

第 4 章

大 停 電 事 故 の 概 要

第4章 大停電事故の概要

4-1 概 説

フィリピンは1982年、1983年に異常渇水にみまわれたため、一般水力発電所の出力減少とともに、新設のKalayaan 揚水発電所の高稼動を伴った。また、Malaya, Sucat の火力発電所は可能出力一杯の運転をつづける電源状況であった。その為、Tiwi (880MW)、Mak Ban (220MW)、Kalayaan (300MW) Malaya (650MW) の発電所群の出力は合計1230MWに達することが多かった。他方 Binan-Sucan 線の線路容量(170MW)不足のため、Mak Ban - Kalayaan 間の230kV送電線を開放して運転することが多く、そのため Kalayaan - Malaya 間の送電線に Tiwi 発電所と Kalayaan 発電所の出力の大部分(500MW以上)が流れ、同区間の送電容量限界で運転する状態が多かった。また、Malaya-Dolores 間も、Dolores 変電所がメトロマニラの大部分の負荷を受持っているため、600MW前後の潮流が流れるケースが多い状況であった。

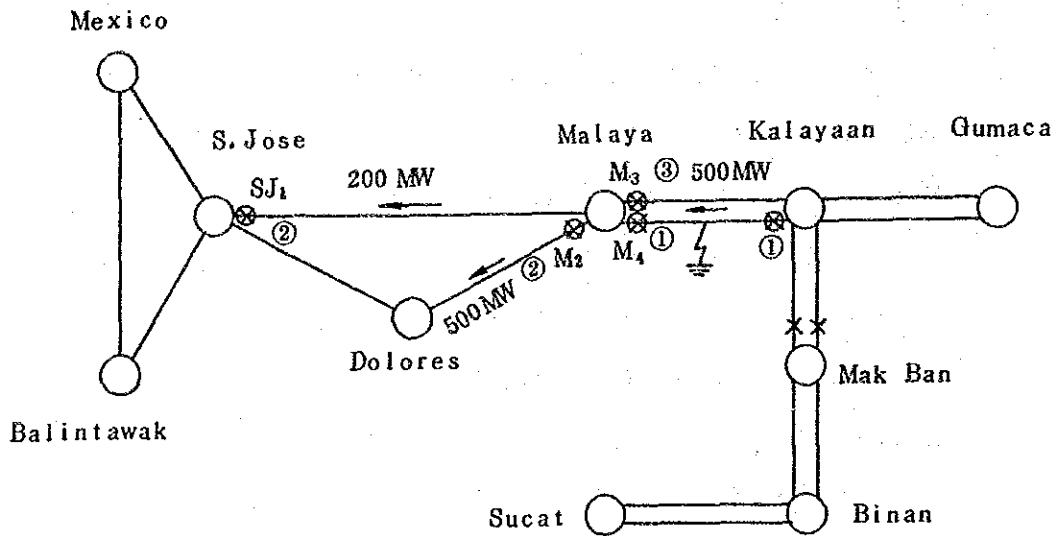
このような運転条件のもとで、メトロマニラ外輪の230kV線路に事故が発生した場合には、系統は脱調その他の大きな擾乱によって、全系統の停電事故を招くおそれがある。

そのため、1983年に3回、1984年に2回の大停電事故が発生した。これらの事故の概要を以下に説明する。

4-2 1983年8月22日の全停電事故

事故は第4-1図に示すように、Malaya-Kalayaan 間に発生したが、事故除去後系統に脱調現象が生じ、San Jose 変電所、Malaya 発電所の保護装置が健全線路をしゃ断したため、全停電事故となった。

第4-1図 1983年8月22日事故状況



- 注： 1. ○内数字は動作順位を示す。
 2. 線路のMWは推定

すなわち、図中、MalayaのM₂、M₃の保護装置、San JoseのSJ₁の保護装置が脱調現象のためしゃ断し、Luzon島の大部分の負荷をもつ約215万kWのメトロマニラ以北系統は約100万kW(45%)の電源をたたれ、電源不足のため全停電となったものである。

NAPOCORの事故検討委員会の検討結果、次のような対策を緊急にとることとなった。

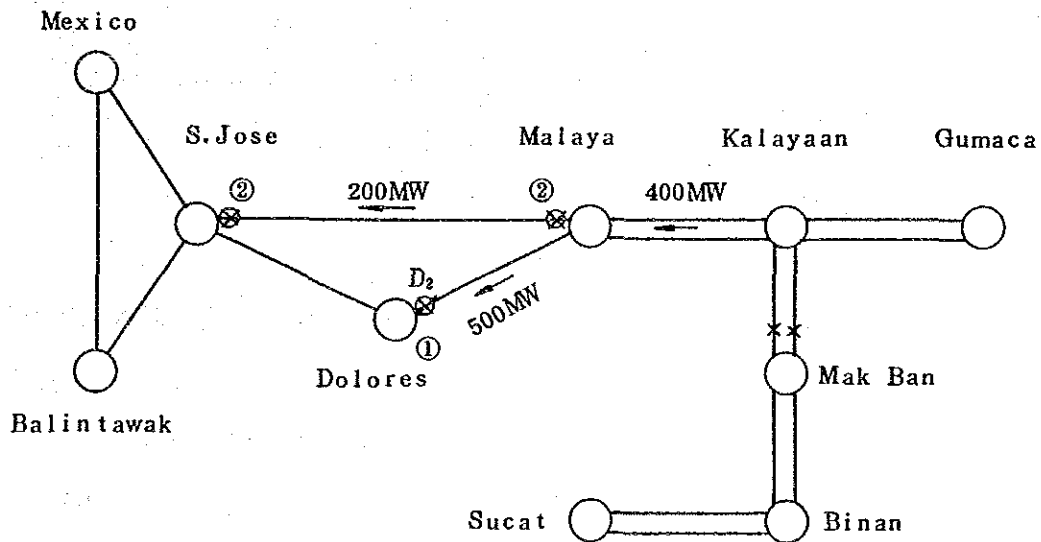
1. 脱調ロックリレー (Stepout Relay) を距離継電器にとりつける。
2. 100万kW以上の電源脱落に対する対策として周波数リレーによる負荷制限を従来の900MWから1200MWまで拡大する。
3. 事故動作記録計の整備を行う。

4-3 1983年8月24日の全停電事故

事故時の系統状況を第4-2図に示す。

事故は13時45分、Malaya-Dolores 230 kV送電線の作業停電のため、Dolores変電所で、図中D₂と記されたしゃ断器を開いた所、Malaya-San Jose線の両変電所の保護装置が動作し、同線路がしゃ断された。そのため、Tiwi、Kalayaan、Malayaなどの発生電力750 MWがマニラの負荷側に供給されなくなり、全停電となった。

第4-2図 1983年8月24日事故状況



- 注： 1. ①は作業の為手断 ②はリレーによるしゃ断
2. 線路のMWは推定

事故の原因を調査した結果、Dolores変電所のしゃ断器操作が原因とは考えられない。

たまたま同時に、Malaya-San Jose線に高抵抗の接地事故が発生したのではないかと推定された。

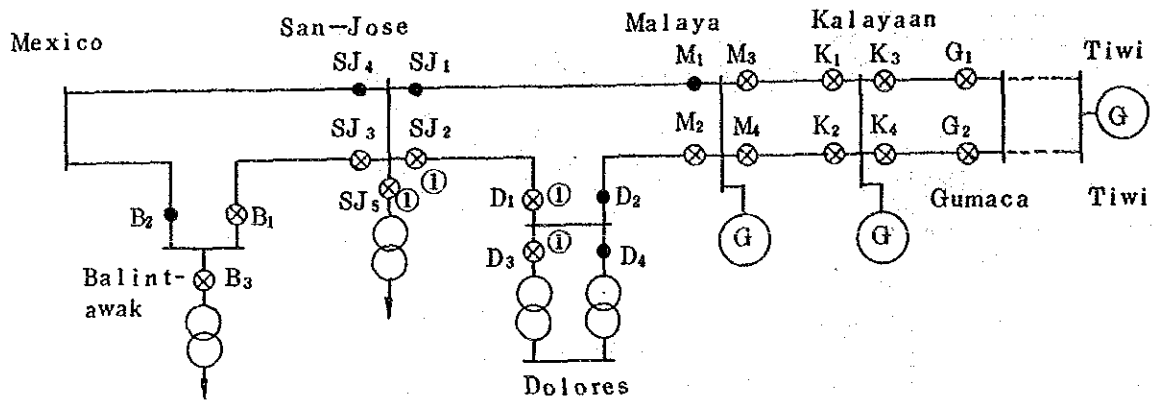
対策としては、高感度の接地リレーの設置を検討することとなった。

4-4 1983年9月15日の全停電事故

事故時の系統状況を第4-3図に示す。天候は雷雨で、かつ、Tiwi、KalayaanならびにMalaya発電所の発生電力合計950 MWがDolores変電所などを

通じて、メトロマニラの負荷に送電されていた。この時、雷撃事故が、San Jose-Dolores 間で発生し、同送電区間がしゃ断されると共に Dolores 変電所の変圧器 1 バンクと、San Jose 変電所の変圧器がしゃ断された。

第 4 - 3 図 1983 年 9 月 15 日事故状況



●-Breaker not tripped 注 ①は最初に作動したリレー
 ⊗-Breaker tripped

また、同時刻に Malaya 発電所の Dolores 線の保護装置が、搬送信号の指令によりしゃ断した。このため、マニラの負荷は Balintawak 変電所の変圧器を通して供給されることになり電圧降下と共に、系統が脱調状態となって、Balintawak の B₁ しゃ断器がしゃ断すると共に San Jose 変電所の SJ₃ しゃ断器を搬送信号でしゃ断した。

又、Balintawak 変電所の変圧器は過負荷のため、保護装置が動作してしゃ断した。そのため負荷の大半が停電し 230 kV の系統は壊滅した。

San Jose 以南の系統は前回までの事故対策として、緊急に脱調ロックリレー (Step out Relay) を設置していたため、脱調現象による保護装置の誤動作は起らなかった。すなわち、Balintawak 変電所の変圧器が過負荷でしゃ断されマニラが全停電となるまで、230 kV の送電系統は、健全に運転されていた。

今回の事故では、Malaya 変電所の Dolores 線が搬送信号の誤受信で、送電線をしゃ断したことが重要な原因であった。

そのため、事故検討の結果、次のような対策が提案された。

1. 搬送信号回路の二重化を計り、誤動作を防止する。
2. Dolores 変電所が、San Jose-Malaya間の1回線 π 分岐であるのを、本来の設計通り2回線 π 分岐の変電所に改造する。

4-5 1984年3月13日の全停電事故

事故時の系統状況を第4-4図に示す。

事故は第1に、Mexico-Balintawak線がBalintawak変電所でしゃ断された後、San Jose変電所で230 kV Balintawak線がしゃ断され、ひきつづいて115 kV San Jose-Balintawak線が2回線共過負荷でしゃ断された。その復旧操作が円滑に行なわれず、そのうちにDolores変電所の変圧器が過負荷となって2台とも相次いでしゃ断されたため、メトロマニラ全系統の停電事故へと発展した。その後系統復旧時に、負荷と発電の不平衡から、何回か全停電をくりかえし、最終的な系統のたて直しは翌3月14日の夕刻となった。

事故検討委員会で詳細な検討が行われた結果、緊急対策、第二、三次対策などに分けて対策案が提言された。

a. 緊急対策

- (1) 送電線のジャンパークランプの点検改善
- (2) Balintawak変電所の230 kV施設の改善
- (3) NAPOCOR、MERALCOの各々中央給電所間の連絡の強化
- (4) 保護装置、(特に接地保護リレー)の改善、取替え
- (5) 事故記録計の整備

b. 第二次対策

- (1) Dolores変電所へ300 MVA変圧器1バンク増設
- (2) San Jose-Balintawak 115 kV送電線の昇圧
- (3) 各発変電所のメーター較正
- (4) Balintawak変電所(MERALCO所有)の230 kV系運転のためNAPOCORより操作員の派遣

c. 第三次対策

- (1) NAPOCOR、MERALCOの中央給電所で、それぞれの管内の発変電所

のしゃ断器の状況把握が可能となるようにすべきである。

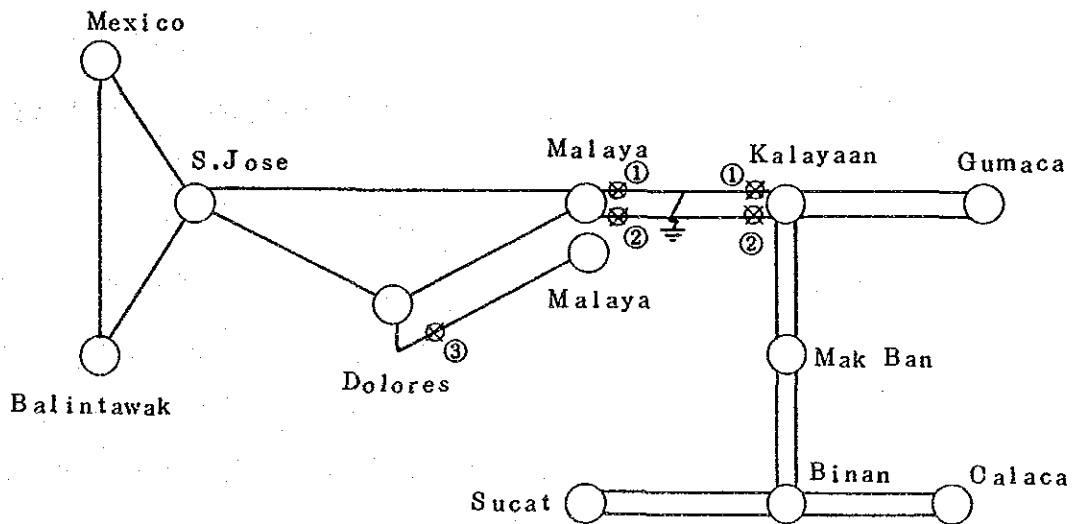
- (2) 保護装置関係のタスクホースをつくり、両者の保護装置についての協調を強化すべきである。

4-6 1984年9月24日の全停電事故

事故時の系統状況を第4-5図に示す。Calaca 石炭火力発電所の試運転のため、230 kV 系統および発電所は下記のような特殊系統で運転されていた。

- a. Malaya 発電所は、230 kV から切り離し、115 kV にて Dolores 変電所に送電していた。
- b. Kalayaan, Mak-Ban, Calaca 発電所の 230 kV 系統は連系しており、Mark-Ban, Calaca, Tiwi, Kalayaan 発電所の合計出力は 400 MW 以上で、Malaya-Kalayaan 線に流れていた。

第4-5図 1984年9月24日事故状況



注 ○内数字は動作順位を示す。

事故は、Malaya-Kalayaan 2号線に発生し、Malaya および Kalayaan で夫々2号線をしゃ断したが、ひきつづき1号線にも事故が発生し、同線もしゃ断さ

れた。このため、系統に脱調現象を生じ、数秒後には一応安定化した。が、過負荷によって、Dolores Malaya 115 kV 線路がしゃ断されたため、Malaya 発電所が系統から脱落し、全系統停電へと発展した。

本事故は、Calaca 発電所が完成する前に建設しておくべき Binan-Suncat 230 kV 送電線および Malaya-Kalayaan 4 導体送電線が、用地事情、その他により竣工がおくれていた為に生じたもので、もし、両線が予定通り Calaca 発電所の試運転前に完成していれば、起り得なかった事故であると考えられる。

4-7 各事故の検討に基づく対策案の実施状況

各事故に対し NAPOCOR の検討委員会より対策案がそれぞれ提案されている。これらの提案に対する 1984 年 10 月現在における主な実施状況は次のとおりである。

a. 230 kV 送電線用保護リレーの脱調ロックリレーの取り付け

本件については、手持ち機材で San Jose 以南の送電系統の発電所には 1983 年 9 月以降に取り付けが行なわれて、完了している。San Jose より北の系統の発電所に対しては機材の入荷待ちの状態である。

1983 年 9 月以降の事故では、脱調時のリレーの誤動作による事故拡大の事例は見られない。

b. 送電線保護リレーの改善

送電線保護リレーの改善については、既設のスイッチ切替式メカニカルリレーより、静止形距離継電器への取り替えが事故前より計画され、一部のリレーは入荷済みである。然し、事故経験により、距離継電器特性は円型特性より矩形式特性のものえの変更が提案され、これらの輸入を申請中である。

現在の送電線の接地リレーと変圧器保護用接地リレーの協調についても、事故後検討がすすめられた。その結果、タイマーを変圧器側に設置する対策がとられている。

1983 年 9 月の事故時における Malaya 発電所の保護装置の搬送信号誤動作については、直ちに原因究明が行われ、対策が実施された。

c. NAPOCOR と MERALCO の保護装置関連の連絡調整について

1983 年 8 月の事故以来、両者の調整会議が持たれ、協調を計っている。

現在は、その後提案された事故時の火力単独系運転 (Island system) について、両者間で対策が検討されている。

d. Dolores 変電所の 2 回線 π 受電化ならびに変圧器増設について

現在 2 回線 π 受電化および変圧器 1 バンク (300 MW) 増設のため、隣接の敷地に工事がすすめられており、1985 年 3 月には完成の予定である。

e. Balintawak 変電所 230kV 設備の改造工事について

Balintawak 変電所の、隣接敷地に新しく 230 kV ヤードの改造工事が、MERALCO にてすすめられており、1984 年 12 月には完成の予定である。この工事について、一部しゃ断器の入荷がおくれているため、NAPOCOR の予備しゃ断器を暫定的に借りて工事が行われている。

f. 事故記録計の整備について

現在、事故記録計が、Dolores、Malaya、San Jose の 3 変電所に取りつけられ、230 kV の保護装置、しゃ断器の動作を記録している。さらに自動オシロ事故記録計の導入の検討を終り、4 台が輸入の申請中である。

g. NAPOCOR と MERALCO の中央給電所間の連絡

1984 年 10 月現在、専用電話 3 回線および VHF 1 回線を設置している。又、大事故時には、MERALCO の中央給電所より、NAPOCOR に連絡員を派遣して、復旧操作の連絡を密にしている。

h. NAPOCOR の通信回線の整備について

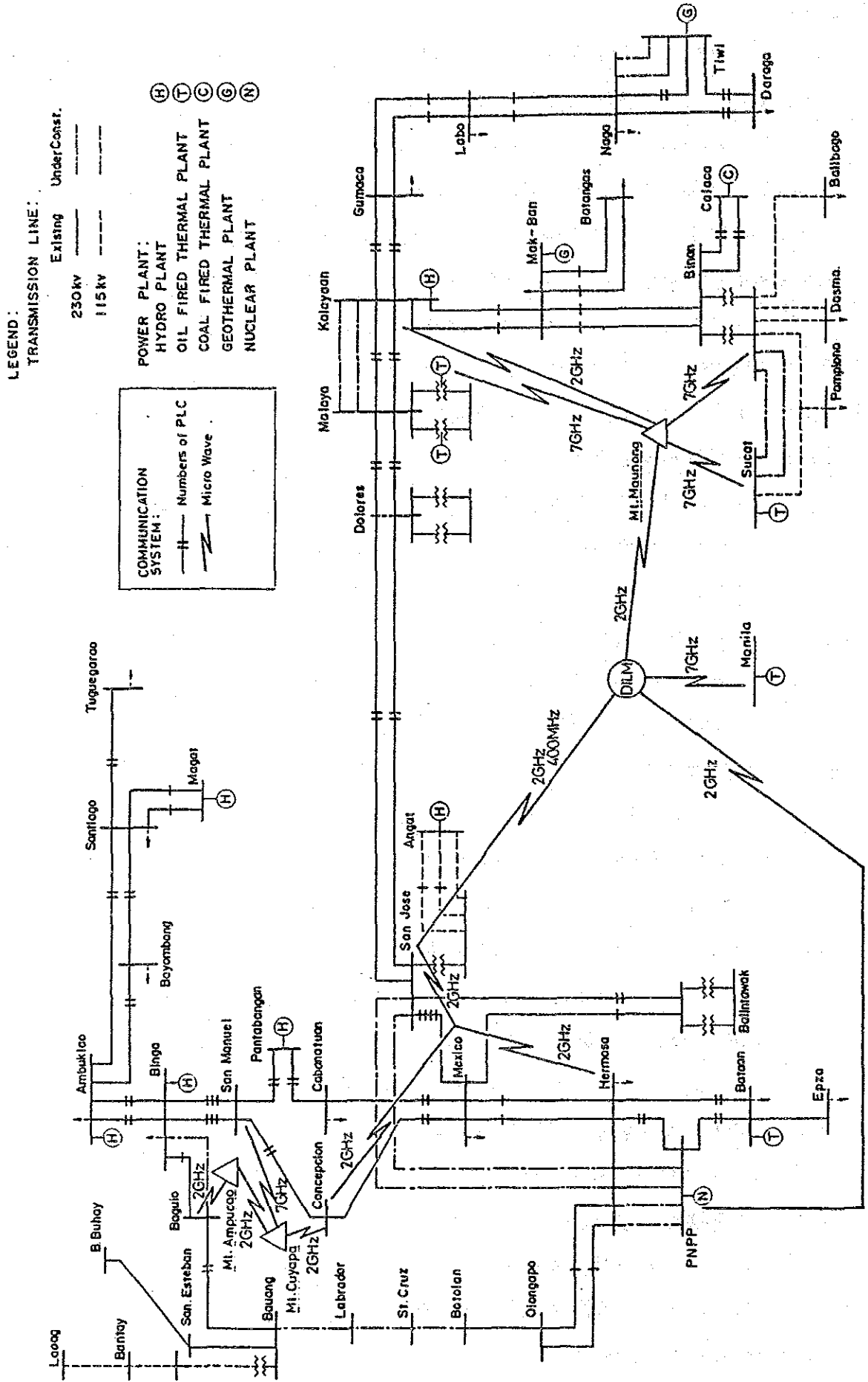
1984 年 10 月現在、本店から第 4 - 6 図に示すような、マイクロ回線が構成され、関係変電所から PLC 回線を通じて全系統に直接連絡が可能である。

マイクロ回線は、本店より原子力発電所 (PNPP)、Manila 発電所、南の Mt. Maunong 中継所を経て、Sucat、Mak-Ban、Kalayaan、Malaya 発電所へ、また、北の San Jose 変電所を経由して、San Manuel、Baguio の各変電所まで設置され運転に入っている。

i. NAPOCOR の SCADA システムについて

1984 年 10 月現在、コンピューターを使用した系統監視制御装置 (SCADA システム) が稼動に入り、調整中である。これにより、NAPOCOR の中央給電所は、管内主要発電所のしゃ断器、電圧状況の監視、発電・負荷状況の把握が容易となる。

第 4 - 6 图 COMMUNICATION SYSTEM DIAGRAM



j. 1984年9月24日の事故処置より見た今後の改善点について

9月24日の事故は、上記の各種対策が改善されつつある状況下であった。現在進行中の各対策工事の早期竣工と新設送変電工事の完成が必要である。さらに1983年以来、メトロマニラ周辺の230kV送電系統の電源開発の進展が著しいため、それに伴う事故処置の理念、処置法の整備などが、その他設備改善と共にすすめられなければならない。

第 5 章

Luzon Grid System

第 5 章 Luzon Grid System

5-1 Luzon Grid 発達の過程

NAPOCOR の Luzon Grid system は、230kV 送電線を中心として、Luzon 島の南北を網羅している。送電線の地理的なルートを、第 5-1 図に示す。

NAPOCOR は地方の電化組合、地方都市の配電会社に対して、主として 69kV の送電線で配電している。Luzon 島の配電の 60% 以上を占めるメトロマニラの区域に対しては、南部からは Binan 変電所および Suat 発電所より、東部からは Dolores 変電所より、又北部からは San Jose 変電所より MERALCO 所有の Balintawak 変電所を通じて 115kV に降圧し、MERALCO に売電している。

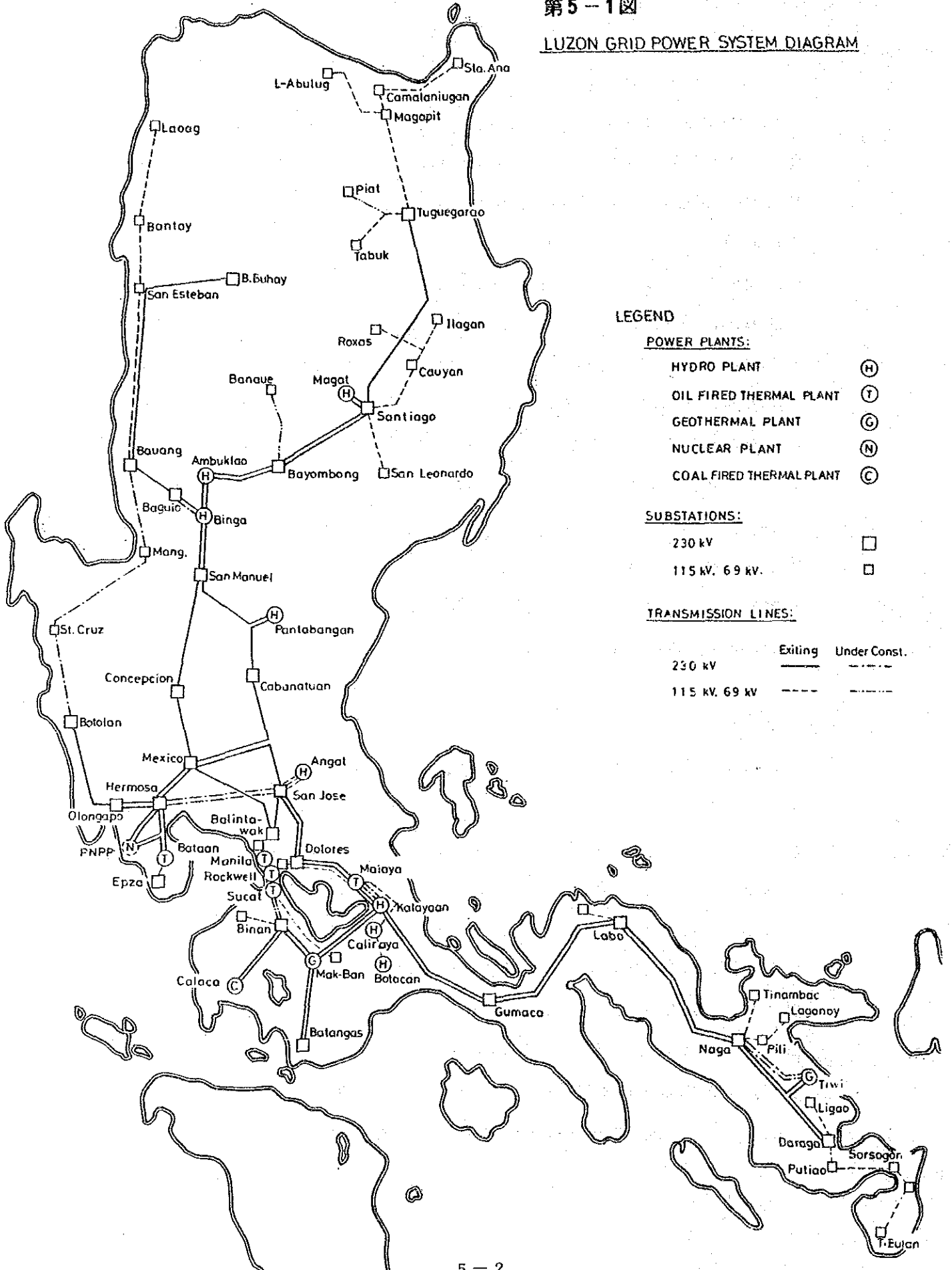
歴史的にみれば、230kV 送電線は北部の Ambukulao 発電所から、Mexico 変電所に至る系統と、Tiwi, Makban の地熱開発に伴って建設された南部の 230kV 系統とが、夫々独立してメトロマニラの 115kV 系統に連系されていた。その後 1982 年、Kalayaan 揚水発電所の建設を機会に San Jose 変電所と Malaya 発電所が 1 回線で連系され、南北の 230kV 系が統一した系統となった。1983 年には Dolores 変電所が新設され、Manila 東部の電力供給の拠点となった。大停電事故は、この Dolores 変電所新設後間もなく頻発した。

5-2 送電設備の概要

当初建設された 230kV 系統の Ambukulao - Mexico 線は、795MCM (約 400mm²) の鋼芯アルミより線 (ACSR) 単導体を使用した 2 回線送電線である。しかし San Manuel - Mexico 間の送電線は Concepcion 変電所を経由する送電線と、Cabanatuan 変電所を経由する送電線に分かれ、それぞれ 1 回線ずつの異ったルートを形成している。その後建設された 230kV 送電線は 2 回線鉄塔設計のものであるが、電線は同一サイズの単導体が採用されている。然し、1982 年に建設された 230kV San Jose - Malaya 線は、将来の電源開発計画により大きな負荷電流が流れることを予想して、795MCM、ACSR 4 導体を採用している。また同じ 4 導体送電線を Malaya - Kalayaan 間に建設中でありほぼ完成している。そのほか、Calaca 石炭火力発電所に対する送電線、PNPP 原子力発電所に対

第5-1图

LUZON GRID POWER SYSTEM DIAGRAM



LEGEND

POWER PLANTS:

- HYDRO PLANT (H)
- OIL FIRED THERMAL PLANT (T)
- GEOTHERMAL PLANT (G)
- NUCLEAR PLANT (N)
- COAL FIRED THERMAL PLANT (C)

SUBSTATIONS:

- 230 kV (square symbol)
- 115 kV, 69 kV. (square symbol)

TRANSMISSION LINES:

- | | Existing | Under Const. |
|---------------|----------|--------------|
| 230 kV | ————— | - - - - - |
| 115 kV, 69 kV | ————— | - - - - - |

する送電線、および Binan-Sucot 間の 230 kV 送電線には、795 MCM、ACSR 複導体の 2 回線鉄塔を採用している。特に PNPP 原子力発電所に対しては、2 回線 2 ルート計 4 回線と、既設の Bataan-Hermosa 線を利用するなど、合計 4 ルート 6 回線を設置している。

5-3 変電設備の概要

変電所の母線設計は原則として $1\frac{1}{2}$ CB 方式を採用している。その代表的な例を第 5-2 図に示す。現在の所、230 kV 変電所は有人で、主として 1 直 2 名の 5 交替制をとっている。NAPOCOR の 69 kV 変電所は原則として無人変電所である。

また MERALCO の変電所は、Balintawak 変電所のみ有人であるが、その他は無人で、中央給電所より遠方操作・監視を行っている。

メトロマニラに供給する Dolores, Binan, San Jose, (Balintawak) 変電所などは 300 MW ~ 900 MW の大容量変電所であるが、その他の変電所は 50 MW ~ 100 MW の小容量変電所である。

5-4 電力系統の構成

a. 1984 年の Luzon 島の電力系統 (単線図) を第 5-3 図に示す。

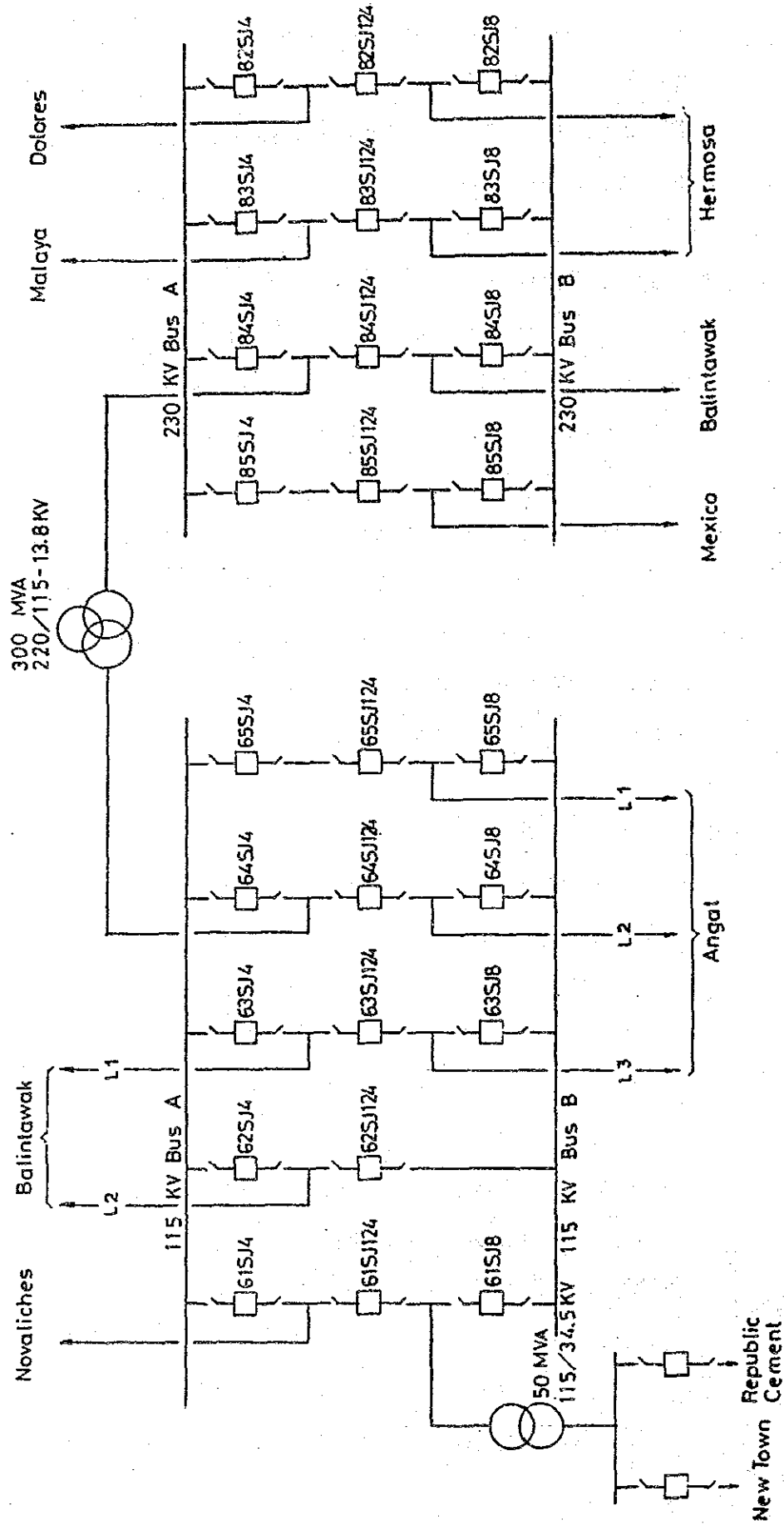
ルソン島北部には、Magat (360 MW)、Ambukulao (75 MW)、Binga (100 MW)、Pantabangan (100 MW) などの貯水池式水力発電所があり、その合計出力は 635 MW である。

ルソン島北部地区の現在の負荷は初夜ピークでも 150 MW 以下であるため、これらの水力発電所の発生電力の大部分はメトロマニラまで送電される。この送電線は 230 kV 2 回線で、送電距離は 300 km 以上に達している。

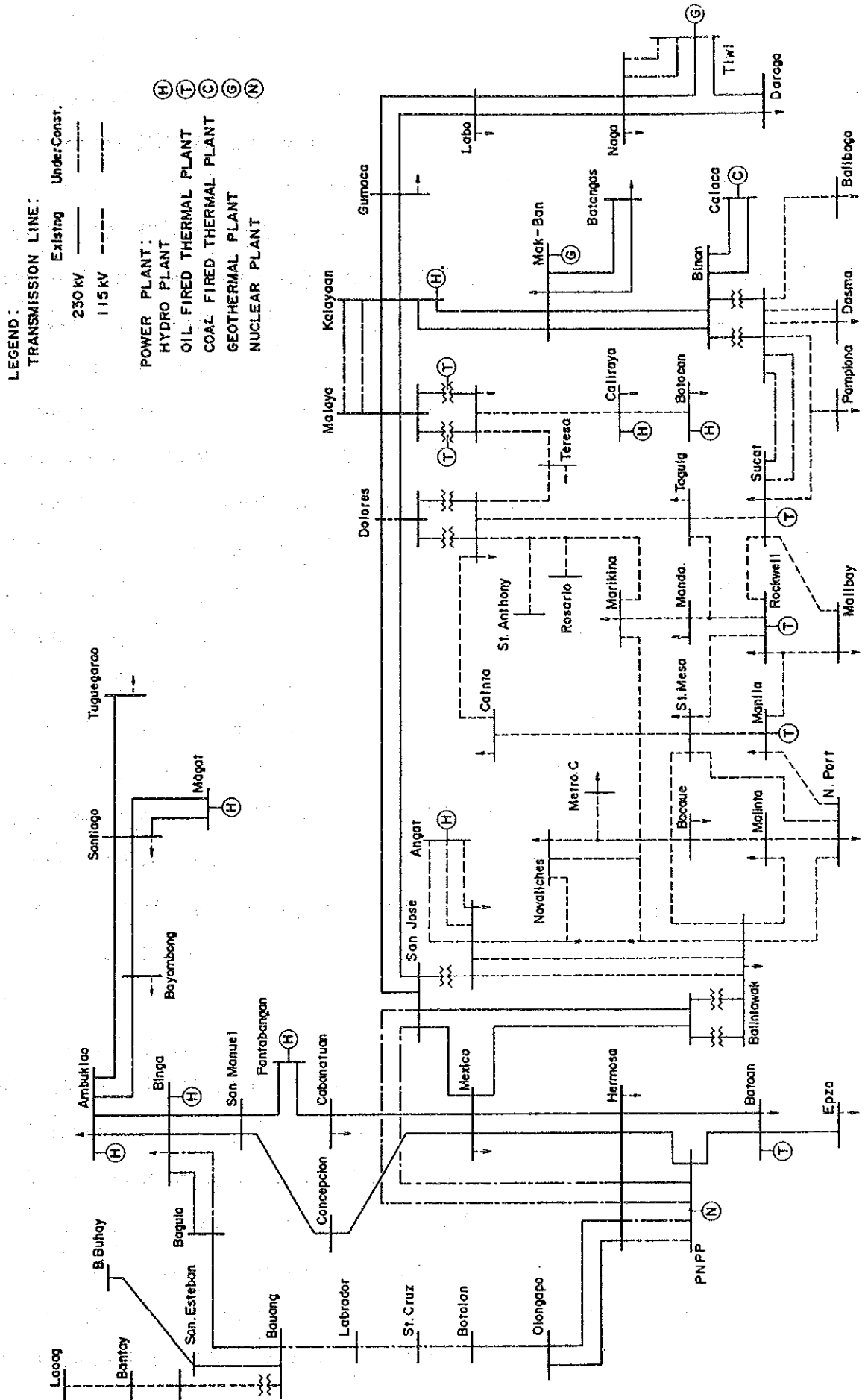
また、Bataan 火力発電所の発生電力は Mexico 変電所まで 230 kV 送電線 2 回線で送電されている。このように、ルソン島北部、中部の発生電力が Mexico 変電所を経て、メトロマニラの供給拠点である San Jose 変電所および Balintawak 変電所までの送電は 230 kV 送電線 2 回線だけである。

San Jose-Malaya 間の送電線は前記のように 230 kV 4 導体で送電容量は 1

第 5 - 2 图 Single Line Diagram of SUN JOSE Substation



第 5 - 3 圖 LUZON GRID SINGLE LINE DIAGRAM



回線当り 1,200 MW以上の電流容量がある。Dolores 変電所はこの送電線から 2 回線 π 分岐の工事が進められており、1985 年 3 月末には完成の予定であるが、これが運転に入れば信頼度は著しく向上する。

また Malaya - Kalayaan 間には、現在 230 kV 単導体の送電線、2 回線があるが別途に 230 kV 4 導体の送電線 2 回線が建設中で、1984 年末には運転に入る予定であり、これが完成すれば既設と合せて 4 回線となるため非常に強化される。

メトロマニラ西南部には Kalayaan 発電所から Mak Ban 発電所を経てメトロマニラ南部の Binan 変電所に至る 230 kV 送電線 2 回線がある。Calaca 石炭火力発電所は Binan 変電所に連系されている。Binan 変電所から Sucat 発電所までは複導体の 230 kV 設計の送電線 2 回線が、1984 年末完成目途で建設されているが、当初は 115 kV で運転を行う予定である。

Kalayaan 発電所より南部の送電線は、Gumaca, Labo, Naga 変電所を経て Tiwi 発電所、Daraga 変電所に至る約 360 km の 230 kV 2 回線がある。これらの地区の変電所の負荷は少なく、初夜ピークでも 80 MW 以下である。

b. 1987 年までの系統

Hermosa - San Jose 間に建設されている複導体 2 回線の 230 kV 送電線と、Tiwi - Naga 間に建設されている複導体 2 回線の 230 kV 送電線は 1985 年に運転に入る。又、1987 年には、Kalayaan - Naga 間 (270 km) および San Jose - Kalayaan 間 (70 km) に建設されている 4 導体 500 kV 設計の送電線が完成する予定である。

c. 将来の系統構成

1990 年以降の北部地区に建設が予定されている石炭火力、水力発電所に対する対策として、500 kV 設計の送電線を San Jose - Santiago 間に建設する計画である。またレイテ島の地熱発電所の開発状況により、Luzon Grid と Leyte Grid との直流連系も計画されている。

5 - 5 電力系統の運転

電力系統の運転は、事故停電を最少にし、かつ、周波数、電圧の変動の少な

い良質の電気を供給することである。Luzon Gridには現在、電圧、周波数の変動の原因となる大口需要家も少ない。電源の供給力が安定している限り、周波数の保持は容易である。以下現在の系統運転状況について述べる。

a. 需給運用

毎日の負荷および電源の可能出力は時間毎に、コンピューターで算出された予想が、中央給電所（PMC - Power Management Center）の当直員に与えられて運転が行われている。又期間毎の予測もコンピューターを使用して検討が行われている。

発電所毎の現在出力、系統周波数はデジタルで系統盤に表示されている。又、各発電所母線電圧の基準電圧に対する上下も表示されている。

各発電所に対する指令は電話で行われており、また現在、発電所の記録の伝送装置（RTU）が完成していないもの、および調整中のものがある。

b. 周波数調整

周波数調整は水力発電所を主体としている。昼間は Kalayaan 発電所、Angat 発電所などを主体とし、夜間は Angat 発電所等で調整を行っている。調整の過不足については系統盤に取り付けた電気時計を見て行っている。

c. 電圧調整

NAPOCORは各発電所に対しPMCより、昼間初夜時間帯、深夜時間帯での発電機の運転基準電圧を与えて運転している。然し、負荷側の系統変電所での、調相設備あるいは、変圧器の負荷時電圧調整器などによる電圧調整は考えていない。

長距離送電線の潮流が少ない時に送電線路の充電容量を吸収する Shunt Reactor を北部系統には Santiago 変電所に 15 MVA、南部系統には Gumaca, Labo, Naga, Daraga の各変電所に 15 MVA ずつ、また、Tiwi 発電所には 15 MVA 2 台を設置し、常時線路に接続して運転している。

MERALCO は、115 kV / 33 kV 変電所で負荷時電圧調整器の使用、配電線には時間で調整する調相設備、連続使用の調相設備を分散して設置し、需要家の電圧の維持を行っている。然し、230 kV 系統からの受電々力の増大に伴わないピーク時は低目、深夜は高目の電圧傾向となっている。

d. 平常時の系統操作

NAPOCORでは、各発電所のしゃ断器の操作については、系統操作法(SOP)に基づき、中央給電指令所(PMC)の指令によって変電所は操作を行っている。

MERALCOの115kV送電系統は、同社の中央給電所から直接 Remote Controlされている。但し、Balintawak変電所は有人なので、中央給電所からの指令によって操作を行っている。

e. 全停電時の系統復旧方法

- (1) 中央給電指令所(PMC)の全停電発令により、各変電所は自所の全しゃ断器を開いて待機する。
- (2) Tiwi, Makban, Caliraya, Kalayaan, Angat, Ambuklao, Magatなどの発電所は事故時系統操作法(Emergency SOP)に従って発電機を起動する。
- (3) 各発電所は自所のSOPに従って、指定された送電線を試充電する。
- (4) 各変電所は、SOPに定められた手順に従って送電線の各区間を順次送電する。
- (5) メトロマニラの115kVの復旧操作については、NAPOCORとMERALCO間で取り決められた故障処置法に従って復旧操作を行う。

5-6 系統保護装置の概要

a. NAPOCORの230kV系統の保護装置の配置図を第5-4図に示す。保護装置は主としてBrown Boveri社のLZ32形もしくはLZ3形が使われているが、Kalayaan発電所周辺の一部区間にはWesting House社のKD-4形が使用されている。Relayの保護方式は、これら距離継電器と電力線搬送(PLC)とを組み合わせ、Under reach Typeでトリップ信号を伝送している。

送電線の保護は短絡・地絡共距離継電器のみで行っているため、保護範囲の第3段を過負荷保護もかねて大きくとっている。

変電所の母線は母線保護リレーを使用している。又変圧器に対しては比率差動継電器および地絡過電流継電器を使用しており、事故の経験により現在

タイムリレーを併用して使用している。

しゃ断器の3相又は单相再閉路方式は現在採用していない。これは以前に3相再閉路を採用した結果、事故拡大につながる事故を経験したため採用を中止したものである。

- b. MERALCO の 115 kV 系統の保護装置は、短絡事故に対しては、General Electric 社の GCY 形距離継電器および Westing house 社の KD-4 形距離継電器を使用し、Over reach 形で第 3 段でトリップ信号を発信している。しゃ断器のトリップは、トリップ信号と第 2 段動作の和回路で構成されている。勿論第 1 段動作時は無条件にしゃ断器を開放する。

地絡保護に対しては、瞬時動作の方向性過電流継電器と逆限時形のそれとを組み合わせて使用している。しゃ断器の再閉路は 3 相再閉路方式を採用している。

- c. NAPOCOR と MERALCO 間の協調

1983 年 9 月の停電事故の検討で指摘された両者間の保護装置の協調については、早速、保護装置関係エンジニアによる Task Force が作られて、改善すべき点は改善するよう検討がすすめられた。現在は、1984 年 3 月の停電事故の検討結果に基づいて、大停電事故時の系統分離、単独系統への分割方式 (Island System と称している) についての検討がすすめられている。

5.7 通信系統の概要

- a. NAPOCOR の通信系統

- (1) 電力線搬送通信 (PLC) (第 5-5 図参照)

230 kV 送電線の各区間毎に PLC が 1 Channel から 4 Channel 設置されている。また、1 Channel の周波数バンドは次のような区分で使用されている。

300 ~ 2000 Hz	Voice Channel
2760 Hz, 600 Bd	Protection & motor signal
3450 Hz, 50 Bd	TELEX Channel

保護装置の信号は、事故時リレーの動作によりメータ信号を止めて、使用する。

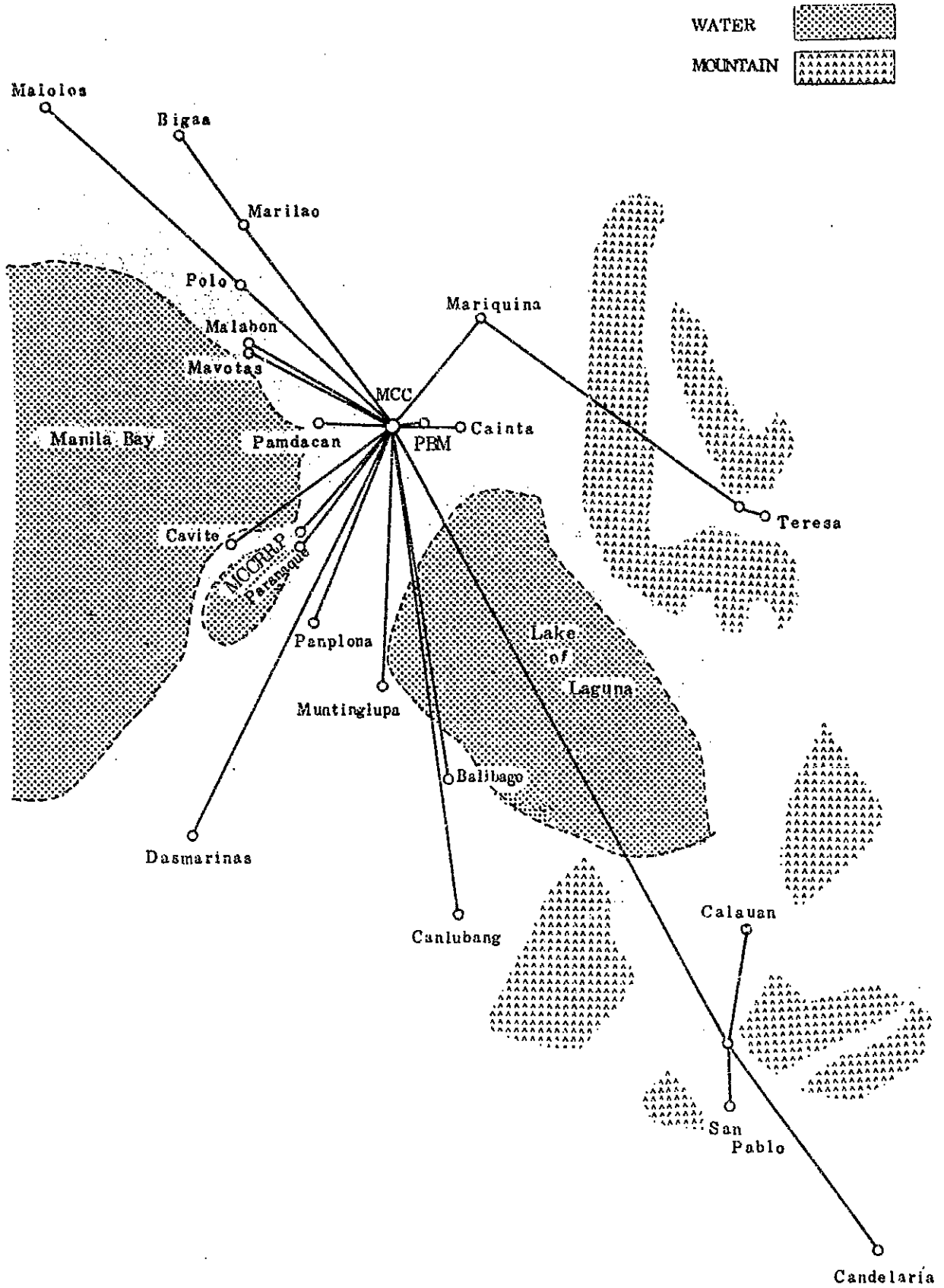
(2) マイクロ波通信

マイクロ回線の幹線は 2 GHz、支線は 7 GHz を使用している。幹線は本店所在地 (Dilman 以下 DILM と略す) より、南に Mt. Maunong 中継所を経て Kalayaan 発電所へ、北は San Jose, Mexico, Conception, 変電所および Mt. Ampucao 中継所を経て、Baguio 変電所まで伸びている。又もう一つの幹線は DILM から原子力発電所 PNPP に設置されている。7 GHz の支線は DILM から Manila 発電所へ、Mt. Maunong 中継所から Sucat, Malaya 発電所および Binan 変電所に、Mt. Cuyapo 中継所から San Manuel 発電所にそれぞれ伸びている。将来計画では北部は Magat 発電所まで、南部は Naga 変電所までの延長が考えられている。マイクロ通信の特色として、フェジングを考慮して、各幹線とも 2 個のパラボラアンテナを使用している。

b. MERALCO の通信系統

MERALCO の通信系統は、主要変電所間を結ぶ、UHF 多重無線、(900 ~ 950 MHz) 本店と主要事業所を結ぶ多重マイクロシステム、(1.4 ~ 1.5 GHz)、車載搭載の VHF 系統ならびに、UHF 回線の Backup としてのケーブル通信回線から構成されている。UHF およびマイクロ回線は、変電所の遠方監視、テレメーター、音声通信、リレーの信号伝送用に使われている。マイクロ回線の系統構成を第 5 - 6 図に示す。

第 5 - 6 图 MERALCO'S Micro System



第 6 章

Luzon Grid の問題点とその対策

第 6 章 Luzon Grid の問題点の検討とその対策

6-1 緒 言

Luzon Grid は、需要の増加、電源の開発に伴ない第 6-1 図に示すように 230 kV 送電系統が急速に発達して来たものである。

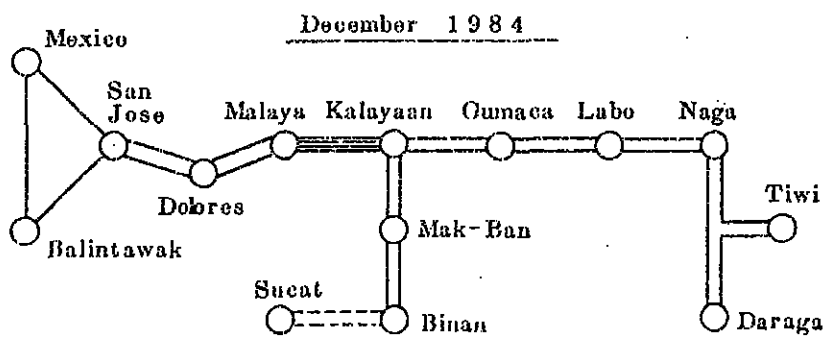
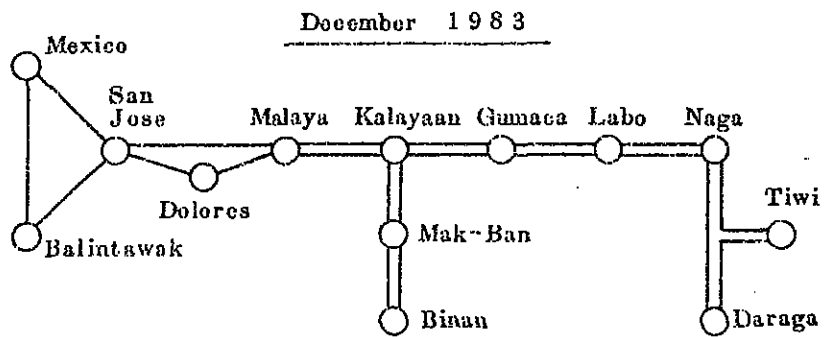
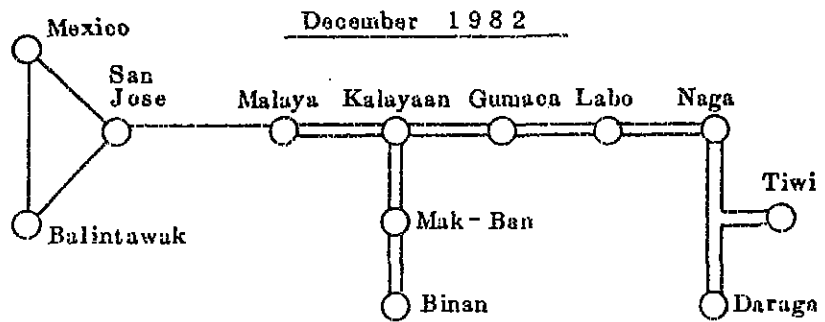
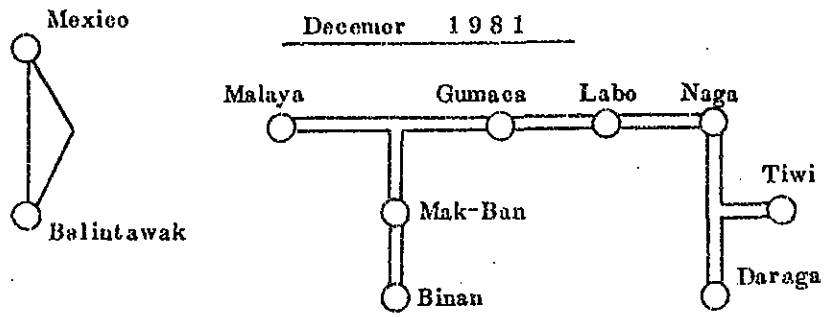
特に国内エネルギー資源の有効利用の観点から水力、地熱電源の開発に力が注がれ、多目的利用の Magat 発電所 (360 MW)、地熱利用の Mak Ban 発電所 (330 MW)、Tiwi 発電所 (330 MW) などが完成し大いにその成果を挙げている。然し、Magat, Tiwi の両発電所は何れも負荷の中心であるメトロマニラからは 300 km 以上も離れた地点にあり、送電線も 795 MCM (約 400 ㎥) の ACSR 単導体を使用した 230 kV 送電線 2 回線で連系されている。特に Magat 発電所の場合は、マニラまでの途中に、Ambukulao (75 MW)、Binga (100 MW)、Pantabangan (100 MW) 等の水力発電所がつながっている。Luzon 島北部系の負荷は、Baguio など住宅需要が主で、初夜ピーク時でも 150 MW 程度と低い状態である。そのため大部分の発生電力をマニラまで送電しなければならない。

負荷の中心地であるマニラ市内には、Manila (200 MW)、Sucat (850 MW) の火力発電所がある。然し Sucat 発電所の現在可能出力は 730 MW で、運転の安定性に乏しく、このためリハビリテーションを実施する計画である。

また、マニラ近くの地点には、Malaya 火力 (650 MW)、Bataan 火力 (225 MW)、Mak Ban 地熱 (330 MW)、Kalayaan 揚水 (300 MW) の各発電所が開発され、230 kV 系統を経由して、メトロマニラに供給している。そのほか 1984 年末運転開始予定の Calaca 石炭火力発電所 (300 MW) が南部に、1985 年運転開始を日途に PNPP 原子力発電所 (620 MW) が Bataan 半島に建設中である。

メトロマニラに対する供給力の大部分は、メトロマニラ外輸系統の 230 kV 送電線から供給されるため、NAPOCOR は、Hermosa-San Jose, San Jose-Dolores-Malaya-Kalayaan, Binan-Sucat の外輸区間の系統強化計画を実施中であつた。然しその過渡期において、1982 年、1983 年と連続して大洪水にみまわれたため、ダム式水力発電所の発生電力が少なく、Kalayaan 揚水発電所の高稼働という悪条件下で 1983 年 8 月以降の大停電事故が発生した。

第 6 - 1 図 Progress of 230 kV System around Metro Manila and Southern Luzon



各事故後、NAPOCORの事故検討委員会、特に1984年3月の事故に対しては、大統領名により特別調査委員が設けられ、各調査委員会から、緊急対策、保護装置対策などの提案が行われたことは第4章で述べたとおりである。

また当時NAPOCORにJICAより派遣されていた専門家によって、事故の対策、特に長期的視点にたった技術指導の重要性を訴えた報告書が3回にわたって提出されている。またそれ等報告書をNAPOCOR上層部にも説明し、直ちに実施すべきものは下部に検討が指示され、実施に移されている。

当調査団はこれ等の報告書に基づき調査を行い、対策の検討をすすめた。

6-2 各委員会指摘事項で実施された事項

各調査委員会、JICA専門委員報告書で指摘された事項は、フィリピンの経済情勢の中で手持資機材を活用して実施出来るものは実施に移されている。

その主なものは次の通りである。

a. 脱調ロックリレー (Step out relay) の取付け

手持ち資材で San Jose 変電所以南の 230 kV 送電線区間には取付けが完了している。また同変電所以北の系統に使用する脱調ロックリレーは輸入申請中である。

b. 静止形距離継電器の導入

Siemens 社製 7SL24 形距離継電器 (静止形) を事故前より取り付ける計画があったため、1984年10月に36端局分全部が入荷済みである。本リレーは、Fault locator も組み合わせたものである。

230 kV 系統の端局は約 130 端局あるが、マニラ外輪系統を中心とした 35 端局に対しては、さらに高度な ASEA 製 RAZFE 静止型距離継電器をえらび、現在輸入申請中である。残りの 60 余りの端局については検討中である。

c. Dolores 変電所 230 kV 2 回線 π 引き込みならびに、変圧器増設

Dolores 変電所は、1983年に仮設備で運転開始された。そのため現在隣接の敷地に、230 kV 2 回線 π 引き込み、ならびに変圧器 (300 MW) 3 台の変電所を工事中であり、運転開始は 1985 年 3 月の予定である。

d. Balintawak 変電所 230 kV 側設備の改良工事

Balintawak 変電所の 230 kV 設備は、1962 年以來のもので、しゃ断器などの老朽化が甚だしく、このため 1984 年 12 月完成を目途に隣接地に新しく 230 kV 開閉所を工事中である。然し、一部しゃ断器の輸入がおくれているため、NAPOCOR より借用して工事が進められている。

e. NAPOCOR と MERALCO の保護装置の協調

本問題に対しては、1983 年 9 月の事故以後直ちに両社のタスクホースが組織され、両者の協調に関する検討が行われた。

現在は JICA 専門員より指摘された、事故時のメトロマニラ 115 kV 系統の分離、特に火力単独系システム構成の検討を行っている。

f. 中央給電所 (PMC) の設備改善、PMC と MERALCO 中央給電所 (LDC) との協調

NAPOCOR の SCADA System は稼動に入り、調整中である。現在は発電所出力、周波数表示 (3 地点)、しゃ断器の開閉状態表示等が行われているが、まだ調整中である。

PMC と LDC の連絡は電話 3 回線の他に VHF 1 回線を設置している。1984 年 9 月 24 日の全停電事故の時には、さらに、LDC より連絡員が PMC に派遣されて連絡を密にとっていた。

g. PMC と発電所の通信回線

マイクロ回線の運転開始と電力線搬送通信網とで、事故時の連絡に支障は見受けられなかった。

h. 発電所のログブック、ログシート

1984 年 9 月 24 日の事故の時点を中心に、実態調査を行って発電所のログブック、ログシートを調べてみたが、非常に良く整理されていて、かつ時間が正確となっていた。

これは委員会で指摘された後、毎朝各発電所は PMC の時間照合指令によって自所の時計を調整しているためである。(注：フィリピンには現在時報システムがない。)

i. Balintawak 変電所への NAPOCOR 運転員の駐在

1984 年 3 月の事故調査委員会の勧告にあったように、同変電所 230 kV 系

統の操作を指導するため、NAPOCORの運転員が1名駐在している。これによりMERALCOの運転員は、115kV系統の負荷操作に重点をおくことが出来るようになってきている。

6-3 Lozon Gridの問題点

a. 用地取得の強化

Calaca石炭火力発電所の開発およびメトロマニラ供給系統強化のため、Malaya-Kalayaan間の4導体230kV送電線2回線の建設が殆んど完成している。信頼度向上のため、既設線路も残すことになっているが、新・旧線の交叉個所の手直し作業が残っていてまだ運転には至っていない。

またBinan-Sucat間にも複導体230kV送電線2回線が建設されている。然し線路中央付近で、鉄塔一基分の用地交渉が難行し、運転できない状態である。

他方Calaca石炭火力発電所は1984年9月より試運転をくりかえしている。このため同発電所が相当の出力を発生する時には現在の系統ではBinan-Sucat間の既設115kV線路が795MCMのACSR(150MW)1回線であるため、特殊な系統を構成して運転しなければならない状態である。1984年9月以来、試運転中に数回の事故が発生したが、局部停電で対処し得た。然し9月24日の大停電事故は、その上、malaya発電所が脱落したために全停電に至ったものである。

事故が多発している時は、迅速に事故原因を除去して繰返えし事故を発生せしめないことが保守部門の任務であるがそれに対応することが出来なくて、事故を繰返していることが第一の問題点と思われる。

然し、電源開発工事と送変電設備工事との完成工期のずれのため、特殊な送電系統を構成して、危険を覚悟で運転しなければならなかったことにも問題がある。

用地問題はいずれの国においても、非常に手間のかかる複雑な要素をもっており、解決に時間を要する問題である。今後の送変電新設工事にあたって、用地問題の早期解決をはかる体制を確立すべきと思われる。

b. 技術教育・訓練の充実

以下に述べる諸問題について、今回調査に当たった系統運用部門での討議において、担当技術者の電力系統技術、保護装置技術などの教育訓練の必要性を痛感した。

c. 保守業務の改善

送電線保線部門の機動化が非常に遅れている為、事故点の調査に支障を来している。変電所の計器、しゃ断器などの保守不良面も見受けられる。人員の技術訓練と共に機材の整備を計らねばならない。

又資材の保管面で改善すべき点がある。特に予備品の屋外保管は早急に屋内保管に変更すべきであろう。

d. 系統計画上の問題点

San Jose 変電所以南の系統強化に対しては 1987 年完成を目指して 500 kV 設計の 4 導体送電線 2 回線が完成する計画である。

然し、San Jose 変電所以北の系統強化は 1990 年以降の計画となっている。本章の緒言に述べたように Magat 発電所を始め水力発電所の南下潮流が大きいことを考えると、系統強化が行われるまでの、運用上の保護対策を検討せねばならない。

e. 系統運用上の問題点

(1) MERALCO 115 kV と NAPOCOR 230 kV 系統運用上の協調

電力系統の運営は、需要家に対し、信頼性のある良質な電力、即ち周波数変動が少なくかつ適正な電圧で供給することにある。周波数に関しては変動負荷も少ないため、適正なマージンをもつ供給力を確保することで可能となる。然し電圧の改善については、230 kV 系統の電圧、115 kV 系統の送り出し電圧、配電線送り出し電圧など各段階でのピーク時、軽負荷時電圧を協調して調整し運用する必要がある。現在水力発電所を主として全運転しメトロマニラ地区の Manila Sucat 火力発電所をあまり運転しない状態の時には、市内の系統電圧が低目に運転されている。然し記録計の不備のため十分な資料をもとに検討することができない。

(2) メトロマニラ 115 kV 系統と外輪の 230 kV 系統の運用は定常時、事故時共緊密な協調を保って、需要家へのサービスに努めなければならない。現在

迄の所メトロポリタ 115 kV 系統の all loop 運用が前提となって運転されている。このことは 230 kV 系統につながれた系統電源の比重が大きくなり、かつ 230 kV 系統の増強がおくれている状態では、115 kV の loop 運用に問題がある。すなわち過去の事故において、事故を拡大し、全停電に発展した一因である。

- (3) 事故処置については、Kalayaan 発電所運転について、全停時の処置法の改訂を行っている。然し、230 kV 送電線の拡充、230 kV 系統につながっている系統電源の増大という現実を重視したものではない。従来処置法に Kalayaan 発電所の処置を加えたものである。

そのため 1984 年 9 月の事故時の処置を非常に繁雑にしていたと考えられる。

- (4) 長距離送電線の単独運転時または試充電時の高電圧の問題

系統解列時 Gumaca 以南の南部系に高電圧が発生し、1984 年 9 月 25 日には、Gumaca, Nuga, Daraga の 3 変電所で避雷器の破損事故が発生した。Nuga 発電所での勤務員の言によれば、280 kV 以上 300 kV 近くまで、230 kV 系統の電圧が上昇している。

また 1984 年 9 月 24 日の事故復旧操作時、Kalayaan 発電所よりの試充電を受電した SanJose および Dolores 変電所では当初 244 kV の電圧が、115 kV の充電々流の影響を受け 260 kV、280 kV と徐々に系統電圧が上昇した。その為、各所の負荷受電がおくれている。同様の現象は Angat 発電所から、PNPP 原子力発電所の所内電源を送る場合にも考えられるので、これら長距離送電線および負荷の充電々流による発電機の電圧上昇（発電機の自励現象）に対する対策を検討しなければならない。

f. 保護リレー上の問題点

現在 230 kV 幹線の保護継電器のシーケンス図を第 6-2 図に示す。主動作リレーは点線で囲まれた PU 部分である。故障相事故種類により、電流・電圧回路は選択され、又、第 1 段・第 2 段・第 3 段の動作範囲は時限リレーにより切替えられて PU の電流・電圧回路にされるようになっている。この型のリレーは切換中誤動作のおそれがあり、地絡時の故障点測定において、原

理的に正確な距離測定ができない。また 1LG から 2LG に変化する事故において誤動作する可能性がある。地絡リレー回路にはリレーの Over Reach 補償回路は適当でない。これら誤動作の危険要素が多く含まれている。

信号発信、受信回路は第 6-2 図の右半分の中央部に示されている。原理的にはどの段でリレーが動作しても、相手端にトリップ信号を発信する。近く設置される予定の静止形距離継電器は、距離継電器として Over Reach 誤動作の問題があるので、この対策を充分検討すべきである。また、リレー信号回路も重要な 230 kV 幹線回路では二重化を計り、マイクロ回線と電搬回線とを併用すべきである。

事故時の健全回線の潮流が Over する機会が多い Mexico 以北の系統に対して Magat 発電所の出力制限を指令する Transfer Trip 方式の採用を考えるべきである。また系統動揺時の系統分離方式についても検討すべきである。

なお、現行の Relay System については Appendix Ⅵ 1 に示す。

g. 老朽機器の取り替え

北部系統で重要な位置を占める Mexico 変電所のしゃ断器は、1960 年以來の古いもので、1984 年 3 月の Balintawak 変電所のような事故拡大の原因となる可能性も考えられるので、これら機器の早期取り替えを検討すべきである。

h. 北部系統安全度増進対策

(1) 現在、ルソン島西部に Bauang 変電所より、Labrador-St. Cruz-Olongapo 変電所に至る、230 kV 送電線 1 回線の建設が計画されているが、北部系統の安定増進対策として、この建設の早期実現を推進する必要がある。

(2) ルソン島北部系統の Ambukulao - Binga - San Manuel ; Pantabangan - Mexico などの各区分において線路がしゃ断した時、Magat 発電所の発生電力抑制して、健全回線の過負荷を抑制せねばならない。

そのため、転送しゃ断方式を採用する必要がある。

(3) ルソン島北部系統の Santiago - Ambukulao 間は約 100 km あるので、Magat 発電所の安定運転のためにも、同線路の中間にある Bayombong 変電所は 2 回線とも π 分岐した方がよい。

i. 潮流過大区間の送電線の増強

San Jose - Balintawak 区間は PNPP 原子力発電所の運転開始などにより重負荷区間となる。同区間の故障時、再度 1984 年 3 月のような事故を起させない為にも、同区間に 230 kV 複導体 2 回線送電線路を新設すべきである。

j. マイクロ通信系統の拡大

北部マイクロ通信系統は現在、La Trinidad (Baguio) 変電所までであるが、電力系統の周波数調整など、系統運用上重要な位置にある Magat 発電所 (360 MW) まで延長し、制御回線の強化を行うべきである。

南部系のマイクロ通信系統は現在 Kalayaan 発電所までであるが、南部には Tiwi 地熱発電所 (330 MW) もあつて系統上重要な位置を占めており、又、事故処置上の問題もあるので、Tiwi 発電所までの延長を行うべきである。

第 7 章

電力系統解析結果と問題点

第7章 電力系統解析結果と問題点

7-1 潮流・電圧の計算

a. 計算の前提条件

(1) 有効電力負荷

計算の対象とした年度の系統容量は次の通りである。

1983年	2,478 MW
1985年	2,395 MW (対前年比 : 96.7%)
1986年	2,410 MW (" : 100.6%)
1987年	2,510 MW (" : 104.1%)
1990年	2,985 MW (対'87年比 : 118.9%) (年伸び率 : 104.9%)

Peak 時間帯は

Metro Manila 地区 11.00 AM または 2.00 PM
その他の地域 主として 7.00 ~ 8.00 PM
Luzon Grid Total 11.00 AM

となっているので、系統解析計算は 11.00 AM の断面で行った。

(2) 無効電力負荷

Metro Manila については現地調査で MERALCO から得た 1984 年 Peak 時の無効電力潮流の実績により、各 115 kV 変電所の無効負荷電力を推定した。

(Appendix-2) Table 1 NAPOCOR 変電所、Luzon Grid Total 需要想定参照

Table 2 MERALCO 受電所、需要想定および無効電力想定参照

(3) 発電機出力配分

1) 1983年

雨期の計算を行ったので、

水力発電機 全機並列

ベース火力発電機 地熱 (Tiwi, Mak-Ban)

とした。また石油火力には定格出力が発生出来ない発電機があり、各発

電所の可能出力を次の通りとした。

(各発電機可能出力)

		定格出力 (MW)	可能出力 (MW)
Calaca		300	300
Malaya	1	300	260
"	2	350	320
Bataan	1	75	75
"	2	150	150
Sucac	1	150	150
"	2	200	160
"	3	200	160
"	4	300	260
Manila	1	100	100
"	2	100	100

Rackwell 6~8 (1984年10月 Retire)

可能出力が下がっている Malaya 1, 2号、Sucac 2, 3, 4号については
リハビリテーション計画が進行中であり、

Malaya 1986年から定格出力

Sucac 1990年 "

と想定した。

2) 1985年

新しく、運転を開始する発電機は次の通りである。

PNPP 620 MW (原子力)

Calaca 300 MW (石炭)

Mak-Ban (5, 6号) 110 MW (地熱)

計 1,030 MW

また、水、汽力各発電所の運転条件は NAPOCOR と意見調整の上、次の通りとした。

i 水力発電所の Dry season (April ~ June) の運転。

- (i) Magat 2 units 運転 (Total 4 units)
- (ii) Kalayaan 2 units 運転 (Total 2 units)
- (iii) Botocan 1 unit 運転 (Total 3 units)
- (iv) Caliraya 全機 stop (Total 4 units)

ii PNPP と北部水力は北部 EHV 送電線が完成するまでは同時にフル運転しない。(計算は PNPP を 500 MW で行うこととした。)

iii Bataan の 1 機は PNPP の緊急時のバックアップとして常時運転する。計算は 2 号機 (150 MW) を運転した。

iv Tiwi は常時 1 台は定修を行っているので、5 台運転とする。

v Mak-Ban は 1 機の定修が 35 日なので、6 台運転とする。

vi 石油火力の運転順位

- | | |
|-----------------|------------------|
| (i) Malaya 2 G | (vi) Bataan 2 G |
| (ii) Malaya 1 G | (vii) Sucat 1 G |
| (iii) Sucat 4 G | (viii) Sucat 2 G |
| (iv) Manila 2 G | (ix) Sucat 3 G |
| (v) Manila 1 G | (x) Bataan 1 G |

但し、Bataan 2 G は緊急時対策として常時運転とする。

(参考、第 7-1 表、Sucat, Malaya 事故停止実績)

vii 全汽力の運転順位

- (i) 地熱
- (ii) 石炭
- (iii) 石油

(参考、第 7-2 表、Region 別、発電機タイプ別発電原価)

なお、水力の運転は National Irrigation Administration (NIA) のかんがい用水、National Water Resources Council (NWRC) の Metro Manila 地区への用水などの制限があり、貯水池ルールカーブの運用には制約が多いが、Wet Season には各発電所共、inflow を含め全機 2 週間以上連続運転する水量はある。従って、水力電源の運転は上

第7-1表

Present condition of Sucat & Malaya
generators (unit:hour)

item	C. Y	Present condition of Sucat & Malaya generators (unit:hour)					
		Sucat 1	Sucat 2	Sucat 3	Sucat 4		
Stopping hours by Trouble						Malaya 1	Malaya 2
(a)	1983	496.3	1063.9	746.0	846.6	3137.5	426.0
	1982	1979.5	3826.9	1798.2	685.8	1838.0	1209.4
	1981	651.6	1455.8	2900.4	2405.9	960.0	350.2
	1980	611.7	1842.0	2088.8	2172.8	740.0	841.2
	1979	685.3	832.0	2011.9	1382.2	991.6	1240.0
Stopping hours by Balance	1983	117.7	49.5	0.0	0.0	0.0	0.0
(b)	1982	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	1981	0.0	125.5	38.1	0.0	0.0	17.4
	1980	54.1	4.7	16.3	303.2	0.0	54.2
	1979	54.3	95.7	176.5	0.0	0.0	0.0
Overhaul hours (c)	1983	0.0	0.0	3241.3	241.0	0.0	1140.4
	1982	1213.3	0.0	0.0	2382.5	0.0	1032.0
	1981	0.0	0.0	0.0	4183.6	0.0	946.7
	1980	431.0	1860.3	0.0	0.0	3294.5	2208.0
	1979	1648.1	0.0	2228.8	1938.4	0.0	0.0
Operation hours (d)	1983	7226.4	7549.5	4761.9	7287.3	5440.4	7139.4
	1982	5558.7	4933.1	6930.2	5649.3	6876.8	6503.7
	1981	8108.4	7162.4	5817.8	2170.5	7696.3	7309.8
	1980	7667.1	5056.8	6667.7	6279.5	4545.0	5659.4
	1979	6359.7	7485.2	4277.3	5439.4	7751.1	5859.7
Stopping factor by own trouble	1983	6.33	12.28	8.53	10.11	36.58	4.89
(a)/(a)+(b)+(c) +(d)	1982	22.62	43.69	20.60	7.87	21.09	13.83
	1981	7.44	16.65	33.12	27.46	11.09	4.06
	1980	6.98	21.02	23.81	24.82	8.63	9.60
	1979	7.83	9.89	23.14	15.78	11.34	17.47

第7-2表

NAPOCOR
Production cost by Region
& by Type of Plant
(Jan. to Sep., 1984 & 1983)

Gen. type	1984		1983	
	Production cost	Fuel cost	Production cost	Fuel cost
Total PHILIPPINES	0.7005	0.4539	0.4738	0.3448
Hydro	0.2640	-	0.2806	-
Oil-Based	1.0150	0.8004	0.5761	0.4878
Geo	0.5074	0.2195	0.2868	0.1365
Coal	0.7949	0.3811	0.5265	0.2393
Luzon	0.7444	0.5169	0.4865	0.3655
Hydro	0.4523	-	0.5295	-
Oil-Based	0.9654	0.7931	0.5596	0.4870
Geo	0.4293	0.2069	0.2810	0.1353
Visayas	1.3135	0.6088	0.7022	0.4287
Hydro	0.3726	-	0.5070	-
Oil-Based	1.5329	0.8871	0.7483	0.4943
Geo	1.2862	0.3449	0.6264	0.2073
Coal	0.7949	0.3811	0.5265	0.2393
Mindanao	0.2239	0.0663	0.2860	0.1620
Hydro	0.1074	-	0.1080	-
Oil-Based	1.6165	0.8589	0.6492	0.4926

記し項以外のケースは

Wet season ……最も厳しい条件として全機運転

Dry season ……電圧運用上、必要と考えられるので各所1機ずつ
運転とした。

(第7-3-A, -B表、各貯水池水量試算 参照)

原子力、地熱、石炭の各汽力はベース電源として連続運転とし、

AFCは

昼間 …… Kalayaan 1機 (夜間、揚水)

夜間 …… Angat 1～2機

とした。

3) 1986年

1985年に同じ。

4) 1987年

1985年に同じ。

5) 1990年

新しく、運転を開始する発電機は次の通りである。

Manito 1, 2号 …… 110 MW (地熱)

出力配分は Manito 1, 2号をベース電源に追加する以外は1985年
に同じである。

(Appendix-2) Table 3 1984年発電機出力配分表 参照

Table 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 4-5,

1985年発電機出力配分表 参照

Table 5-1, 5-2, 1986年発電機出力配分表 参照

Table 6-1, 6-2, 6-3, 1987年発電機出力配分表 参照

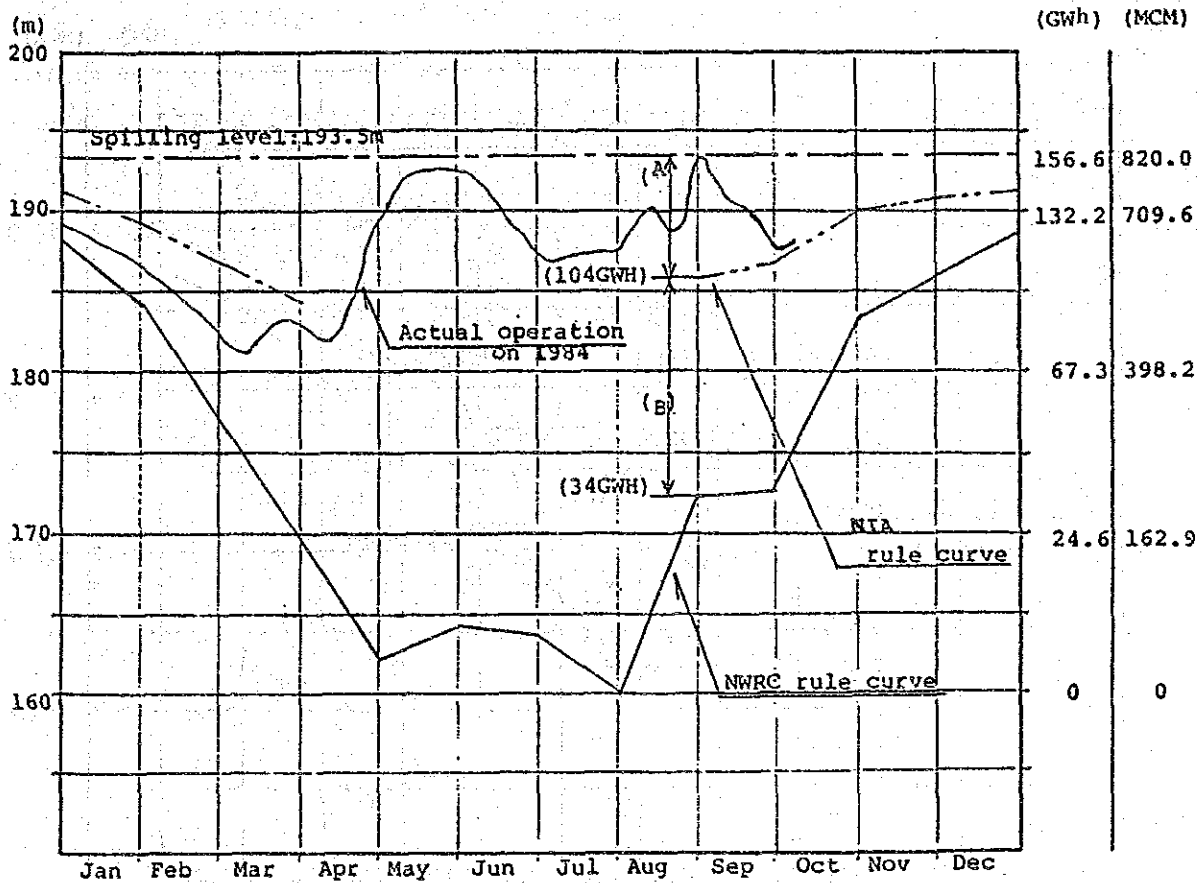
Table 7 1990年発電機出力配分表 参照

(4) 送電線、変圧器定数

NAPOCOR提出の定数表を使用した。

(Appendix-2) Table 8 送電線、変圧器定数表

第7-3-A表 Operation of Storage water in Magat dam



Note: NIA...NATIONAL IRRIGATION ADMINISTRATION

NWRC..NATIONAL WATER RESOURCES COUNCIL

Available capacity of the stored water on Sep. (unit:Day)

Condition:Gen.90MW X 4units operation....360MW

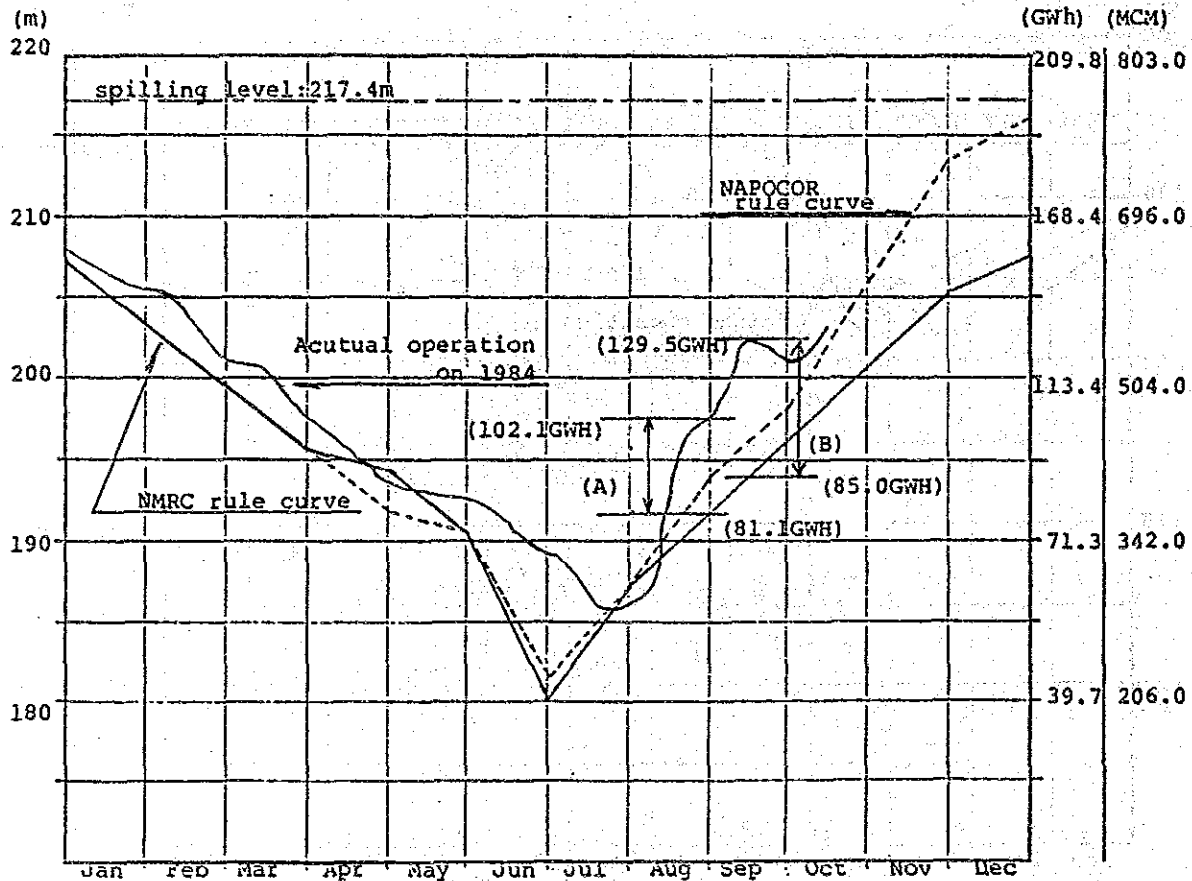
Operation hours/day.....10h

(A)=156.6GWH-104.0GWH/0.36GW X 10H=14.4days

(B)=104.0GWH-34GWH/0.36GW X 10H=19.4days

Average inflow on Sep. (1954--1971)=860GWH-660GWH/0.36GW X 10H=55.6days

第7-3-B表 Operation of Storage water in Angat dam



Available capacity of the stored water on Sep. (unit:Day)

Condition: Gen. 50MW X 4 units operation....200MW

Operation hours/day.....10h

(A) = $102.1\text{GWH} - 81.1\text{GWH} / 0.2\text{GW} \times 10\text{H} = 10.5\text{days}$

(B) = $129.5\text{GWH} - 85.0\text{GWH} / 0.2\text{GW} \times 10\text{H} = 22.3\text{days}$

Average inflow on Sep. (1969--1972) = $1000\text{GWH} - 820\text{GWH} / 0.2\text{GW} \times 10\text{H} = 22.0\text{days}$

b. 計算ケース

NAPOCORとの打合せにより、第7-4表に示す16ケースについて実施した。(一部、参考としてケースを追加。)

c. 計算結果

(1) 1984年

現地調査で、NAPOCORおよびMERALCOから得た電力需要、無効電力潮流、電圧分布などの実績値および諸定数にもとづき、電算機による潮流、電圧計算を行い、次の事項の検討を行った。

- 電算機に使用した諸資料の信ぴょう性および、計算結果と記録値の比較による計算の妥当性
- 計算結果による現状系統の問題点摘出

1) 記録値と計算結果の照合

230 kV系の主要変電所の母線電圧について比較すると次の通りである。

	5 th, Sep. '84 記録 (kV)	計算値 (kV)
Magat	231	231
Tiwi	241	241
San Jose	210	207
Malaya	216	213
Dolores	213	205
Balintawak	214	207
Mexico	206	206
Hermosa	209	210

(Appendix-2 Fig 1 電圧実績および計算値分布図 参照)

計算は、上記実績値を維持することを条件に行ったが、

- Dolores, Balintawak の 230 kV 母線電圧に特に大きな差が生じた。
これは、計算は最も厳しい条件として、Magat (水力)、Tiwi (地

第7-4表 Calculation cases
for
Power flow & Voltage regulation

Year	Case No.	Nuclear	Season	System configuration	Time	Remark
1985	5-1	in	wet	loop	day	
	5-2	in	wet	loop	night	
	5-3	in	wet	seperate	day	
	5-4	in	dry	seperate	day	
	5-5	in	dry	loop	day	
	5-6	out	dry	loop	day	
	5-7	out	dry	seperate	day	
	Add-1	out	wet	loop	day	additional
1986	6-1	in	dry	seperate	day	
	6-2	out	wet	seperate	day	
1987	7-1	in	wet	loop	day	
	7-2	in	wet	seperate	day	
	7-3	in	dry	seperate	day	
	7-4	out	wet	seperate	day	delete
	7-5	out	dry	seperate	day	delete
	Add-2	in	dry	loop	day	additional
	Add-3	out	dry	loop	day	additional
1990	0-1	in	wet	seperate	day	
	0-2	out	dry	seperate	day	delete
	AJJ-4	in	wet	loop	day	

熱)の発電機を全機運転し、Metro Manila 内石油火力を停止したこと、および計測器の較正に問題があることなどが考えられる。

このため

- Balintawak 230 kV 母線電圧を 207 kV 程度と推定して再計算を行った。その結果が、上記計算値である。

2) 計算結果と実際運用との比較検討

i 230 kV 系末端大型発電所の 230 kV 母線電圧を 240 kV 程度とすると、厳しい条件 (Tiwi 全機運転、北部水力発電所全機運転など) では

- 送電側～Metro Manila 周辺間の 230 kV 電圧の傾斜が 25 kV 程度となり、Metro Manila 内 115 kV 系統の電圧運用に問題がある。(詳細は 1985 年のケースで検討した。)

ii Balintawak 230 kV 母線電圧を 207 kV で行った計算でも、Balintawak 変電所およびその周辺 115 kV 変電所において無効電力不足が見られる。

iii '84. Sep. 5th の Magat 230 kV 母線電圧は 231 kV となっているが、NAPOCOR の各発電所電圧スケジュール (PMC 指示) は次のようになっている。

(Magat 発電機電圧) …… (註) 230/13.8 kV 主変圧器使用 Tap
230,050/13,800 V (NAPOCOR
Generator Transformer list
より)

	230kV母線 発電機電圧	換算値
◦ '84. Sep. 5th 記録値	$231\text{kV} \times 13,800 / 230,050 \div$	$(13,860\text{V}) (231\text{kV})$
◦ '83. Nov. 28th 指示値	13,800V	230 kV
◦ '83. Dec. 30th～84. Jan. 2nd 指示値	14,300V	238 kV
◦ '84. Dec. 18th 指示値	14,000V	233 kV

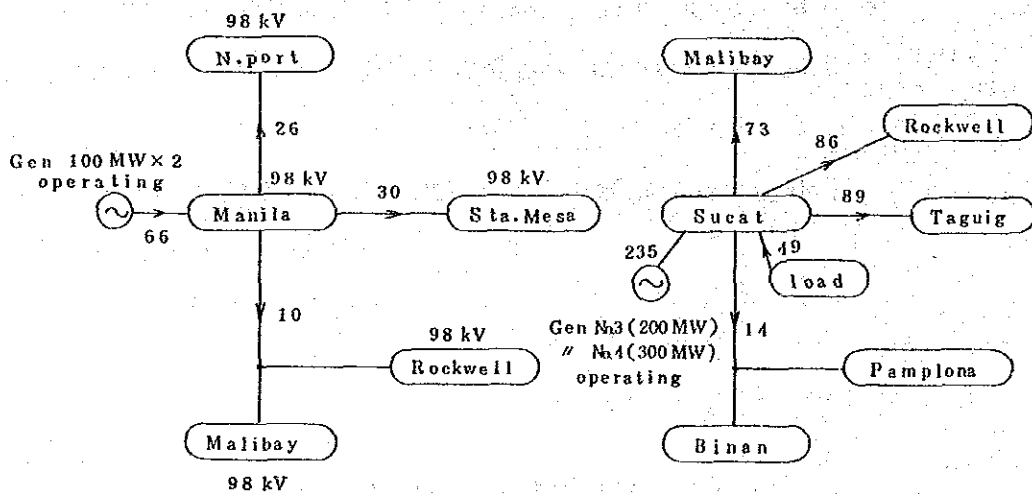
これは、平常時は Magat 230 kV 母線電圧が 230～233 kV で運用されていることを示している。

Luzon Grid (含 MERALCO 115 kV 系) 全系統の日常の電圧運用は主として、PMC (NAPOCOR) からの各発電所電圧スケジュール指示および LDC (MERALCO) による static condenser の切入によって行われている。しかし、現状で既に Metro Manila 内の電圧は全体的に低い状況である。

上記 Magat の電圧運用の例によっても、北部水力系の電圧は今少し高く運用されてよく、また、系統用変電所 230/115 kV 主変圧器の自動電圧調整装置 (OLTC) (現在は既設のものもすべて使用されていない) の使用も全系統電圧運用の中に考慮すべきであるなど、問題点も多く、電圧制御方式の見直しを行う時期にあると考えられる。(詳細は 1985 年のケースで検討した。)

IV Metro Manila 115 kV 系の計算上の電圧、無効電力を主要点

(Manila, Sucat 115 kV 母線) についてみると下記の通りである。



但し、115 kV 系電圧は 230/115 kV 主変圧器の使用タップにより 3 kV 程度は補償出来ると考えられるので、これを考慮すれば 101 ~ 103 kV 程度となる。

上記の状態は市内の Manila, Sucat の発電機を運転している場合で、双方から Var を発生しているので、電圧補償がなされている。将来、大型電源 (PNPP, Calaca など) が運転開始した場合は問題である。(1985年以降の夫々の断面で具体的に検討した。)

V 潮流上の問題点としては、特に重潮流となっている 115 kV 送電線が下記の通り 3ヶ所あり、近い将来、対策が必要となると考えられる。

	定格容量(A) (MVA)	潮流(B) (MVA)	(B)/(A) (%)
San Jose ~ Novaliches	137	128	93.4
Balintawak ~ N. port	211	171	81.0
Santa Mesa ~ Balintawak	211	159	75.0

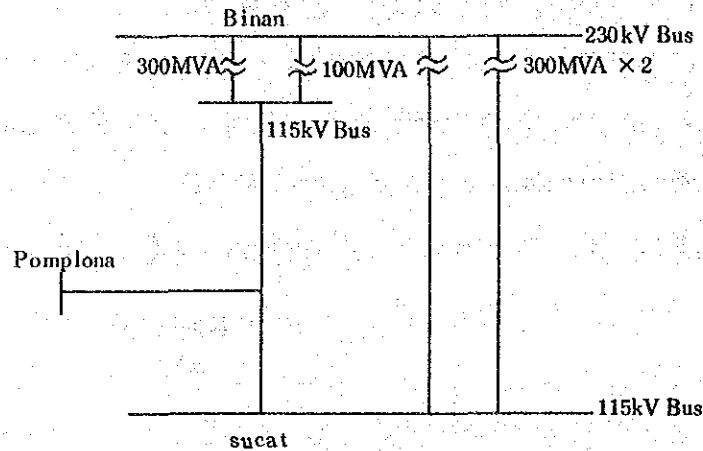
VI 計算に使用した諸定数および需要などの資料は略妥当であり、計算結果も実系統を模擬しているものと判断された。

以上の検討結果から、1985年以降については1984年の前提条件をベースに計算を行い、上記の諸点を考慮しながら検討することとした。

(2) 1985年

主要送電線の強化は次の通りである。

- 230 kV Malaya ~ Kalayaan (795×2) 2回線新設
- 230 kV Hermosa ~ San Jose (795×2) 2回線新設
- 230 kV Naga ~ Tiwi (795×2) 2回線新設
- 230 kV Malaya ~ San Jose line を Dolores S/Sへ Pi 引込み
- 115 kV (230 kV 設計) Binan ~ Sucat line (795×2)
2回線新設
- Dolores 230/115 kV 主変圧器 (300 MVA) 1台増設
- Binan ~ Sucat 間の系統構成は次の通り



以上の系統強化と同時に前述の通り、大型電源（PNPP 620MW, Calaca 300MWなど）計 920MW が運転開始しているが、需要は経済情勢の影響で、減少した想定（2,395 MW）となっている。

以下、各ケースについての検討結果を述べる。

1) Wet season, PNPP in (ケース 5-1, 5-2, 5-3)

- i 系統構成 loop
 - Time Day
- } (ケース 5-1)

Wet season のため水力発電機を全機運転した場合、需給バランス上からは汽力の運転は次のようになる。

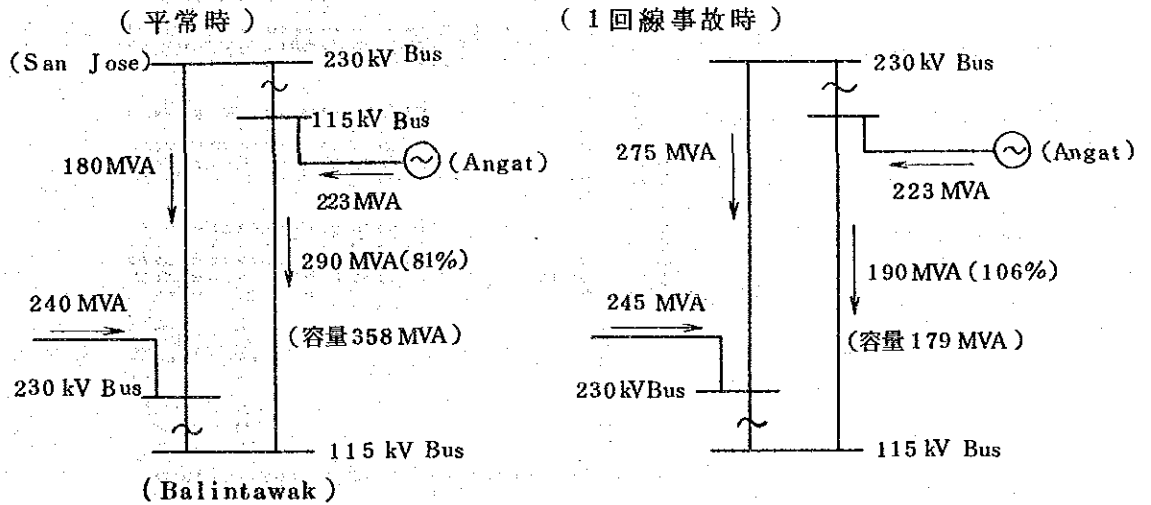
PNPP	500 MW	Malaya	2号	80 MW
Tiwi	275 MW	Bataan	2号	70 MW
Mak-Ban	330 MW			
Calaca	260 MW			

この条件で、潮流、電圧を検討した結果は次の通りである。

i) 潮流

230 kV San Jose, Balintawak S/S に関係する北部水力と原子力の電源で 1,380 MW 程度となり、北西部の電源の比重が大きくなるため、115 kV San Jose ~ Balintawak line が重潮流となる。（計算上は 2回線容量 358 MVA に対し 290 MVA 81%）

従って、115 kV San Jose ~ Balintawak line 1回線事故の場合、その潮流は次図のようになり、1回線容量を超過することとなる。また、115 kV San Jose ~ Novaliches line は常時の潮流が容量超過するため、常時開放されており、他回線による系統構成の変更も困難である。(1990年参照)



ii) 電 圧

Metro Manila内の電圧は第7-5表に示す通り、1984年について負荷実績(MW, MVar)により計算を行うと、 V_a のように96~99 kVとなる。そこで、Balintawak 230 kV BusにS.C 260 kVarを仮定して試算したところ、 V_b のように97~100 kVとなり、全体的に約1 kV上昇した。従って、SucatおよびManila発電所が運転している場合は97~100 kVとなり、更に230/115 kV変電所主変圧器 Tapの選定によっては100 kV以上で、運用し得るものと考えられる。

しかし、1985年は前述の通りの大型新電源の運転開始に伴って、経済的な需給バランス上からはWet seasonにはMalaya, Sucat, Bataan, Manilaなどの既存石油火力発電所の運転は抑制されることとなるので、第7-5表に示すような地点にTotal 270 MVAの無効電力源が必要となる。

第7—5表 Study of Voltage regulation
(case...1984 Wet PNPPin)

S/S(P/S)	Bus (kV)	calculation		add Var	230kV Amend		remarks
		P(MW)	Q(MVar)		Va(kV)	Vb(kV)	
Masat	230	-	-	231.0	231.0	0.0	
Tiwi	230	-	-	241.0	241.0	0.0	
Kalayaan	230	-	-	216.3	217.6	1.3	
Mexico	230	-	-	207.0	216.0	9.0	
Balintawak	230	-	-	197.4	207.0	9.6	
-do-	115	65.7	61.2	97.7	99.6	1.9	
Novaliches	115	61.5	0.1	98.9	100.0	1.1	
N.Port	115	181.2	30.2	96.4	97.8	1.4	
Bocaue	115	79.2	-46.8	97.7	99.0	1.3	
Marikina	115	188.7	31.2	96.7	97.8	1.1	
Taguig	115	70.0	52.5	98.0	98.5	0.5	
Manila	115	112.9	-66.1	97.1	98.2	1.1	(gen.in)
Malinta	115	96.1	75.8	96.1	97.8	1.7	
Rockwell	115	199.8	96.8	97.1	97.7	0.6	
Sucut	115	102.0	-49.4	103.2	102.4	-0.8	(gen.in)
Dolores	115	67.4	18.8	98.5	99.6	1.1	
Total							260MVar

(reference) '85 Wet PNPPin	P (MW)	Q (MVar)	Vc (kV)	remarks
-	-	-	239.9	Add Var source to Mexico 50MVA
-	-	-	241.1	Dolores 60MVA
-	-	-	218.6	Binan 60MVA
-	-	-	216.0	Taguig 30MVA
-	-	-	207.1	Malinta 30MVA
65.7	61.2	101.9	101.9	Rockwell 40MVA
52.5	0.1	101.2	101.2	Total 270MVA
147.7	24.6	101.1	101.1	
70.6	-39.1	101.3	101.3	
184.1	31.5	101.2	101.2	
55.0	11.2	102.6	102.6	
200.3	-96.1	101.8	101.8	
73.9	28.3	101.0	101.0	
184.1	49.5	101.6	101.6	
108.3	-52.5	105.4	105.4	
53.3	14.9	103.8	103.8	

実運用上は 230/115 kV 主変圧器 Tap による調整と併せて考えるので、

Mexico (または Hermosa)	120 MVar
Dolores	40 MVar
Manila (または Sucat)	40 MVar
Total	200 MVar

程度の無効電力源が必要であり、1985年は新規設備投資は時期的に間に合わないと考えられるので、Metro Manila 内火力発電所の運転で補償することとなる。

(第7-1図 1985年 Wet. PNPP in. loop. Day)
潮流電圧分布図 参照

ii 系統構成 loop } (ケース5-2)
Time Night }

Night の負荷は次のように想定した。

(各変電所の Night load) = (各変電所の Day peak load) × M

$$M = \frac{\text{Luzon Grid total Night load}}{\text{Luzon Grid total Peak load}} \cong 60\%$$

(註) M = 60% は Luzon Grid total load curve より。

(除 Kalayaan 揚水)

この条件では、潮流上の問題はない。

電圧については、各 230/115 kV 変電所 115 kV Bus 電圧が 110 kV 程度に上昇するので、34.5 kV および 13.8 kV 系送配電線における変電所用変圧器、柱上変圧器などの Tap 選定を考慮すると、深夜電圧過高も考えられるので、全系一貫した電圧運用について、今後検討の要がある。

また、Wet season であるので、河川流量が非常に多いような場合は、昼夜間を問わず、水力電源が全機運転されるので、汽力発電所の深夜停止の問題がある。この問題は、ひん繁に起動停止を実施した場合の発電設備の寿命、および起動停止費用などの問題があるが、日本にお

いても過去、同じ経験を経て近年は比較的大容量の火力発電所でも実施しており、Luzon Grid の場合も、検討すべき時期にあると考えられる。

これは、Olongapo 変電所方面の電圧対策（特に PNPP 脱落時）として常時 Bataan 火力発電所を運転する条件が、今回の系統解析で行っている点についても言える。電圧対策の方法として、調相設備の設置および火力発電所常時運転の比較検討も行う必要がある。

(Appendix-2) Fig 2 1985年 Wet. PNPP in, loop. Night.

潮流電圧分布図 参照

iii 系統構成 Seperate }
Time Day } (ケース5-3)

系統分離点については、計算の過程で種々の送電線で検討したが、結論として、比較的 kW 潮流の少ない下記 4 送電線 off により検討した。

- i) Marikina ~ Novaliches Tapping point
- ii) ST. Mesa ~ Rockwell
- iii) ST. Mesa ~ Cainta
- iv) Manila ~ Malibay

この 4 送電線の off により 115 kV 系統は

- San Jose および Balintawak
- Dolores, Malaya, および Binan 変電所系統

の 2 group に分離される。

その他の系統条件は (5-1) の case と同じである。

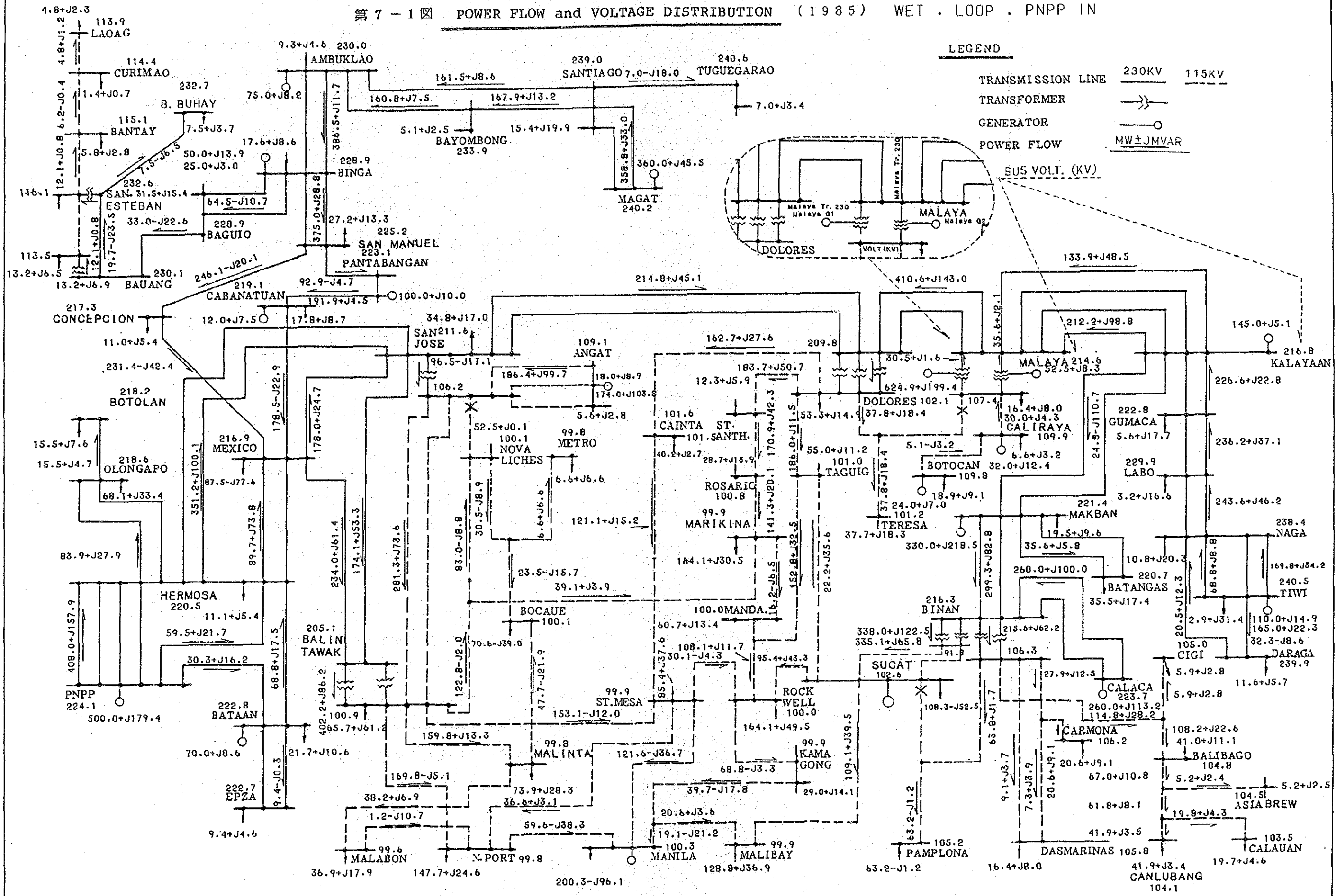
この条件で、loop 系統の場合と異った点は、kW 潮流の小さい送電線を選択したため、kVar 潮流による電圧調整をカットしたことによる両系統末端電圧のアンバランスである。しかし、loop 系統の場合との差は 1 ~ 1.5 kV で大きな問題とはならない。

また、115 kV San Jose ~ Balintawak 線の潮流が loop の場合に比し、35 MVA 程度増え、315 MVA (88%) となっているが、この送電線は、Metro Manila 内の需要増加によって、何れにしても近

第 7 - 1 图 POWER FLOW and VOLTAGE DISTRIBUTION (1985) WET . LOOP . PNPP IN

LEGEND

- TRANSMISSION LINE 230KV 115KV
- TRANSFORMER
- GENERATOR
- POWER FLOW
- EUS VOLT. (KV)



い将来、強化対策が必要である。

その他の潮流、電圧状況は loop 系統と大差ない。

(Appendix-2) Fig-3 1985年 Wet, PNPP in, Seperate, Day

潮流電圧分布図 参照

2) Dry season, PNPP in (ケース 5-4, 5-5)

1 系統構成 loop }
Time Day } (ケース 5-5)

Dry season は各水力発電機の運転が、前述の前提条件以外は各 1 機運転とした。

従って、230 kV San Jose, Balintawak 変電所に連係する北部水力および PNPP, Bataan の汽力発電所の電源で、880 MW 程度となり、その代りとして、

Malaya 1 G (300 MW)

Sucac 4 G (300 MW)

を運転する。

この条件では、次のような問題がある。

(i) Wet season の case の問題点である 115 kV San Jose ~

Balintawak 線の重潮流は、やゝ解消するが、なお、1 回線容量 (178 MVA) に対し、Balintawak 周辺の 230 kV 系電圧 (207 kV 程度) を考慮すると実質 245 MVA の潮流で 138 % 程度となる。

(ii) 115 kV (230 kV 設計) Binan ~ Sucac 線 (358 MVA × 2 回線) の潮流が、東南部電源の増加により実質 410 MVA 程度となり、1 回線容量 (358 MVA) を超過 (116 %) する。

(iii) Wet season に比し、Metro Manila 内火力発電所 (計算は Sucac 4G) を運転するため、やゝ改善されるが Metro Manila 内の無効電力源はやはり不足である。無効電源の影響を試算した結果を主要地点について比較すると第 7-6 表の通りである。

第7-6表

Effect of S/C in Metro Manila
(case... '85 Dry PNPP in)

S/S(P/S)	Bus	P(MW)	Q(MVar)	Var source in		(a-b) V(kV) (temporary)	Var source
				(a) V(kV)	(b) V(kV)		
Balintawak	230	-	-	207.1	210.0	-2.9	+100MVar
-do-	115	65.7	61.2	101.9	100.7	1.2	
Novaliches	115	52.5	0.1	101.2	98.4	2.8	
N.Port	115	147.7	24.6	101.1	99.6	1.5	
Bocane	115	70.6	-39.1	101.3	95.8	5.5	+90MVar
Marikina	115	164.1	31.5	101.2	100.1	1.1	
Taguig	115	55.0	11.2	102.6	101.6	1.0	
Manila	115	200.3	-96.1	101.8	100.3	1.5	
Malinta	115	73.9	28.3	101.0	98.8	2.2	
Rockwell	115	164.1	49.5	101.6	100.2	1.4	
Sucacat	115	108.3	-52.5	105.4	98.9	6.5	
Dolores	115	53.3	14.9	103.8	100.6	3.2	

この比較は、230 kV系は Tiwi, Magat 共、240 kV 程度として計算しているため、Magat は実運用電圧より 10 kV 程度高めである。

(Appendix-2) Fig 4 1985年 Dry, PNPP in, loop, Day
潮流電圧分布図 参照

ii 系統構成 Seperate } (ケース5-4)
Time Day }

基本的な問題は loop の場合と同じである。

San Jase, Balintawak 系の電圧が、計算上は 3 kV 程度下がっているが、系統分離点を更に検討することによって、改善は可能である。

(例えば、ST. Mesa 変電所 115 kV Bus を分割運用するなど)

また、潮流上の問題としては、115 kV San Juse ~ Balintawak 線が重潮流 (356 MVA) となり、1回線容量 (179 MVA) の 199 % となっているが、電圧の場合と同様に分離点の改善によって loop の場合と略同じ条件とすることは可能である。しかし、何れにしても 115 kV Binan ~ Sucat 線の重潮流は避けられない。

(Appendix-2) Fig 5 1985年 Dry, PNPP in, Seperate, Day
潮流電圧分布図 参照

3) Dry season, PNPP out, (ケース5-6, 5-7)

系統構成 loop } (ケース5-6) Seperate } (ケース5-7)
Time Day } Day }

(追加ケース 1)

Wet season PNPP out

系統構成 loop

Time Day

現地調査の際、NAPOCOR と申し合せた case の中に「Wet season, PNPP out」の計算が入っていなかったため、帰国後、追加計算した。

Wet, Dry season 共、Metro Manila 内で汽力発電所を運転するので、115 kV 系の潮流状態は比較的よい。

PNPP が運転している場合と停止している場合の潮流上の相違は、PNPP の代わりとして、南東部電源 (Malaya の出力増、Sucat の運転など) を増加するため、230 kV Malaya ~ Dolores 線、230 kV Mak-Ban ~ Binan 線など、東南部電源から Metro Manila 向けの潮流が増大することであり、その概況は第 7-2 図の通りである。特に 230 kV Mak-Ban ~ Binan 線が sucat の運転によって大きく影響されており、同図 (a) の case では 1 回線容量 (358 MVA) に対し、335 MVA (94%) の潮流となる。(この点は 1987 年および 1990 年の項で再検討する。)

115 kV 系 separate の場合は、San Jose ~ Balintawak 系統の電圧が、1 kV 程度下がる以外に loop の場合と大きな変化はない。

(Appendix-2) Fig 6 1985 年 Dry, PNPP out, loop, Day

Fig 7-1 1985 年 Wet, PNPP out, loop, Day

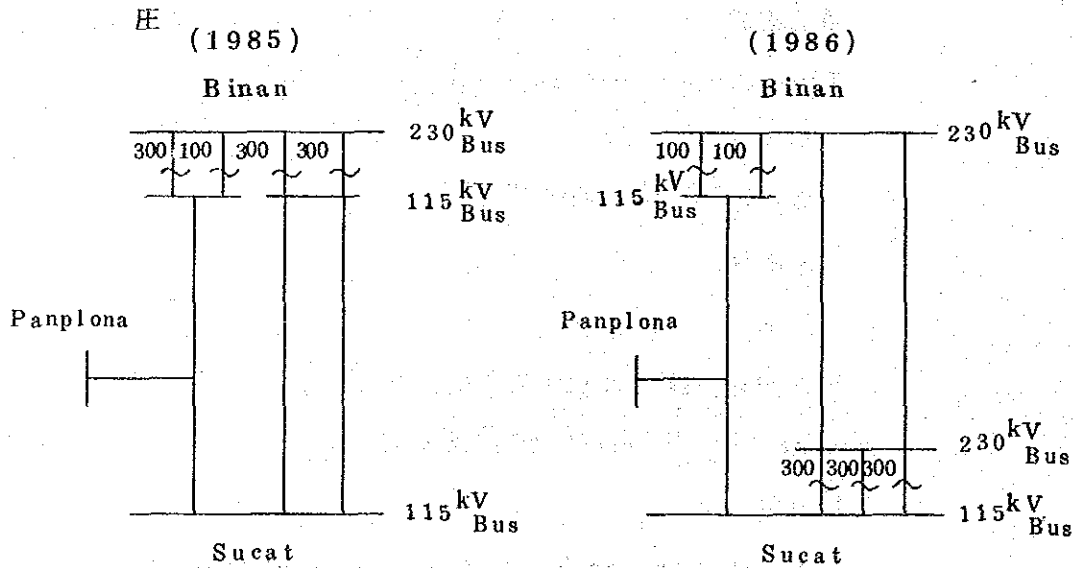
Fig 7-2 1985 年 Wet, PNPP out, loop, Day

潮流電圧分布図 参照

(3) 1986 年

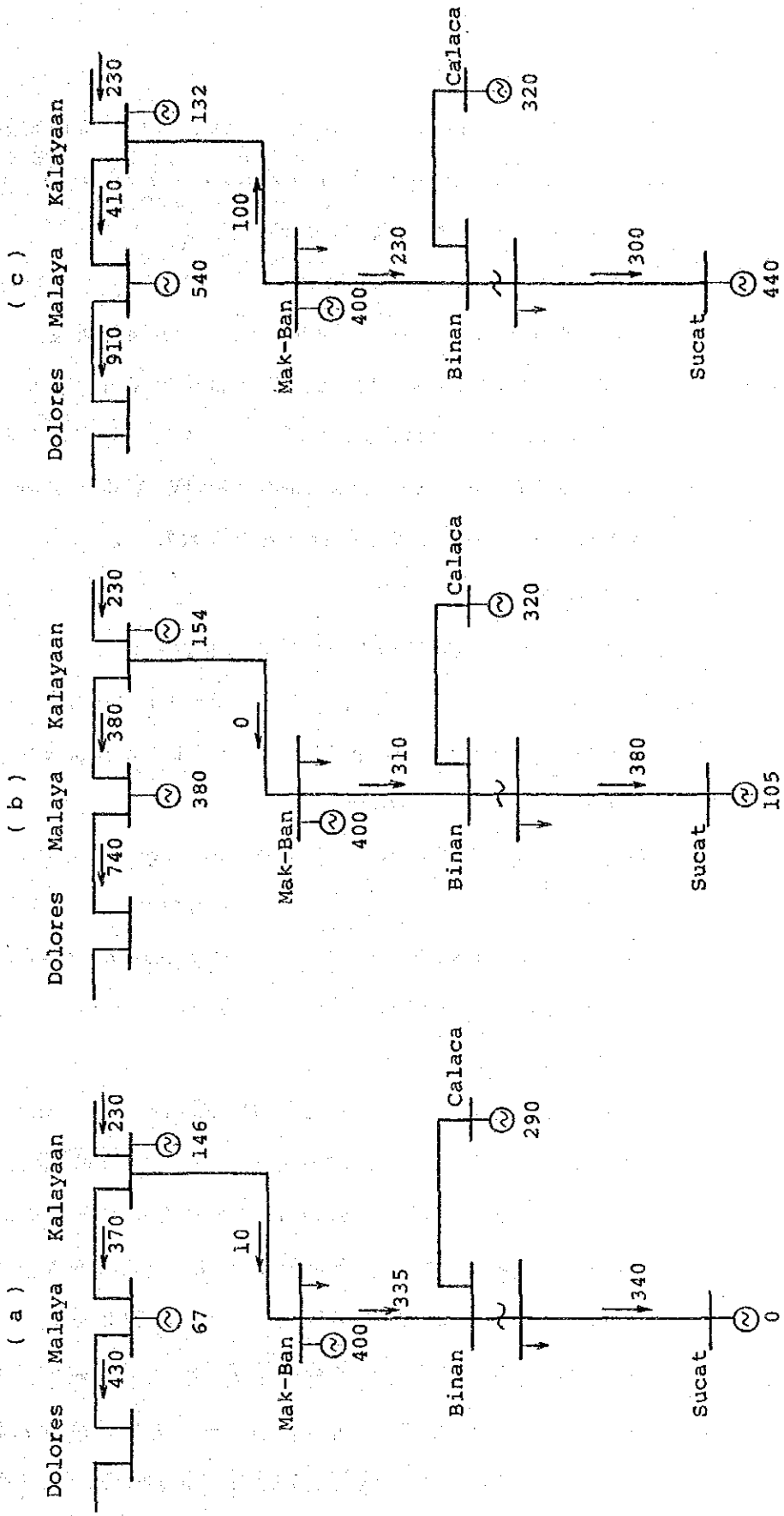
主要送電系統の強化は次の通り。

- 1) 115 kV Binan ~ Sucat 線および Sucat 変電所の 230 kV への昇



(変圧器容量単位 : MVA)

第 7-2 图 230 kV Mak-Ban~Binan line Power Flow (Unit : MVA)



- 2) 230 kV Kalayaan ~ Naga (795 × 2) 2回線新設
- 3) 230 kV Bauang ~ San Esteban (795 × 1) 1回線新設および San Esteban 変電所 230 kV 昇圧
- 4) 230 kV Bauang ~ Labrador (795 × 1) 2回線および 230 kV Labrador ~ Botolan (795 × 1) 1回線新設

1986年は1985年に比し、需要は略横ばいであり、系統は上記の通り、Sucatの230 kV昇圧などにより強化されているので、(Case 6-2)、PNPP out, wet seasonの230 kV Mak-Ban ~ Binan線の条件が厳しくなる以外に特に新たな問題はない。

(4) 1987年

1986年に対し、特に230 kV系の強化はない。

1) Wet season, PNPP in, (ケース7-1, 7-2)

系統構成 loop (ケース7-1), Seperate (ケース7-2)

Time Day

Dry season, PNPP in, Seperate, Day (ケース7-3)

(追加ケース 2)

(追加ケース 3)

Dry season, PNPP in,

Dry season, PNPP out

(系統構成 loop

Time Day)

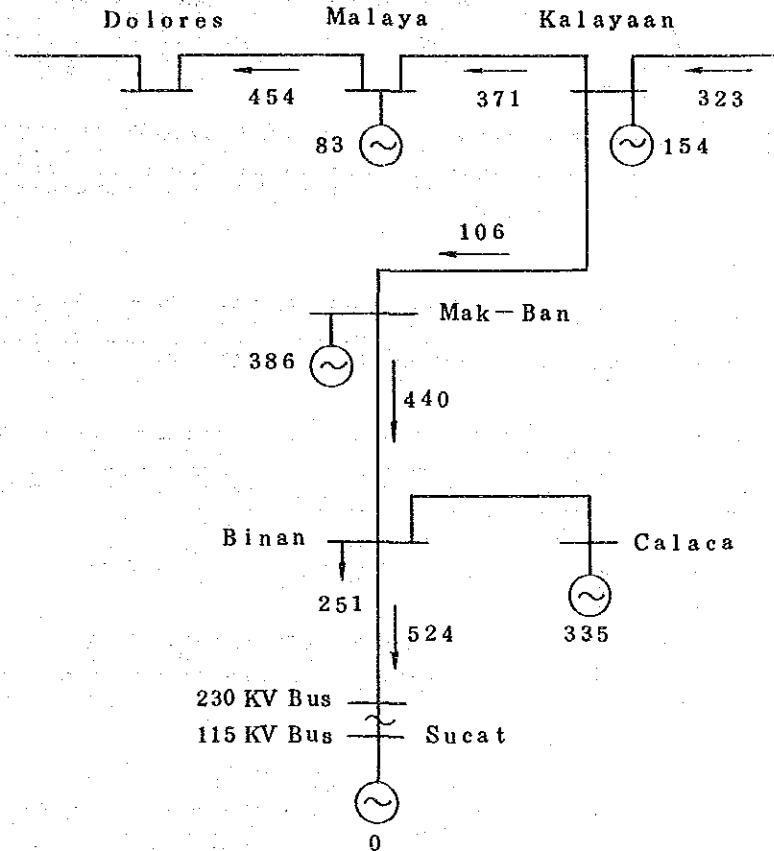
i) 潮流

1985年の検討で述べた230 kV Kalayaan ~ Mak-Ban ~ Binan線の潮流は、1987年の需要が約110kW増加する想定となっている。従って、Wet seasonはその増分を主として、Kalayaan, Malaya, Calacaなどの発電機の出力増加でまかなうこと、また、Sucat発電所に230 kV Binan ~ Sucat線を導入し、300 MVA × 3台の変圧器を設置するため、リアクタンスが減少することなどにより、230 kV Mak-Ban ~ Binan線が更に重潮流となる。その概要を第7-3図に示す。同線(795 × 1, 2回線)の1回線容量は358 MVAで実質440 MVAの潮流は約123%である。

第 7 - 3 図 230 kV Kalayaan ~ Binan 潮流図

(Wet, PNPP in)

(単位 : MVA)



ii) 電 圧

1987年 は設備投資計画が間に合うと云う前提で、Static Condenser 設置計画を具体的に検討した。

先づ、既設置の調相設備のみで、Metro Manila 中心部火力が運転していない場合の電圧を試算したところ、主要地点電圧は第 7 - 7 表に示すように計算上は 90kV 以下なる点が多い状態となった。

第7-7表 Calculation Result for Voltage drop improvement

S/S(orP/S)	(1987 Wet) Before S.C install.				+S.C install.				(1990 Wet)			
	Bus (kV)	Volt (kV)	P (kW)	Load Q (MVar)	Cap (kVA)	Volt (kV)	Load Q (MVar)	Cap (kVA)	Volt (kV)	Load Q (MVar)	Volt (kV)	Load Q (MVar)
Magat	230	240.6	-	-	-	240.6	-	-	240.6	-	240.6	-
Tiwi	230	240.5	-	-	-	240.5	-	-	240.5	-	240.4	-
Mexico	230	216.9	-	-	-	216.9	-	-	216.9	-	216.9	-
Balint'wk	230	193.2	-	-	-	204.8	-	-	205.0	-	205.0	-
Balint'wk	115	90.9	59.2	55.2	-	100.0	55.2	-	100.0	64.3	100.0	64.3
Sta. Mesa	115	88.1	87.6	38.5	30	99.0	38.5	30	99.1	46.9	99.1	46.9
Rockwell	115	88.6	168.9	81.8	30	99.2	51.8	30	99.4	69.4	99.4	69.4
Sucut	115	94.0	82.1	39.8	-	101.9	39.8	-	102.5	44.1	102.5	44.1
Pamplona	115	97.9	64.7	-1.3	-	102.4	-1.3	-	99.6	-1.5	99.6	-1.5
Balibago	115	97.5	41.8	11.9	-	102.0	11.9	-	99.3	13.8	99.3	13.8
Canlubang	115	96.7	42.6	3.4	-	101.2	3.4	-	98.4	4.1	98.4	4.1
Malibay	115	88.2	131.8	37.8	-	99.0	37.8	-	99.5	45.8	99.5	45.8
Manila	115	86.5	208.4	13.9	100	99.2	-78.0	100	99.9	-51.7	99.9	-51.7
N. Port	115	87.4	151.5	25.3	-	98.6	25.3	-	98.7	28.0	98.7	28.0
Malinta	115	85.4	63.1	49.9	50	97.8	-0.1	50	97.5	4.4	97.5	4.4
Bocau	115	83.8	70.2	38.3	30	96.9	8.3	30	96.4	10.7	96.4	10.7
Novaliches	115	88.0	39.5	0.1	-	98.6	0.1	-	98.7	0.1	98.7	0.1
Marikina	115	90.3	142.1	26.4	-	99.4	26.4	-	99.3	29.7	99.3	29.7
Dolores	115	94.6	55.3	15.4	-	102.3	15.4	-	102.2	18.7	102.2	18.7
Cainta	115	92.9	41	2.7	-	101.5	2.7	-	101.4	3.3	101.4	3.3
Taguig	115	90.8	56.8	93.2	80	100.6	13.2	80	100.5	33.2	100.5	33.2
Mandal' yng	115	89.5	63.1	13.9	-	99.5	13.9	-	99.5	12.8	99.5	12.8
calauan	115	96.1	20.5	4.7	-	100.6	4.7	-	97.6	5.5	97.6	5.5
Total												
												290

前述の通り、1985年はStatic Condenserの設置は間に合わないものとし、ManilaとSucat発電機にVar源を求めた。従って、これ等の発電機を停止した場合のStatic Condenser所要量の想定は同表1987年に示すように総量約290MVarとなる。

一方、230kV Balintawak, DoloresおよびBinan変電所および、その周辺の230kV, 115kV送電線のVar分lossを集計すると、第7-8表に示すように

230 kV 送電線および変圧器	190 MVar
115 kV 送電線	95 MVar
Total	285 MVar

となる。従って、これ等の検討から、Static condenserの設置は

230 kV系 (NAPOCOR)	Mexico (またはHermosa)	50 MVA
	Dolores	60 MVA
	Binan (またはSucat)	60 MVA
	計	170 MVA
115 kV系 (MERALCO)		100 MVA
	合計	270 MVA

程度が妥当と考えられる。

また、Wet, PNPP in,	(ケース 7-1)
Dry, PNPP in,	(追加ケース 2)
Dry, PNPP out,	(追加ケース 3)

の3ケースについて、主要230kV, 115kV発変電所Bus電圧を比較すると、第7-9表の通りで、Metro Manila西部および北部の電源が減少するとMexicoの230kVが低下し、その差は約5kV(2.5%)となる。この点からも、static condenserの設置地点はMexico(またはHermosa)変電所がよいと考えられる。Metro Manila内のstatic condenser設置地点はSucat, Manilaの発電機の運転停止によって115kV電圧が2~4kV変動するので

第7-8表 Line & Transformer
Var loss

(case...1987 Wet PNPP in)

	Line & Tr	Q. loss (MVar)	S.C (MVar)
230kV	San Jose-Balintawak	10.2	
230kV	Mexico-Balintawak	23.5	
230/115kV	Balintawak Tr	41.4	
	Total	75.1	70
115kV	San Jose-Balintawak	39.3	
115kV	Balintawak-POB	6.1	
115kV	POB-Malinta	0.6	
115kV	Balintawak-N. Port	9.4	
115kV	Balintawak-Sta Mesa	6.0	
115kV	Balintawak-Marikina T	1.5	
115kV	Malinta-Bocaué	0.1	
115kV	Malinta-Malabon	0.2	
	Total	63.2	60
230kV	San Jose-Dolores	11.6	
230kV	Malaya-Dolores	7.9	
230/115kV	Dolores Tr	64.4	
	Total	83.9	80
115kV	Dolores-Cainta	4.1	
115kV	Dolores-Rosario	5.9	
115kV	Dolores-Taguig	7.0	
115kV	Dolores-Teresa	0.1	
	Total	17.1	15
230kV	Binan-Sucac	8.9	
230/115kV	Sucac Tr	35.3	
	Total	44.2	40
115kV	Sucac-Sun Valley	5.3	
115kV	Sun Valley-Malibay	6.0	
115kV	Sucac-Rockwell	8.3	
115kV	Sucac-Taguig	1.1	
	Total	20.7	20
Total	230kV (NAPOCOR)	203.2	190
	115kV (MERALCO)	101.0	95
G.Total		304.2	285

第7-9表 Comparison of Voltage regulation
 (case...Wet PNPP in)
 (Dry PNPP in)
 (Dry PNPP out)

S/S(P/S)	Bus	Wet (a)		Dry (b)		Dry (c)		(b-a) (c-a)	
		PNPPin V (kV)	Gen. V (kV)	PNPPin V (kV)	Gen. V (kV)	PNPPout V (kV)	Gen. V (kV)	V (kV)	V (kV)
Masat	230	240.7	4 units	240.9	2 units	239.9	2 units	0.2	-0.8
Tiwi	230	240.4	5 units	240.4	5 units	240.4	5 units	0.0	0.0
Kalayaan	230	222.7	2 units	222.6	2 units	222.4	2 units	-0.1	-0.3
Mexico	230	216.9		213.9		211.6		-3.0	-5.3
Dolores	230	212.1		211.6		212.1		-0.5	0.0
Binan	230	213.3		214.7		217.0		1.4	3.7
Balintawak	230	204.8		204.8		207.0		0.0	2.2
-do-	115	100.0		100.2		101.7		0.2	1.7
Novaliches	115	98.6		98.8		100.6		0.2	2.0
N.Port	115	98.6		99.1		101.4		0.5	2.8
Bocawe	115	96.9		97.2		99.2		0.3	2.3
Marikina	115	99.4		99.8		101.3		0.4	1.9
Taguis	115	100.6		101.3		102.9		0.7	2.3
Manila	115	99.2	G none	99.9	G none	103.2	G 1.2 in	0.7	4.0
Malinta	115	97.8		99.2		100.2		1.4	2.4
Rockwell	115	99.2		100.0		102.0		0.8	2.8
Sucac	115	101.9	G none	103.5	G 4 in	105.2	G 1-4 in	1.6	3.3
Dolores	115	102.3		102.6		103.6		0.3	1.3

230 kV 発変電所 Dolores, Binan

115 kV " Sucat, Manila

などがよいと考えられる。

- (Appendix-2) Fig 8 1987年 Wet, PNPP in, loop,
 Fig 9 1987年 Wet, PNPP in, Seperate,
 Fig 10-1 1987年 Dry, PNPP in, Seperate,
 Fig 10-2 1987年 Dry, PNPP in, loop,
 Fig 10-3 1987年 Dry, PNPP out, Seperate,
 Fig 10-4 1987年 Dry, PNPP out, loop,

潮流電圧分布図 参照

(5) 1990年

主要送電線の強化は次の通りである。

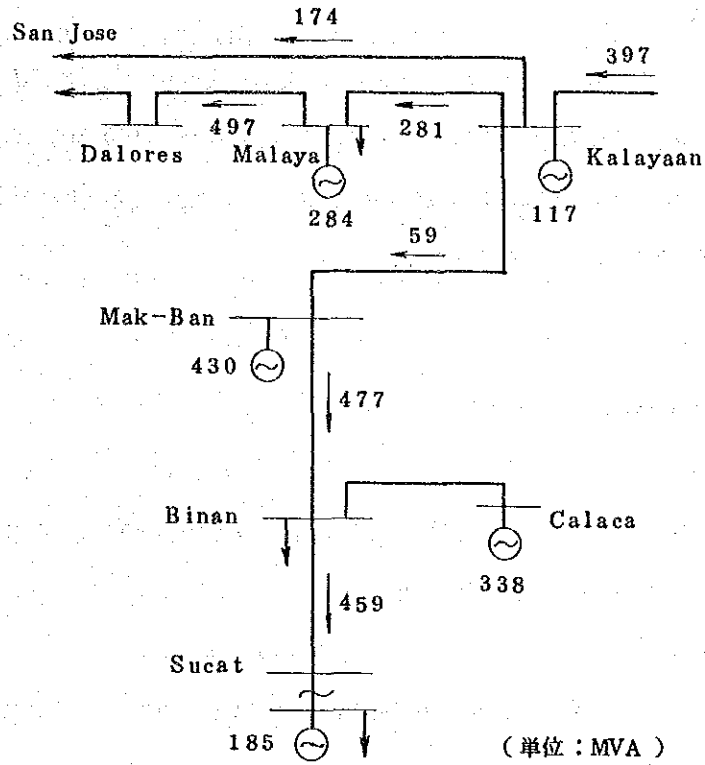
230 kV Kalayaan ~ San Jose 線 (795 × 4) 2回線新設

- 1) Wet season, PNPP in (ケース0-1および追加ケース 4)
 系統構成 loop (追加ケース 4), Seperate (ケース0-1)
 Time Day

1) 潮流

1985, 1987年で検討した230 kV Kalayaan ~ Mak-Ban ~ Binan 線は、需要増加に伴って Mak-Ban の新設、Kalayaanの発電増加があり、230 kV Kalayaan ~ San, Jose 線の新設による分流があっても尚、潮流が増加し477 MVA 程度となる。これは1回線容量(358 MVA)の133%であるので、1回線事故時を考えると対策の検討が、今後、必要となろう。(第7-4図 参照)

第 7 - 4 図



ii) 電 圧

需要が 1987 年に比し、475 MW 増加していたが、新規電源は Manito の 110 MW のみであるので、Metro Manila 内火力発電所を運転することとなるため、前述の Static Condenser の増設を行うので略 1987 年の状況と同じである。

(Appendix - 2) Fig 11 1990 年 Wet, PNPP in, loop, Day

Fig 12 1990 年 Wet, PNPP in, Seperate, Day

潮流電圧分布図 参照

2) Dry season, PNPP out (ケース 0 - 2)

系統構成 Seperate

Time Day (ケース 0 - 2)

このケースは需給バランス上、水力発電 (550 MW) から火力発電への置きかえ

により Sucat 3機、Manila 2機を必要とするので、潮流、電圧上の問題は特でない。

NAPOCORの考え方は500 kV San Jose ~ 北部Luzon線の完成まで、Magat出力との関連でPNPPの出力を500 MWに抑えるとしているが、今後、総合的な需給運用を検討し、経済的運用の見地からPNPPフル運転を考えるべきであろう。

7-2 系統の安定度

a. 計算の前提条件

系統安定度の検討は、現地調査の際、NAPOCORとの申し合せにもとづき次の前提条件で解析を行った。

(1) ケース

	case	Season	PNPP	系統構成	Time
1985年	5-1	Wet	in	loop	Day
	5-3	Wet	in	seperate	Day
	5-6	Dry	out	loop	Day
1987年	7-1	Wet	in	loop	Day
1990年	0-1	Wet	in	seperate	Day

(2) 事故点および事故条件

事故は次の5 line について、2回線同時3 LGを模擬した。

	1985年	1987年	1990年
(1) Kalayaan ~ Gumaca	○	○	—
(2) San Manuel ~ Conception	○	○	○
(3) Hermosa ~ San Jose	○	○	○
(4) San Jose ~ Dolares	○	○	○
(5) Dolores ~ Malaya	○	○	—
(6) Kalayaan ~ San Jose	—	—	○
(7) Binan ~ Sucat (230kV)	—	—	○

(3) 発電機関係定数

(Appendix-2) Table 9 に発電機関係定数を示す。

b. 計算結果および検討

(1) 1985年

1) ケース5-1 (Wet, PNPP in, loop, Day)

Kalayaan ~ Gumaca 線, San Manuel ~ Concepcion 線以外は安定である。

Kalayaan ~ Gumaca 線は Gumaca 変電所から Daraga 変電所までの系統が、単独系統となり、Tiwi の発電機は脱調するが、Kalayaan 発電所から西側主系統の過度安定度に問題はない。

San Manuel ~ Concepcion 線は Magat, Ambuklao, Pantabagan などの北部水力系と Cabanatuan 以南の主系統間の位相角が、2 group に分かれて大きく開くので、2 系統に分離する。

Appendix-2, Fig 13 ~ 17 に計算結果を示す。

2) ケース5-3 (Wet, PNPP in, Seperate, Day)

このケースは、115 kV 系統を San Jose & Balintawak 系統と Dalores & Binan 系統に分離しているので、計算上は、西・北部電源と東・南部電源の 2 group に分かれて位相角が開いている。これは、230 kV San Jose ~ Dolores 線の再閉路によって、安定化可能と考えられ、また、系統分離も常時分離ではなく、故障発生後の周波数変動によって、系統分離点 (4 ~ 5 points) を転送しや断する方法によっても解消出来る。

その他は特に 5-1 のケースと変りはない。

Appendix-2, Fig 18 ~ 22 に計算結果を示す。

3) ケース5-6 (Wet, PNPP out, Seperate, Day)

このケースは、北部水力が各所共 1 ~ 2 台となっているので、Metro Manila 内の火力を運転しているため、Wet season に比し、相対的に安定である。(ただし、230 kV San Manuel ~ concepcion 線、San Jose ~ Dolores 線などの場合、Ambuklao, Pantabangan などの水力発電機は早期に脱調する。)

また、230 kV Doloros～Malaya 線の潮流が大きい(約900 MW)ので、Wet season に比し、各発電機の動揺が大きい。

Appendix-2, Fig 23～27 に計算結果を示す。

(2) 1987年 ケース7-1 (Wet, PNPP in, loop, Day)

1987年には230 kV Kalayaan～San Jose線が運用開始の予定であるが、運転開始すれば問題はない。同線が運用されていない条件でも検討を行ったが、1985年に比し、230 kV Kalayaan～Malaya新線、230 kV Olongapo～Bauang 線新設など、230 kV系統が強化されているので、1985年の状況は何れも改善され、特に問題はない。

Appendix-2, Fig 28～32 に計算結果を示す。

(3) 1990年 ケース0-1 (Wet, PNPP in, Seperate, Day)

1987年に比し、更に230 kV San Jose～Kalayaan線が新設されているので、230 kV San Manuel～Concepcion線の場合、1987年に比し、Magat 発電機の位相角が主系統と開く傾向が見られる(Appendix-2, Fig 34)以外、何れも安定である。北部水力系の安定度は、Luzon Grid 全系の負荷増大に伴うものであり、将来、Cagayan Valleyの石炭火力建設に関連する500 kV San Jose～Luzon北部線新設など北部との関係強化が必要となる。

以上の検討は、各ケースの計算を実施する前に、AVR, Governor などの制御系を考慮した計算と考慮しない計算を1ケースについて計算し、比較した結果、制御系を考慮しない計算で特に各ケースの安定度判別に支障はないと判断された。

従って、安定度判定は制御系を考慮しない計算で行っているため、結果はやや厳しい側に出ている。

Appendix-2, Fig 33～37 に計算結果を示す。

7-3 故障復旧時の問題点

a. 発電機励磁系の影響による230 kV送電系統の電圧上昇

230 kV Kalayaan～Gumaca線のTrip時、Tiwi発電機の影響によるGumaca側の電圧上昇による避雷器破損、1984年9月24日全停時に見られたよう

な、Kalayaan 発電機による 230 kV Malaya ~ San Jose, Malaya ~ Dolores 線送電時の電圧上昇(280 kV 程度)などの問題、更に、230 kV San Jose ~ Hermosa, Hermosa ~ PNPP 線による PNPP 所内電源確保時の同様の問題など、系統全停時、復旧操作の手順に基づくと考えられる異常電圧現象があり、このような現象の解析は今後、早急に行う必要がある。

しかし、現在の NAPOCOR の系統操作法 (SOP) では

- (1) Kalayaan, Angat などの水力発電機で、230 kV 送電線を順次、延長充電するが、発電機出力に見合う負荷をかけながら延長する具体的な操作法が示されていない。
- (2) NAPOCOR の PMC, MERALCO の LDC 間の連系復旧操作で系統全停時のような非常時に適切に対応するためには PMC - LDC 相互の連絡施設体制が弱体と思われる。

今後、現象解析、Shunt Reactor の設置計画、系統操作法改善など、総合的に検討の必要がある。

b. 主要 230 kV 送電線事故後の各送電線過渡電流

重潮流が流れている主要 230 kV 送電線の事故除去直後は大電流が他の健全な送電線に移り、大きく動揺する。

各、230 kV, 115 kV 送電線の短時間許容電流を考慮し、今後、系統分離など、対応策を検討しておく必要がある。

7-4 系統安定化対策

第4章に述べているように、1983年8月から5回発生した Luzon Grid 全停事故は系統運用上からは、次のような諸問題が複合して、系統崩壊、系統復旧操作の遅延となっている。

- 脱調現象
- 周波数低下時負荷遮断
- 系統分離
- 送電線、変圧器過負荷

- 特殊系統構成
- 送電線電圧上昇
- PMC-LDC間連絡体制
- 緊急時系統操作手順

これに対し、電算機による系統解析結果からは次のような対応策が考えられる。

a. 過渡安定度からは次の送電線事故に脱調または不安定性が見られる。

- | | |
|----------|---------------------------------------|
| 1985年の系統 | Kalayaan ~ Gumaca 線 (Tiwi 発電機脱調) |
| | San Manuel ~ Concepcion 線 (北部水力発電機脱調) |
| | Dolares ~ Malaya 線 (やや不安定) |
| 1987年の系統 | San Manuel ~ Concepcion 線 (やや不安定) |
| | Dolares ~ Malaya 線 (やや不安定) |
| 1990年の系統 | San Manuel ~ Concepcion 線 (やや不安定) |

以上の経過から明らかなように、各年、送電系統の強化が進んでいるので、発電機の安定度は次第に向上している。しかし、一部、不安定な状態も残っており、(北部水力系)また作業時など特殊系統を構成している時は不安定となる場合もある。従って、今後は安定度向上のため、次のような対策の採否について、早急に検討すべきである。

(1) 高速再閉路

第5章で述べたように、現在、NAPOCORは再閉路方式を採用していない。一般的に再閉路失敗の場合はやや安定度がさがるが、再閉路成功率は非常に高いので、(日本の場合85%程度) Luzon Grid系統容量が年々拡大することを考えると早急に再検討すべき時期と考える。

(2) 発電機転送しゃ断

Olongapo ~ Bauang 間が、230 kV送電線の建設により、或る程度、Luzon Grid主系統と北部水力系の関係は強化されるが、230 kV San Manuel ~ Concepcion 線事故時は過渡安定度計算結果からも、将来、不安定となる傾向にある。また、230 kV San Manuel ~ Pantabagan ~ Mexico 線の事故時の潮流上の問題もあるので、Magat 発電機の転送しゃ断について検討すべきである。

(3) 系統分離

Metro Manila 内 115 kV 系は 230/115 kV Balintawak, San Jose, Dolores, Binan の 4 変電所によって供給され、各変電所共、loop 運用されている。これは常時運用としては、最も効率のよい運用である。しかし、いったん、230 kV 系または 115 kV 系主要送電線または変圧器に事故が発生し、健全な系統に潮流が迂回した場合、健全な系統の潮流超過を誘発し、最終的には系統崩壊につながることもある。(例、1983 年 9 月 15 日全停事故)

この最悪事故を防止する手段として、Metro Manila 内の 115 kV 系統の分離が考えられる。系統解析計算で行った分離系統の case は、このためのものである。

系統分離の方法としては、常時分離と事故直後の分離の 2 つがある。常時分離は運用が容易であるが反面、設備の効率的運用、電圧運用の面でやや不利である。また、事故直後の分離は、常時の運用は有利であるが、事故発生後、主要点の過負荷、周波数変動などの条件により、複数(4~5ヶ所)のしゃ断器を転送しゃ断することとなり、系統の分析、リレー、通信装置などの設備追加が必要となり、一長一短がある。

しかし、基本的には全系統崩壊より、一部の系統が残ることの方が、社会的問題あるいは事故後の迅速な系統復旧など望ましい点が多く、今後、採用の方向で、充分検討が行われるべきである。

(4) 中間開閉所の設置

送電線事故除去後のリアクタンスの増加を少なくするための考え方であるが、建設費が大きい。当面、Dolores 変電所の Pi 分岐は実現しているので、Bayombong 変電所の Pi 分岐化を行うべきである。

第 8 章

リノベーション計画

第 8 章 リノベーション計画

8-1 Renovation 対策の考え方

電力系統は火力発電所、地熱発電所、水力発電所、揚水発電所及び原子力発電所などの発電所群と、需要家とを結ぶ超高圧送電線、変電所とからなっていて、有機的に運営されるシステムである。

電力系統は需要の増加に連れて発電機容量の増大、送電線変電所の超高圧化、送電線の長距離化が進んで来ている。また、そのように拡大し、複雑化する系統に対してますます高度化した制御技術、保護システムの確立も必要となつてきている。

すなわち、発電所、送電線および変電所など個々の設備の機能を完全に発揮させることとならんで、電圧、周波数、信頼度など需要家に高いサービスを行なう為、電力系統を総合システムとして最高の状態で運営することが電気事業者にとって重要な課題となっている。

需要が年々増加していく電力系統は、需要に見合うよう各設備間のバランスがとれた発展、および弾力性のある系統運用が可能な系統構成が必要である。

ルソン島送電系統の全停電を無くすためには、発展していく将来の電力系統の構成を展望しながら、その発展の一環として先づ系統運用上支障のない、緊急な設備の改善計画を実施することが必要である。しかし同時に、発展する電力系統の中、長期計画、運用体系、および補修体系の確立のための基礎的な調査、検討を行ない、中、長期計画立案の体制を確立しなければ緊急設備改善対策の効果を十分に発揮することは出来ない。

このためには、Phase 1 の緊急改善対策では、設備の改善にとどまらず、Phase 2 中期対策、Phase 3 長期対策の基礎となる運用面、補修面および計画立案の為の調査、検討を行なう Engineering が重要な業務となる。

電力系統の設備拡充改良および保守運用は長期的な視野（通常 10～15 年）に立って、総合的に計画調整される。

すなわち

長期需要想定

電源開発計画

電力系統運用方針

電力系統拡充改良計画

電力系統修繕計画

電力系統保守および運用計画

要員計画（含訓練計画）

資金計画

などの諸計画の協調をとり、かつ効率よく実施することによって、円滑な電力事業の運営が行われる。

今回の Plant Renovation (Luzon Grid) の調査に当たっても、上記の観点から、Luzon Grid の全停電事故をなくすための直接的な対策を示すと共に、長期に亘って、その状態を維持するため NAPOCOR がとるべき方向性を勧告することとした。

Renovation 計画は、次の 3 phases とし、2,000 年迄に NAPOCOR の運営が完全なものとなるよう phase 毎の対策を実施する。

phase 1. 緊急対策（1985～1987）

至近年の電力系統運用において、緊急に行わなければならない対策を実施し、その期間は 1985 年より 1987 年の間とする。また、この期間中に中長期的な展望に立った Renovation 対策を立案決定する。

phase 2. 中期対策（1988～1990）

中期対策においては、信頼度向上のため、更に補強すべき Renovation 対策について実施し、その期間は 1988 年より 1990 年の間とする。また、この期間中に長期的展望に立った Renovation 対策を立案決定する。

phase 3. 長期対策（1991～2000）

長期対策においては、後述の電力系統運用の目標値を達成し、また維持するための工事計画および運用計画を実施する。

特に phase 1 においては、基礎的な検討を Consultant と共に充分に行い、長期に亘る電力系統運用の安定性を確立するため中長期展望に立った総合的な計画を策定する。

なお、phase 1 緊急に実施を要する対策については第 9 章で詳述する。

8-2 長・中期計画の充実の必要性

電力事業の運営の目標は豊富にして安い電力を信頼度の高い質の良い状態で供給することにある。電力需要の増大に伴い、豊富にして安価な電力を得るために、電力設備は高電圧化、大型化を志向してきている。そのため、建設期間も長期化し、火力、原子力発電所などでは、7年ないし10年、水力発電所で7年、送電線でも5年以上の期間を要する。

したがって、前述のとおり長期の電力需要想定、電源開発計画、燃料計画、送電変電設備計画、資金計画などについて電力事業経営の全部門の協調のとれた計画立案、運営が必要となってくる。

フィリピンは1982年、1983年に異常渇水にみまわれたため、電力制御が頻発した。また、電源構成から送電線容量一杯の潮流が流れている個所で、事故発生に伴う系統のじょう乱を生じ、全系統の停電事故を生じた。

1984年は、雨量にも恵まれ、また経済の停滞により、電力の需給バランスはゆるやかとなり電力制限はなくなったが、新規の電源の運転開始に伴う送変電設備の増強がおくれたため、系統運用に無理が生じ、事故時に系統のじょう乱、大停電事故の発生を経験した。

これらの経験から、長期計画の立案と協調のとれた実行の重要性が認識される。

ルソン島送電網が単独系統であること、負荷が一地区に集中していることなどの特質をふまえ、今後ますます拡大する電力系統の計画、建設に関し長期的視点にたつて、作成し施行する組織をつくり、かつ業務能力を保持する対策をたてる必要がある。

8-3 電力系統運用の目標

電力系統のサービス目標は次の各項目に対して、それぞれ目標を定め、長期計画および日常の運用において、この目標の達成に努めなければならない。

a. 周波数目標

電力の需給のバランスを示し、また、変動する負荷に対して、対応し得る電力系統の裕度の目標を示すものである。

Luzon Gridは、(60 Hz ± 0.1 Hz) を目標とすべきである。本目標の達成のため、大型工場(製鋼所)などの地内新設にあたっては、需要家との協調

を計るよう留意せねばならない。

b. 電圧目標

一般配電需要家 土 6%

動力需要家 土 10%

マニラ周辺の 230 kV 変電所 土 1%

北部地区水力発電所周辺 土 5%

(但し変圧器に負荷時電圧調整器が必要)

一般需要家の受電電圧変動は電灯、電化機器の動作特性から上記の目標値が定まるものである。これを維持するため、230 kV 系統、115 kV、66 kV 系統、30 kV、13 kV 配電幹線電圧部門毎に電圧調整を分担して行わねばならない。

c. 信頼度目標

信頼度目標には、需給バランス面での供給信頼度と、事故停電率の減少を目指すサービス信頼度とがある。

供給信頼度 1日/10年の供給不足が起る確率で表わす。

サービス信頼度 事故による停電回数及び時間で表わされるが、230 kV 主幹系統を運転する NAPOCOR として次の目標をたてる。

送電線 1 回線事故時また特に重要な送電線については、1 ルート事故時に対し、供給支障もしくは、系統不安定を生じないこと。

変電所 1 バンク事故で供給支障を発生しないこと。

d. 目標達成のための対策

上期の目標を達成するための対策は、長期的な立場で検討するもの、中期的な立場での対策、緊急に対策をとる必要があるものに分けて考えることができる。緊急に実施を要する対策については第 9 章で述べる。

8-4 中期的な対策のための基礎的な検討

a. 適正な運転予備力の保持

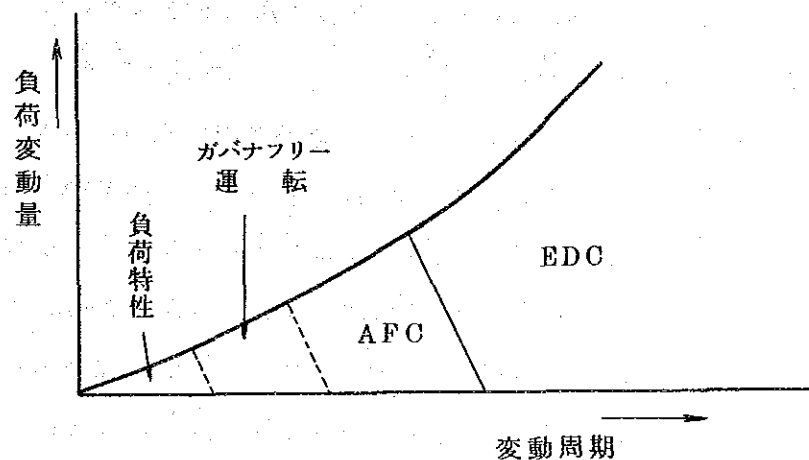
電力系統における単独系統の運転には適正な運転予備力の確保が必要であ

る。すなわち、周波数が負荷の変動に対して一定の目標値以内におさまるようにするためには適正な運転予備力の分担が必要である。これらの分担に関して運転予備力の保有量および配分の決定を適正に行うための資料を検討する必要がある。

一般に負荷変動に対する分担は次図のように表わされる。すなわち、10数分以上の比較的長周期の負荷変動については予測が可能であるため、経済運用を中心にした発電機の制御(EDC)で対応しうる。数分以下の短周期の小さなものに対してはガバナフリー運転で対応しなければならない。その中間の負荷変動量に対してはAFC運転担当発電所で調整分担を行わねばならない。

これら発電所の分担、必要量の検討を行うため、負荷変動の解析も行う必要がある。

ルソン島送電網では、現在周期の短い負荷変動量の大きなものはない。しかし単独系統であるため、将来の工業化で大容量のストリップミルなどが設置される場合は事前に充分検討しなければならない。



b 火力発電所・水力発電所出力の定格維持

火力発電所の可能出力が定格出力を下回らないよう、リハビリテーションが計画されている。出力の回復と共に、補修期間の短縮につとめて、予備力の計画と確保が安定した給電運用上必要となってくる。そのためには、保修技能力の確保が是非とも必要である。また、ますます発電所の自動化がすすむにつれて優秀な技能労働者の確保が重要となってくる。そのため、直営作業だけでなく、保修専門会社の育成について検討をすすめる必要がある。

c. 送電系統の増強についての検討

ルソン島の電力系統は、230 kV 系統につながる発電所が主体となっている（約 80 %）。そのため、230 kV 送電系統の送電容量がこれら系統につながる発電所の運転状況如何にかかわらず、安定に運転できる系統でなければならぬ。メトロマニラ周辺で緊急対策として実施を提案している 230 kV San Jose - Balintawak 線の増強が行われた後では、Binan - Kalayaan 間が問題として残る。この区間の増強についても緊急対策実施後に検討をすすめる必要がある。

d. 長距離送電線充電時の高電圧対策の検討

230 kV Kalayaan - Gumaca 線の 2 回線しゃ断事故時に、南部系統の電圧の異常上昇が認められ、避雷器などの破損事故を起こした。又全停電時の復旧操作時に Dolores 変電所、Mexico 変電所でもそれぞれ 280 kV をこす高電圧の発生を見て復旧操作に困難を生じている。何れも、フェランチェ現象の他に、線路を充電する発電機の自励現象と考えられる。

現在、Gumaca 変電所以南の 230 kV 系統では、15 MVar の Shunt Reactor が Gumaca, Labo, Naga, Daraga の各変電所 69 kV 側に各 1 台、また Tiwi 発電所に 15 MVar の Shunt Reactor が 2 台設置されている。従って、合計容量は 90 MVar となる。Kalayaan 発電所以南の 230 kV 送電線の充電容量は約 120 MVar であるため、この系統が単独系統になると 30 MVar の線路充電容量を Tiwi 発電所の発電機 55 MW 1 台で充電することになる。現在この系統が単独系統になった時の高電圧を防ぐには、単独系統時に Naga ~ Labo ~ Gumaca 線を開放する案（第一案）と、Shunt Reactor の再配分を行う案（第二案）がある。すなわち、第二案は Tiwi 発電所の Reactor を Gumaca, Naga 変電所にそれぞれ再配置することである。この案については、追加の Shunt Reactor の必要性、線路の共振電圧などの検討が必要である。従って、暫定的には第一案を確実に実施して、第二案の検討を行う必要があるものと考えられる。

また、他の地区についても併せて共振電圧を含めて共に検討をすすめる必要がある。

e. 通信系統増強の検討

緊急対策でマイクロウェーブ通信幹線がルソン島南北に計画されている。然

し、主要発電所に対してはマイクロウェーブ系統とPLCの2系統だけである。電力系統の拡大に伴い系統運用上、下記の主要発電所にマイクロウェーブ系統の2系列化を検討すべきである。

- 本店 — San Jose — Mexico — Hermosa — PNPP — 本店
のループ二系列化
- 本店 — Dolores — Kalayaan — Mt. Maunong — 本店
のループ二系列化

f. メンテナンス体制の確立

緊急対策期間において行われた運転保守要員の訓練の充実およびメンテナンス体制の改善に関する検討結果に基づき、メンテナンスのための組織、要員配置、保守基準、資金調達方法など効率的な体制を確立する。

g. 長期的な対策の検討立案

中期迄の主要リノベーション対策項目を実施することによって、当面1990年までは、設備としての供給信頼度は確保出来るものと考えられるが、将来の設備増強に対して過去の事故問題を繰返さないために、長期的な展望において安定した電源と系統にするための解析と検討方法を確立させ、並行して既系統設備の改善補強策を立案するものとする。

8-5 長期的な対策のための基礎的な検討

中期対策の期間において策定された既系統設備改善補強策について実施するものとするが、特に下記事項についての検討が行われ、具対策を実施する必要がある。

a. 電源ユニット規模

現在NAPOCORの電源開発はスケールメリットの追求を主としている。すなわち系統の最大電力想定に対し10%以上のユニット容量の発電機の建設を行っている。その為、信頼度の確保に、系統上にも運用上にも無理を生じている。

電力系統計画の基本を左右するこの方針の検討が必要であろう。然し1990年以降の計画において100MWユニット規模の石炭火力発電所の計画があるが、ユニット容量について長期的観点からの検討が必要である。

b. 需給長期計画

需給長期計画の策定にあたっては発電所、送電線の建設期間の長期化ということも併せて考え、供給力、予備力、需要想定を確固たる長期計画の策定について考えなければならない。

また、供給力想定にあたっては水力電源の比重が大きいため、出水変動の検討、火力発電所補修期間、故障確率の算定等の基礎資料の充実につとめねばならない。

c. 電力系統計画

(1) 北部 EHV 幹線計画

1987年に EHV 第一期第二期工事により、Naga 変電所より Kalayaan 発電所、San Jose 変電所間に 500kV 設計、送電線が完成する。そのため中央・南部の送電網は非常に強化される。然し San Jose 変電所より以北の系統は潮流 over などの問題が残っている。

北部の電源開発計画と併せて北部系統の増強計画を検討する必要がある。

(2) メトロマニラ供給対策

メトロマニラの供給対策については、長期的にみたメトロマニラ市内の需要の見通しに立って、現在の Sucat, Dolores, Balintawak の 3 拠点方式の見直しを NAPOCOR, MERALCO 共同で検討する必要がある。

なお、教育訓練、メンテナンス体制については、中期対策期間中に確立された体制を維持し、さらに改善された方法を追求する努力を継続することが重要である。

第 9 章

緊急に実施を要する対策

第 9 章 緊急に実施を要する対策

9-1 教育訓練について

a. 教育訓練体制

NAPOCORは、人的資源を最も重要な資産と評価し、人材の育成に力を注いでいる。教育訓練体制としては、Human Resources Departmentがあり、そのなかに、次の4つのDivisionを設置して、それぞれの機能に応じた教育訓練を実施している。

Management Development Division	(MDD)
Technical Development Division	(TDD)
Organization Development Service Division	(ODSD)
Learning Resource Service Division	(LRSD)

MDDは経営管理関係、TDDは技術関係、ODSDは組織・人的関係の教育訓練を担当し、LRSDは奨学制度、海外訓練計画および文献、教育資料の調査などを担当している。

b. 教育訓練の現状

NAPOCORは、1983年において、MDD 20コース、TDD 26コース、ODSD 13コース、合計59コースの教育訓練を実施し、多大の成果をあげている。

このうち、技術関係については、第9-1-1表に示すとおり、技術教育訓練12コース、運用教育訓練14コースを実施している。この教育訓練では、給電運用関係教育、変電所運転員教育、保修部門教育、保線部門教育が各々とり上げられている。

また教育訓練内容によって大別すると

技術教育訓練コースは

新任者教育 - 3

管理者並びに管理者候補教育 - 3

原子力発電関係教育 - 3

水力発電プロジェクト教育 - 2

土木関連教育－1

計12コースである。

運用教育訓練コースは

新任者教育－3

火力発電専門教育－5

変電所運転員教育－1

保修部門教育－1

保線部門教育－1

特殊部門教育－3

計14コースである。その概要については Appendix－3, NAPOCOR の技術教育内容に示す。

c. 教育訓練の問題点

本プロジェクトに関連する電力系統の教育訓練は第9-1-1表に示すとおり、2コースが実施されている。すなわちその1つは Engineering Training, Item 6 の電力系統の解析理論および計画、他は Operations Training, Item 7 の電力設備の運転・保守に関する実務教育となっている。

またこの内容をみると、電力系統の解析と計画および設備単体の保守業務の色彩が強い。従って大規模停電を想定した系統操作のケーススタディ、あるいは保護装置の教育訓練など系統運用の実務に直結した教育コースが必要であると考えられる。

今後、行う必要があると思われる具体的教育内容は次の通りである。

- (1) 給電所、変電所操作員に対するシュミレータを使用した事故処置訓練
- (2) 保護装置保守に関する実務訓練、事故検討訓練

教育施設ならびに事故解析に必要な Fault Recorder, Sequence Recorder の整備

- (3) 保修保線作業における相互研修、安全パトロールなどによる技能研修
- (4) 制御回路技能研修訓練の充実
- (5) 中堅技能者の訓練

第 9-1-1 表 Technical Development Programs

Item	Course	
Engineering Training	Newly Hired Personnel 1 Junior Engineers Program	
	Power System 2 Advanced Power Systems Analysis	
	Project	3 Basic Planning and Scheduling with CPM
		4 Project and Construction Management Course
		5 Abra River Basin Hydroelectric Development Project Training Program
		6 Echo-Seminar in Hydro Power Development
	Civil	7 Short Courses on Power Projects (Mechanical Design)
		8 Seminar-Workshop for the Civil Design Division Staff
	Nuclear Power Plant	9 Orientation on Nuclear Power
		10 Self-Study Technical Training Series on Nuclear Power Plant Operation
		11 Instrumentation and Control Engineers/Technicians Course
		12 Health Physics Course
Operations Training	Newly Hired Personnel 1 Basic Course on Thermal Power Plant Operation	
	Power Plant	2 Hydroelectric Power Plant Operation
		3 On-Shift Refresher Course on Thermal Power Plant Operation
		4 Geothermal Power Plant Operation & Maintenance Course
		5 Diesel Power Plant Operation & Maintenance Course
		6 Instrumentation & Control Training Course
		7 Substation Operation and Maintenance
	Power System 8 Electrical Maintenance Course	
	Mechanical 9 Mechanical Maintenance Course	
	Lineman	10 Basic Lineman's Course
		11 Hotline Maintenance Course
	Chemical	12 Chemical Technicians Course
		13 Corrosion and Pollution Course
	Welding 14 Basic Welding Course	

9-2 メンテナンスについて

a. メンテナンス組織と職務分掌

NAPOCOR 全社のメンテナンス組織の概要は第3章第3-1図の通りで、夫々の地方で或る程度異っている。

Luzon 系統のメンテナンス関係組織は同図が示すとおり

本部…………… Utility Operation (Luzon) の中に

Quality Assurance Group

地方…………… Metro Manila Regional Center (MMRC)

(火力発電所)

Northern Luzon Regional Center (NLRC)

(北部水力発電所)

(北部 Luzon および Metro Manila 西部送電線、変電所)

Southern Luzon Regional Center (SLRC)

(南部水力発電所)

(地熱発電所)

(南部 Luzon および Metro Manila 東部送電線、変電所)

などとなっており、それぞれの設備を担当している。

従って、水力発電所、送電線、変電所関係のメンテナンスは Luzon 島を南北に分け、NLRC、SLRC にて分担実施している。

b. 火力発電所関係保守業務について

今回の JICA 調査団はフィリッピンに対するプラントリノベーション計画調査の一環として「ルソン島送電網」について調査を行った。

しかし、NAPOCOR に関する保守業務の中で、資金的に大部分を占める火力関係については、第1回プラントリノベーション計画調査が行われ、また、その後、具体的なリハビリテーション計画の検討も行われている。

設備の維持管理の問題は、企業としての政策、組織、人材、資金などの問題が、長期的に、有機的に機能して、はじめて実効があがるものである。

参考のため、火力発電所関係保守業務の実情として言われている主な点を整理して見ると次の通りである。

- (1) 定期修理工程が大巾に遅延することが多い。これは理由の1つとして、日常、保修業務にたずさわっていない運転当直長が、下請を含め数百人の作業員を総括する立場にあることも言われている。
- (2) ベテラン技術者が不足している。火力発電所の場合、特に海外流出が過去多かったためもある。
- (3) 工作機械工、溶接工、塗装工など、現場技術者は長年在職者が居るが、総括技術者が少なく、全体の調整面が手薄である。
- (4) 高圧部分の溶接など、高度な作業に対して技術不十分な面がある。
- (5) 資材調達で、納期が長い、仕様が間違っている、台帳管理が不明確など問題が多い。
- (6) 建設当時の図面、資料の保管が不十分である。
- (7) メンテナンスに投入する資金が過少である。

年	NAPOCOR				日本K社 (¥/kWh)
	資金 (M₺)	火力発電所 発生電力量 (GWh)	単 価		
			(₺ / kWh)	(¥ / kWh)	
1980	40.8	7798	0.0052	0.156	0.78
1981	60.8	7768	0.0078	0.234	1.31
1982	151.3	—	—	—	1.50

- (8) 上記との関連で、協力会社の技術レベルの向上も今後の課題である。火力関係には現在、労務提供2社と、材料検査を行う公営機関(MIRDC)がある。
- c. 水力発電所、送電線、変電所の保修業務について
- NAPOCOR全電力系統の1983年送電、変電関係の運転費(含、修繕費、減価償却費、人件費)は第9-2-1表に示すとおり、約215.5百万ペソ(34億円)程度で、料金収入の約2.5%である。これを日本のK電力会社と比較すると、同表にあるようにK社の場合、送電、変電関係の運転費は748億円、料金収入の7.2%程度であり、NAPOCORの運転費はK社絶対額に対して約

第 9-2-1 表

Comparison of Operating Expenses
between NAPOCOR & K Co. (Japan)

Item	NAPOCOR (A)		(incl. Depreciation) K Co. (B)		Remark
	Equi. Yen (M*P)	Equi. Yen (B*Y)	Equi. Yen (M*P)	Equi. Yen (B*Y)	
Net operating revenue	9628.8	134.8	9628.8	134.8	Ex. Rate; P1=Y14
Operating expenses					
Generation	6879.7	96.3	7757.0	108.6	
Transmission & Distribution	215.5	3.0	243.0	3.4	
Distribution line (K Co. only)	0.0	0.0	0.0	0.0	T/L & S/S
Selling expenses	0.0	0.0	0.0	0.0	D/L
General & Administration	111.3	1.6	125.5	1.8	
Sub-Total (a)	7206.5	100.9	8125.5	113.8	
Special tax	0.0	0.0	0.0	0.0	
Depreciation	795.3	11.1	0.0	0.0	
Depletion	123.7	1.7	0.0	0.0	
Provision for Doubtful acc't	4.4	0.1	4.4	0.1	
Lease cost	12.8	0.2	12.8	0.2	
Total (b)	8142.7	114.0	8142.7	114.0	
Trans. & Dist./Sub-Total (a) (%)	2.99		2.99		
Trans. & Dist./Total (b) (%)	2.65		2.98		
Trans. & Dist./Ope. revenue	2.24		2.52		
Transmission line length	(km) A	A/B (%)	(km) B		
500kv	0		269		
230kv	3164		3510		incl. 220KV
138kv	2067		2441		incl. 115KV, 110KV
69kv	4396		6473		
Total	9627	75.8	12693		
Substation capacity (MVA)	10842	30.9		35070	

4.5%、対収入比にして35%程度となっている。

しかし、運転費は人件費の占める割合が大きいので、双方の技術者の人件費比率($\frac{1}{8} \sim \frac{1}{10}$)を考慮し、人件費の比率を折り込んだ運転費比率を試算するとNAPOCORとK社の比は次に示すように26%程度となる。

	人件費比率	修繕費および 減価償却額の 比率	合計
	(%)	(%)	(%)
K 社	85	15	100
NAPOCOR (K社の1/8) と仮定)	11	15	26

これをもって、一概に修繕費が不足であるとは言い切れないが、何れにしても非常に少ない額であることは言える。

因みに、送電線亘長はK社の75.8%、変電所総容量は30.9%であり、設備規模は特別に桁違いのものではない。

また、今回の現場機関の調査において、各現場機関の長(例、Technical Service Station、Provincial Officeなど)などの意見として、次のような点が多かった。

- (1) 納期が非常に長い。
- (2) 更新、または修理の資材、測定機器、工具などが不足している。
- (3) 車両が老朽化しており、また、仕様が適当でない。(特に送電用)
- (4) 地方の事業所に総括および計画、管理の技術者が不足している。(送電には居ない)

これ等の意見は前項の火力関係の場合と略同様であり、技術者、保修用器材、資金などの不足と言うことが出来よう。

また、日本の各電力会社の場合、水力発電所の水車、発電機および送変電設備のしゃ断器、保護継電器類などの保修業務は外注している(GCBはメーカーに依頼)

従って、今後、技術の高度化に伴って、火力発電所の場合と同様、技術専門協力会社を育成強化し、保守業務の効率化を図ることも重要な課題である。

d. ま と め

メンテナンスの問題は、前述の通り、企業の機構全体に亘る問題であるので

- (1) 効率的運用に関する機構の見直し
- (2) 保守基準、指針、などの整備
- (3) 仕様の統一、品質管理など資材調達の改善
- (4) 恒常的なメンテナンス資金の調達
- (5) 人材の養成
- (6) 協力会社の育成

など、組織的に取組み、常に改善を行うことが必要である。

今回のリノベーション工事実施によって、略、大停電事故はなくなるが、その後、長期に亘って、供給信頼度を維持し、また向上させることの成否は、これ等の改善努力如何によるところが大きいと思われる。

9-3 給電運用について

a. 電力系統解析結果からの問題点

第7章で述べた電算機による系統解析結果から、クローズアップされた運用上の問題点は次のとおりである。

(1) San Jose ~ Balintawak間の系統運用

前述の通り San Jose ~ Balintawak 間の系統が、Wet season において特に重潮流となり、しかも、この送電線の事故時（1回線事故でも）、San Jose, Balintawak 変電所周辺の 115 kV 送電線が比較的弱体であるため、系統切替による救済が容易でない。

従って、系統強化が完成するまでの当面の運用上の対策として 115 kV San Jose ~ Balintawak 線事故時の 230 kV, 115 kV 系を含めた系統操作法について予め充分検討しておく必要がある。

(2) 電圧運用の体系化

現在、Luzon Gridの電圧運用は発電機によるVar調整と34.5kV系以下の送電線、変電所のStatic condenserの切入をLDCからのRemote controlによって行われている。このため、1987年の115/34.5kV変電所115kV側Bus電圧の昼夜間差は第9-3-1図に示すように、15kV(13%)程度となる。第9-3-1図の傾斜はMexico変電所およびKalayaan発電所の230kV電圧を昼夜間同一に調整し、またMetro Manila内のStatic Condenserは現状のままとした計算条件によるものであるが、需要家端における昼夜の変動は極めて大きいものと考えられる。

現在、NAPOCORでは230/115kV変電所において、On Load Tap Changer (OLTC) が使用されていない(最近、設置した変圧器で付いていないものもある)。今後の負荷増と電気の質に関する社会的要求が高まることを考えると、NAPOCOR、MERALCOの両系統一貫した電圧調整対策の策定が必要であろう。

(3) Hermosa変電所およびその周辺変電所における電圧問題

PNPP運転開始以前、Olongapo変電所系において電圧苦情が多いため、NAPOCORとしてはPNPP運転開始後は、PNPP、Magatの大型電源脱落対策および、Hermosa変電所周辺の電圧対策として、

PNPP …… 常時500MW発電(定格620MW)

Bataan150MW unit …… 常時運転

を運用方針としている。しかし、下記の理由により、Bataan発電所の常時運転は運転上からも経済的にも疑問があり、電圧対策としてHermosa(またはMexico)変電所にStatic Condenserを増設することが得策と考ええる。

1) PNPP(500MW)またはMagat(360MW)の脱落対策として運転予備力をBataan2Gとするより、経済的にも電圧運用上も、Sucat4GまたはManila1.2G運転が妥当である。

2) PNPP停止時の電圧対策としては直接的にHermosa変電所(またはMexico変電所)にStatic condenserを設置することが効果的である。

b. 系統復旧上の問題

1984年9月24日の事故の系統復旧に際して、復旧に非常に時間を要した原因として、電圧上昇の問題があった。

SOPに従って、復旧手順は進められていた。しかし、Kalayaan発電所からの送電延長も、北部水力系からの受電も、電圧上昇に悩まされたことは前述の通りである。

(1) 系統復旧操作の現状

現在、NAPOCORとMERALCOにおいて定めているSOPの概要は次の通りである。

1) 全停時の操作手順について

i) NAPOCOR 系統の操作手順

Luzon 系統が全停した場合、NAPOCOR では、北部系統と中南部系統毎に系統回復を行い、その後全系統並列を行う手順となっている。その概要はつぎのとおりである。

i) 北部系統

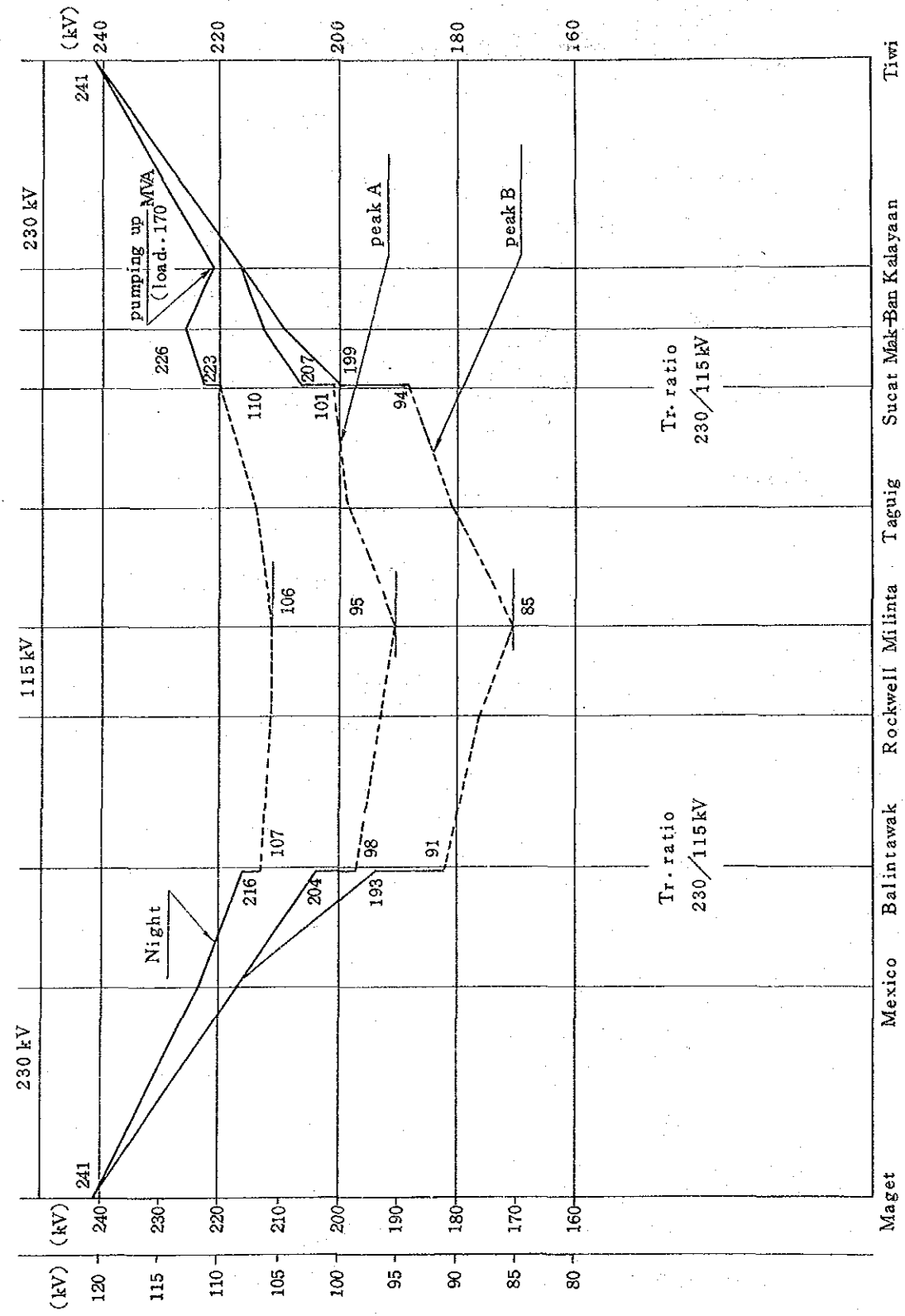
Binga 以北の Ambuklao、Magat、Binga 水力発電所を順次並列する。

ii) 中南部系統

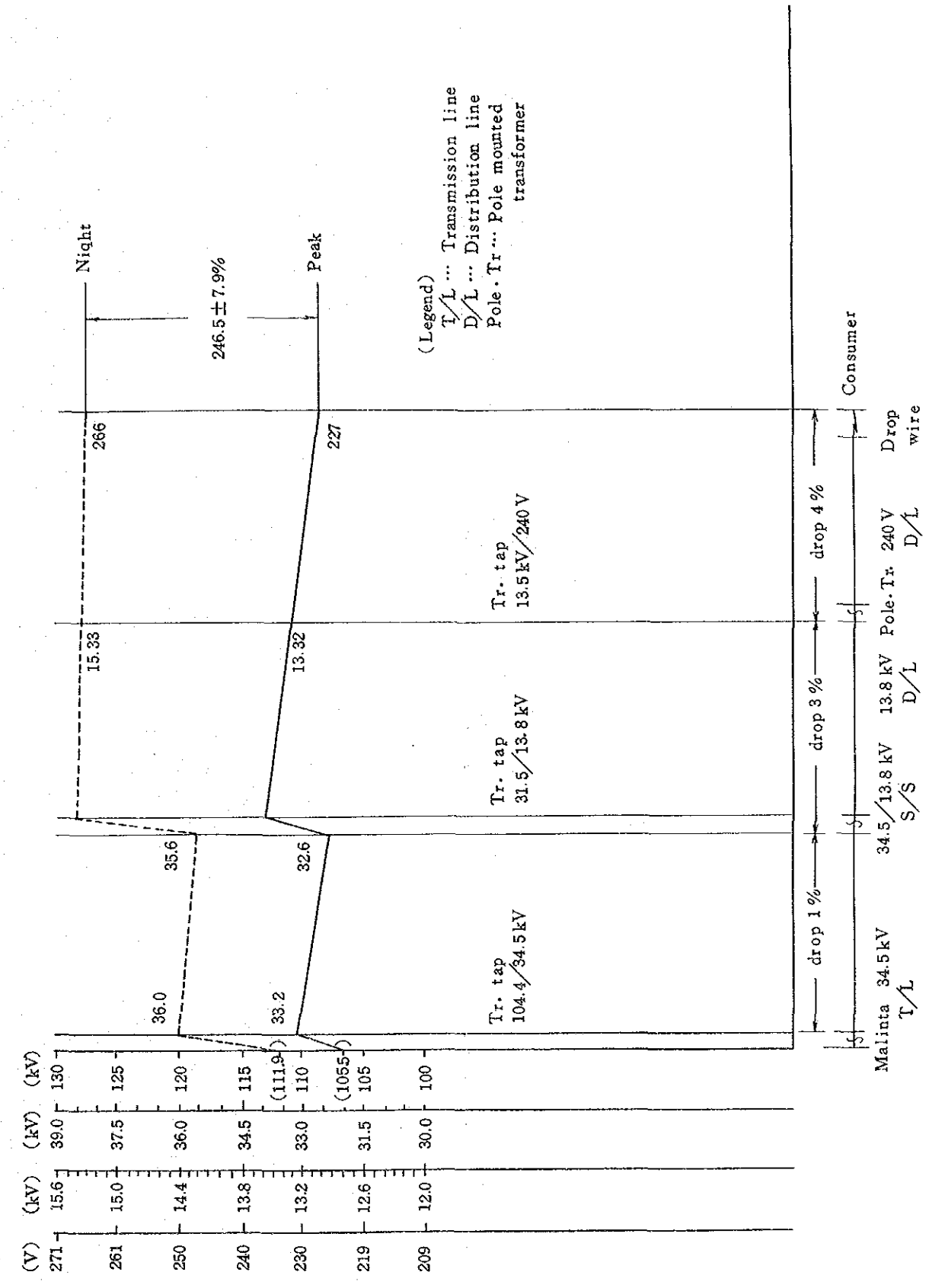
Angat および Kalayaan 水力発電所を起動電源として、マニラ市およびその周辺の発電所を起動する。操作手順は概略次のとおりである。

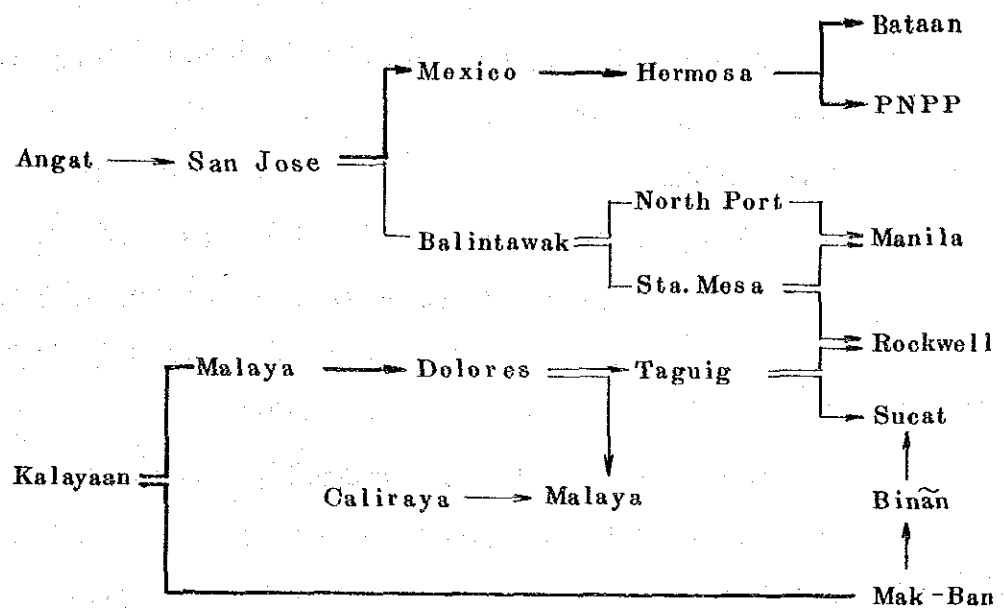
1987
 第 9 -- 3 -- 1 图 230 & 115 kV Power system
 Voltage regulation
 (Calculation result)

(Legend) Case... wet, FNPP in
 Peak A ... VAR source (temporary)
 to Malinta, Rockwell, Taguig
 (30MVA) (40MVA) (30MVA)
 Peak B ... VAR source none



(B) 34.5 kV T/L, 13.8 kV D/L, 240V D/L
 Voltage regulation





iii) 北部系統と中南部系統の並列

北部系統と中南部系統の並列を行う。

iv) Malaya-San Jose-Dolores 230 kV 系統ループ化

v) MERALCO系統の回復

vi) 負荷の回復

2) MERALCO系統の操作手順

MERALCO では次の6つのケースについて、詳細な操作手順を作成している。

- i. ケース I - A 全電源アウト、起動電源 北部水力
- ii. ケース II - B 全電源アウト、起動電源 南部水力
- iii. ケース III Bockwell 以外のアウト
- iv. ケース IV Manila 以外のアウト
- v. ケース V Sucat 以外のアウト
- vi. ケース V Malaya 以外アウト

(Appendix-4 NAPOCOR および MERALCO の系統操作法 参照)

(2) 現行復旧操作の問題点

- 1) 現在の操作法は PMCに権限が集中し、各変電所は自所に定められた

SOPを状況不明のまま実行するだけになっている。従って、各発電所とも、主要送電系統の単線結線図がない。また、Relay stationは単なる取次機関の性格が強い。

Luzer Gridは

- i. 系統容量が次第に大きくなりつつある。(約2,500MW)
- ii. 近年、大型電源が逐次運転開始した。(PNPP、Magat、Calaca)
- iii. 230kV送電線が年々延長、強化され、loop系統、多回線並列系統が増えつつある。
- iv. Metro Manila内115kV系が次第に網状化している。

など、系統運用が次第に複雑化している。従って現在のPMC当直員3名と各発電所への現用通信回線設備では、緊急事態に迅速な対応を行うことは非常に難しいと考える。勿論、緊急事態にはNAPOCORの応援要員MERALCOの連絡要員などによって増員されるが、通信設備、日常の訓練などの問題があり、効果的な活動には疑問がある。

当直員に対しては、種々のケースに即応出来るようシミュレーターを使用するなどの方法により、くり返し日常、訓練を実施する必要がある。

- 2) また、SOPに定められている停電復旧時操作(第9-3-2図)では「各変電所は受電したら、順次送電(2回線の場合1回線のみ)し、負荷への送電の指示を待つ」となっている。従って、例えば、Kalayaan発電所から、各汽力発電所所内電源確保のため、230kV送電線を延長する場合に、PMCがその状況を把握し、Kalayaan発電機の出力に見合う負荷(例えば、150MWの1/4程度など)をかけるようDolores変電所、LDCなどに指示するのが原則である。しかし、PMCの指示が出ないか、連絡がとれないような場合、Kalayaan発電所において自主的に第1段の処置として、或る程度の負荷をかける指示が出来るような給電指令のルールを定めておく方法が考えられる。

このような方法は、主要発電所を中心とした通信設備、および系統盤などの所要給電施設を強化、給電指令組織の改善が必要であるが、早急に検討すべきであろう。

e. 給電指令設備の問題点

PMCには既に自動給電装置として Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) system が導入されているが、現在調整段階にあって、未だ充分機能していない。

PMC の当直要員は通常時 3 名であるが、SCADA system が機能していない状態で、需給調整、系統運用、記録収集、想定事故による復旧対策の予備的検討などを 3 名で行うことは極めて困難である。

従って、NAPOCORとしては、SCADA system が一刻も早く、完全に稼働するよう努力すべきである。これによって日常運用の当直業務から解放され、復旧対策の予備的な検討を各当直は行うことが出来ると考える。

そのためには、系統運用上の Software の改善、Remote Terminal Unit (RTU) などの Hardware の追加などを要することも考えられるので、給電部門において組織的な検討が必要であろう。

第9-3-2 図 BLACKOUT OPERATION

(Flow Diagram)

(From NAPOCOR SOP)

