram.
(7.62 / 13.2 kV, Single phase.)



0° to 5° Angle , Single Primary Support



5° to 30° Maximum Angle, Double Primary Supports

Fig. 7-14 Details of Pole Dimension Diagram.

(7.62 / 13.2 kV, Two Transformers on 3- phase.)

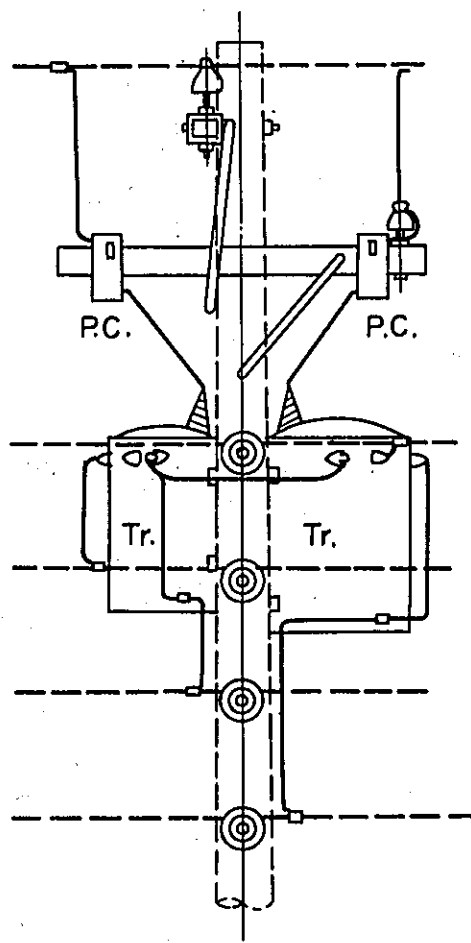
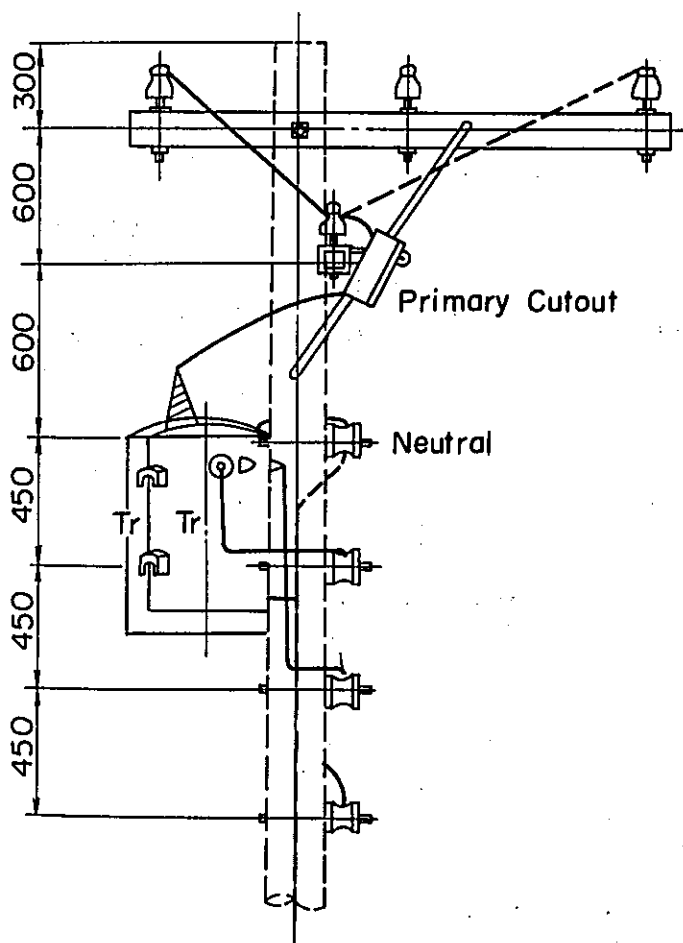
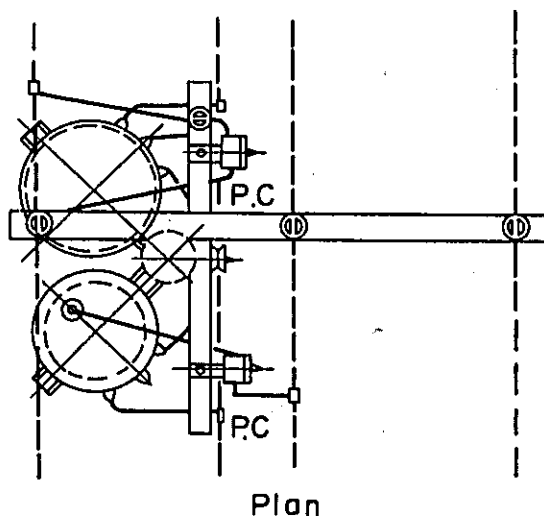
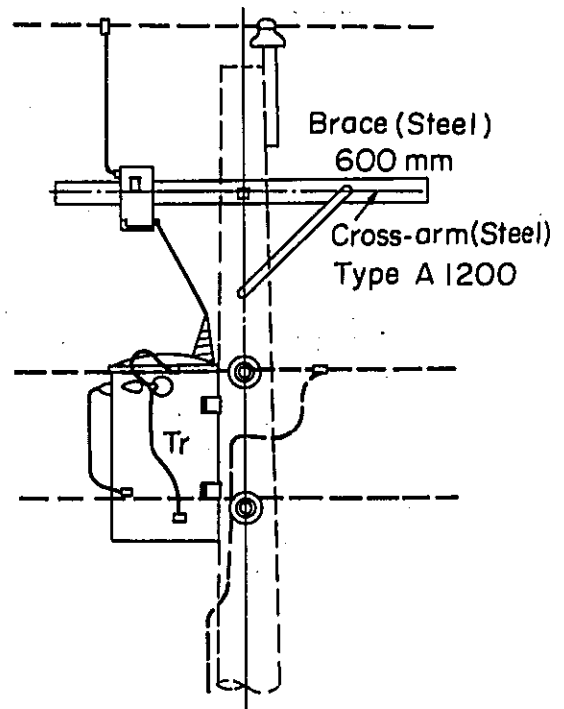
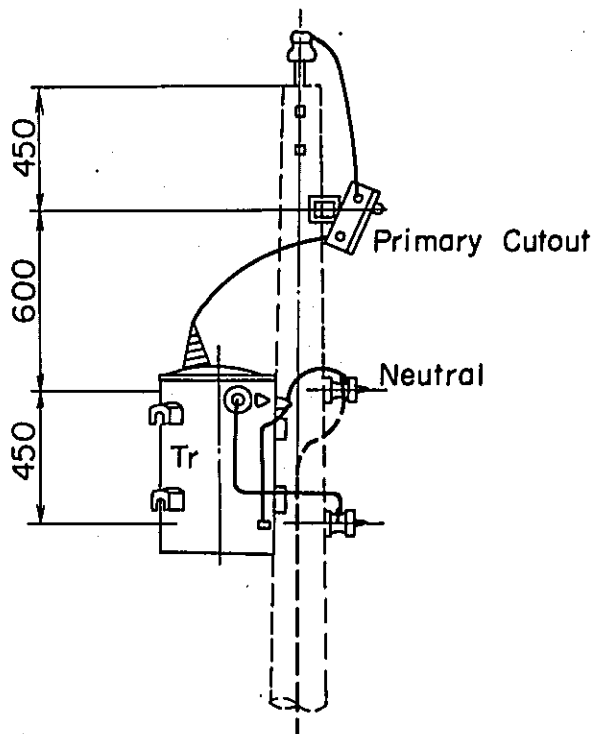
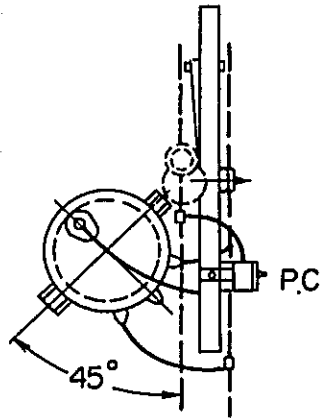


Fig. 7-15 Details of Pole Dimension Diagram

(7.62 / 13.2 kV, Single Phase Transformer)



7-3 工事費

7-3-1 工事費の範囲

工事費の想定範囲は、カガヤン・バレイ地域に建設される6ヶ所の変電所の13.2kV引出口より需要家に至るまでの13.2kV高圧配電線、配電用変圧器、低圧配電線等を含むものである。

ただし、工業需要家に対しては、13.2kV高圧配電線で電力を供給するものとしたので受電用変圧器等の費用は需要家負担となる。

また、予備設計7-2で述べた如く、配電設備の建設工事は3つのステージに分けて行われるものとした。本報告書では主として第1段階についての工事費について詳述するものであるが、参考のために第2段階、第3段階の工事費についても検討を加えた。

7-3-2 工事費

配電線工事費はTable 7-2およびTable 7-3に示す如く、変電所別に直接工事費を算定し、直接工事費の10%を予備費、NEA或は実施機関となる農村電化組合の管理費を7%、技術料を5%として算定した。また、配電設備建設期間中の金利は建設工事費の10%を外貨分で計上し、7%を内貨分で計上した。また配電線の建設工事の規模および建設後の保守の機械化を考慮し、次の様な建設、保守用機器を工事費の中に見込んだ。

保 守 用 機 器

品 名	単 価	品 数	単 価(\$)	金 額(\$)
移動無線(車載)	台	24	1,700	40,800
〃 (携帯)	〃	18	600	10,800
保 守 車	〃	12	3,200	38,400
工 事 車	〃	12	4,000	48,000
活 線 作 業 車	〃	6	16,600	99,600
サ ー ビ ス 車	〃	12	1,700	20,400
試 験 設 備	式	6	10,000	60,000
計 測 器 類	〃	6	3,000	18,000
そ の 他	〃	1		2,000
合 計				338,000

その結果、第1段階での配電計画のための総工事費は5,639,000US\$である。第2段階、第3段階の工事費は夫々US\$9,170,000およびUS\$5,300,000に達し、1987年までに必要な配電線工事費は合計US\$20,109,000に達する。

Table 7-2 Construction Cost of Distribution Lines
(1st Stage)

		(In Thousand U. S. Dollars)		
		F. C.	D. C.	Total
A	Distribution line	2,552	1,353	3,905
B	Plus 10% contingencies (A x 0.1)	255	135	390
C	Sub-total (A + B)	2,807	1,488	4,295
D	Administration cost (A x 0.07)	0	301	301
E	Engineering fee (A x 0.05)	215	0	215
F	Sub-total (C + D + E)	3,022	1,789	4,811
G	Service facilities	338	27	365
H	Total field cost (F + G)	3,360	1,816	5,176
I	Interest during construction	336	127	463
Total construction cost (H + I)		3,696	1,943	5,639

Table 7-3 Direct Construction Cost of Distribution Lines (1st Stage)

Name of Substation	Currency	Equipment for				(In Thousand U. S. Dollars)		
		Primary Line	High-Voltage Line	Trans-former	Secondary Line	Service Wire	Total	
Camalaniugan Substation	F. C.	226.8	16.4	26.6	16.1	15.5	301.4	
Sub-total	D. C.	123.2	0.8	0.8	20.2	1.0	146.0	
		350.0	17.2	27.4	36.3	16.5	447.4	
Tuguegarao Substation	F. C.	536.8	71.4	70.2	34.0	40.9	753.3	
Sub-total	D. C.	271.5	2.4	2.1	44.7	2.8	323.5	
		808.3	73.8	72.3	78.7	43.7	1,076.8	
Iligan Substation	F. C.	437.6	37.0	66.6	29.8	29.9	600.9	
Sub-total	D. C.	254.7	1.6	1.9	34.9	2.0	295.1	
		692.3	38.6	68.5	64.7	31.9	896.0	
Cauayan Substation	F. C.	157.5	17.0	40.8	17.4	12.7	245.4	
Sub-total	D. C.	133.1	0.8	1.1	19.2	0.8	155.0	
		290.6	17.8	41.9	36.6	13.5	400.4	
Santiago Substation	F. C.	198.0	14.4	53.1	34.9	28.9	329.3	
Sub-total	D. C.	166.5	0.8	1.6	46.7	1.9	217.5	
		364.5	15.2	54.7	81.6	30.8	546.8	
Solano Substation	F. C.	203.8	16.4	43.9	32.6	25.0	321.7	
Sub-total	D. C.	167.9	0.7	1.4	44.2	1.7	215.9	
		371.7	17.1	45.3	76.8	26.7	537.6	
Total	F. C.	1,760.5	172.6	301.2	164.8	152.9	2,552.0	
	D. C.	1,116.9	7.1	8.9	209.9	10.2	1,353.0	
Grand Total		2,877.4	179.7	310.1	374.7	163.1	3,905.0	

7-3-3 工事費単価

配電設備建設工事費を想定するにあたっては Table 7-4 に示す如く、高低圧配電線別の工事費単価および電線路に設置される配電用変圧器、しゃ断器等の1台当りの工事費単価を想定した。これら工事費単価のうち外貨分は国際価格を採用し、内貨分についてはフィリピン国内の資材価格或いは据付工事の実績単価を参考にし想定した。

配電線の直接工事費はこれら電線路、機器の工事費単価に予備設計で求められた数量を乗じて求められた。

7-4 工事工程

1977年末に送変電設備工事完了までに、電化かんがいと主要都市への電力供給のための配電線工事所要期間は約1.5年と想定されるが、この場合施工責任を有する電化組合が1日当り150名の Technician を含む労務者を調達し、うち3分の1に当る50名が Skilled-Worker であることが前提となろう。精密設計、仕様書作成、入札工事のための契約締結については、Fig. 7-16 に示すとおりであるがとくに1974年後半から約1年以内に確実に詳細計画（技術面資金調達面）が立案されることであり、このことが工事工程作成上大切な前提となった。

7-5 配電計画の年度別所要資金

配電計画（1st stage）の建設に要する直接工事費の総計は7-3に述べた通り、外貨所要分 U.S.\$ 3,360,000、内貨所要分 U.S.\$ 1,816,000、計 U.S.\$ 5,176,000 であり、また7-4で述べた工事工程に基づき、フィリピンの会計年度別の所要資金を示せば Table 7-5 の通りである。

Table 7-5 Annual Expenditure Requirements for Distribution Line Scheme

Description	(In Thousand U.S. Dollars)											
	1975			1976			1977			Total		
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
A Distribution line	182	75	257	1,514	757	2,271	856	521	1,377	2,552	1,353	3,905
B Contingencies	18	7	25	151	76	227	86	52	138	255	135	390
C Sub-total (A+B)	200	82	282	1,665	833	2,498	942	573	1,515	2,807	1,488	4,295
D Administration cost (A x 0.07)	0	20	20	0	175	175	0	106	106	0	301	301
E Engineering fee (A x 0.05)	72	0	72	95	0	95	48	0	48	215	0	215
F Sub-total (C+D+E)	272	102	374	1,760	1,008	2,768	990	679	1,669	3,022	1,789	4,811
G Service facilities	0	0	0	148	12	160	190	15	205	338	27	365
Total field cost (F+G)	272	102	374	1,908	1,020	2,928	1,180	694	1,874	3,360	1,816	5,176

Note: The total field cost shown above does not include interest during construction.

Table 7-4 配電工事標準単価

単位: 1000 円

種 別	単 位	単 価		
		内 貨	外 貨	計
1. 高圧配電線				
(a) 新 設				
1 ϕ 25mm ² ACSR	km	577.6	210.8	788.4
V ϕ 25mm ² ACSR	"	595.1	333.4	928.5
V ϕ 58mm ² ACSR	"	603.1	469.4	1,072.5
3 ϕ 25mm ² ACSR	"	605.1	431.8	1,036.9
3 ϕ 58mm ² ACSR	"	617.1	635.8	1,252.9
3 ϕ 120mm ² ACSR	"	633.1	1,061.1	1,694.2
(b) 増 架				
3 ϕ 25mm ² ACSR	km	41.5	327.4	368.9
3 ϕ 58mm ² ACSR	"	53.5	531.4	584.9
3 ϕ 120mm ² ACSR	"	65.5	888.7	954.2
(c) 耐張鉄塔	基	338.0	1,200.0	1,538.0
(d) 3 ϕ 60mm ² Al ケーブル	100m	62.2	383.0	445.2
3 ϕ 150mm ² ケーブル	"	62.2	648.0	710.2
3 ϕ 150mm ² 引出用ケーブル	"	175.0	648.0	823.0
2. 高圧機器				
(a) リクローザー (3 ϕ)	組	12.2	648.7	660.9
(b) 気中開閉器 (1 ϕ)	台	2.5	50.0	52.5
(c) ラインフューズ	コ	0.5	20.2	20.7
(d) アレスター	"	0.5	4.0	4.5
(e) コンデンサー 3 ϕ 50 kVA	台	3.5	160.3	163.8
(f) 3 ϕ SVR 1,000 kVA	"	38.6	3,044.7	3,083.3
3 ϕ SVR 2,000 kVA	"	38.6	4,544.7	4,583.3
3 変 圧 器				
7.62 kV/480, 240 V 1 ϕ 10 kVA	台	3.5	70.1	73.6
7.62 kV/480, 240 V 1 ϕ 20 kVA	"	3.5	103.3	106.8
7.62 kV/480, 240 V 1 ϕ 30 kVA	"	4.4	128.1	132.5
7.62 kV/480, 240 V 1 ϕ 50 kVA	"	4.4	173.2	177.6
4.62 kV/480, 250 V 1 ϕ 100kVA	"	8.8	318.4	327.2
4 低 圧 線				
電灯用低圧線	km	405.9	240.6	646.5
動力用低圧線	"	182.9	221.8	404.7
5 引 込 線				
2 線 式	ヶ所	0.2	2.8	3.0
3 線 式	"	0.4	9.8	10.2

- 注 1) 木柱および副資材はフィリピン国産品を使用するものとした。
 2) 1km当り電柱施設数は木柱20本とした。また木柱平均丈尺は10.5mとした。
 3) 耐張鉄塔は5 ton, 25mとした。
 4) ケーブルはOVケーブルを採用するものとした。また河川横断部分は橋梁添架方式、変電所引出口ケーブルは直接埋設方式により布設するものとした。
 5) リクローザーおよびSVRの単価にはアレスターを含んでいる。
 6) 変圧器の単価には、プライマリーカットアウトを含んでいる。
 7) 電灯用低圧線の30%を高圧線路への添架とみなし、動力用低圧線の70%を高圧線路または電灯用低圧線路への添架とみなした。
 8) 引込線にはDV電線を使用するものとした。
 9) 工事単価はNEAの提供資料により算定した。

Fig. 7-16 Construction Schedule of Distribution Lines — First Stage.

Item	Calendar Year												Remarks		
	1974			1975			1976			1977				1978	
	1/4	2/4	3/4	1/4	2/4	3/4	1/4	2/4	3/4	1/4	2/4	3/4		1/4	2/4
1. Formulation of Distribution Plan															
a) Confirmation of Power Demand															
b) Site Surveys (Investigations of Major Equipment and Related Items)															
c) Preliminary Design															
d) Preparation of Annual Budgets															
e) Loan Application and Loan Agreement															
2. Preparation of Detailed Design															
a) Preparation of Design Criteria															
b) Determination of Specifications Related to Equipment, Accessories and Materials															
c) Preparation of Detailed Design (Including Necessary Field Investigations)															
3. Order and Procurement of Equipment, Accessories and Materials															
4. Construction Contracts															
a) Determination of Contract Manner															
b) Award of Contract															
5. Construction Work															
6. Acceptance Tests															
7. Commissioning															
8. Consulting Services															

The work shall be completed very undereisen in the second stage

The work shall be
conducted very intensively
in the Second Stage

Note: In order to make a loan application in July 1975, the salient features of the scheme and its implementation manner as well as annual budgets (including a schedule for procurement and repayment of required funds from and to respective sources) should be prepared by the end of June 1975.

7-6 電気料金の推定

7-6-1 電気料金の推定法

配電線の電気料金の推定は、カガヤン・バレイ地域のNPOにより建設される6つの変電所の13.2kV引出口において、カガヤン送・変電計画の経済評価6-6で述べたように、22 mills/kWhの電気料金でNEA或いは農村電化組合に卸売されるものと仮定した。したがって、配電線の経済評価はカガヤン・バレイ地域の既存の電気事業者による需要家への売電平均単価と上述の卸売料金である22 mills/kWhに配電線の経費を加えたものと比較することとした。またTable 6-9に示した配電線の経費率(12.5%)を使用して、第1段階の1978年における需要家端および、第2段階、第3段階と配電設備を拡張した場合の需要家端の電気料金も合せ検討するものとした。

7-6-2 配電線の経済評価

(1) カガヤン・バレイ地域での現行平均売電単価

1973年1年間のTuguegarao, Ilagan, Cauayan, Solano および Bayombong 電力会社の平均売電単価を示せばTable 7-6のとおりである。

Table 7-6 Unit Energy Cost at the Customer's End in 1973

	Energy sold in MWh	Revenue in Pesos	Pesos/kWh	Mills/kWh
Tuguegarao	2,081	699,000	0.335	(50.8)
Ilagan	551	225,000	0.408	(61.8)
Cauayan	1,037	455,000	0.438	(66.4)
Solano	727	354,000	0.486	(73.6)
Bayombong	659	226,000	0.343	(52.0)
Total	5,055	1,959,000	0.387	(58.6)

(2) 配電経費

1978年、1983年および1987年の需要家端の売電々力量と配電線の建設費より、配電経費を求め、さらに22 mills/kWhの卸売購入単価を考慮すれば需要家端での電気料金は次の如くなる。

(単位:mills/kWh)

	購入単価	配電経費	需要家端単価
1978(1st year)	22.0	7.3	29.3
1982(5th year)	22.0	12.1	34.1
1987(10th year)	22.0	10.8	32.8

この結果からみられるようにカガヤン・バレイ地域の現在電力供給を行っている電力会社の売電々力量1kWh当りの平均収入は58.6 millsである。一方ルソン電力系統と連系するために需要家末端までの必要な送変配電設備を建設しても、1978年度において約50%, 1982年および1987年には夫々42%および44%電気料金を引き下げることが可能となる。

Appendix A-1

カガヤン・バレイ地域における かんがい計画の概要

Appendix

A-1 カガヤン・バレイ地域におけるかんがい計画の概要

A-1-1 はじめに

フィリピンの基幹産業の一つである農業の重要性や農業の生産性を高揚させる為、最も有効な手段としてのかんがいの必要性については既に本文中にて記述してあるので、ここに於ては国の4ヶ年開発計画(FY1974-'77)にとり上げられているかんがい計画の概要とカガヤン・バレイ地域のかんがいプロジェクトの概要を記述する。

A-1-2 国の4ヶ年開発計画(FY'74-'77)とかんがい計画

1972年12月までにかんがい組織を伴った水田は約1,080,000haで、これは全水田面積の約1/3に相当する。この水田面積をかんがいシステム別に分類すれば、国营かんがいシステム(National System)が400,000ha、共同かんがいシステム(Communal System)が200,000ha、ポンプシステムが約50%の480,000haとされている。

この4ヶ年開発計画におけるかんがい事業は水田のかんがいのために、地表水はもとより、地下水までを最大限に利用する計画である。特に地下水の開発計画及び水資源の多目的・高度利用の観点からかんがい・洪水防禦・水道用水等の確保を主目的として河川に大きなダム・貯水池を築造する方式に重点を注いでいる。

ちなみに4ヶ年開発計画のインフラ部門の投資総額を記せば $7,884.83 \times 10^6$ ペソ、 666.94×10^6 ドルでこのうちかんがい部門の占める割合は約12.7%でかんがい事業の重要性がうかがえよう。

Table A-1-1に4ヶ年開発計画において示されたシステム別・年別のかんがい計画面積とそれに要する資金を示す。

この表によればFY1974-'77までに全国で574,300haにおよぶかんがいシステムが建設又は改良され、農業生産性の向上や農家の収入増、食糧作物及び輸出用作物の多様化等が期待されている。

現在進行中の主要なかんがいプロジェクトは次の通りである。

a) The Upper Pampanga River Project

このプロジェクトはFY1975に建設完了予定で約31,000haの新規耕地と約46,000haの現在耕作されている農地のかんがい施設が改良される。このプロジェクトはIBRDのローンが利用される。

b) Ootabato Irrigation Package Project

FY1973にBanga MalbelとM'langにある3つのかんがいシステムの建設を行ない8,930haが完了した。又、FY1974にMarbel水力発電所からロードセンターまでの送電線(6.6KV)

を建設する計画である。

又 FY 1974—'77 4 年間に確実に組込まれるであろうプロジェクトは次の通りである。

a) Groundwater Development Project

このプロジェクトは Nueva Ecija 及び Laguna 州においてかんがい用に地下水を開発しようとする目的で UNDP の技術援助で目下実施されている。このフィジビリティスタディは FY 1976 に完了する予定である。

b) Magat River Multi-purpose Project

1973 年末にこのプロジェクトのフィジビリティスタディは終了した。かんがい面積は約 90,000 ha で水力発電所の設備出力は 300 MW である。

c) Angat-Magat Improvement Project

このプロジェクトの検討は ADB の Technical Assistance Fund によって実施されている。このプロジェクトの主目的は 2 つの主要なシステムの効率の向上と追加面積 11,900 ha のかんがい計画である。

d) Laguna Lake Irrigation Project

目下フィジビリティスタディが行なわれており、Laguna 湖の周辺の農地のかんがいを対象として US-AID のローンでもって行なわれている。

e) Aurora-Trans-Basin Diversion

このプロジェクトは Pantabangan Dam に流域を変更することによりこの Dam の能力を高め、加えて 10,000 ha のかんがいを行なう。

f) Casecnan-Trans-Basin Diversion

Casecnan River を Pantabangan Dam に流域変更することにより現在の発電能力は 200 MW に又かんがい面積は 100,000 ha に増強される。

g) Irrigation-Electrification Project

この NIA-NEA のジョイントパイロットプロジェクトは日本のローンにより 9 地区の約 35,000 ha のポンプかんがいと地域の農村電化を行なう

4 年開発計画におけるかんがい部門の資金計画

開発計画を実施するに要するかんがい部門の資金は次の通りである。

外貨相当分 = \$ 80.28 million (ローン, 援助, 賠償等)

内貨相当分 = P 1,082.95 million

また年度別の所要資金は Table A-1-1 に示されている。

なお、FY 1972—'73 までに実施された国営かんがいプロジェクト、共同かんがいプロジェクト、ポンプかんがいプロジェクト等の実績は第 3 章 3-4 項で既述済みである。

Table A-1-1 Annual Physical Targets and Annual Investment Requirement of Irrigation
by Four-Year Development Plan

Items	Physical Targets		Actual Projected		Annual Physical Targets					Total
	FY 1972	FY 1973	FY 1972	FY 1973	FY 1974	FY 1975	FY 1976	FY 1977		FY 1974-'77 Targets
National Gravity	34,710	43,385	12,180 ^{2/}	59,400	35,520	42,580	103,000	84,000	ha	265,100
Communal Irrigation	4,000	27,000	5,868 ^{1/}	20,000	25,000	30,000	38,000	38,000	ha	131,000
Pump Irrigation	54,940	47,470	42,499	50,000	44,100	34,100	50,000	50,000	ha	178,200
Total (ha)	98,650	117,855	60,547	129,400 ^{2/}	104,620	106,680	191,000	172,000	ha	574,300
Annual Investment \$ million	11.14	10.49	34.64	18.95	9.80	16.90	80.28			
Requirement ₱ million	129.30	202.05	238.75	269.97	270.73	303.50	1082.95			

1/ In addition, Communal Systems irrigating 23,851 ha. were improved during the period.

2/ Includes rehabilitation and improvement works.

A-1-2 カガヤン・バレイ地域におけるかんがい計画の概要

カガヤン・バレイ地域、とくに Cagayan, Isabela, Nueva Vizcaya 及び新たに Nueva Vizcaya から独立した Quirino 各州の1973年3月現在におけるかんがい実績及び計画地区をNIA提供の資料により示せば Table A-1-2の通りである。

4州で現在かんがいされている面積は約77,000haで Isabela 州に約56%が集中している。また、現在計画中のプロジェクトのかんがい面積においても Magat 河多目的開発計画を包含する Isabela 州のウェイトが大きい。4州の全かんがい計画面積は178,000haに及ぶ。

現在かんがい中のプロジェクトは河川及びクリーク等に頭首工またはこれに類する構造物を築造して河川の水位を上昇させ、取水位の安定を計りつゝ取水し、自然流下方式(Gravity Flow)によりかんがい地に導水する所謂 Gravity System がほとんどである。現在当地域において工事中の国営かんがいシステムはFY'72-'73に着工された Baggao River Irrigation Project (かんがい面積4,000ha)のみで本格的なかんがい計画の伴なう農業開発は今後に期待されていると云えよう。

また、当地域において現在計画中の各種かんがいシステムの中から主要なものを記せば次のとおりである。

1. Magat River Multipurpose Project*

このプロジェクトはかんがい、発電、飲用水等の多目的開発プロジェクトで1973年6月末にフィジビリティスタディを完了した。

プロジェクトの概要を示せば次の通りである。

Magat 河と Baligatan Creek の2つの河にコンクリート重力・ロックフィル組合せダムを作る。この Dam の高さは114m、堤長は2,925mである。このダムにより $1,254 \times 10^6 m^3$ の容量の貯水池が造られる。かんがいは通年かんがい方式で、その総面積は Isabela 州の16の Municipalitiesの104,600haに及ぶ大規模なプロジェクトである。発電計画は設備出力300MWで年間発生電力量は $990.69 \times 10^6 kWh$ で230kVの送電線で本計画の Santiago 変電所に送電される。

2. Solana-Tuguegarao Pump Irrigation Project

このプロジェクトは既にNIAによりフィジビリティスタディ、詳細設計が終了している。プロジェクトは Cagayan 河の両岸に展開する。右岸の Tuguegarao 地区のかんがい面積は680haで、これに必要なかんがい用水は Cagayan 河から口径20インチのポンプ2台(所要電力340kW)で揚水しかんがいをする。又左岸 Solana 地区のかんがい面積は3,550haで、口径36インチポンプ4台(所要電力1,320kW)で Cagayan 河からかんがい用水を揚水する計画である。

* Magat River Project Feasibility Report (Vol. I)

この他、国営のポンプシステムは Cagayan 州の Pared River プロジェクト；かんがい面積1,500 ha，所要電力390kW，Isabela 州にある Magsaysay River プロジェクト；かんがい面積2,000ha，所要電力520kW等がありいずれも調査が進みつつあり本計画のカガヤン送電線により電力を受けられるプロジェクトとして需要想定に加えられている。なお、カガヤン・バレン地域で地下水を利用してかんがいのするプロジェクトは1987年までに少なくとも30,000haのポテンシャルをNIAは見込んでいるが具体的計画は示されず本計画の需要想定から除外した。

3. NEA-NIA Electrification-Irrigation Project

このプロジェクトの目的・組織等に関しては第4章で既述済みである。カガヤン・バレイ地域電化計画の実施によりこの地域の農村電化と電動モーターを駆動して河川やクリークからかんがい用水をポンプ揚水する計画地区は当初4州で Communal Irrigation プロジェクト108地区、かんがい面積約20,000haと見込まれたが現地調査が進むにつれ地区数、面積共に増加しつつある。1974年3月現在NIAの提供資料によればこのプロジェクトは280地区面積は約25,490haである。これに必要とされる所要電力(kW)を技術的観点から検討した結果約11,500kWと推定される。この他 National Pump System の Solana-Tuguegarao 地区、かんがい面積；4,230ha，所要電力；1,660kWのプロジェクトもこの計画に入っている。

Fig.A-1-1に本計画のカガヤン・バレイ地域電化計画により、1987年までに電化かんがいが予定されるプロジェクトの位置、かんがい面積、所要電力等を、また Table A-1-3に1978年、1982年、1987年における変電所別のかんがい用所要電力を夫々に示す。

Table A-1-2 Area Irrigated and Proposed by Provinces in Cagayan Valley Region

Province		Cagayan	Isabela	N. Vizcaya	Quirino	Total
Irrigation System						
Existing Irrigation Project						
National System	15,100 ha	40,900 ha	-	-	-	56,000 ha
Communal System	16,063	1,774	2,189 ha	935 ha		20,961
Total	31,163	42,674	2,189	935		76,961
Proposed Irrigation Project						
National System (Gravity)	16,200	105,200	2,000	-		123,400
" (Pump)	5,730	2,000	-	-		7,730
Sub-total	(21,930)	(107,200)	(2,000)	(-)		(131,130)
Communal System (Gravity)	7,973	7,760	4,401	1,610		21,744
" (Pump)	5,550	15,465	3,775	700		25,490
Sub-total	(13,523)	(23,225)	(8,176)	(2,310)		(47,234)
Total	35,453	130,425	10,176	2,310		178,364

Note: exclude private irrigation system.

Table A-1-3 Area and Power Demand of Proposed Irrigation Pump Projects
by Substations

(As of 1978)

Substation	Irrigation Area in ha. (Number of projects)			Power Demand in kW (Number of units)			
	National I.P.	Communal I.P.	Private I.P. 1/ Total	National I.P.	Communal I.P.	Private I.P. 1/ Total	Total
Solano	-	3,775 ⁽²⁴⁾	825	-	1,427 ⁽⁷¹⁾	323	1,750
Santiago	-	4,418 ⁽²²⁾	982	-	2,046 ⁽⁷⁹⁾	454	2,500
Cauayan	-	4,140 ⁽¹⁷⁾	860	-	2,082 ⁽⁸¹⁾	468	2,550
Ilagan	2/ ⁽¹⁾ 2,000	6,290 ⁽²⁴⁾	1,410	520 ⁽⁴⁾	3,004 ⁽¹¹²⁾	676	4,200
Tuguegarao	3/ ⁽²⁾ 5,730	4,297 ⁽²⁸⁾	973	2,050 ⁽⁹⁾	1,770 ⁽⁹⁰⁾	380	4,200
Camalaniugan		2,570 ⁽¹³⁾	530	-	1,144 ⁽⁴⁸⁾	256	1,400
Total	7,730 ⁽³⁾	25,490 ⁽¹²⁸⁾	5,580	2,570 ⁽¹³⁾	11,473 ⁽⁴⁸¹⁾	2,557	16,600
					Say	16.6 MW	

Note: 1/ implies the project area and power demand of private irrigation projects which are estimated to be approximately 20% of those of communal irrigation projects.

2/ indicates Magsaysay Pump Irrigation Project.

3/ indicates Solana - Tuguegarao and Pared River Pump Irrigation Projects.

(continued)

(As of 1982)

Substation	Irrigation Area in ha. (Number of projects)			Power Demand in kW (Number of units)				
	National	Communal	Private	National	Communal	Private		
	I. P.	I. P.	I. P. 1/	I. P.	I. P.	I. P. 1/		
			Total			Total		
Solano	-	3,775 ⁽²⁴⁾	1,125	4,900	-	1,427 ⁽⁷¹⁾	433	1,860
Santiago	-	4,418 ⁽²²⁾	1,282	5,700	-	2,046 ⁽⁷⁹⁾	624	2,670
Cauayan	-	4,140 ⁽¹⁷⁾	1,260	5,400	-	2,082 ⁽⁸¹⁾	618	2,700
Ilagan	2,000 ⁽¹⁾	6,290 ⁽²⁴⁾	1,910	10,200	520 ⁽⁴⁾	3,004 ⁽¹¹²⁾	896	4,420
Tuguegarao	5,730 ⁽²⁾	4,297 ⁽²⁸⁾	1,273	11,300	2,050 ⁽⁹⁾	1,770 ⁽⁹⁰⁾	530	4,350
Camalaniugan	-	2,570 ⁽¹³⁾	730	3,300		1,144 ⁽⁴⁸⁾	326	1,470
Total	7,730 ⁽³⁾	25,490 ⁽¹²⁸⁾	7,580	40,800	2,570 ⁽¹³⁾	11,473 ⁽⁴⁸¹⁾	3,427	17,470
Say 17.5 MW								

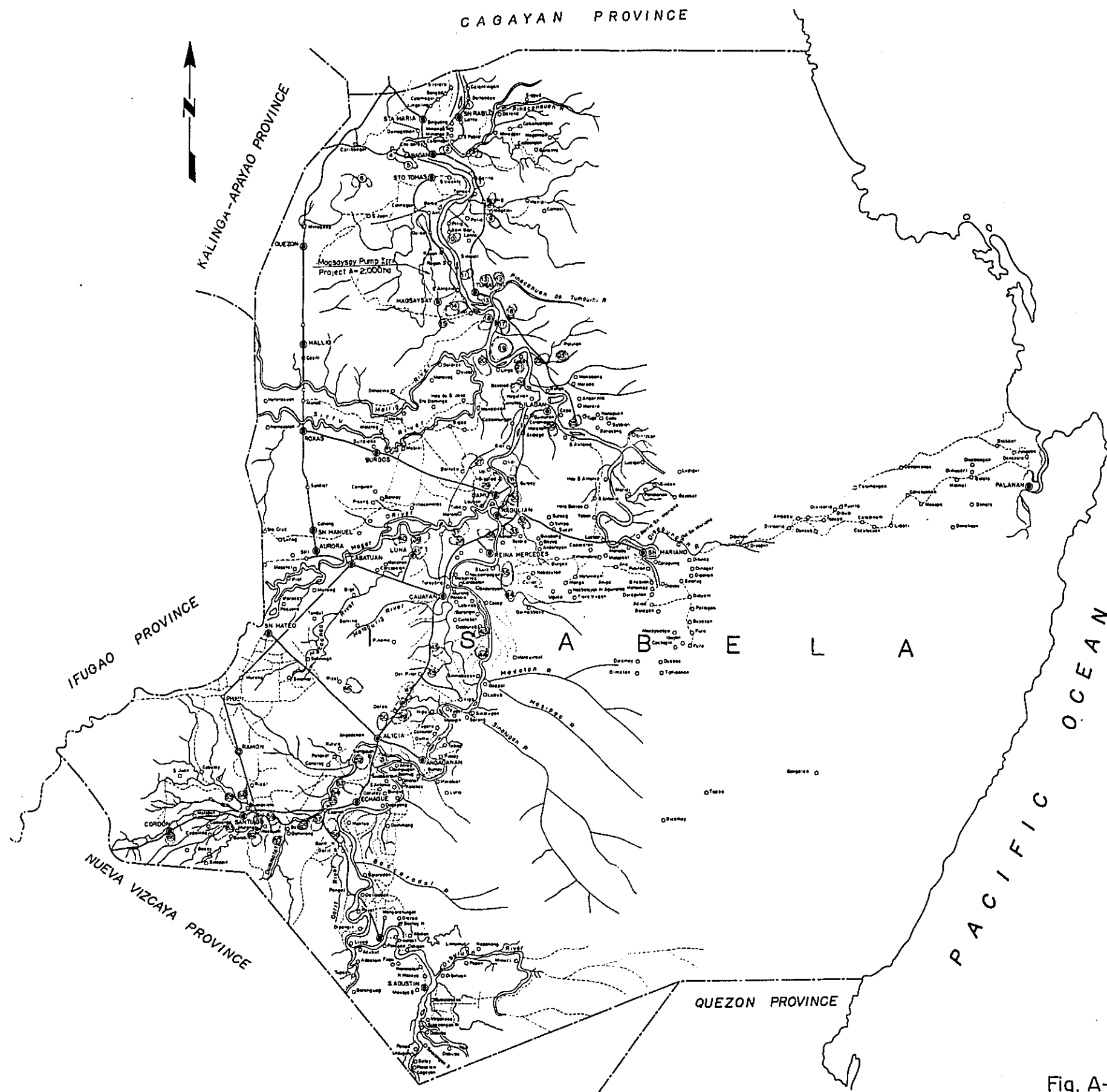
Note: 1/ implies the project area and power demand of private irrigation projects, which are estimated to be approximately 30% of those of communal irrigation projects.

(continued)

(As of 1987)

Substation	Irrigation Area in ha. (Number of projects)			Power Demand in kW (Number of units)		
	National I.P.	Communal I.P.	Private I.P. 1/	National I.P.	Communal I.P.	Private I.P. 1/
						Total
Solano	-	3,775 ⁽²⁴⁾	1,525	-	1,427 ⁽⁷¹⁾	573
Santiago	-	4,418 ⁽²²⁾	1,782	-	2,046 ⁽⁷⁹⁾	824
Cauayan	-	4,140 ⁽¹⁷⁾	1,660	-	2,082 ⁽⁸¹⁾	818
Ilagan	2,000 ⁽¹⁾	6,290 ⁽²⁴⁾	2,510	520 ⁽⁴⁾	3,004 ⁽¹¹²⁾	1,196
Tuguegarao	5,730 ⁽²⁾	4,297 ⁽²⁸⁾	1,773	2,050 ⁽⁹⁾	1,770 ⁽⁹⁰⁾	710
Carnalaniugan	-	2,570 ⁽¹³⁾	1,030	-	1,144 ⁽⁴⁸⁾	506
Total	7,730 ⁽³⁾	25,490 ⁽¹²⁸⁾	10,280	2,570 ⁽¹³⁾	11,473 ⁽⁴⁸¹⁾	4,627
						Say 18.7 MW

Note: 1/ implies the project area and power demand of private irrigation projects, which are estimated to be approximately 40% of those of communal irrigation projects.

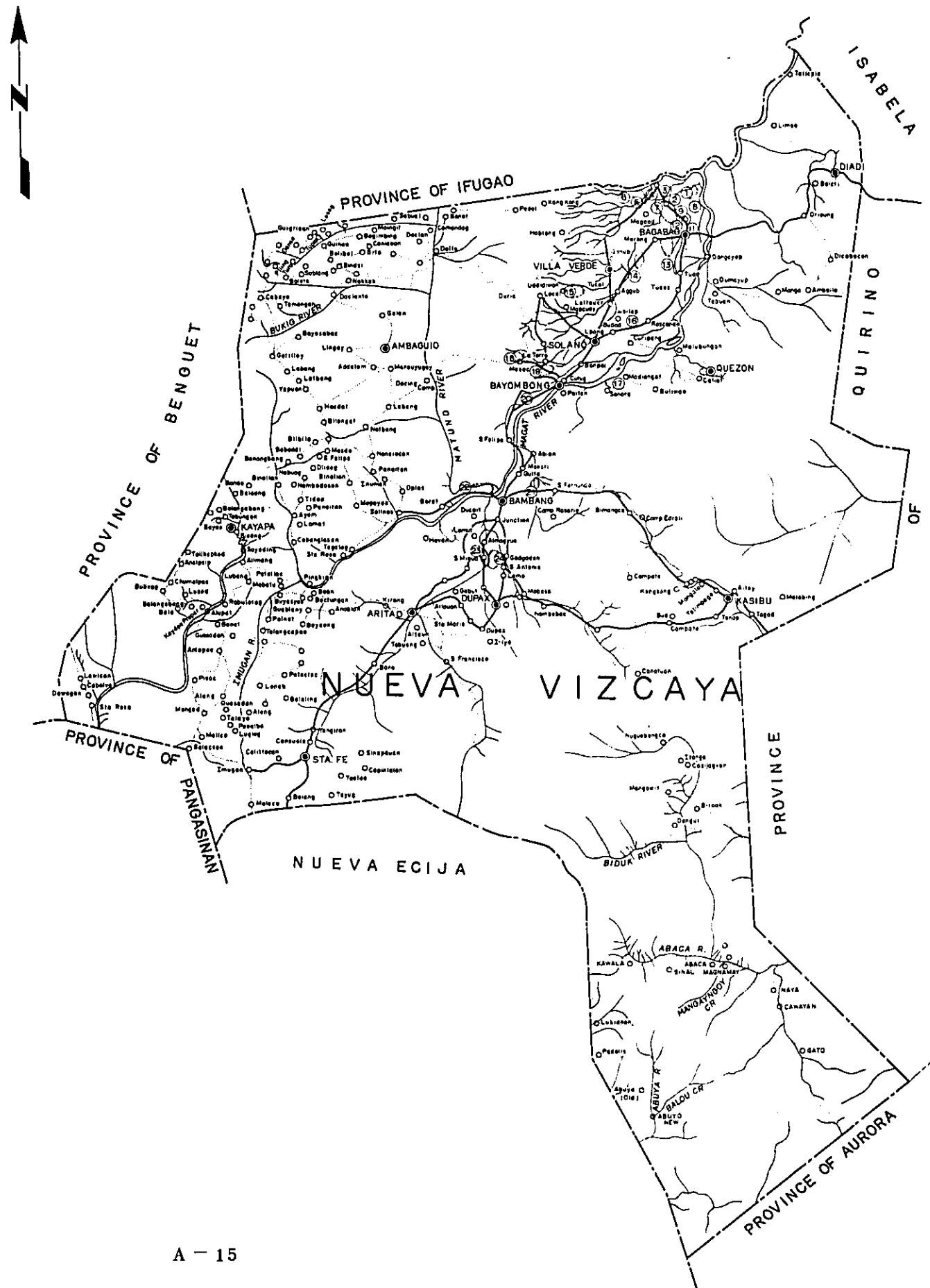


Power Demand Arising for Pump Irrigation Projects Proposed by NIA

Number of Project	Name of Province	Name of Project	Name of River	Project Area (ha)	Number of Unit	Pump System		
						Total Lift	Power Demand	Total Power Demand
1	Isabela	San Jose C.I.P.	Cagayan	180	3	40 (12.2)	25	75
2		Ugad C.I.P.	Pinacanauan	80	2	35 (10.7)	15	30
3		Angacasilan C.I.P.	Baliuto	140	3	35 (10.7)	15	45
4		Pakulago C.I.P.	Pakulago	50	1	30 (9.1)	15	15
5		Baguioay C.I.P.	Baguioay Lake	200	4	30 (9.1)	15	60
6		Malasi Grande C.I.P.	M. Grande	350	6	50 (15.2)	30	180
7		Cansan C.I.P.	Cagayan	117	2	40 (12.2)	26	52
8		Balasig No. 1 C.I.P.	Balasig	100	2	50 (15.2)	26	52
9		Balasig No. 2 C.I.P.	Balasig	100	2	40 (12.2)	19	38
10		Lanna C.I.P.	Cagayan	80	1	40 (12.2)	26	26
11		Ugad C.I.P.	Cagayan	80	1	40 (12.2)	26	26
12		Silio Bato C.I.P.	Pinacanauan	80	1	40 (12.2)	26	26
13		Arcon C.I.P.	Pinacanauan	500	8	40 (12.2)	26	208
14		San Antonio C.I.P.	Cagayan	1,200	21	80 (18.3)	30	630
15		Pala Lake C.I.P.	Pala Lake	100	2	50 (15.2)	26	52
16		Balog Baybay C.I.P.	Balog	100	2	40 (12.2)	19	38
17		Sta. Nino C.I.P.	Cagayan	115	2	50 (15.2)	26	52
18		Pilitan C.I.P.	Cagayan	200	4	40 (12.2)	19	76
19		Lapogan C.I.P.	Cagayan	900	15	40 (12.2)	26	390
20		Sta. Isabela C.I.P.	Cagayan	350	7	70 (21.3)	30	210
21		Cansil C.I.P.	Cagayan	70	2	35 (10.7)	15	30
22		San Juan C.I.P.	Rugao	120	3	60 (18.3)	30	90
23		Rugao C.I.P.	Rugao	50	1	50 (15.2)	26	26
24		Tabo C.I.P.	Cagayan	120	2	40 (12.2)	26	52
25		Altangigan C.I.P.	Itagan	120	2	40 (12.2)	26	52
26		Malalam C.I.P.	Itagan	80	1	50 (15.2)	30	30
27		Box of Gamu C.I.P.	Cagayan	480	8	40 (12.2)	26	208
28		Upl C.I.P.	Cagayan	125	3	80 (24.4)	30	90
29		Barrios of Gamu C.I.P.	Cagayan	1,000	16	45 (13.7)	26	416
30		Minsanga C.I.P.	Caunayan	220	4	60 (18.3)	30	120
31		Poblacion C.I.P.	Cagayan	100	2	60 (18.3)	26	52
32		San Manuel C.I.P.	Anipa	100	2	50 (15.2)	26	52
33		Anipa C.I.P.	Anipa	100	2	50 (15.2)	26	52
34		Bo. Aningan C.I.P.	Caunayan	80	2	50 (15.2)	19	38
35		Caunayan C.I.P.	Caunayan	400	7	40 (12.2)	26	182
36		Palatton C.I.P.	Caunayan	120	2	40 (12.2)	26	52
37		Turod C.I.P.	Magat	350	7	70 (21.3)	30	210
38		Puzzler C.I.P.	Puzzler	200	4	70 (21.3)	26	104
39		Macanao C.I.P.	Macanao	300	6	40 (12.2)	19	114
40		Bo. #3 Luna C.I.P.	Macanao	180	3	40 (12.2)	26	78
41		Sta. Lucia C.I.P.	Macanao	200	4	30 (9.1)	15	60
42		Sta. Lucia C.I.P.	Cagayan	200	4	30 (9.1)	15	60
43		Silawit C.I.P.	Nungnungan	150	3	50 (15.2)	26	78
44		San Antonio C.I.P.	Cagayan	200	4	35 (10.7)	19	60
45		Sta. San Antonio C.I.P.	Alinon	50	1	40 (12.2)	26	26
46		Rizal C.I.P.	Makabaoayan	400	8	80 (24.4)	30	240
47		Burgos C.I.P.	Paddad	300	6	80 (24.4)	30	180
48		Rizaluna C.I.P.	Paddad	400	8	80 (24.4)	30	240
49		Paddad C.I.P.	Paddad	400	8	80 (24.4)	30	240
50		Bo. Burgos C.I.P.	Paddad	200	4	80 (24.4)	30	120
51		Bo. Victoria C.I.P.	Genano	120	2	50 (15.2)	30	60
52		Sta. Maria C.I.P.	Genano	250	4	50 (15.2)	30	120
53		Gumbacan C.I.P.	Genano	500	8	50 (15.2)	30	240
54		Fugo C.I.P.	Genano	200	4	50 (15.2)	26	104
55		Buneg C.I.P.	Genano	178	3	50 (15.2)	30	90
56		Maligaya C.I.P.	Cagayan	300	6	50 (15.2)	26	156
57		Ioli C.I.P.	Genano	200	4	50 (15.2)	26	104
58		Sta. Monica C.I.P.	Genano	100	2	50 (15.2)	26	52
59		Baharta C.I.P.	Genano	200	4	50 (15.2)	26	104
60		Nabbuan C.I.P.	Dumatata	50	1	50 (15.2)	30	30
61		Malini C.I.P.	Genano	300	6	50 (15.2)	26	156
62		Sinili C.I.P.	Genano	300	6	50 (15.2)	26	156
63		Patul-Bayug C.I.P.	Genano	500	8	50 (15.2)	30	240
64		San Andres C.I.P.	Diadi	80	1	50 (15.2)	30	30
65		Ambalatungan C.I.P.	Diadi	350	6	50 (15.2)	30	180
66		Sagat C.I.P.	Sagat	100	2	50 (15.2)	26	52
Subtotal (66 Communal Irrigation Projects)				18,485 ^{ha}	285	35 ^m (10.6 ^m)	130 ^{kw}	7,510 ^{kw}
Isabela Magteyay P.I.P. Cagayan				2,000 ^{ha}	4	35 ^m (10.6 ^m)	130 ^{kw}	520 ^{kw}

Note: The above tabulations do not include area and power demand for Private Irrigation Projects.

Fig. A-1-1 (2)
Layout Showing Pump Irrigation Projects
Isabela Province

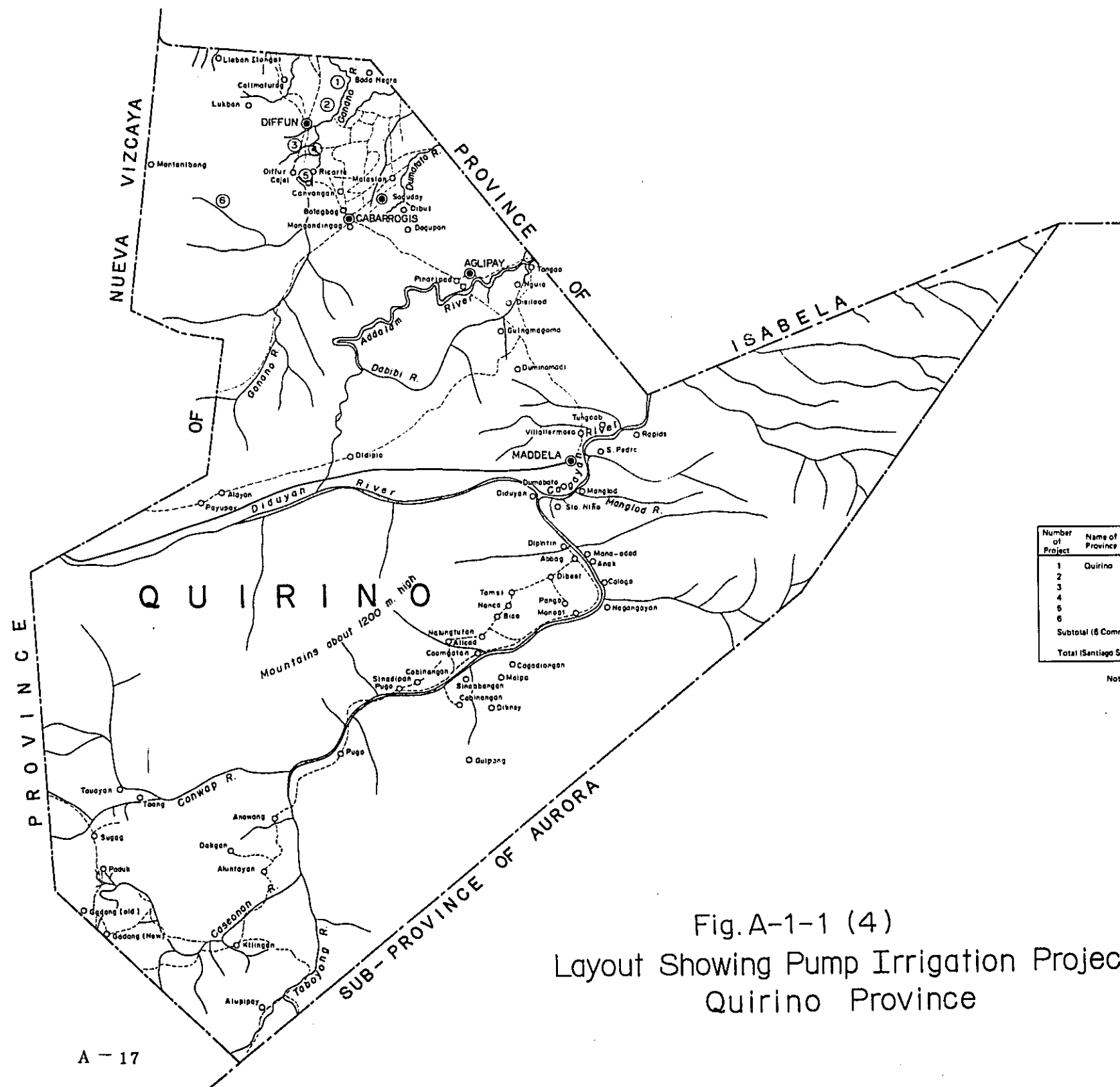


Power Demand Arising for Pump Irrigation Projects Proposed by NIA

Number of Project	Name of Province	Name of Project	Name of River	Project Area (ha)	Number of Unit	Pump System		
						Total Lift	Power Demand	Total Power Demand
1	Nueva Vizcaya	Sta. Lucia #1 C.I.P.	Sta. Lucia	100	2	35' (10.7')	15 ^{kw}	30 ^{kw}
2		Sta. Lucia #2 C.I.P.	Zamora	75	2	40 (12.2)	15	30
3		Saranay-Malesin C.I.P.	Lanog	220	4	45 (13.7)	26	104
4		Bakir C.I.P.	Lanog	50	1	25 (7.6)	11	11
5		Paniki C.I.P.	Paniki	135	3	30 (9.1)	15	45
6		Mangalisan C.I.P.	Lanog	100	2	30 (9.1)	15	30
7		Calututan C.I.P.	Lanog	500	8	45 (13.7)	26	208
8		Sitio Tabanganay C.I.P.	Unaon	80	2	40 (12.2)	15	30
9		Villa Reina #1 C.I.P.	Villa Reina	70	2	30 (9.1)	11	22
10		Villa Reina #2 C.I.P.	Gauan Reservoir	75	2	35 (10.7)	15	30
11		Unaon C.I.P.	Unaon	60	1	35 (10.7)	26	26
12		Sitio Unaon C.I.P.	Unaon	130	3	40 (12.2)	15	45
13		Tullig Lake C.I.P.	Tullig Lake	400	7	35 (10.7)	19	133
14		Murong C.I.P.	Lanog	300	5	25 (7.6)	26	130
15		Uddiawan C.I.P.	Uddiawan	100	2	40 (12.2)	19	38
16		Bascaran C.I.P.	Oon Doro Lake	100	2	30 (9.1)	15	30
17		Madjarat C.I.P.	Magat	120	2	45 (13.7)	26	52
18		Masoc C.I.P.	Pappa Spring	100	2	25 (7.6)	11	22
19		Paoac C.I.P.	Paoac	120	2	25 (7.6)	15	30
20		Baliwawang C.I.P.	Baliwawang	150	3	30 (9.1)	15	45
21		Damang C.I.P.	Nambunakan	250	4	35 (10.7)	26	104
22		Balungao C.I.P.	Matuno	120	2	30 (9.1)	19	38
23		Matassar C.I.P.	Banay	120	2	30 (9.1)	19	38
24		Almaguer C.I.P.	Banay	300	6	60 (18.3)	26	156
Subtotal (18 Communal Irrigation Projects)				3,775 ^{ha}	71 ^{units}			1,427 ^{kw}

Note: The above tabulations do not include area and power demand for private irrigation projects.

Fig. A-1-1 (3)
Layout Showing Pump Irrigation Projects
Nueva Vizcaya Province



Power Demand Arising for Pump Irrigation Projects Proposed by NIA by Substations

Number of Project	Name of Province	Name of Project	Name of River	Project Area (ha)	Number of Unit	Pump System		
						Total Lift	Power Demand	Total Power Demand
1	Quirino	Amilingan C.I.P.	Amilingan	120	2	25 (7.8)	15 ^{kw}	30 ^{kw}
2		Dalansap C.I.P.	Dalansap	100	2	25 (7.8)	11	22
3		Dugano C.I.P.	Ganano	60	1	25 (7.8)	15	15
4		Malayod C.I.P.	Vgs. Pascua Reservoir	60	1	25 (7.8)	15	15
5		Cajal C.I.P.	Ganano	300	5	25 (7.8)	15	75
6		Nanganakan C.I.P.	Nanganakan	80	1	25 (7.8)	15	15
Subtotal (6 Communal Irrigation Projects)				700 ^{ha}	12 ^{units}			172 ^{kw}
Total (Santiago Substation-22 C.I. Projects)				4,418 ^{ha}	78 ^{units}			2,048 ^{kw}

Note: The above tabulations do not include area and power demand for Private Irrigation Projects.

Fig.A-1-1 (4)
Layout Showing Pump Irrigation Projects
Quirino Province

Appendix A-2

カガヤン・バレイ地域における 農村電化組合の現状

Appendix

A-2 カガヤン・バレイ地域における農村電化組合の現状

A-2-1 はじめに

First Isabela Cooperative, Inc. から提供された資料に基き説明する。

National Electrification Administration の資金援助と技術援助のもとに創設される農村電化組合は本報告書本文中にも述べた通り 1 州 1 電化組合が原則ではあるが、州の面積によっては複数の電化組合が創設される。これらの電化組合は 1973 年 8 月 6 日付の大統領令第 269 号によっても明らかな通り、非株式、非営利の法人格を有し、健全な経営方針にのっとり自己のサービス・エリアに対する電力供給を行なわんとする組織である。この電化組合は組合の目的達成に必要な一切の権限を法律の許容し得る範囲に於て賦與されている。

組合の存続期間は 50 年、電化組合はその会員は勿論のこと非会員 (Outsider) に対しても会員総数の 10 % を限度として発電、送電、配電を含め電力を供給する。電化組合から電力の供給を現に受けているか、また近い将来受けようとする者に対し電化組合は同組合の融資で行なわれる配電線引込業務を行ない、農業、商業、工業用の電動機器その他電化製品の購入、販売等をも行なう。また電化組合の融資でもって同組合のサービスを受けている者もしくは受けようとする者に対し、電気冷凍設備、加工プラントの据つけ等の便宜を図る。その他組合創設維持に必要と思われる発電プラント、土地・建物を含む動産、不動産の販売、質権設定・転貸、借入、また各種ライセンス、権利取得等の法制上の手続がその業務の中に含まれている。

電化組合はまた、NEA 長官の承認を得て電化のため資金借入業務を行なうことができる。

電化計画の実施に当っては、電化組合はそのサービスの対価である料金、諸掛金の計算決定を行ない、その徴集業務を担当する。

このような広範な法的資格と権能が電化組合に与えられているとは云え、個々の電化組合の幹部の大半は日本でいえば町や村の名士であり、必らずしも勝れた経営手腕を有しているものとも思えない。従って今後 NEA が電化組合を通じて電化を進めて行く上においてこの点が懸念されよう。

A-2-2 カガヤン・バレイ地域の農村電化組合

NEA は本送電線のルート地域に 5 つの電化組合を創設する予定である。現在まで既に法的登録を完了したものは First Cagayan Electric Cooperative, Inc., First Isabela Electric Cooperative, Inc., Nueva Vizcaya Electric Cooperative Inc. であり, Second Cagayan Electric Cooperative Inc. と Second Isabela Electric Cooperative Inc. が準備中であり, NEA のコンサルタントによって, これら 2 つの電化組合のためのフイージビリティ・スタディが進められつつある。

調査団は限られた時間内でこれら電化組合を全部インタビューすることが不可能であったため既に法的登録を完了した First Isabela Electric Cooperative Inc. の幹部と面談し、種々調査を行なったが、組織、規約、業務内容については、NEA があらかじめ組合設立前に各電化組合に画一的な様式を配布しているので全く同一であると考えてよい。

以下に First Isabela Electric Cooperative Inc. の概要を紹介することとする。

(1) 設立の背景

地元住民の熱心な電化への希望があり、また NEA 当局は電化組合を創設し、電化を行なうための融資を行なうだけの財政的フィージビリティが認められたこと、また NEA 当局により、電化組合自体が電化計画を実施するだけの技術上、経営上の能力があると評価され、組合の創設が Isabela 地域の経済に寄与するものと判断された。

設立のための諸計画立案には、NEA からさしつけられたコンサルタントがその指導に当った。

(2) 設立年月日 1972年3月24日

(3) 組合加盟の都市数 6 (Alica, Angadanan, Echague, Ramon, San Isidro, San Mateo)

(4) 組合格約の概要

(i) 組合員資格

個人、法人、政治団体およびその下部機関

(ii) 組合員費

組合員費として5ペソを支払い、同金額の支払をまわって電力供給を受けることができる。

(iii) 組織

最初の年次総会に先立ち、6名の Board Member が地区会議 (District Meeting) において選出され、Board of Directors を構成する。任期は3年から1年までそれぞれ Member により異なる。Board of Directors により General Manager が任命され、General Manager は Office Service Department, Construction and Operations Department, Engineering Department, Member Service Department, Power Generation Department 等の部局を指揮する。

(iv) 機能及び業務

電化組合は設立前・建設時において、NEA の資金援助、技術援助を得て電化業務実施を準備し、電化組合の設立も一定期間、NEA の専門的技術指導のもとに、配電業務に関する運転、保守を行ない、補修業務、さらに料金諸掛金の徴集をも行なう。

(v) 今後の建設計画

1979年中にディーゼルプラント 9,000 kW (3,000 kW×3台)、1983年までに変電所3ヶ地点、配電線 亘長 409 km、1979年までに送電線 亘長 30 km の建設を企画している。

建設計画目途明細（1974～1983）

電化組合名	発電設備 (KW)	変電設備 (KW)	配電設備 (Km)	所要資金 (1000ペソ)	備 考
First Cagayan 電化組合	9,000	10,000	560	25,632	
Second Cagayan 電化組合(計画)	—	2ヶ地点	400	12,232	送電線を含む
First Isabela 電化組合	9,000	3ヶ地点	409	23,957	送電線を含む
Second Isabela 電化組合(計画)	—	2ヶ地点	350	10,302	送電線を含む
Noeva Vizcaya 電化組合	3,000	1ヶ地点	382	13,366	送電線を含む

④ 所 見

NEA自体が電化組合を通じて作成する年次電化計画は、少なくともカガヤン・バレイ地域に関する限り、十分に練られた計画とは考えられず、希望的記述にとどまっている。また既設電化組合については、規約上の記述と現実の実態とのかい離はかなり大きく、また電化組合幹部の電化事業に関する経営能力に不安がもたれる。

Appendix A-3

変電所別電力需要想定

Table A-3 Forecast on Power Demand by Substations

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
(1) Solano										
Urban (MWh)	3,386	3,832	4,338	4,911	5,559	6,349	6,856	7,405	7,997	8,627
Rural (MWh)	0	1,272	1,908	2,544	3,180	4,109	5,038	5,967	6,896	7,827
Non-utility (MWh)	6,528	6,998	7,500	8,035	8,622	9,237	9,902	10,621	11,384	12,206
Irrigation (MWh)	3,850	3,916	3,960	4,026	4,092	4,180	4,224	4,290	4,356	4,400
Total	13,764	16,018	17,706	19,516	21,453	23,875	26,020	28,283	30,633	33,060
Energy requirement at substation end (MWh)										
Load factor (%)	15,293	17,797	19,673	21,684	23,836	26,527	28,911	31,425	34,036	36,733
Max. demand (MW)	52	52	51	51	50	50	49	49	48	48
	3.4	3.9	4.4	4.9	5.4	6.1	6.7	7.3	8.1	8.7
(2) Santiago										
Urban (MWh)	4,024	4,788	5,698	6,781	8,069	9,593	10,389	11,251	12,185	13,212
Rural (MWh)	0	1,929	2,894	3,859	4,824	6,244	7,664	9,084	10,504	11,924
Non-utility (MWh)	9,123	9,779	10,482	11,230	12,048	12,909	13,839	14,861	15,910	17,056
Irrigation (MWh)	5,500	5,588	5,720	5,764	5,874	5,940	6,050	6,160	6,248	6,314
Total	18,647	22,084	24,794	27,634	30,815	34,686	37,942	41,356	44,847	48,506
Energy requirement at substation end (MWh)										
Load factor (%)	20,718	24,537	27,548	30,704	34,238	38,540	42,157	45,951	49,830	53,895
Max. demand (MW)	52	51	50	50	49	48	48	47	47	47
	4.5	5.5	6.3	7.0	8.0	9.2	10.0	11.2	12.1	13.1
(3) Cauayan										
Urban (MWh)	1,360	1,672	2,057	2,530	3,112	3,703	4,039	4,407	4,808	5,231
Rural (MWh)	0	742	1,114	1,486	1,857	2,431	3,005	3,579	4,153	4,727
Non-utility (MWh)	5,404	5,793	6,209	6,652	7,137	7,646	8,197	8,786	9,424	10,104
Irrigation (MWh)	5,610	5,676	5,786	5,852	5,940	6,050	6,160	6,248	6,314	6,380
Total	12,374	13,883	15,166	16,520	18,046	19,830	21,401	23,020	24,699	26,442

(continued)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
(4) Ilagan										
Energy requirement at substation end (MWh)	13,748	15,425	16,851	18,355	20,051	22,033	23,778	25,577	27,443	29,380
Load factor (%)	53	53	52	52	51	51	50	50	49	49
Max. demand (MW)	3.0	3.3	3.7	4.0	4.5	4.9	5.4	5.8	6.3	6.8
(5) Tuguegarao										
Urban (MWh)	2,294	2,844	3,527	4,373	5,423	5,760	6,238	6,755	7,316	7,922
Rural (MWh)	0	1,152	1,728	2,304	2,881	3,733	4,585	5,437	6,289	7,144
Non-utility (MWh)	6,528	6,998	7,500	8,035	8,622	9,237	9,902	10,634	11,384	12,206
Irrigation (MWh)	9,240	9,328	9,504	9,592	9,724	9,856	10,010	10,120	10,274	10,384
Total	18,062	20,322	22,259	24,304	26,650	28,586	30,735	32,946	35,263	37,656
(6) Tuguegarao										
Energy requirement at substation end (MWh)	20,068	22,580	24,732	27,004	29,611	31,762	34,150	36,606	39,181	41,840
Load factor (%)	53	53	53	52	52	51	51	50	50	50
Max. demand (MW)	4.3	4.9	5.3	5.9	6.5	7.1	7.6	8.4	8.9	9.6
(7) Tuguegarao										
Urban (MWh)	4,346	5,023	5,807	6,713	7,761	9,032	9,736	10,495	11,314	12,195
Rural (MWh)	0	1,809	2,714	3,619	4,524	5,825	7,126	8,427	9,728	11,032
Non-utility (MWh)	7,653	8,204	8,793	9,420	10,107	10,834	11,612	12,441	13,341	14,308
Irrigation (MWh)	9,240	9,350	9,438	9,482	9,570	9,658	9,746	9,812	9,878	9,966
Total	21,239	24,386	26,752	29,234	31,962	35,349	38,220	41,175	44,261	47,501
(8) Tuguegarao										
Energy requirement at substation end (MWh)	23,598	27,095	29,724	32,482	35,513	39,276	42,466	45,750	49,178	52,778
Load factor (%)	52	52	52	51	51	50	50	50	49	49
Max. demand (MW)	5.2	5.9	6.5	7.2	7.9	8.9	9.7	10.4	11.5	12.3

(continued)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
(6) Camalaniugan										
Urban (MWh)	1,183	3,149	3,999	5,079	6,450	8,105	8,729	9,401	10,125	10,914
Rural (MWh)	0	1,630	2,445	3,260	4,077	5,236	6,395	7,554	8,713	9,876
Non-utility (MWh)	7,999	8,574	9,190	9,846	10,563	11,318	12,134	13,006	13,950	14,955
Irrigation (MWh)	3,080	3,124	3,168	3,212	3,234	3,322	3,366	3,432	3,476	3,630
Total	12,262	16,477	18,802	21,397	24,324	27,981	30,624	33,393	36,264	39,375
Energy requirement at										
substation end (MWh)	13,624	18,307	20,891	23,774	27,026	31,090	34,026	37,103	40,293	43,750
Load factor (%)	50	50	50	49	48	47	47	46	46	46
Max. demand (MW)	3.1	4.2	4.8	5.5	6.4	7.6	8.3	9.2	10.0	10.9
(7) Cagayan Valley										
Max. demand (MW)	23.5	27.7	31.0	34.5	38.7	43.8	47.7	52.3	56.9	61.4
Energy requirement (MWh)	107,049	125,741	139,419	154,003	170,275	189,228	205,488	222,412	239,961	258,376

Note: Annual energy requirement for irrigation has been tabulated on the assumption that the operation hours of pumps are to be 2,200 hours per year.

Appendix A-4
NEA-NIA 電化かんがい
プロジェクト協定書

Appendix

A-4 NEA-NIA 電化かんがいプロジェクト協定書

本協定書は、Quezon 市、Quezon Blvd. Ext. 342 番地の Capital Development Bldg. に事務所を有し、長官 Pedro G. Domol 大佐によって代表される National Electrification Administration (以下NEAと称す)と Quezon 市、Ditiman, Eliotical 通り、APO Bldg. 3階に事務所を有し、長官 Dean Alfredo L. Juinio によって代表される National Irrigation Administration (以下NIAと称す)と、Manila 市 San Miguel, J.P. Lanrel 街、San Miguel Bldg. 2階に事務所を有し、Executive Director Gregorio Vigilar 大佐によって代表される Office of Provincial Development Assistance Project (以下PDAPと称す)と、Rizal 市 Makati, South Superhighway, Wavner Barners Bldg. 4階に事務所を有し、総裁 Onofre D. Corpuz 博士によって代表される Development Academy of the Philippines (以下DAPと称す)との間に締結されたものである。

前 文

フィリピンは、米の生産の自立化達成の能力を有するが故に、緊迫せる世界市場から米の輸入を避けるべきである。米生産の自立化達成を図るフィリピンの「新しい社会」の目的に沿って、関係4機関は同機関のリソースを合わせ、米の生産を増強するため電氣的に、機械的に、運転されるポンプを活用して、国家的規模のかんがいプログラムに着手することに合意した。

NEAは、フィリピンの農村電化を実施中であり、ポンプ用電気モーターのための電力供給の配電線 (Power lines) を拡張し得る立場にあり、農村地域におけるエネルギー利用を最大化するプログラムを有している。

NIAは、ポンプかんがいシステムの建設のため、農民に対して技術援助、商品援助を行なう。

PDAPは、計画化と実施面を調整し、州の開発計画促進プログラムに沿って、Provincial Development Staff に対する研修計画に着手した。

PDAPは、可能な場合、研修を受講した要員と物資供給に関して上記プログラムに対し支援を行なう立場にある。

DAPは、かんがいシステムを自ら所有し、これを運営し且つ運用する Irrigator's Service Association の方針にもとずき、NEA-NIA-PDAP-DAP かんがい計画を促進し、また同かんがい計画に参加するにたる資源と能力を有している。

8州、すなわち Ilcos Norte, Abra, La Union, Pampanga, Albay, Leyte, Capiz, Lanao del Sur に1974年6月30日までに少なくとも15,000 ha をかんがいする目的をもって、DAPは既にNEA, NIA, PDAPに対し実施計画書 (Program design) を提出した。当該実施計画書はNEA, NIA, PDAP により審査の上受理された。同実施計画

書が本協定書と抵触しない限り本協定書の一部となる。

上記 8 州の州政府は、計画に対して州政府の参加と寄与とを定める本協定書に対する補足協定書を締結するものとする。

同計画は、最初の収穫期経過後、協会をして自立化せしめるよう作成されている。

上述の諸前提を勘案考慮の上、当該事業実施に当り、当事者はそれぞれの以下に定める本機能と責任とを果すことに改めて合意するものである。

A-4-1 National Electrification Administration (NEA)

a. NEA は、実施計画書に記載されている National Project Team およびその活動支援費 284,714.00 ペソの資金援助を行なうものとし、同金額は各 4 半期毎に Development Academy of the Philippines に支出するものとする。最初の支出額は 9 月から 12 月までの 3 ヶ月とし、本協定書締結後 122,000.00 ペソが支出されるものとする。その後の支出については、4 半期に達する前には各月の最後の週に行なわれるものとし、同支出は貸借対照表にもとづくものとする。

b. NEA は、その所管にかゝる電化組合を通じ Irrigator's Association に商品援助及び資金援助を行なうことにより、電動ポンプが使用されるかんがいシステム — 当協定書によって定められる地域内において — に関する融資を行なうものとする。

c. NEA は、あらかじめ電動モーター、ポンプ及び関連付属品を調達し、これを配布するものとする。

d. NEA は、電動モーター駆動に必要となる配電線 (power line) 建設に関し、NEA 所管にかゝる電化組合との業務調整を行なうものとする。

A-4-2 National Irrigation Administration (NIA)

a. NIA は、Development Academy of the Philippines に支出される 284,714.00 ペソを負担し、よって National Project Team 及びその活動を支援するに必要費用を賄うに足る資金援助を行なうものとする。同資金は、4 半期毎に行なわれるものとし、最初の支出は 9 月から 12 月に至るものとし 122,000.00 ペソが当協定書調印後支出されるものとする。以後支出は、4 半期開始までは各月の最後の週に行なわれるものとし、その支出は貸借対照表ならびに DAP が提出するプログラム所要資金額 (プログラム総所要額から貸借対照表記載の未使用額を控除した後) にもとづかねばならない。

b. NIA は、Irrigator's Service Association が容易に分割返済、もしくは借用し得るよう同 Association に対し機械駆動ポンプ、もしくは電動ポンプを供与するものとする。

c. NIA は、電動モーター、ディーゼル・エンジン、ポンプ及び関連付属品を調達しこれを配布するものとする。

d. NIA は、National Project Team が必要とする技術的詳細事項を同 Team に提供するものとする。

- e. N I A は、計画に関与する諸機関の技術系学生ならびに技術要員に対し技術面の研修業務についての援助を行なうものとする。
- f. N I A は、かんがいシステムの建設に関する監理を行なうものとする。
- g. N I A は、かんがいシステムの保守運営のための教材を作成するものとする。
- h. N I A は、州内のかんがい事業の一切に関する技術上の調整を担当し且つ同事業の監理を行なうものとする。

A-4-3 Office of Provincial Development Assistance Project (PDAP)

- a. PDAP は、現在分担する州、ならびに NEA-NIA-PDAP-DAP かんがい計画により定まる州内において、Provincial Development Staff との業務調整を行なうものとする。
- b. PDAP は、計画に対してなし得るその他の支援業務を供与するものとする。

A-4-4 Development Academy of the Philippines (DAP)

- a. DAP は、承認された実施計画書 (Program Design) にもとづいて、システム及び諸手続を作成するものとする。
- b. DAP は、National Project Team を組織し、これを監督するものとする。
- c. DAP は、技術系学校から技術訓練生を募集するものとする。
- d. DAP は、計画の研修部門を担当し、これを実施し、研修を実施するものとする。
- e. DAP は、計画の通信部門 (Communication Component) を担当し、これを実施するものとする。
- f. DAP は、計画を査定し、業務調整を行なうものとする。
- g. DAP は、他の政府関係機関との業務調整を行なうものとする。
- h. DAP は、定期的に計画を審査するものとする。
- i. DAP は、対象となる各州のために、Plan of operation を策定し、これを実施するものとする。
- j. DAP は、NEA および N I A の提供する資金、機器一切についての監査業務を行なうものとする。
- k. DAP は、NEA, NIA, PDAP に対し、月別資金報告書ならびに作業報告書を提出するものとする。

関係当事者は、下記事項に関する合意をこゝに再確認するものとする。

1. 計画完了時における未支出残高は、NEA および N I A が行なった資金拠出の比率と同比率で、NEA および N I A に対して返済されるものとする。
2. 当該支出金によって購入した什器及び機器は、NEA 及び N I A の所有に帰すものとし、プロジェクト完了後、これら機関が行なった拠出額にほぼ比例した比率で、同機関に返納されるものとする。

3. 計画の Project Director は D A P から出るものとし、協定の調印者からなる Board の監督と支配下におかれるものとする。

4. この協定書は、N E A および N I A の各 Board, もしくは同機関の上級機関の承認を得るものとする。

この協定書は、1974年6月30日まで効力を有するものとし、同協定に関する修正は、一切協定各当事者の合意にもとずきなされるものとする。

1974年 月 日 フィリピン Rizal 市 Makati において調印した。

Col. Pedrog. G. Dumol
Administrator
National Electrification
Administration

Dean Alfredo L. Juinio
Administrator
National Irrigation
Administration

Col. Gregorio Vigilar
Executive Director
Provincial Development
Assistance Project

Dr. Onofre D. Corpuz
President
Development Academy
of the Philippines

Approved: Hon. Alejandro Melchor, J R.
Executive Secretary
Office of the President

Appendix A-5

カガヤン・バレイ地域 関連電力系統の解析

Appendix

A-5 カガヤン・バレイ地域関連電力系統の解析

A-5-1 概要

ルソン北部は、現在、マニラ市の北約 150 km の Ambuklao 発電所までルソン中央系統と連系されており、本文において述べられているように、1978 年にはカガヤン・バレイ地域が 230 kV の送電線でルソン系統と連系される計画である。本解析の目的は、既設の中央系統とこの基幹送電線とが当地域および周辺地域の将来計画をも考慮して、連系される場合の電圧調整、過渡安定度、短絡容量等の技術的検討を行ない、その結果を予備設計に反映させるものである。

A-5-2 電圧調整の検討

(1) 電圧調整基準

電圧調整は、系統の無効電力バランスをどのようにとるかであり、発電機、調相設備、変圧器の Tap により電圧調整が行なわれる。電圧調整計算にあたって、IECO レポート[※]を参考として、既設 Mexico 変電所の母線電圧を 102 % (234.6 kV) とし、これ以南のルソン中央系統は一機等価系として模擬する。

- a) 電圧調整の範囲は、230 kV 系統電圧 $100 \pm 5\%$ 、69 kV 系統電圧 105～90 % とし、13.2 kV 系統電圧は、配電系統の電圧降下を考慮して、ピーク時 105 %、オフ・ピーク時 95 % (13.2 kV で $100 \pm 5\%$) とする。発電機端子電圧は $100 \pm 3\%$ (ただし発電機力率の範囲) とする。
- b) 負荷力率は、ピーク時 90 %、オフ・ピーク時 95 % とする。
- c) 変圧器の Tap は、ピーク時とオフ・ピーク時の負荷側の電圧変動が大きいことから、Santiago および Tuguegarao 変電所の 69/13.2 kV 変圧器を除き全て OLTC 付きとする。
- d) 検討対象時点は、既述の三つの段階、即ち 1978 年、1982 年、1987 年のピーク時、オフ・ピーク時とし、系統構成はルソン中央系統の Mexico 変電所以北とする。(Fig A-5-2 に Impedance Map を示す)
- e) 発電機併列台数は、ピーク時全出力、オフ・ピーク時は原則として、1 発電所あたり 1 台併入されるものとする。

(2) 負荷時タップ切替装置の検討

OLTC の Tap 巾は、電圧調整解析結果から (Table A-5-1 参照) 最大巾が 15 % 程度を有すれば、13.2 kV 側目標電圧をピーク時 105 %、オフ・ピーク時 95 % に維持できるが、余裕をみて 20 % の巾とすれば充分と思われる。

※ Source : "Long-range Development Plans for Luzon Grid 1973-2002, May 1972."

なお、OLTC は、一次母線電圧よりも2次母線電圧の変動が大きいことから、変圧器二次側設置とした。

かりに一次側設置とすれば、5%以上の過励磁を考慮した変圧器としなければならないケースが生ずる。既設 Ambuklao 発電所の変圧器 Tap 位置については、連系時必要に応じて変更を考慮すべきである。

Table A-5-1 系統計算から導かれた適正 OLTC Tap 電圧 (max., min.)

() 値は1次側電圧%

変電所名		1978		1982		1987	
		ピーク	オフピーク	ピーク	オフピーク	ピーク	オフピーク
Solano	230/13.2 kV	(103.0) 104.0	(103.9) 91.0	(101.8) 106.0	(104.9) 90.5	(103.4) 106.0	(104.9) 91.0
Santiago	230/69 kV	(103.6) 101.5	(103.7) 94.0	(103.3) 105.0	(104.8) 94.0	(104.5) 107.0	(104.6) 93.5
"	69/13.2 kV	(103.6) 103.0	(92.5) 103.0	(105.0) 102.0	(93.3) 102.0	(105.0) 103.5	(92.2) 103.5
Cauayan	66/13.2 kV	(101.2) 101.0	(92.2) 98.5	(100.1) 102.5	(92.5) 97.5	(98.1) 105.5	(90.9) 100.0
Ilagan	66/13.2 kV	(100.1) 102.0	(92.0) 98.5	(98.3) 102.5	(92.1) 97.5	(95.1) 108.5	(90.3) 100.5
Tugcegarao	230/69 kV	(104.3) 100.0	(103.1) 94.0	(103.4) 104.0	(104.1) 94.5	(103.4) 106.5	(103.9) 93.5
"	69/13.2 kV	(103.4) 103.0	(92.1) 103.0	(105.0) 102.0	(93.4) 102.0	(105.0) 103.5	(92.2) 103.5
Camalaniugan	66/13.2 kV	(101.8) 100.0	(92.0) 98.5	(101.2) 101.0	(92.7) 98.5	(96.7) 107.5	(91.5) 98.5
Claveria	66/13.2 kV	—	—	—	—	(95.5) 106.5	(91.8) 99.5

Note

- 1) OLTC Tap はすべて2次側とした。
- 2) 電圧は%値 (230 kV, 69 kV, 13.2 kV ベース)
- 3) 13.2 kV 側目標電圧はピーク時105%, オフピーク時 95%とした。
- 4) 受電端変電所は66 kV Tapを使用した。
- 5) Santiago, Tuguegarao 69 kV/13.2 kV 変圧器は無負荷切換 Tap とした。

(3) ショントリアクター設備の検討

検討の結果、オフ・ピーク時はライン洩流が少ないため、線路から発生する無効電力が多く、系統の電圧が110%程度に上昇し、既設の Ambuklao 発電所の変圧器 (Tap 243kV-236.5kV-231kV-225.5kV-220kV) が過励磁となる。このため230kV系統の電圧を105%以下にする必要があり、105%以下とするためには30MVAのショントリアクターがこの系統に必要である。

したがって、Santiago 及び Tuguegarao 変電所69kV側に、それぞれ15MVA容量のリアクターを設置する計画とした。

(4) ショントキャパシター設備の検討

OLTCのTap調整により、1987年でも系統の電圧を目標値に維持できるためショントキャパシターは必要でない。

(5) 洩流の検討

1978年、1982年、1987年のピーク時、オフ・ピーク時の電力洩流図を Fig A-5-3 ~ Fig A-5-8 に示す。

A-5-3 過度安定度の検討

1982年、1987年のピーク時について、下表のケースについて1回線3LGO-COの過渡安定度計算を行ったが、結果は Fig A-5-9 ~ Fig A-5-13 に示すスイングカーブの通り安定であった。

年 度	事 故 ケ 所	事 故 種 類	しゃ断動作時間	判 定
1982P	Magat-Santiago	1 cct 3LGO-CO	0.1s-0.5s-0.6s	安 定
"	Santiago-Ambuklao	"	0.1s-0.5s-0.6s	不安定
"	"	"	0.1s-0.7s-0.8s	安 定
1987P	Magat-Santiago	"	0.1s-0.5s-0.6s	"
"	Sadanga-Beckel	"	"	"

しかし、再閉路の時間を0.5sec(30Hz)程度とすると、Santiago-Ambuklao(亘長110km)の事故で、スイングの大きい点でショックを与えることとなり、不安定となるが再閉路時間を長くして0.8sec(48Hz)程度とすると安定となる。したがって、再閉路装置は3相再閉路で0.4sec~1.0secの再閉路時間の調整可能な設備とし、当面0.8sec程度としておくことが良いと考えられる。

A-5-4 短絡容量の検討

1987年ピーク時の短絡電力分布を Fig A-5-14 に示す。各電気所の短絡容量は Table A-5-2 に示す通りであり、230kV側のしゃ断容量は5,000MVA、69kV側1,000MVA、132

kV 側 250 MVA とすれば充分である。

なお発電機定数は x_d' とした。

Table A-5-2 系統計算から求められたしゃ断器の短絡容量 (1987年 Peak)

電 気 所 名		しゃ断容量 (MVA)	備 考
Ambuklao	230 kV	2,828	発電機定数は x_d' を使用
"	69 kV	246	
"	13.2 kV	709	
Solano	230 kV	1,521	
"	13.2 kV	107	
Santiago	230 kV	1,630	
"	69 kV	201	
"	13.2 kV	100	
Tuguegarao	230 kV	549	
"	69 kV	160	
"	13.2 kV	89	
Magat	230 kV	1,591	
Generator Terminal		1,581	
Cauayan	69 kV	110	
"	13.2 kV	60	
Ilagan	69 kV	81	
"	13.2 kV	51	
Camalaniugan	69 kV	72	
"	13.2 kV	53	
Claveria	69 kV	41	
"	13.2 kV	35	

Fig. A-5-1 Power System Diagram for Northern Luzon in 1987

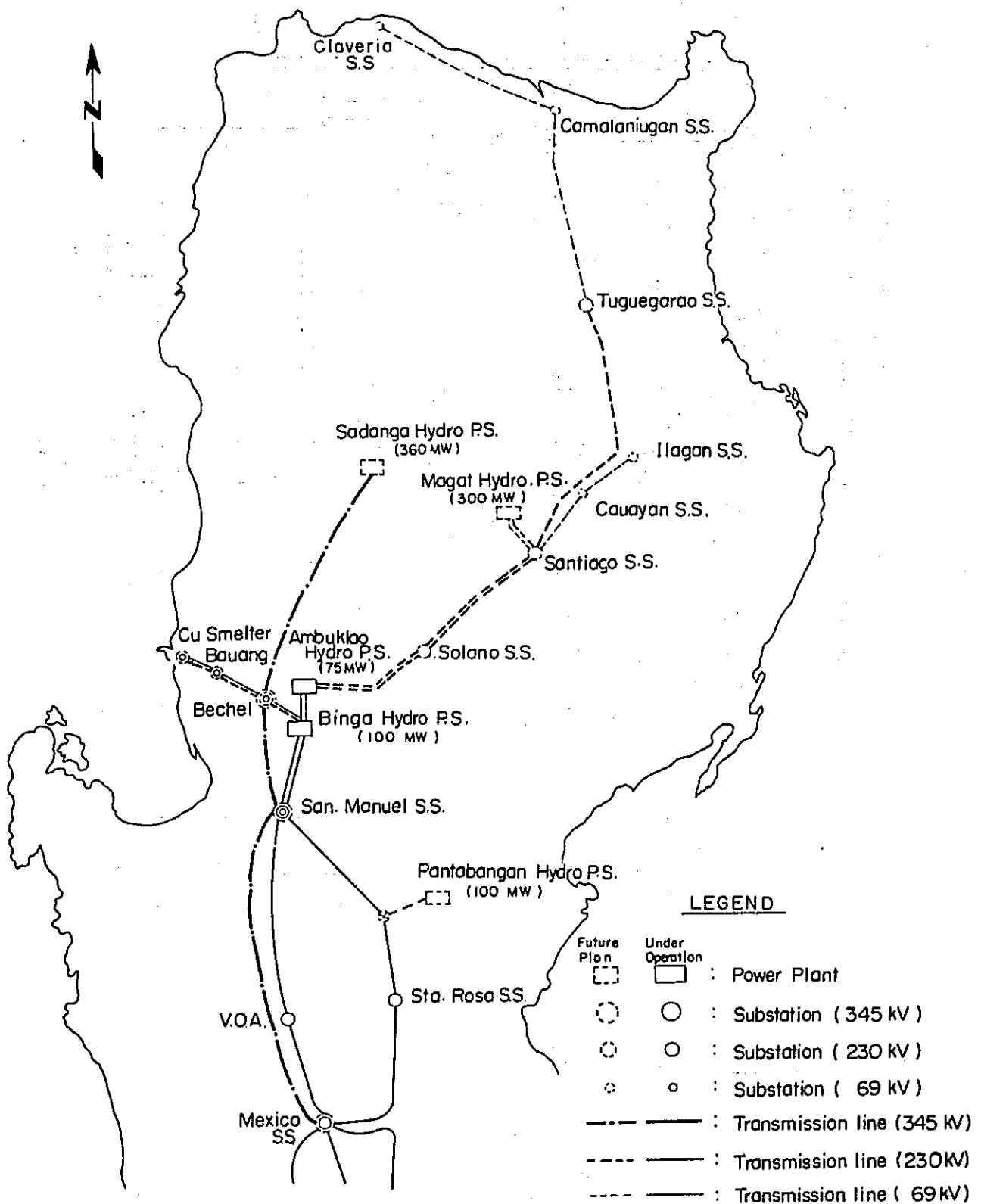


Fig. A-5-2 Northern Luzon Power System in 1987

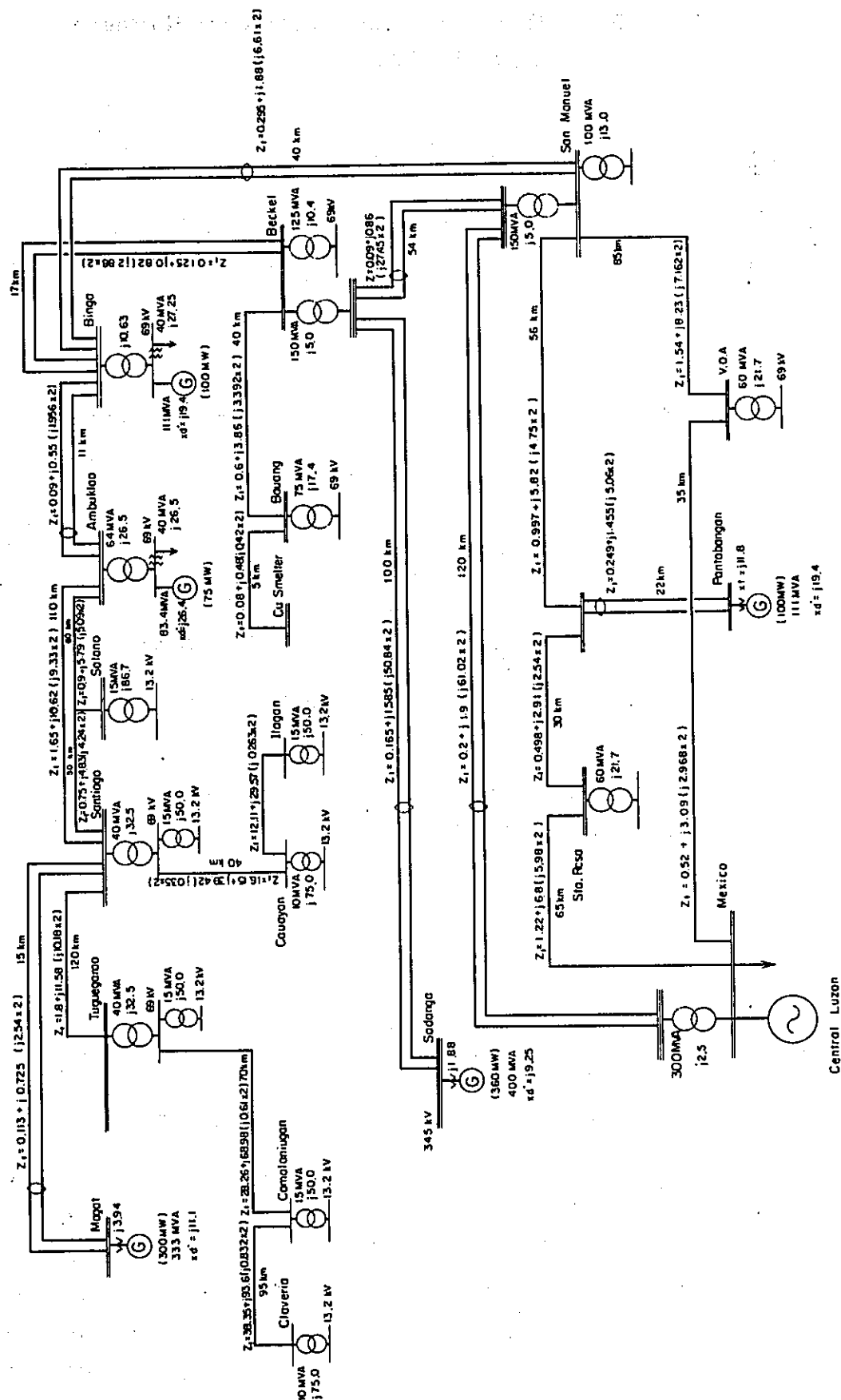


Fig. A-5-3 Northern Luzon Power System in 1978
Voltage Regulation at Peak Time

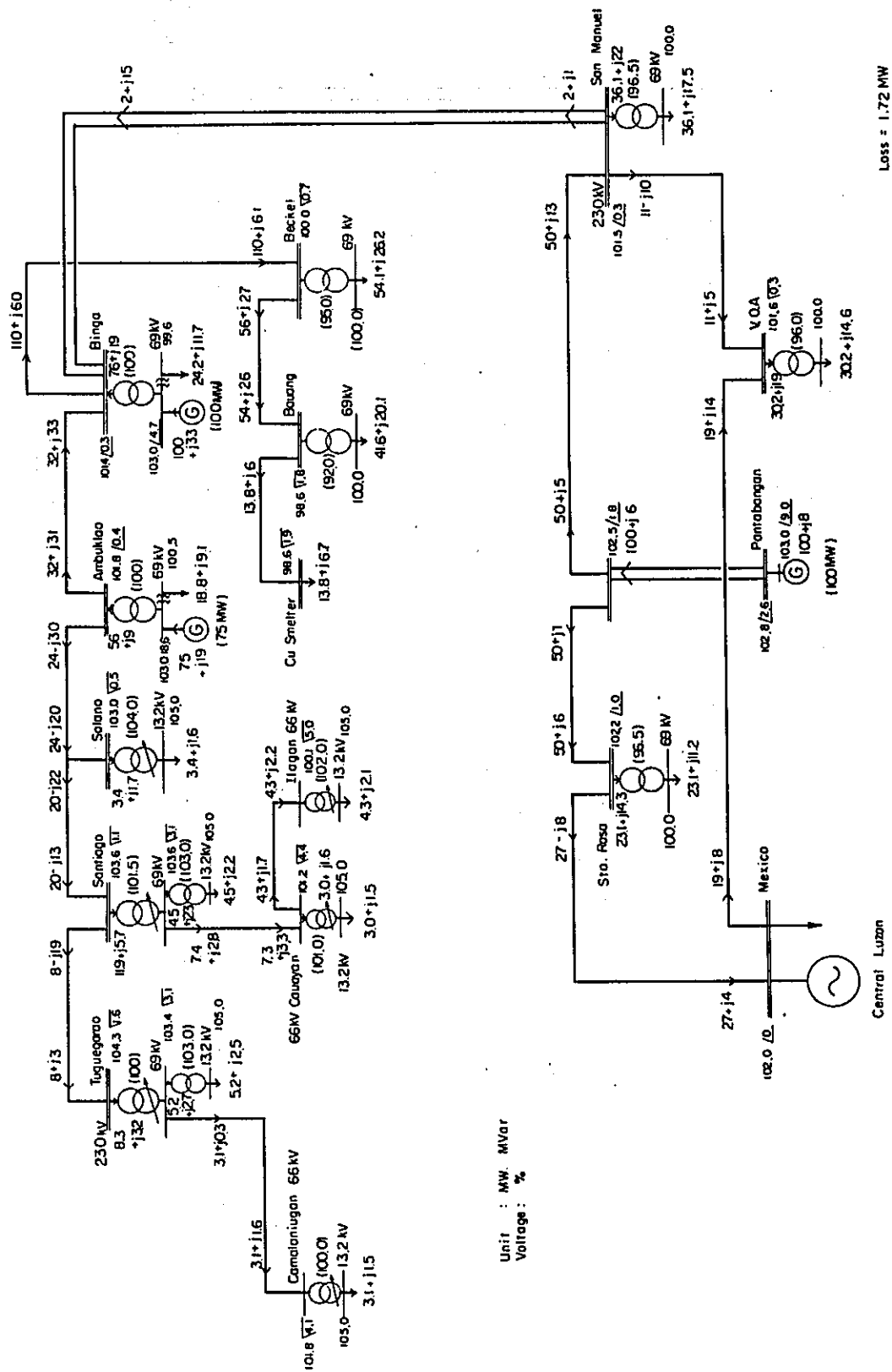


Fig. A-5-4

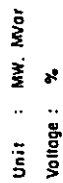


Fig. A-5-5

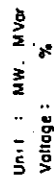


Fig. A-5-6 Northern Luzon Power System in 1982
Voltage Regulation at Off Peak Time

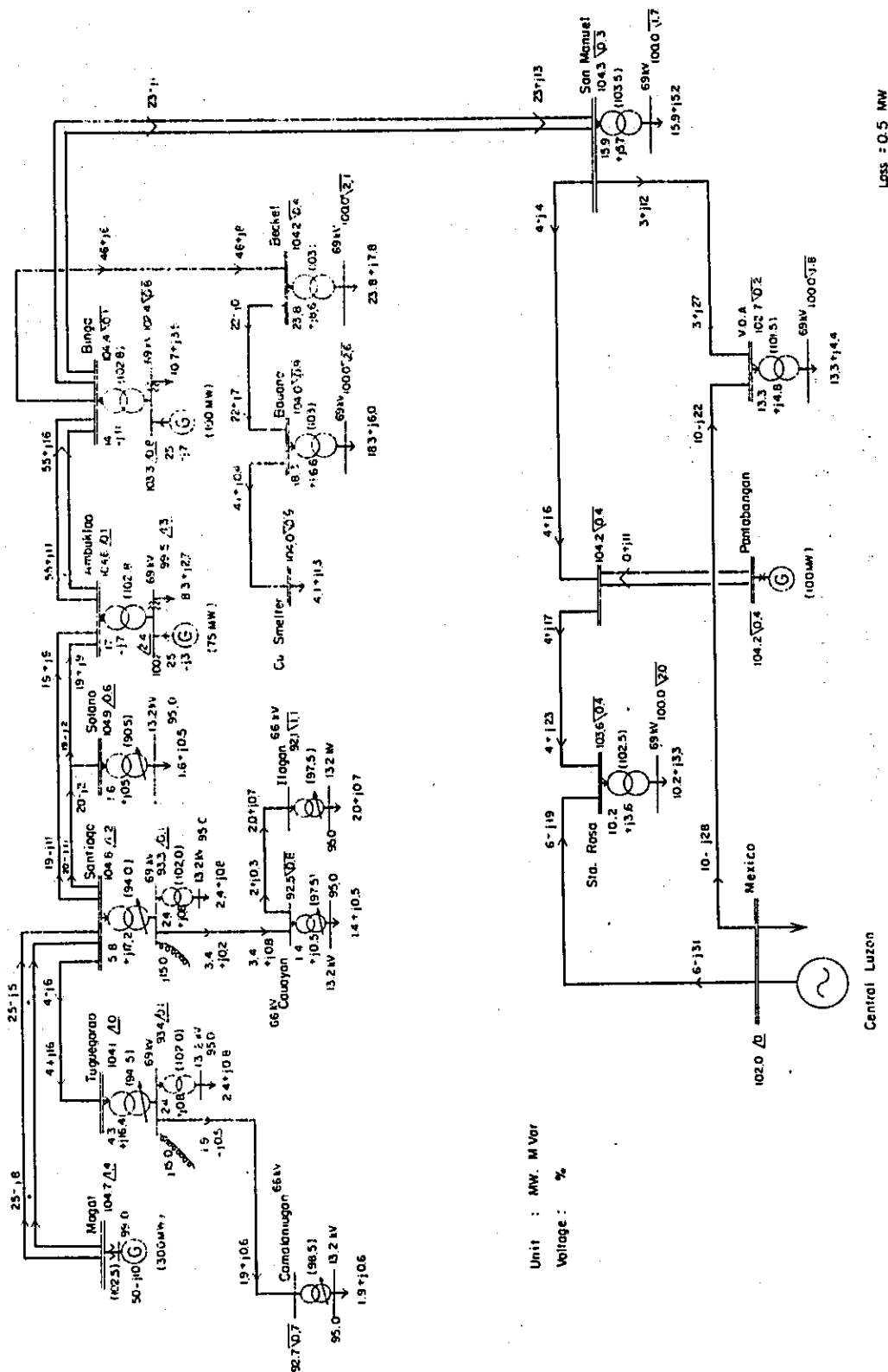


Fig A-5-7

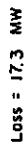


Fig. A-5-8 Northern Luzon Power System in 1987
Voltage Regulation at Off Peak Time.

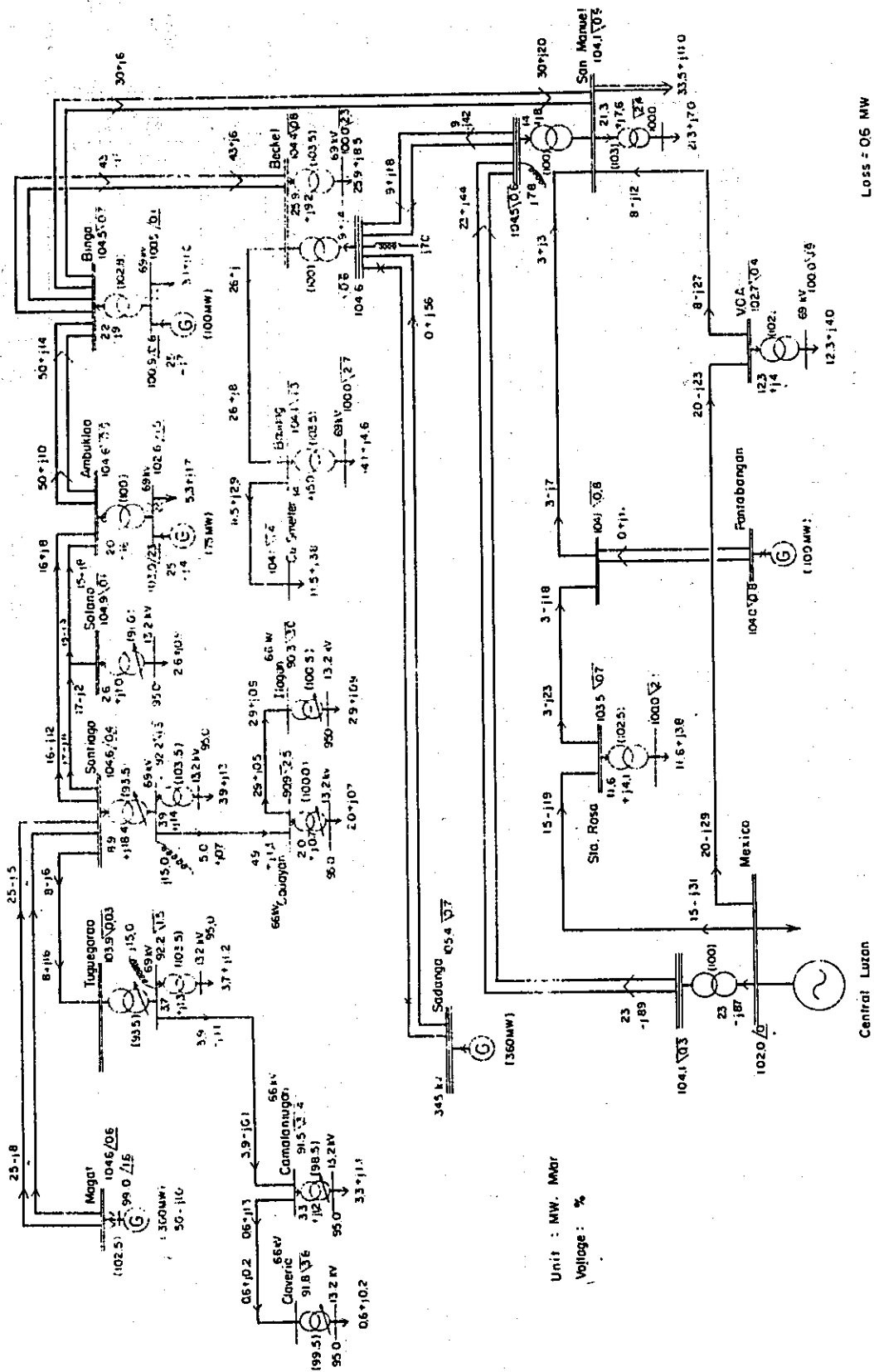


Fig. A-5-9 Transient Stability Analysis (1)

1982P *MAGAT-SANTIAGO 1CCT 3LG 0-CO

(BASE=1) MEXICO
1982P *MAGAT-SANTIAGO 1CCT 3LG 0-CO

1	MEXICO
2	PANTABAN-G
3	BINGA-G
4	AMBUKLAO
37	MAGAT-G

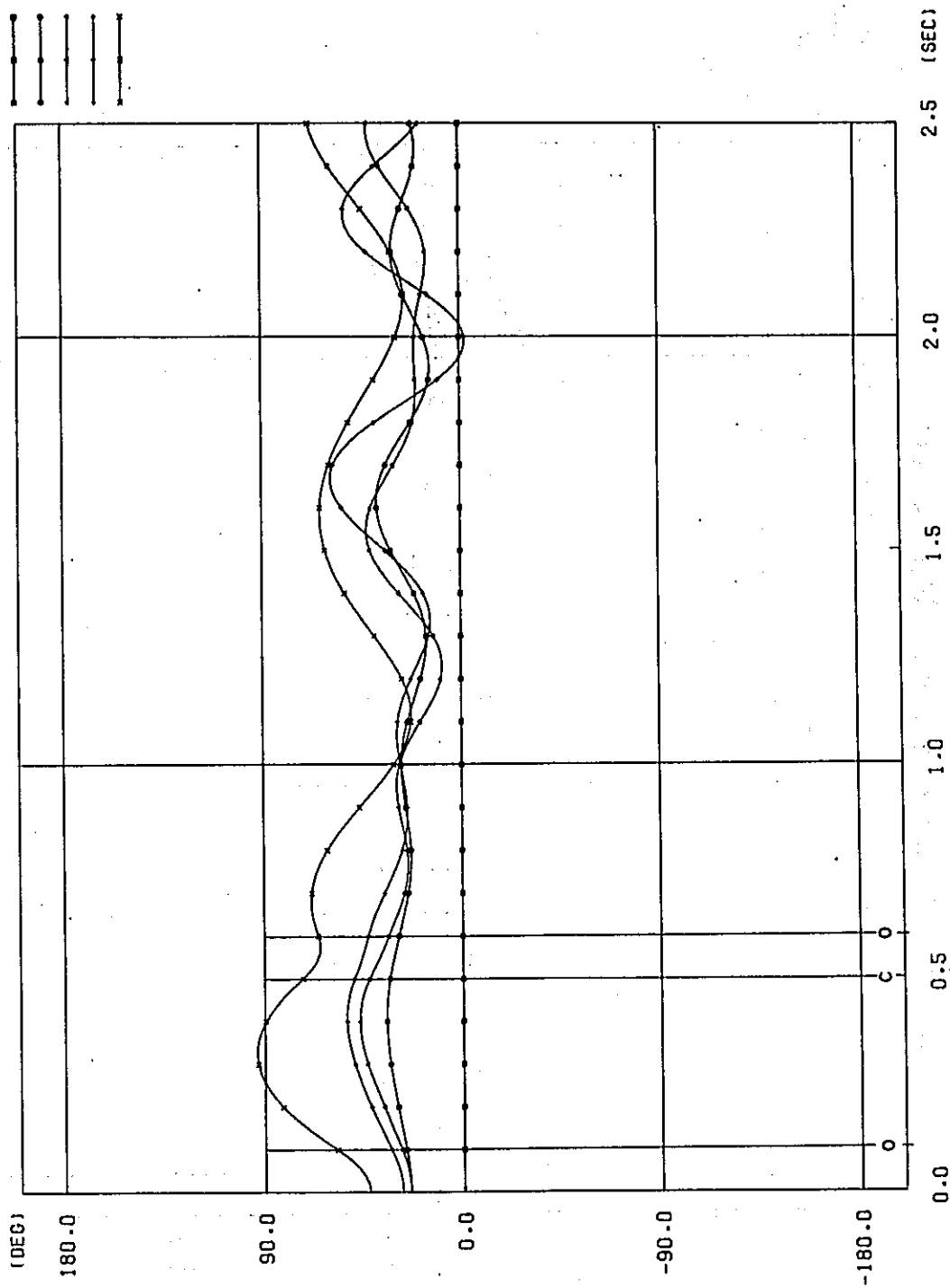


Fig. A-5-10 Transient Stability Analysis (2)

1982P *SANTIAGO-AMBUK 1CCT 3LG 0-CO

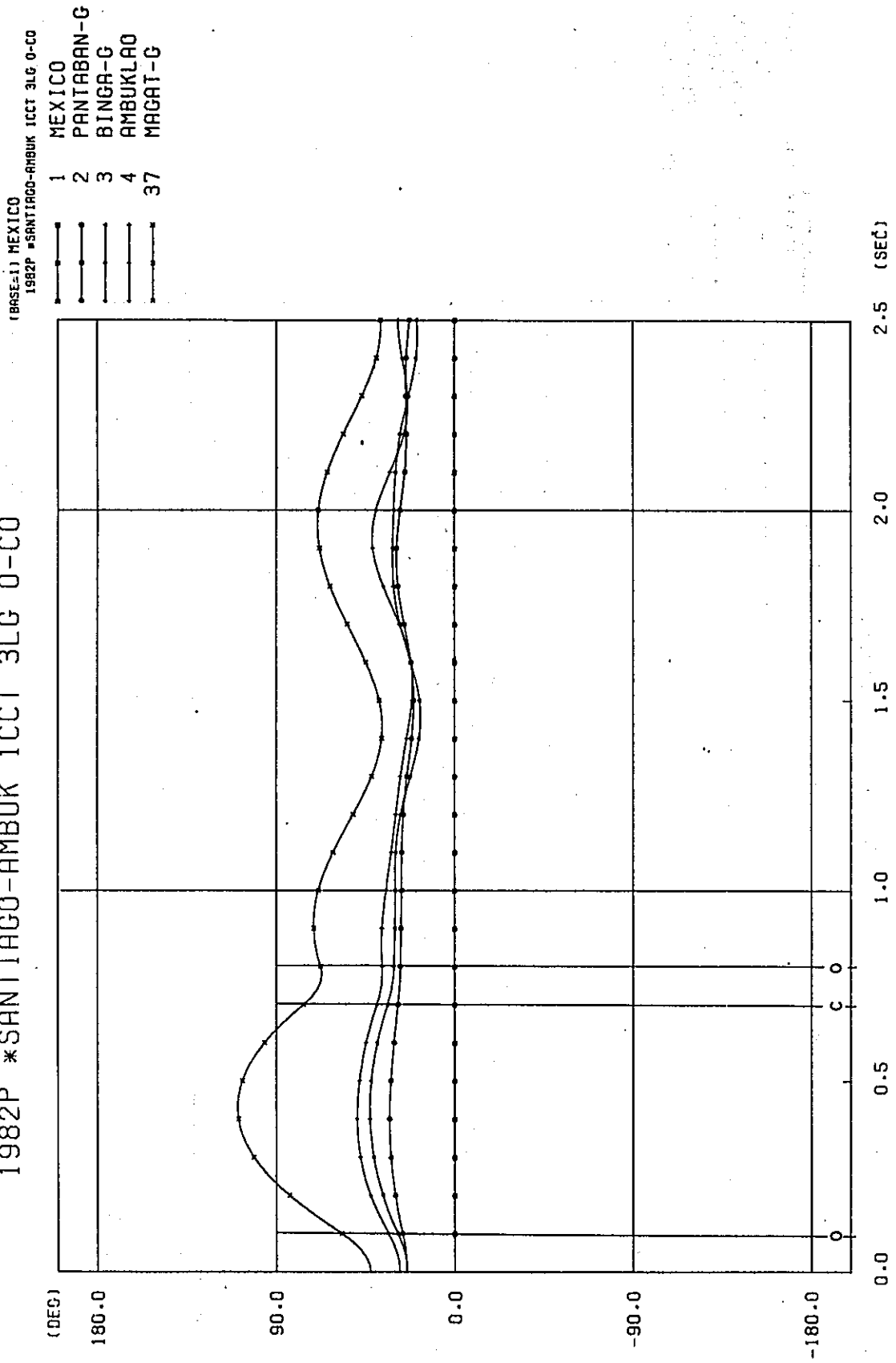


Fig. A-5-11 Transient Stability Analysis (3)

1982P *SANTIAGO-AMBUK 1CCT 3LG 0-CO

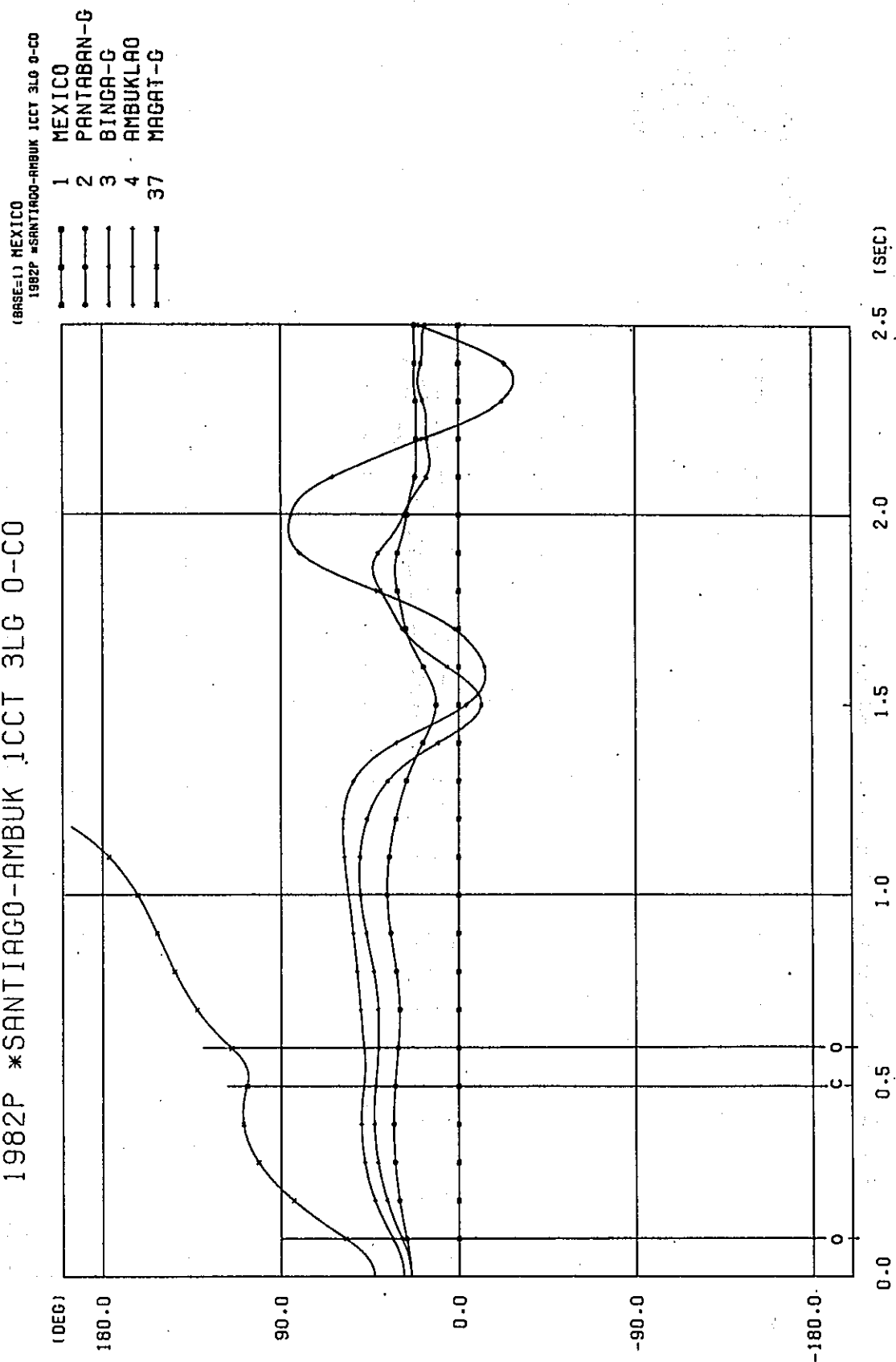
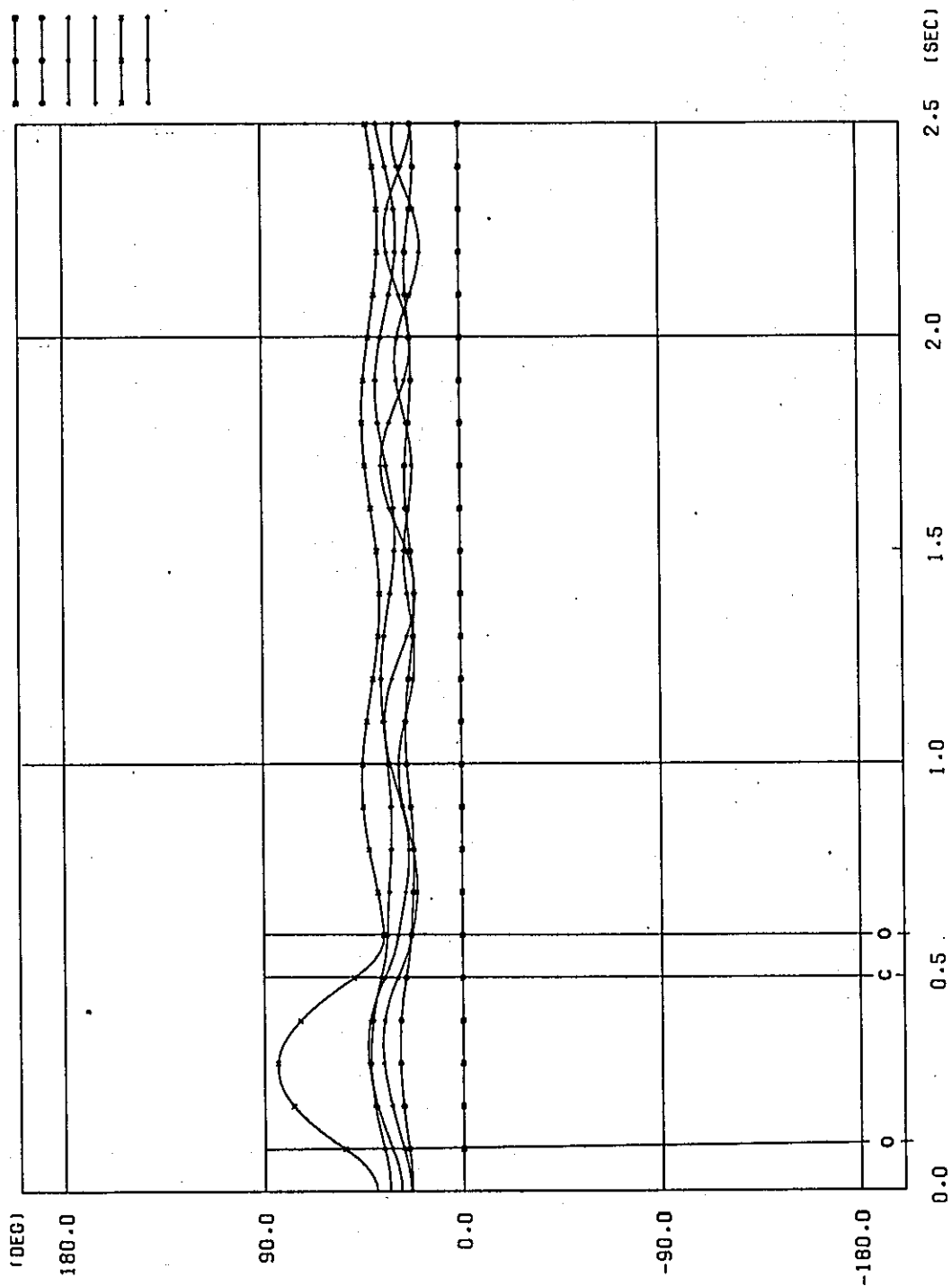


Fig. A-5-12 Transient Stability Analysis (4)

1987P *MAGAT-SANTIAGO ICCT 3LG 0-CO

(BASE=1) MEXICO
1987P *MAGAT-SANTIAGO ICCT 3LG 0-CO

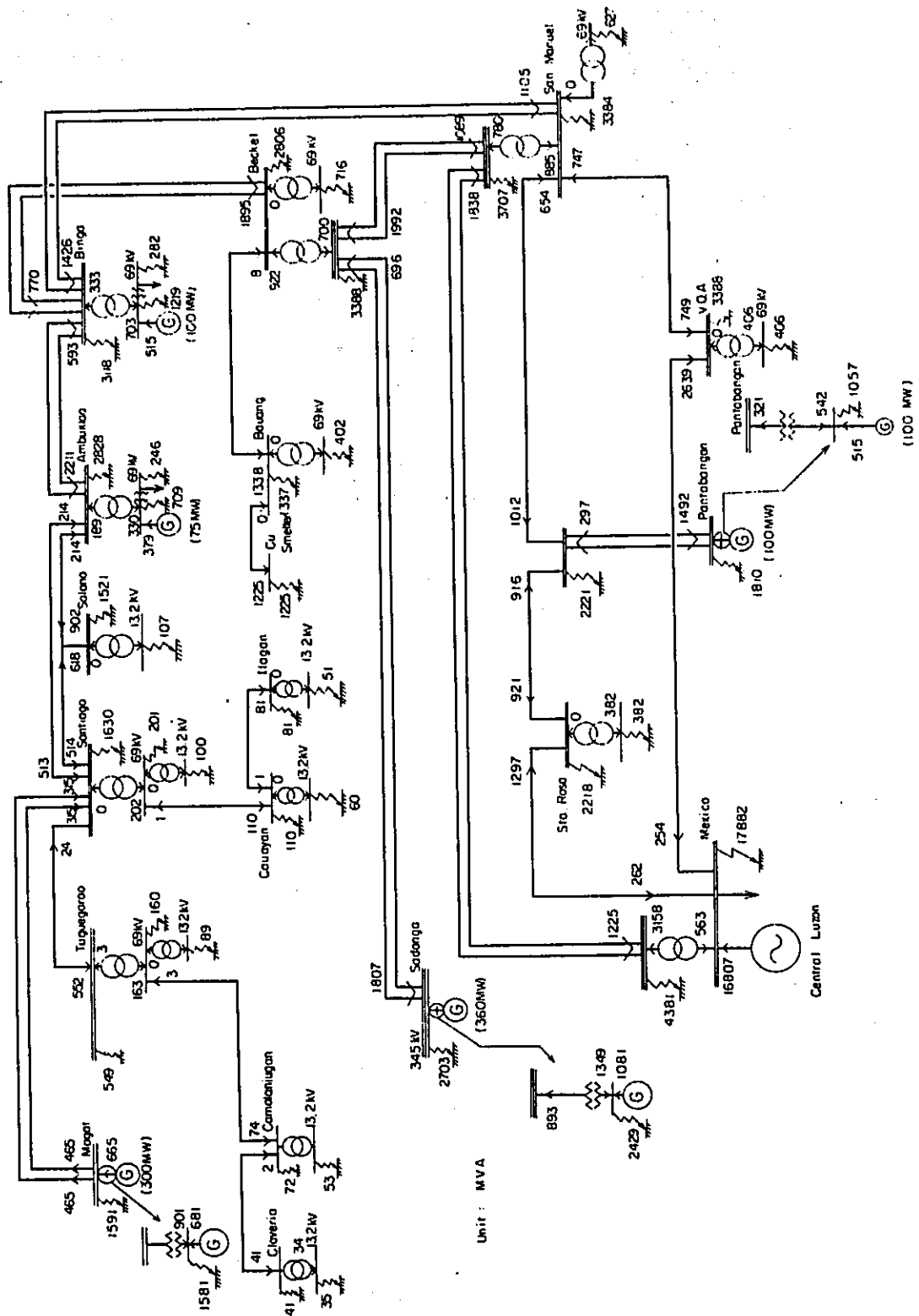
1	MEXICO
2	PANTABAN-G
3	BINGA-G
4	AMBUKLAO
37	MAGAT-G
45	SADANGA-G



1987P *SADANGA-BECKEL 1CCT 3LG 0-CO



Fig. A-5-14 Northern Luzon Power System in 1987
Fault Capacity at Peak Time.



Appendix A-6
電力系統の保護継電方式

Appendix

A-6 電力系統の保護継電方式

A-6-1 予備設計の基本方針

送電線の保護継電方式は、再閉路方式を含めて、送電線形態（系統の連系条件、中性点接地方式等）、雷事故のひんどおよび将来計画を考慮に入れて、下記のごとく行う。

1) Santiago-Solano-Ambuklao (230 kV 1 cct)

当初は、1 cct 送電線で、Ambuklao 端のみの電源であるが、将来（1982年）は、Santiago に Magat 発電所が入ると共に、2 cct 送電線となる。従って、重要な連系送電線であるので保護継電方式及再閉路方式は、将来（1982年）の2回線化を考慮して設備する。

2) Santiago-Tuguegarao (230 kV 1 cct)

1978年～1987年迄は、Santiago 端が電源で、Tuguegarao は受電変電所である。従って、保護継電方式は、Santiago 端については距離継電方式、Tuguegarao 端は過電流継電方式及不足電圧継電方式の組み合わせたものとする。なお、Santiago 端には、早期に事故復旧を計るため、低速度再閉路回路を設備する。また1987年以後は連系送電線となるが、この時点に、保護継電装置は電力線搬送保護継電方式にとり替えるものとする。

3) Ilagan-Cauayan-Santiago (69 kV 1 cct)

Santiago 端が電源で、Ilagan 及 Cauayan は受電用変電所である。従って、保護継電方式は Santiago 端については距離継電方式、受電端は過電流継電方式及不足電圧継電方式の組み合わせたものとする。なお、早期事故復旧を計るため、低速度再閉路回路を Santiago に設備する。

4) Camalaniugan-Tuguegarao (69 kV 1 cct)

Tuguegarao 端が電源で、Camalaniugan は受電用変電所である。従って、保護継電方式は Tuguegarao 端については距離継電方式、Camalaniugan 端は過電流継電方式及不足電圧継電方式の組み合わせたものとする。

なお、早期事故復旧を計るため、低速度再閉路回路を Tuguegarao に設備する。

A-6-2 予備設計の概要

1) Santiago-Solano-Ambuklao (230 kV 1 cct)

Santiago 及 Ambuklao

保護継電方式	主保護……………電力線搬送距離方向比較
	後備保護……………距離継電方式
再閉路方式	低速度三相 (Ambuklao のみ)
	高速度单相及三相※

※ 高速度三相再閉路は将来使用

Solano

保護繼電方式 主保護……………電力線搬送距離方向比較
 後備保護……………過電流及不足電圧繼電方式

2) Santiago-Tuguegarao (230 kV 1 cct)

Santiago

保護繼電方式 距離繼電方式
再閉路方式 低速度三相再閉路

Tuguegarao

保護繼電方式 過電流及不足電圧繼電方式

3) Santiago-Cauayan-Ilagan (69 kV 1 cct)

Santiago

保護繼電方式 距離繼電方式
再閉路方式 低速度三相

Cauayan 及 Ilagan

保護繼電方式 過電流及不足電圧繼電方式

4) Camalaniugan-Tuguegarao (69 kV 1 cct)

Tuguegarao

保護繼電方式 距離繼電方式
再閉路方式 低速度三相

Camalaniugan

保護繼電方式 過電流及不足電圧繼電方式

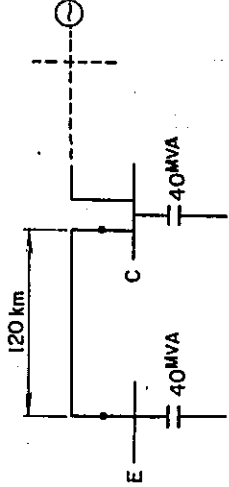
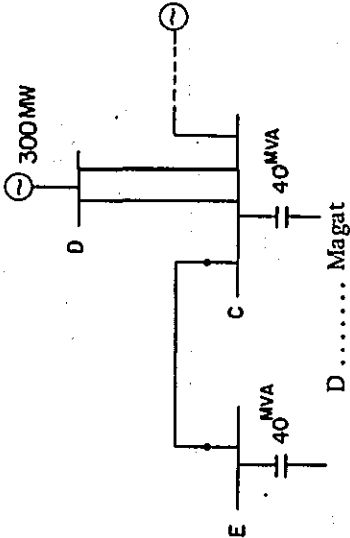
A-6-3 設備の概要

資料 1 ~ 3 参照

(Data 1)

Section to be protected	Voltage & Neutral Grounding System	System Description	Signal Transmission System	Protective Relaying System
Santiago — Solano — Ambuklao	230kV, Direct Grounding System	in 1978 ACSR 400mm² 50km 60km 40 MVA 15 MVA Load Load Load 75 MW Hydro ● Points where the relays are connected A Ambuklao B Solano C Santiago from 1982 300 MW 75 MW Load Load Load Load A B C D Magat	Power Line Carrier System Ordinary Time Carrier Sending System	Main Protection (1 series) Distance directional Comparison System Terminal A Only power source Terminal B Only load Terminal C Variable both for power source and load Backup Protection (1 series) Distance relaying System (Terminals A, C) Overcurrent and Undervoltage relaying System (Terminal B) Reclosing System High-speed reclosing, 1ϕ, 3ϕ Applicable to terminals A, C 3ϕ to be used from 1982 Low-speed reclosing, 3ϕ Only Terminal A Relays Used ... Electromagnetic Number of Panels Terminal A, C 3 panels Terminal B 1 panel

(Data 2)

Section to be protected	Voltage & Neutral Grounding System	System Description	Protective Relaying System
Santiago	230kV, Direct Grounding System	in 1978  ● Points where the relays are connected C Santiago E Tuguegarao	Main Protection (1 series) Terminal C Distance Relaying System Terminal E Overcurrent and Undervoltage Relaying Systems note) Changeover to power line carrier relay system planning for 1987 Reclosing System Low-speed Reclosing, 3ϕ Only Terminal C Relays Used Electromagnetic Number of Panels Terminal C 2 Panels Terminal E 1 Panel
Tuguegarao		from 1982  D Magat	

Section to be protected	Voltage & Neutral Grounding System	System Description	Protective Relaying System
Iligan — Cauayan — Santiago	Direct Grounding System	until 1987 ● Points where the relays are connected D Santiago F Cauayan G Iligan	Main Protection Terminal D Distance Relaying System Terminal F Overcurrent and Undervoltage Relaying System Terminal G Overcurrent and Undervoltage Relaying System Reclosing System Low-speed Reclosing, 3ϕ Only Terminal D Relays Used Electromagnetic Number of Panels Terminal D 2 Panels Terminal E, G 1 Panel
Camalaniugan — Tuguegarao	Direct Grounding System	until 1982 ● Location protected by relay E Tuguegarao H Camalaniugan	Main Protection Terminal E Distance Relaying System Terminal H Overcurrent and Undervoltage Relaying Systems Reclosing System Low-speed Reclosing, 3ϕ Only Terminal E Relays Used Electromagnetic Number of Panels Terminal E 2 Panels Terminal H 1 Panel

Appendix A-7

Ambuklao-Santiago 間230kV

送電線工事費のアロケーション

Appendix

A-7 Ambuklao-Santiago 間 230 kV 送電線工事費のアロケーション

(1) アロケーションの考え方

Magat 水力発電所は、1981年にカガヤン電力系統に接続され、電力の大部分はルソン中央電力系統に送電される。したがって、Ambuklao-Santiago 間の 230 kV 送電線の工事費は、カガヤン送変電計画で全て負担すべきではなく、Magat 水力発電所と夫々の便益の比率で負担すべきであろう。

この場合、便益の考え方は、Magat 水力発電所より、ルソン中央電力(kW)と、電力量(kWh)に、Table A-7-2 に示す代替火力の kW 価値および kWh 価値を乗じて便益と考えた。カガヤン送変電計画が得る便益についても同様に、カガヤン・バレイ地域全体の電力需要に代替火力の価値を乗じて求めた。

(2) Magat 水力発電所で負担すべき工事費のアロケーション比率

Table A-7-1 に示す如く、耐用年数間に亘って得られた夫々の便益を、1978年初めの現在価値に換算し、その比率を求めた結果、Magat 水力発電所で負担すべき比率は 75.3 % となった。

Table A-7-1 Cost Allocation of Transmission Line between Ambuklao and Santiago

Items	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Magat P. S.										
Available power (MW)	-	-	-	200	300	300	300	300	300	300
Available energy (GWh)	-	-	-	922	991	991	991	991	991	991
Cagayan Valley										
Power requirement (MW)	23.5	27.7	31.0	34.5	38.7	43.8	47.7	52.3	56.9	61.4
Energy requirement (GWh)	107	126	139	154	170	189	205	222	240	258
Transmittable power and energy to Manila										
Power (MW)	-	-	-	165.5	261.3	256.2	252.3	247.7	243.1	238.6
Energy (GWh)	-	-	-	768	821	802	786	769	751	733
kW value 1/ (US\$/kW)	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7
kWh value (mills/kWh)	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
(1) Cagayan Valley										
kW value (10 ³ US\$/kW)	744	878	982	1,093	1,226	1,388	1,512	1,657	1,803	1,946
kWh value (10 ³ US\$/kWh)	1,808	2,129	2,349	2,602	2,873	3,194	3,464	3,751	4,056	4,360
(2) Power and energy to Manila										
kW value (10 ³ US\$/kW)	-	-	-	5,246	8,283	8,121	7,997	7,852	7,706	7,563
kWh value (10 ³ US\$/kWh)	-	-	-	12,979	13,874	13,553	13,283	12,996	12,691	12,387

Note: 1/ implies the figures derived from an alternative thermal power plant to Magat Power Station.

(continued)

Items	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
(1) Cagayan Valley										
Total value (10 ³ US\$)	2,552	3,007	3,331	3,695	4,099	4,582	4,976	5,408	5,859	6,306
(2) Manila Grid										
Total value (10 ³ US\$)	-	-	-	18,225	22,157	21,674	21,280	20,848	20,397	19,950
Discount rate (12%)	0.892	0.797	0.711	0.635	0.567	0.506	0.452	0.403	0.360	0.321
(3) Present value (10 ³ US\$)										
Cagayan Valley	2,276	2,396	2,368	2,346	2,324	2,318	2,249	2,179	2,109	2,024
Manila Grid	-	-	-	11,572	12,563	10,967	9,618	8,401	7,342	6,403
(4) Total present value (10 ³ US\$)										
Cagayan Valley								22,589 + (6,306 x 8.244 x 0.321) = 22,589 + 16,687 = 39,276		
Manila Grid								66,866 + (19,950 x 8.244 x 0.321) = 66,866 + 52,794 = 119,660		

$$\begin{aligned}\text{Construction cost to be allocated to the Project} &= \frac{39,276}{39,276 + 119,660} \times 100 \\ &= \frac{39,276}{158,936} \times 100 = 24.7\%\end{aligned}$$

Table A-7-2 Alternative Thermal Power Plant

Plant capacity (MW)	200
Plant factor (%)	70
Annual energy production (GWh)	1,230
Station service use (%)	5.0
Annual available energy (GWh)	1,170
Thermal efficiency at sending end (%)	35.7
Construction cost (thousand US\$)	52,100
Foreign currency	42,700
Domestic currency	9,400
Serviceable life (years)	30
Annual cost (thousand US\$)	
Fixed cost	
Amortization	5,210
Repair and maintenance	830
Annual salary	110
Miscellaneous cost	100
Administration cost	90
Subtotal	6,340
Variable cost	
Fuel cost	19,500
Repair and maintenance	210
Subtotal	19,710
Total	26,050
Fixed cost (US\$/kW)	31.7
Variable cost (mills/kWh)	16.9
Total cost (mills/kWh)	22.3

Note: 9,650 BTU/kWh

