

3. 発電設備の現状

(1) 一般

Mak-Ban発電所No.1~No.6ユニットの1986年から1990年に至る5カ年間の停止回数は239回で、プラント停止延日数は839日であった。(ただし、1回の事故停止で停止期間が1日に満たないものも1日として算定した。)

停止日数は5カ年間の延日数の7.7%になる。(Table 6-2-6 参照)

- プラントオーバーホール/メンテナンス	58.8%
- 所内電気系統事故	16.3%
- 冷却水配管故障	8.3%
- 水素ガスクーラ掃除	5.5%
- PGI 蒸気供給装置故障	4.2%
- 復水器真空低下	3.9%
- 発電機スリップリングブラシスパーク	1.3%
- ガバナ系統故障	1.3%
- 電力系統事故	0.5%

(2) 機械設備

a. プラントオーバーホール/メンテナンス

プラントオーバーホールのための停止日数は、全停止日数の60%近くを占めている。1回のオーバーホールに要する日数は、一般には4週間程度であるが、タービンロータ損傷の程度によっては、多くの日数を要し、当発電所の場合最大12週となっている。

b. 冷却水管の故障

冷却水管の故障や復水器真空低下は、配管材質に関連する故障である。また、水素ガスクーラの掃除は冷却水中に藻が発生し、熱交換器チューブの熱貫流率を低下させるため、これの回復のための除去作業である。

c. PGI の蒸気供給システム故障

Tiwi発電所と同じ。

d. ガバナ系統故障

Tiwi発電所と同じ。

(3) 電気設備

Mak-Ban発電所の電気設備は、Tiwi発電所と同じく大きく分けて発電所内電気設備とスイッチヤード用電気設備があるが、両方に共通な問題として前述の NCG 中に含まれる硫化水素ガス(H_2S)により、各機器・設備の導体、端子、絶縁物、支持台、架空地線、その他が腐蝕し、リレーの誤動作、機器の動作不良、遮断器の故障、ケーブルの断線、碍子の絶縁破壊等の問題を生じている。

Mak-Ban 発電所は、ルソン島ラグナ州に位置しているため、主たる需要地であるマニラ首都圏まで70kmの比較的短い送電線によって接続されているため、系統事故によるプラントトリップはTiwi発電所に比較すると極めて少ない。

その他種々の電気関係の問題点とその対策については、4項に述べることにする。

尚、各原因別のプラントトリップ事故の回数及び日数については、Table 6-2-7 "Summary of plant shutdowns." の通りである。又、これらの問題点は前述の如く主としてプラント A及びB で発生しており、プラント Cは殆ど問題はない。

Table 6-2-7 Summary of Plant Shutdowns

(1/4)

Mak-Ban Power Plant														
Cause of Shutdown	Year	Unit 1		Unit 2		Unit 3		Unit 4		Unit 5		Unit 6		Total
		Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	
Hydrogen Gas Cooler Cleaning	1986	0	1	4	0	0	1	1	0	0	0	0	0	
	1987	3	4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1988	2	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	
	1989	5	7	1	1	3	5	0	0	0	0	0	0	
	1990	5	13	2	3	0	1	2	0	0	0	0	0	
Sub-total	15	26	5	9	6	8	2	3	0	0	0	0	28	46
													(12.1%)	(5.5%)
Troubles of PCI Steam Supply System	1986	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1987	1	1	3	3	2	1	1	1	1	5	1	5	
	1988	0	0	2	2	3	3	0	0	1	1	1	1	
	1989	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1990	0	0	1	1	3	4	0	0	1	2	1	2	
Sub-total	2	2	7	7	8	9	1	1	3	8	3	8	24	35
													(10.3%)	(4.2%)
Power System Faults	1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1987	1	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	
	1988	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1989	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub-total	1	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	3	4
													(1.3%)	(0.5%)

Table 6-2-7 Summary of Plant Shutdowns

(2/4)

Mak-Ban Power Plant														
Cause of Shutdown	Year	Unit 1		Unit 2		Unit 3		Unit 4		Unit 5		Unit 6		Total
		Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	
Plant Electrical System Faults	1986	0	1	1	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	1987	1	0	0	5	5	1	12	0	0	0	0	0	0
	1988	6	7	10	4	4	3	4	1	1	0	0	0	0
	1989	7	8	4	6	8	21	8	11	2	4	5	17	4
	1990	3	3	4	5	3	3	3	3	3	3	4	4	4
Sub-total	17	19	16	22	22	36	15	30	6	8	9	21	85	136
													(36.6%)	(16.3%)
Plant Overhaul/Maintenance	1986	1	4	-	1	29	-	-	1	25	1	5	5	5
	1987	1	6	2	10	3	2	9	1	11	2	8	8	8
	1988	3	56	2	28	3	18	3	42	3	34	2	12	12
	1989	2	21	2	36	0	1	5	4	20	2	20	2	20
	1990	1	1	1	1	1	29	2	18	3	8	3	34	34
Sub-total	8	88	7	75	6	79	8	74	12	98	10	79	51	493
													(21.8%)	(58.8%)
Cooling Water Pipeline Troubles	1986	1	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1987	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	4	4
	1988	2	7	3	22	1	9	0	0	0	0	1	13	13
	1989	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1990	0	0	1	9	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Sub-total	3	10	5	32	2	10	0	0	0	0	3	18	13	70
													(5.6%)	(8.3%)

Table 6-2-7 Summary of Plant Shutdowns

(3/4)

Mak-Ban Power Plant

Cause of Shutdown	Year	Unit 1		Unit 2		Unit 3		Unit 4		Unit 5		Unit 6		Total
		Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days	
Spark of Generator Slipring Carbon Brushes	1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1987	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1988	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	1989	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1990	0	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0
Sub-total		3	4	2	2	1	3	4	0	0	0	0	0	9
														11
														(3.8%)
														(1.3%)
Condenser Vacuum Low	1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1987	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0
	1988	0	0	1	20	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	1989	1	2	0	0	0	0	0	0	2	3	0	0	0
	1990	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	0	0	0
Sub-total		1	2	1	20	3	4	1	1	4	5	1	1	11
														33
														(4.7%)
														(3.9%)
Governor System Troubles	1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1987	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1988	1	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0
	1989	0	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0
	1990	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2
Sub-total		3	3	0	0	1	1	3	4	1	1	1	2	9
														11
														(3.8%)
														(1.3%)

Table 6-2-7 Summary of Plant Shutdowns

(4/4)

		Mak-Ban Power Plant													
Cause of Shutdown	Year	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	Total							
		Times	Days	Times	Days	Times	Days	Times	Days						
Grand Total		53	156	44	168	50	149	33	117	26	120	27	129	233	839
														(100%)	(100%)

4. 発電設備の問題点と対策

(1) 機械設備

a. オーバーホール

Mak-Ban 地熱発電所は、運開以来蒸気質の改善が進み、更に1990年には、蒸気スクラバー装置を設置し、好結果が得られており、現在までの運転実績からみて年に1回又は2回のオーバーホールでプラントの安全性は維持出来ると判断されている。しかし、実際は蒸気中の不純物に原因するとみられるMSVのスティックが頻発しているため、更に蒸気質の改善が必要であると判断される。

b. 蒸気質の改善

Tiwi、Mak-Ban両発電所の一部のユニットで蒸気質改善の手段として蒸気スクラバー装置が設置され試験中である。既に1カ年経過しているため各ユニット毎の試験結果を整理し、他ユニットへの採用の是非を検討したい。現在までの試験結果では、蒸気スクラバー装置を採用してもスケール付着による出力低下があっている。

蒸気質の改善と維持は、蒸気供給事業者 PGIの責任で実施されるべきであろう。近年、蒸気水洗装置が開発され、発電中にプラントを停止することなくノズル、タービンブレードに蓄積したスケールを除去することが可能となった。

プラントの保護手段として、蒸気水洗装置を各ユニットに設置し、連続運転時間の延長、出力低下の防止、接触事故の予防を行う。

c. 主冷却水管のライニング

主冷却水管、温水管は腐蝕が著しく、最大腐蝕量は管肉厚の75%にも及んでいる。これらの配管は埋設管であり、このまま腐蝕が進行すれば配管は土圧により圧壊することも心配される。

腐蝕量に相当する肉厚のステンレス管 (SUS 304) でライニングし、圧壊と腐蝕の進行を予防する。

d. 補助冷却水管の取替

既設管は、エポキシライニング炭素鋼管であったが、ライニング材が剥離

し、腐蝕を受けた。

スーパーコートライニングした炭素鋼管は、Tiwi発電所の冷却水で安定した性質を示し、且つ耐蝕性も高い。よって、冷却水管はスーパーコートライニング炭素鋼管又はSUS、FRPなどの材料と取り替える。

e. 藻の発生の抑制

発電機水素ガスクーラのチューブ内に藻が発生し、また泥土が蓄積して、熱貫流率が低下する。これを回復するため、出力制限やプラントを停止し、チューブの内面掃除を行っている。

チューブの熱貫流率低下防止策として次の2案が考えられるが、経済性と信頼性を考慮して選定したい。

・第1案

水素ガスクーラ、潤滑油クーラへの冷却水システムを現在のオープンサイクルからクローズドサイクルに改造し、太陽光線を遮蔽することにより藻の発生を抑制する。

・第2案

水素ガスクーラにチューブ洗浄用ブラシを設置し、チューブ内を常時自動的にブラッシングすることにより内面を掃除する。

f. ラビリンスパッキング材質の改善

タービン主軸のラビリンスパッキングの腐蝕が著しかったが、ステンレスに取り替えて以来、この部分の故障は解消された。

g. 硫化水素ガスの拡散とアフターコンデンサの設置

No.1~No.4ユニットは、現在蒸気エジェクタが常用で、ガスコンプレッサが予備となっている。

ガスコンプレッサは、現在サージングがあり、腐蝕も著しいので再使用は不可能と判断される。

蒸気エジェクタを常用とし支障なく運用するため、蒸気エジェクタにアフターコンデンサを設置して、蒸気の飛散防止を行い、周辺機器が腐蝕するのを防止する。さらに硫化水素ガスの着地濃度を下げるため NCGの排出位置を冷却塔の強制通風口まで延長し、ガス拡散の促進を計る。(Fig 6-2-8(1))

(2)、(3) 参照)

h. 冷却塔の一部改造

押込ファン、ハブなどの回転体は、ドレンアタックを受け、またフイーラは長年月使用による損傷が著しく補修の時期に来ている。

冷却塔の骨組は木造で、天井板、側板、ルーバなどは飛沫水の他、蒸気エジェクタから飛散する強酸性水滴により腐蝕が著しく進行している。

台風常襲地に位置しているので側板、ルーバ、手摺、階段などは脱落、破損又は変形し、冷却塔の性能が損われ且つ安全性にも不安がある。

冷却塔の性能を元に戻し、発電機出力を回復するために、損傷の激しい全てのファン、ハブ、フイーラ、側板、ルーバ、天井板、手摺、階段などを取り替える。

また、冷却塔の骨組の上部の3分の1、ファン駆動モータの3分の1を新しいものと取り替える。

i. 自動車の購入

Mak-Ban発電所従業員は271名で、その内訳は、運転員135名、保守員63名、その他73名である。

発電所専用車として現在配置されている車は、プラントA、B、Cで計1台である。運転員は朝夕の通常勤務者用車に便乗して交替勤務についている。

運転員の勤務形態は、4直編成、3交替勤務であるが、交通手段が不備のため交替勤務が時間通りに行われ難く、場合によっては、2直連続勤務の止むなきに至る場合もある。これは、発電所の運転維持上極めて重大な問題である。

地熱発電所と社宅は山間僻地にあるので、公共の交通機関がない。発電所に現在配置されている車の数は不足しており、何れも老朽化し、取り替えの時期にある。

交替勤務者の円滑なる輸送、事故発生時の保守員、保安員の速やかな輸送、緊急時に速やかに対応するため、小型バス(29人乗り)1台、ウインチ積載型ジープ(7人乗り)1台を購入したい。

(2) 電気設備

a. 発電所内電気設備

(a) 発電機関係

発電機本体については、固定子、回転子とも現在の所、特に問題は認められないが、運開以来10年以上を経過しているNo.1～No.4ユニットについては固定子コイル用ウェッジ取り替え、回転子コイルの巻替えの検討及びリテイニングリングの詳細点検が必要と考えられる。励磁回路については、スリップリングがスパークのため磨滅消耗し、ブラシホルダーも腐蝕のため損傷しており、スリップリングの修理、ブラシホルダー及びブラシの取り替えが必要である。水素ガスの消費がTiwi発電所と同様多いので発電機固定子温度センサ端子板の水素ガスシールを詳細点検する必要がある。

又、AVRも部品の腐蝕のため一部取り替えが必要である。

(b) 4.16kV、480Vスイッチギヤ及び480Vモータコントロールセンタ

これらの設備は発電所パワーハウス内の電気室に設置されているが、この部屋は通常他の区画とは仕切られ、空調によって外気より若干の正圧に保持されているため、外気が侵入しない様になっている。しかし、集中式空調装置が時々故障するため、電気室扉が開放される時があり、パワーハウス内の空気が電気室に侵入し、これに含まれる硫化水素ガスが電気機器、リレー類、計器等に腐食、劣化等の悪影響を与えている。現在の所、定期的なパネル類の内部点検、清掃、接点磨きなどで重大事故にまでは至っていないが、早急に硫化水素ガスの拡散装置の設置、空調設備の整備が必要である。

又、発電機用マグネブラスト遮断器はパワーハウス内の電気室の外にあり、直接硫化水素ガスを含むパワーハウス内の空気にさらされ、遮断器のコンタクト表面が腐食し、接触抵抗により加熱して焼損事故を起した事があり、No.2,3,4ユニットは既にガス遮断器に取り替えられている。No.1ユニットの遮断器も取り替えることで検討する必要がある。

480Vモータコントロールセンタでは設計上の問題点として1台の冷却塔ファンモータが接地した時に全ての冷却ファンがトリップし、プラントト

リップに至るので、この系統の地絡選択遮断を検討する必要がある。

又、冷却ファンモータの接地、焼損事故が多いのでこの原因の詳細調査が必要である。

b. スイッチヤード電気設備

前述の如く蒸気エジェクタ排気中の蒸気及び硫化水素ガスによりスイッチヤードの電気設備、特に導体露出部、碍子、断路器、架空地線、遮断器、制御装置等に腐食や絶縁低下、動作不良などを発生している。

特に運開後しばらくの間に碍子に付着した蒸気中の不純物及び蒸気ミストにより碍子の絶縁耐力が低下し、フラッシュオーバー事故が多数発生しており、現在はこの対策として高圧絶縁コンパウンドを碍子表面に塗布している。

根本的な対策として蒸気エジェクタ排気の効果的な拡散装置を早急に設置する必要がある。

また旧式のOCBをSF₆ガス遮断器に取替える必要がある。

(3) 計装・制御設備

Mak-Ban発電所の場合Tiwi発電所と異なり、中央制御室の空調設備は正常に運転しており、Tiwi発電所の場合の様な制御室内の機器・計器の腐蝕、劣化はまだ発生していない。但し、外気に露出した場所にある計装、制御機器は硫化水素ガスによる腐蝕、劣化を生じている。

計装・制御設備の問題点の詳細は下記の通りである。

a. ホットウエル、レベルコントロール

自動レベルコントロールが空気制御装置が劣化して時々動作不良を起しているため、制御空気系統の詳細点検が必要である。

b. 制御盤の記録計

主機用（タービン／発電機）の記録計は殆ど旧式化し、予備品が入手できないので、発電所は取り替えを希望している。補機用は現在の所、特に問題はない。記録計の追加設備の検討も必要である。

c. 制御盤の指示計及びトランスミッタ

数台の制御盤指示計は劣化、腐蝕のため動作不良となっているものがあり、

これらは修理又は取り替える必要がある。

d. タービン監視計器

現在全てのタービン監視計器は正常に動作しているが、センサーやピックアップのいくらかは高振動や高温で劣化し、取り替えが必要である。

e. 制御用空気供給装置

No. 5、No. 6ユニットの制御用空気の質に問題があり、供給装置の詳細点検、フィルタの取り替え、ドライヤの点検等が必要である。

f. 薬品注入装置

pHセンサ及びトランスミッタが屋外に設置されているため、劣化がひどく取り替えが必要である。自動pH制御装置を取り替えることを検討する。

以上の問題点と対策の総括表をTable 6-2-8 及びTable 6-2-9 に示す。

Table 6-2-8 Problems and Basic Countermeasures (Mechanical)

Power Plant: Mak-Ban (1/2)

No.	Problem	Basic Countermeasure	Unit No.						Reh	OH	Remarks
			1	2	3	4	5	6			
M-1	Frequent and long overhaul/maintenance shutdowns	(1) Procurement of turbine spare rotor, nozzle and diaphragm	0	-	-	-	-	-	0	-	
		(2) Installation of water washing system	0	0	0	0	0	0	0	-	
		(3) Procurement of honing machine	-	0	-	-	-	-	0	-	
M-2	Corroded cooling water pipe and vacuum low and water leakage, entailing burst pipe in the future	(1) Internal lining of main cooling water pipe with stainless steel sheets	0	-	0	0	0	0	0	-	
		(2) Additional installation of electrolytic protection system	0	-	0	0	0	0	0	-	
M-3	Decreased performance of H ₂ gas cooler for turbine generator due to algae growth	(3) In Replacement of aux. cooling water pipeline including the headers	0	-	0	0	0	0	0	-	
		Installation of automatic tube cleaner or modification of cooling water system from open cycle to closed cycle	0	0	0	0	0	0	0	-	

Note: Reh = Rehabilitation OH = Overhaul

Table 6-2-8 Problems and Basic Countermeasures (Mechanical)

Power Plant: Mak-Ban (2/2)

No.	Problem	Basic Countermeasure	Unit No.						Reh	OH	Remarks
			1	2	3	4	5	6			
M-4	Decreased performance of cooling tower resulting in high cooling water temperature	Replacement of eroded and poor materials	0	0	0	0	0	0	0	-	
M-5	Corroded surrounding equipment by steam splutter from steam ejector	Installation of aftercondenser and removal of exhaust steam discharge point to downstream of forced draft fans of cooling tower	0	0	0	0	0	0	0	-	
M-6	Sticking of MSV, CV and SCV	(1) Improvement of steam quality (2) Remodeling of MSV, CV and SCV	0	0	0	0	0	0	0	0	-
M-7	Difficult operator shift change because of car shortage	Procurement of new vehicles	0	0	0	0	0	0	0	0	-
M-8	Steam supplier trouble	(1) Low steam quality (2) Steam supply system trouble	0	0	0	0	0	0	0	0	-
		Installation of steam scrubber system	0	0	0	0	0	0	0	0	-
		Three (3) small size rupture disks to be fitted instead of one (1) large size rupture disk	0	0	0	0	0	0	0	0	-

Table 6-2-9 Problems and Basic Countermeasures (Electrical and I & C)

Power Plant: Mak-Ban (1/3)

No.	Problem	Basic Countermeasure						Reh	OH	Remarks
		1	2	3	4	5	6			
E-1	Yearly deterioration of generator	(1) Rewedging of generator stator windings	0	0	0	0	-	0	-	Depends on the result of detailed inspection during overhaul.
		(2) Detail inspection of generator rotor winding	0	0	0	0	-	0	-	UT test should be conducted.
		(3) Pulling out of retaining ring for inspection	0	0	0	0	0	0	0	-
E-2	Leakage of H ₂ gas	0	0	0	0	-	0	-	Replacement of generator stator temp. sensor terminal board, etc.	
E-3	Generator rotor slip ring spark and brush, brush holder corrosion	0	0	0	0	-	0	-	Repair and machining of the slip ring, and replacement of brushes and brush holders.	
E-4	Generator exciter AVR malfunction	0	0	0	0	-	0	-	Replacement of AVR	
E-5	Defective Generator circuit breaker	0	-	-	-	-	-	-	Existing magneblast circuit breaker should be replaced with SF6 gas circuit breaker	
E-6	4.16 kV & 480 V switchgears and 480 V M.C.C. corrosion	(1) Replacement of corroded parts and servicing of contactors, relays, etc.	0	0	0	0	-	-	0	Existing conditions should be checked.
		(2) Adoption of selective tripping system for CTF motor control center	0	0	0	0	0	0	0	-

Table 6-2-9 Problems and Basic Countermeasures (Electrical and I & C)

Power Plant: Mak-Ban (2/3)

No.	Problem	Basic Countermeasure	Unit No.						Reh	OH	Remarks
			1	2	3	4	5	6			
E-7	Switchyard equipment corrosion										
	(1) Corroded disconnecting switches	(1) Replacement of defective parts of disconnecting switches	0	0	0	0	0	0	-	0	
	(2) Circuit breaker malfunction	(2) Replacement of OCB with SF6 circuit breaker	0	0	0	0	0	0	-	0	6sets
		(3) Installation of N.C.G. abatement system	0	0	0	0	0	0	0	-	
IC-1	Malfunction of hotwell level control	(1) Overhaul of hotwell level control system	0	0	0	0	0	0	-	0	
		(2) Servicing and repair of instrument/control air system	0	0	0	0	0	0	-	0	
IC-2	Malfunction of T.S.I. (Turbine Supervisory Instruments)	Total replacement	0	0	0	0	0	0	-	0	
IC-3	Deterioration of control board recorders	Replacement of control board recorders	0	0	0	0	0	0	-	0	Obsolete recorders shall be replaced.

Table 6-2-9 Problems and Basic Countermeasures (Electrical and I & C)

Power Plant: Mak-Ban (3/3)

No.	Problem	Basic Countermeasure	Unit No.						Keh	OH	Remarks
			1	2	3	4	5	6			
IC-4	Deterioration/corrosion of control board indicators/transmitters	Replacement/repair of control board indicators/transmitters	0	0	0	0	0	0	0	-	
IC-5	Malfunction of turbine governor system	Overhaul/servicing of turbine governor system	0	0	0	0	0	0	-	0	
IC-6	Malfunction of chemical dosing system	Replacement of automatic dosing system	0	0	0	0	0	0	0	-	

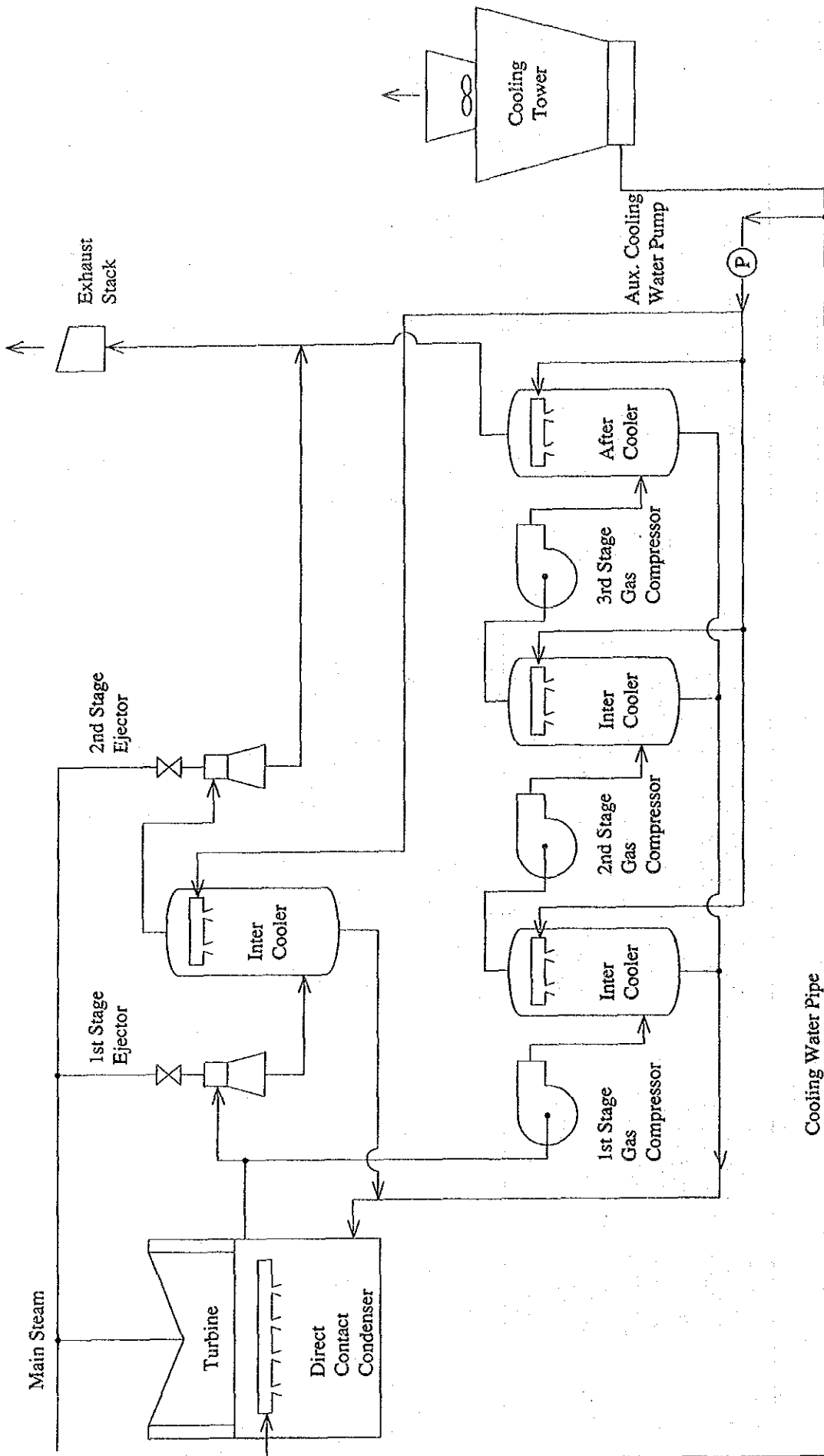


Fig. 6-2-8 (1) Mak-Ban Geothermal Power Plant Gas Extraction System Diagram (Existing)
(No.1~No.4 Unit)

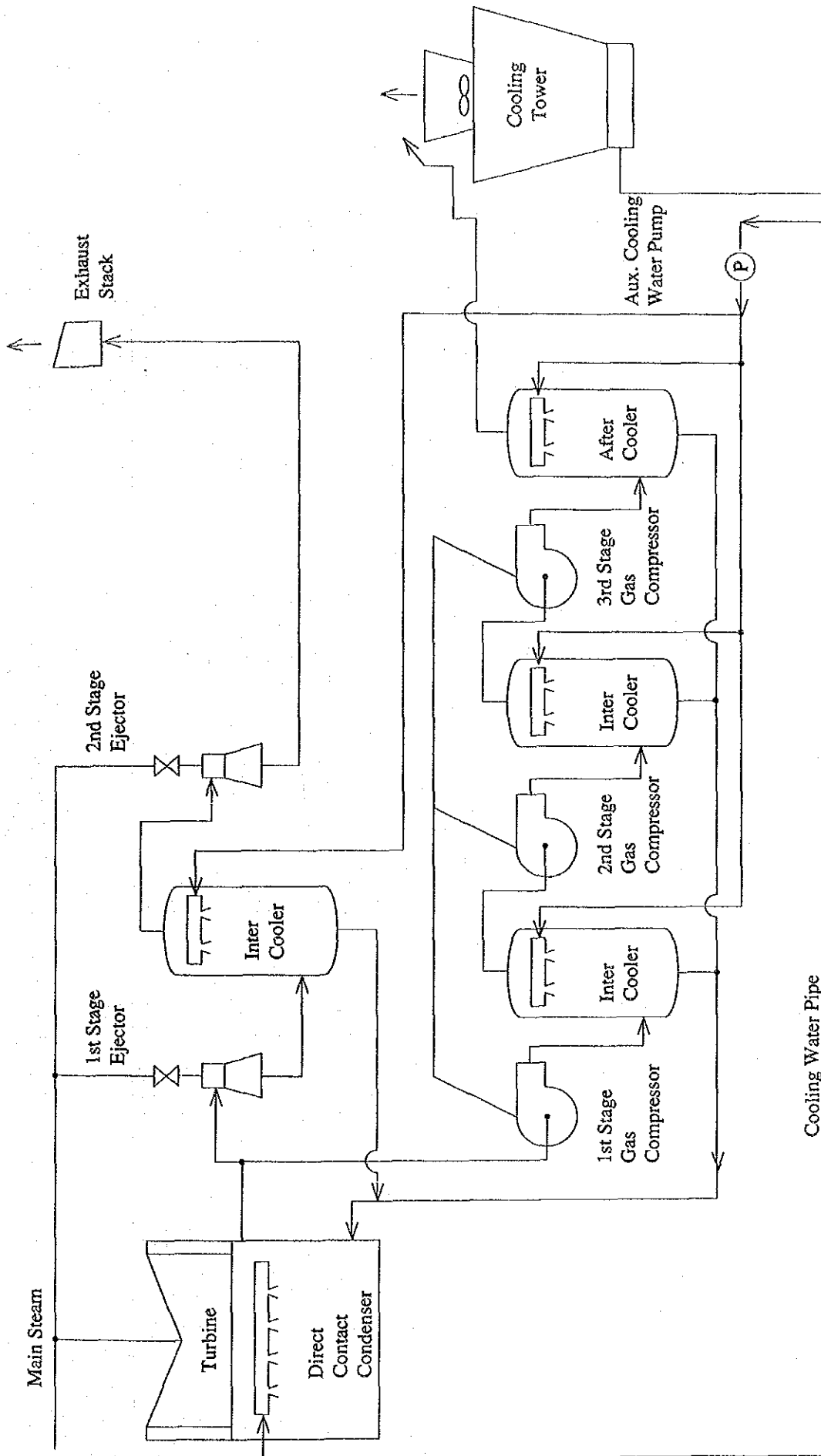


Fig. 6-2-8 (2) Mak-Ban Geothermal Power Plant Gas Extraction System Diagram (Existing)
(No.5 ~ No.6 Unit)

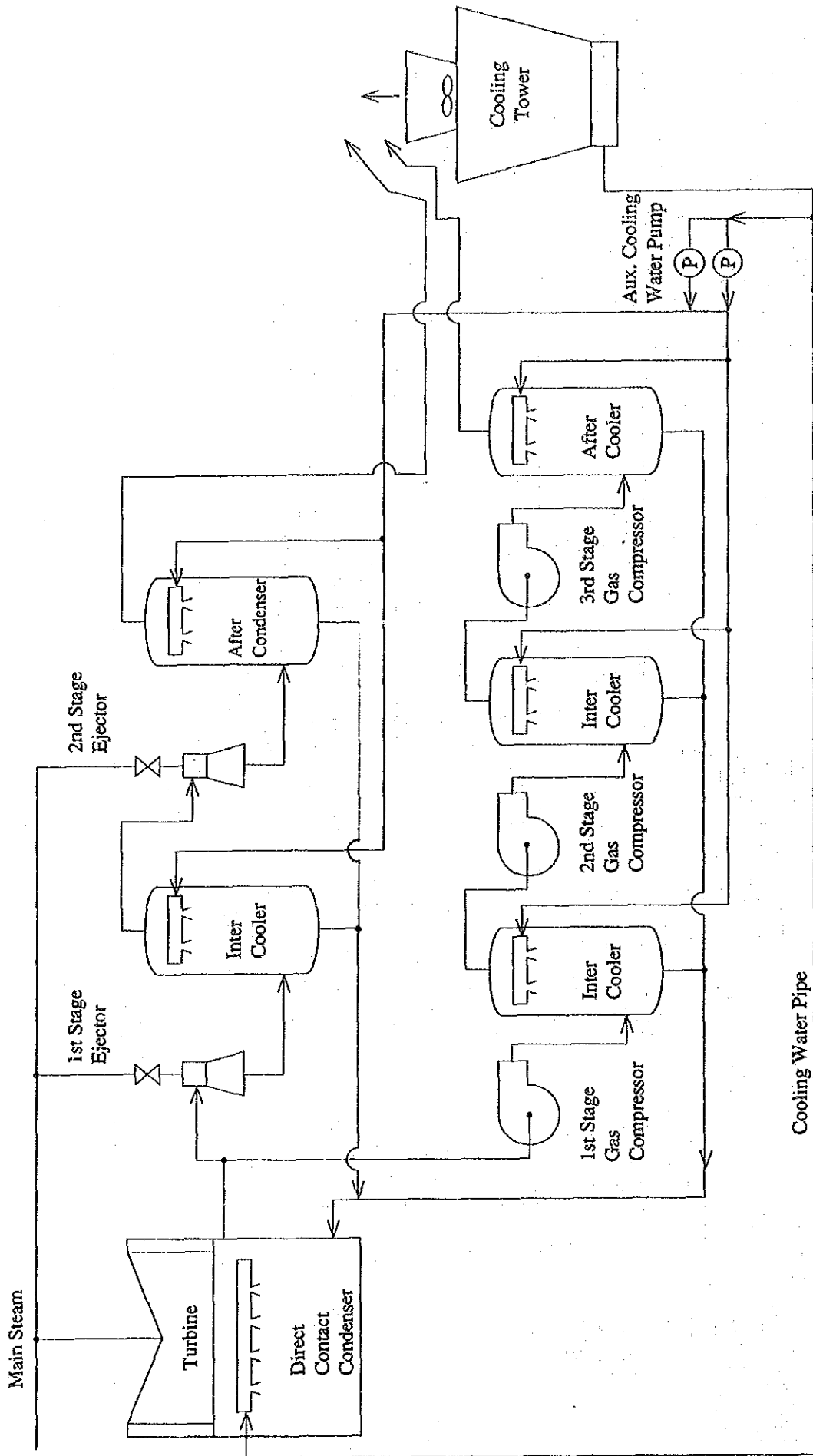


Fig. 6-2-8 (3) Mak-Ban Geothermal Power Plant Gas Extraction System Diagram (Improvement Plan)
(No.1 ~ No.4 Unit)

6.2.3 リハビリテーション計画の策定

1. 工事項目の選定基準

リハビリテーション工事項目と優先順位は、Table 6-2-4 及び6-2-7 にリストアップされたプラント停止の原因と次のリハビリテーションに関する基本方針に基づき選定した。

- (1) プラント停止の停止延日数が多かった事故の原因除去を目的とした改善項目、
修繕項目
- (2) 万一故障して停止した場合、それが重大かつ甚大なコストを必要とするばかりでなく、復旧に長期間を要する設備は事前に更新する。
- (3) 設備の公害防止又は環境改善上必要な改善
- (4) 現在又は将来予備品の入手が困難となる旧式の設備で安全運転上欠くことのできないものの事前更新
- (5) 採用によりオーバーホールの頻度と期間が短縮し、発生電力量の増加と、経済性を高める項目
- (6) 改善を実施することにより、運転又は保守の費用を大きく節減できる項目
- (7) 将来にメンテナンスを延ばした場合、多額の費用と多くの時間を必要とする
部品の更新又は供給

2. Tiwi地熱発電所のリハビリテーション項目

Tiwi発電所の電力安定供給上の問題点は、発電設備の改善と蒸気の安定供給に分けられる。

(1) 発電設備のリハビリテーション項目と優先順位

機械、電気及び計装・制御設備のリハビリテーション項目と優先順位は、Table 6-2-10に示す通りである。

Table 6-2-10 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (Mechanical Part)

Power Plant: Tiwi (1/4)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks		
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd			
M-1	Procurement of turbine spare rotor, nozzle and diaphragm	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-	-
M-2	Installation of water washing equipment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
M-3	Main cooling water pipe inner lining with stainless steel and addition of electrolytic protection system	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
M-4	Replacement of aux. cooling water pipeline including the headers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
M-5	Installation of hybrid type gas extraction system including removal of ejector steams discharge point to downstream of cooling tower fans	-	-	0	0	-	-	-	-	0	-	-	-
M-6	Partial replacement of cooling tower materials	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
M-7	Installation of automatic tube cleaner for generator H ₂ gas cooler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
M-8	Procurement of vehicles	0	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-
M-9	Procurement of honing machine	-	0	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-

Table 6-2-10 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (Mechanical Part)

Power Plant: Tiwi (2/4)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd	
M-10	Additional steam production wells	0	0	0	0	0	0	0	-	-	Scope of PGI, steam supplier
M-11	Installation of steam scrubber system	-	-	0	0	-	-	0	-	-	ditto
M-12	Modification of rupture disk blowout line	0	0	0	0	0	0	0	-	-	ditto

Table 6-2-10 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (Electrical Part)

Power Plant: Tiwi (3/4)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks	
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd		
E-1	Inspection of generator rotor windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	Detail study is needed.
E-2	Inspection of retaining ring of generator rotor	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-3	Rewedging of generator stator windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-4	AVR replacement	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-5	Adoption of selective tripping for CTF motor control center ground faults	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	

Table 6-2-10 Power Plant Rehabilitation Item and Priority (I & C Part)

Power Plant: Tiwi (4/4)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks	
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd		
IC-1	Replacement of control board recorders	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
IC-2	Repair or replacement of air conditioning system	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
IC-3	Repair or replacement of control board indicators/transmitters	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
IC-4	Replacement of TSI	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
IC-5	Replacement of automatic chemical dosing system	0	0	0	0	0	0	0	-	0	-	
IC-6	Additional installation of control air compressor	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	3sets

(2) 蒸気量の確保

- a. Tiwi発電所は全ユニットともNCG抽出に蒸気エジェクタを使用中であるが、このうちNo. 1, 2, 5, 6ユニットの4ユニットにハイブリッド型ガス抽出装置を導入することで目下工事中であり、この工事が完成すれば330MW発電に必要な蒸気量は2,892t/hrとなり、233t/hrの蒸気が発電に転用出来、29MWの出力増加が見込まれている。(Table 6-2-11参照)
- b. PGIは、蒸気供給に関する検討会を1991年7月に実施した。1992年初期までに2,700t/hr、1994年初期までに2,900t/hr以上の蒸気をTiwi発電所へ供給する計画である。(Fig. 6-2-1参照)
- c. 330MW発電に必要な蒸気量を確保し、維持していくために将来ボーリングされるべき蒸気井の数は、次の如く試算されるが、ボーリングに必要な資金の調達の見通しについて、蒸気供給事業者から、何等説明はない。
 - (a) 330MW発電に必要な蒸気量(2,360t/hr → 2,900t/hr)を確保する必要な蒸気井の数は20孔程度と見込まれる。
 - (b) 蒸気井は経年減衰するので常時2,900t/hrを維持するに必要な蒸気井ボーリング数は、年当り8本以上と見込まれる。
 - (c) 上記試算の条件
 - 蒸気井1孔当り蒸気量の想定は、77孔で2,360t/hrの蒸気を得られていることから、30t/hrと仮定した。
 - Tiwi発電所の蒸気井の年当り減衰率は7.3%と想定した。
 - 新しい蒸気井の当り外れを10%と仮定した。

Table 6-2-11
 Reduction in Steam Consumption and Plant Output Increase by Adoption of Hybrid Type Gas Compressor for N.C.G. Extraction

Unit No.	Steam for Ejector				Output Increase by Reduction in Steam Consumption (MW)	Power Consumption by Gas Compressor (MW)	Remarks
	Present Consumption (t/hr)	After Replacement (t/hr)	Reduction in Steam Consumption (t/hr)				
1	71	15.1	55.9	6.8	(1.05)		
2	71	15.1	55.9	6.8	(1.05)		
3	71	71	0	0			
4	71	71	0	0			
5	88.8	27.99	60.81	7.7	(1.05)		
6	88.8	27.99	60.81	7.7	(1.05)		
Total	461.6	228.18	233.42	29	(4.2)		

3. Mak-Ban 地熱発電所のリハビリテーション項目

(1) 発電設備のリハビリテーション項目と優先順位

機械、電気及び計装・制御設備のリハビリテーション項目と優先順位は、Table 6-2-12に示す通りである。

Table 6-2-12 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (Mechanical Part)

Power Plant: Mak-Ban (1/3)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks	
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd		
M- 1	Procurement of turbine spare rotor, nozzle and diaphragm	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-	
M- 2	Installation of water washing system	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 3	Main cooling water pipe inner lining with stainless steel and addition of electrolytic protection system	0	-	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 4	Replacement of aux. cooling water pipeline including the headers	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 5	Installation of automatic tube cleaner for generator H ₂ gas cooler	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 6	Installation of after-condenser including removal of ejector steam discharge point to downstream of cooling tower fans	0	0	0	0	-	-	0	-	-	-	
M- 7	Partial replacement of cooling tower materials	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 8	Remodeling of main stop valve	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
M- 9	Procurement of vehicles	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-	
M-10	Procurement of honing machine	-	0	-	-	-	-	0	-	-	-	

Table 6-2-12 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (Electrical Part)

Power Plant: Mak-San (2/3)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks	
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd		
M-11	Installation of steam scrubber system	-	-	0	0	-	-	0	-	-	-	Scope of FGI, steam supplier
M-12	Modification of rupture disk line	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ditto
E-1	Inspection of generator rotor windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-2	Inspection of retaining ring of generator rotor	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-3	Rewedging of generator stator windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-4	AVR replacement	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-5	Replacement of generator stator temperature sensor terminal board	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
E-6	Replacement of defective disconnecting switches in switchyard	0	0	0	0	-	-	0	-	-	-	
E-7	Replacement of switchyard circuit breakers	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	6sets
E-8	Adoption of selective tripping for CTF motor control center ground faults	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	

Table 6-2-12 Power Plant Rehabilitation Items and Priority (I&C Part)

Power Plant: Mak-Ban (3/3)

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks	
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd		
IC-1	Replacement TSI sensors/parts	0	0	0	0	-	-	0	-	-	-	
IC-2	Replacement of control board recorders	0	0	0	0	-	-	0	-	-	-	
IC-3	Replacement of control board indicators/transmitters	0	0	0	0	-	-	0	-	-	-	
IC-4	Replacement of chemical dosing system	0	0	0	0	-	-	-	-	0	-	

ANNEX 1. PLANT OPERATIONAL DATA

Tiwi Geothermal Power Plant

Mak-Ban Geothermal Powre Plant

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 1

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	50.49	52.44	48.21	48.42	47.71
3. AVERAGE LOAD (MW)	46.11	44.23	43.44	47.88	46.94
4. GROSS GENERATION (MWH)	353,821.51	273,472.14	311,887.40	380,976.00	327,648.48
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,673.83	6,197.12	7,179.63	7,957.60	6,946.72
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	54,206.38	60,403.50	67,583.13	75,540.73	82,487.45
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	*1	2,562.88	1,604.37	802.40	1,813.28
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	*1	83.70	142.21	255.76	28.96
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	*1	121.37	95.35	386.78	266.61
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	*1	1,339.02	1,324.36	0	1,500.54
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	*1	202.21	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	*1	816.58	42.45	159.86	17.17
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	6.06	6.00	5.76	5.94
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	56.76	64.56	79.08	68.01
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	93.25	82.73	81.74	90.84	79.30
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	26,297	26,755	26,145	25,932
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	12.98	12.76	13.05	13.16
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	15	16	20	22	9

COMMISSIONING: MAY 1979 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 2

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	50.82	49.88	45.68	44.16	45.76
3. AVERAGE LOAD (MW)	44.10	40.49	42.08	44.02	44.74
4. GROSS GENERATION (MWH)	381,268.84	285,497.90	319,679.67	335,757.75	312,621.48
5. OPERATING HOURS (HR)	8,644.58	7,051.10	7,597.14	7,626.90	6,777.43
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (HR)	57,314.24	64,365.34	71,962.48	79,589.38	86,366.81
7. TOTAL OUTAGE HOURS (HR)	*1	1,708.90	340.94	1,133.10	1,982.57
(1) FORCED OUTAGE (HR)	*1	90.46	231.54	449.17	350.69
(2) MAINTENANCE OUTAGE (HR)	*1	42.64	19.16	107.01	134.72
(3) PLANNED OUTAGE (HR)	*1	1,001.25	52.38	396.60	1,474.09
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (HR)	*1	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (HR)	*1	574.55	37.86	180.32	23.07
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	6.70	6.20	5.92	5.58
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	59.25	66.17	69.67	65.01
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	96.05	86.98	86.49	87.06	77.37
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	27,153	27,405	25,940	26,348
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	12.53	12.45	13.16	12.95
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	12	17	13	17	18

COMMISSIONING: AUG 1979 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 3

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	50.34	53.62	51.60	48.94	41.80
3. AVERAGE LOAD (MW)	44.25	39.48	39.90	44.96	40.75
4. GROSS GENERATION (MWH)	173,871.45	281,864.52	228,412.58	382,304.68	264,944.35
5. OPERATING HOURS (HR)	3,929.14	7,140.09	5,725.28	8,502.59	6,349.34
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (HR)	48,856.09	55,996.18	61,721.46	70,224.05	76,573.39
7. TOTAL OUTAGE HOURS (HR)	*1	1,030.71	1,594.72	257.41	2,410.66
(1) FORCED OUTAGE (HR)	*1	26.72	73.60	207.36	41.60
(2) MAINTENANCE OUTAGE (HR)	*1	32.11	70.29	10.36	0
(3) PLANNED OUTAGE (HR)	*1	20.50	1,326.90	0	2,210.55
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (HR)	*1	274.41	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (HR)	*1	676.97	123.93	39.69	158.51
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	7.10	6.48	6.03	6.19
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	58.50	47.28	79.35	55.08
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	90.52	92.47	65.18	97.06	72.48
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	29,146	27,451	26,101	26,129
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	11.71	12.43	13.08	13.06
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	11	12	9	12	11

COMMISSIONING: APR 1980 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 4

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	53.34	53.77	53.67	54.25	40.11
3. AVERAGE LOAD (MW)	45.37	37.60	41.49	34.06	39.25
4. GROSS GENERATION (MWH)	281,931.90	130,359.30	259,900.30	73,344.34	304,261.40
5. OPERATING HOURS (Hr)	6,214.04	3,467.13	6,264.83	2,153.47	7,594.06
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	49,578.12	53,045.25	59,310.08	61,463.55	69,057.61
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	*1	5,292.87	335.17	4,422.53	1,165.94
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	*1	12.00	90.48	2.30	752.08
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	*1	15.55	36.37	0	98.73
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	*1	0	164.92	787.80	0
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	*1	5,115.87	0	2,928.00	296.40
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	*1	149.45	43.40	704.43	18.73
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	7.19	6.52	5.07	6.61
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	27.05	53.80	15.23	63.26
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	94.08	83.24	71.32	24.58	86.69
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	24,146	27,064	26,645	26,239
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	14.13	12.61	12.81	13.01
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	11	8	9	6	8

COMMISSIONING: JUL 1980 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 5

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	49.18	45.36	50.83	52.34	46.72
3. AVERAGE LOAD (MW)	43.34	39.84	47.20	51.98	46.38
4. GROSS GENERATION (MWH)	342,230.93	259,793.46	305,236.40	440,695.39	404,971.89
5. OPERATING HOURS (HR)	7,895.74	6,520.95	6,467.21	8,478.47	8,719.13
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (HR)	39,802.18	46,323.13	52,790.34	61,268.81	69,987.94
7. TOTAL OUTAGE HOURS (HR)	*1	2,234.66	2,316.79	281.53	40.87
(1) FORCED OUTAGE (HR)	*1	243.97	146.32	54.31	0
(2) MAINTENANCE OUTAGE (HR)	*1	172.17	57.32	59.55	40.87
(3) PLANNED OUTAGE (HR)	*1	1,385.32	1,083.48	0	0
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (HR)	*1	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (HR)	*1	433.20	1,029.67	167.67	0
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	7.03	5.74	5.39	6.13
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	53.92	63.18	91.45	84.05
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	86.89	79.37	73.62	96.79	99.53
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	28,876	27,366	26,728	26,761
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	11.82	12.47	12.77	12.75
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	16	11	16	6	1

COMMISSIONING: FEB 1982 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 6

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	49.63	43.35	49.50	51.26	51.98
3. AVERAGE LOAD (MW)	43.11	37.27	46.24	50.53	50.62
4. GROSS GENERATION (MWH)	337,568.80	248,670.52	399,686.98	391,270.88	342,258.04
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,830.76	6,673.46	8,643.03	7,743.36	6,723.70
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	38,880.05	45,553.51	54,196.54	61,939.90	68,663.60
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	*1	2,086.54	104.77	1,016.96	2,036.30
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	*1	359.70	4.33	18.95	158.24
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	*1	7.94	53.94	142.07	24.00
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	*1	1,685.33	0	817.75	1,842.26
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	*1	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	*1	33.57	46.50	37.79	11.80
8. STATION USED POWER RATIO (%)	*1	7.18	6.16	5.63	5.63
9. CAPACITY FACTOR (%)	*1	51.61	82.73	81.21	71.04
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	85.13	76.43	98.40	88.40	76.75
11. HEAT RATE (GROSS) (BTU/KWH)	*1	28,681	27,659	26,735	26,491
12. THERMAL EFFICIENCY (GROSS) (%)	*1	11.90	12.34	12.77	12.88
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	12	12	7	6	8

COMMISSIONING: APR 1982 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 1

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	50	53	52.45	53.03	54.53
3. AVERAGE LOAD (MW)	49.57	52.50	50.92	52.46	54.14
4. GROSS GENERATION (MWH)	394,606.42	444,013.90	340,890.30	392,245.53	457,720.59
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,959.96	8,457.05	6,694.25	7,476.90	8,453.56
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	58,083.42	66,540.47	73,234.72	80,711.62	89,165.18
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	800.04	302.95	2,084.41	1,283.10	300.19
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	45.01	51.73	191.92	361.35	68.60
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	231.80	236.49	804.05	21.73	105.93
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	507.38	0	1,085.44	896.89	125.66
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	0	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	15.85	14.73	3.00	3.13	6.25
8. STATION USED POWER RATIO (%)	6.64	5.31	5.93	5.17	5.06
9. CAPACITY FACTOR (%)	81.90	92.16	70.56	81.41	95.00
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	90.87	96.54	76.27	85.39	96.57
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	23,728	23,257	23,595	23,513	22,513
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	14.38	14.68	14.46	14.52	15.16
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	9	11	12	17	*1

COMMISSIONING: SEP 1979 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 2

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	43	53	53.33	53.78	53.53
3. AVERAGE LOAD (MW)	42.43	52.99	52.13	53.39	53.14
4. GROSS GENERATION (MWH)	186,307.13	451,773.01	361,640.81	410,725.40	446,156.10
5. OPERATING HOURS (Hr)	4,391.41	8,526.36	6,937.03	7,692.76	8,395.95
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	50,433.58	58,959.94	65,896.97	73,589.73	81,985.68
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	4,368.59	233.64	1,846.97	1,067.24	361.82
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	49.50	27.75	772.38	79.77	227.66
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	163.88	150.73	0	0	*1
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	4,126.75	45.78	1,044.78	841.95	*1
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	0	0	0	0	*1
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	28.46	9.38	29.81	145.52	*1
8. STATION USED POWER RATIO (%)	4.80	5.28	5.50	5.41	5.42
9. CAPACITY FACTOR (%)	38.67	93.77	74.86	85.25	92.60
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	50.13	97.44	79.31	89.48	95.87
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	22,285	23,580	23,048	23,556	22,993
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	15.32	14.47	14.81	14.49	14.84
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	10	6	12	10	*1

COMMISSIONING: NOV 1979 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 3

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	49	50	49.47	53.84	51.60
3. AVERAGE LOAD (MW)	48.66	50.11	49.41	53.43	52.68
4. GROSS GENERATION (MWH)	372,412.0	419,959.52	378,678.76	453,334.95	417,999.80
5. OPERATING HOURS (HR)	7,653.95	8,380.68	7,663.63	8,485.37	7,934.51
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (HR)	52,151.19	60,531.87	68,195.50	76,680.87	84,615.38
7. TOTAL OUTAGE HOURS (HR)	1,106.05	379.32	1,120.37	274.63	825.49
(1) FORCED OUTAGE (HR)	57.92	22.16	38.28	63.92	12.27
(2) MAINTENANCE OUTAGE (HR)	35.00	5.62	204.27	48.10	85.15
(3) PLANNED OUTAGE (HR)	1,011.32	78.82	873.83	125.75	667.85
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (HR)	0	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (HR)	1.81	272.72	3.99	36.86	59.52
8. STATION USED POWER RATIO (%)	6.69	5.56	5.60	5.43	5.38
9. CAPACITY FACTOR (%)	77.30	87.16	78.38	94.09	86.76
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	87.37	95.67	87.29	97.39	91.27
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	23,405	23,843	23,615	23,425	23,282
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	14.59	14.31	14.45	14.57	14.66
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	8	10	8	14	9

COMMISSIONING: AUG 1980

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 4

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	48	50	48.62	49.57	50.32
3. AVERAGE LOAD (MW)	47.02	50.22	48.43	49.25	49.95
4. GROSS GENERATION (MWH)	347,082.68	220,443.37	356,567.05	402,577.35	407,936.38
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,381.26	4,389.18	7,362.39	8,173.70	8,199.75
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	52,971.43	57,360.61	64,723.0	72,896.70	81,096.45
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	1,378.74	4,370.82	1,421.61	575.50	560.25
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	32.61	0	179.29	490.48	57.60
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	242.72	0	84.36	0	127.28
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	1,083.85	975.02	1,155.65	85.02	367.65
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	0	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	19.56	3,395.80	2.31	10.80	7.72
8. STATION USED POWER RATIO (%)	6.58	5.46	5.40	5.43	5.57
9. CAPACITY FACTOR (%)	72.04	45.75	73.81	83.56	84.67
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	84.26	49.90	83.84	93.43	93.69
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	24,494	24,342	24,241	24,791	25,025
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	13.93	14.02	14.08	13.77	13.64
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	11	7	6	15	13

COMMISSIONING: OCT 1980

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 5

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	45.14	50.03	46.68	49.99	52.04
3. AVERAGE LOAD (MW)	44.78	49.61	46.20	49.31	51.43
4. GROSS GENERATION (MWH)	354,617.56	371,589.83	369,721.85	405,492.266	416,114.90
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,919.54	7,490.62	8,002.71	8,223.49	8,083.64
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	18,901.6	26,392.22	34,394.93	42,618.42	50,702.06
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	840.46	1,269.38	781.29	536.51	674.94
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	29.05	0	9.57	96.56	23.99
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	0	8	70.32	73.11	14.92
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	802.06	1,170.15	666.88	365.26	614.36
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	0	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	9.35	91.23	34.52	1.58	23.09
8. STATION USED POWER RATIO (%)	7.31	5.96	6.24	6.47	6.67
9. CAPACITY FACTOR (%)	73.60	77.12	76.53	84.16	86.57
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	90.40	85.51	91.50	93.89	92.54
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	22,774	23,502	24,505	23,519	22,308
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	14.99	14.52	13.93	14.51	15.30
13. NUMBER OF STARTS (YEAR)	*1	*1	*1	*1	*1

COMMISSIONING: SEP 1984 *1: NO DATA AVAILABLE

PLANT OPERATIONAL DATA

MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT UNIT No. 6

ITEMS	1986	1987	1988	1989	1990
1. RATED CAPACITY (MW)	55	55	55	55	55
2. DEPENDABLE CAPACITY (MW)	48.14	48.35	48.45	51.24	50.56
3. AVERAGE LOAD (MW)	47.08	47.64	47.48	50.34	49.77
4. GROSS GENERATION (MWH)	363,069.26	339,287.38	392,191.10	366,796.72	392,310.10
5. OPERATING HOURS (Hr)	7,712.08	7,122.55	8,260.08	7,286.47	7,803.90
6. TOTAL OPERATING HOURS SINCE INITIAL SYNCHRO. (Hr)	17,137.41	24,259.96	32,520.04	39,806.51	47,610.41
7. TOTAL OUTAGE HOURS (Hr)	1,047.92	1,637.45	523.92	1,473.53	937.35
(1) FORCED OUTAGE (Hr)	51.91	552.37	92.00	301.30	78.40
(2) MAINTENANCE OUTAGE (Hr)	90.38	47.20	77.90	0	73.18
(3) PLANNED OUTAGE (Hr)	864.75	918.52	351.15	1,169.83	743.18
(4) ECONOMIC SHUTDOWN (Hr)	0	0	0	0	0
(5) OUTSIDE TROUBLE (Hr)	40.88	119.36	2.87	2.4	42.59
8. STATION USED POWER RATIO (%)	6.58	6.84	6.63	6.47	6.27
9. CAPACITY FACTOR (%)	75.34	70.42	81.18	76.13	81.42
10. AVAILABILITY FACTOR (%)	88.04	81.31	94.07	83.20	89.79
11. HEAT RATE (NET) (BTU/KWH)	22,707	23,302	21,271	22,597	21,849
12. THERMAL EFFICIENCY (NET) (%)	15.03	14.65	16.05	15.10	15.62
13. NUMBER OF STARTS (YEAR/TOTAL)	*1	*1	*1	*1	*1

COMMISSIONING: DEC 1984 *1: NO DATA AVAILABLE

6.3 水力発電所

6.3.1 水力発電設備の現状と問題点

本調査の結果判明した水力発電設備の現状と問題点は次の通りである。

1. ルソン系統の水力発電所の概要

ルソン系統の水力発電所は NLRC (Northern Luzon Regional Center)の管内に 6 箇所 (875 MW)、SLRC(Southern Luzon Regional Center)の管内に5 箇所 (351.16MW) 合計 11 箇所、設備容量は1,226.16MWである。(Table 6-3-1参照) また、1990年における同系統の水力発電電力量は 2,369 GWh (Kalayaan発電所の揚水電力量を含めると 2,924 GWh) で年間利用率 (Plant Capacity Factor) は 27.3% であった。(Table 6-3-2 参照) ルソン系統において水力発電の占める割合は、1990年において、設備容量で 28.4%、発電電力量で 12.6% であった。

水力発電所のダムは NIA (National Irrigation Administration) 所有の灌漑用ダムが多く、また、上水道供給を兼ねたものもあって、渇水期の4月から6月にかけてはとくに利用率が低い。

Ambuklao発電所(出力 75MW)は、堆砂が取水口レベルを超過したのに加え、1990年7月の地震で大きな被害を受け、発電機室に浸水したため目下リハビリテーションを行っている。最終的に完成するのは1995年になる予定である。

この他、南部の Botocan発電所(出力16.96MW)で遮断器取替のため作業停止中のほかは全機運転中であった。

2. 水力発電所土木設備

(1) ダム

NAPOCOR の大規模な貯水池式発電所は、主ダムと発電所下流の逆調整池ダムとの組み合わせによって構成されている。

水力発電所の中で大きなウエイトを占める貯水池及びダムの内 NAPOCORが主体となって管理しているのは、Ambuklao, Binga, Caliraya, Botocanの4ダムであり、残りの Magat, Pantabangan, Masiway, Angat の4ダムについては、

N I Aが主体となって管理しており、NAPOCOR はその費用を負担して発電しているのみである。

NAPOCOR 所有のダム本体について問題のある箇所は、すでに修復工事に着手している。特に今回の調査で大きな問題となるのは、Ambuklao, Binga 両ダムの堆砂対策である。堆砂量は両ダムとも、すでに総貯水量の45%を超えている。

Ambuklao発電所の取水口は、1990年6月にシルト堆積のため取水不可能となり、リハビリテーション計画を実施中である。同計画では、短期 300,000 m^3 、中期 4,000,000 m^3 、長期 1,000,000 m^3 /年の浚渫が計画され、近く浚渫が開始される予定である。しかしながら、この程度の浚渫では Ambuklao 貯水池の年間堆砂量 3,600,000 m^3 に対して効果が小さく、また、長期に涉って毎年 1,000,000 m^3 程度の浚渫を行うのは、同発電所の立地条件、浚渫土砂の処理場所、道路事情等を考えると、非常に困難であると考えられる。従って、Ambuklao発電所については、取水口を、堆砂の進行に伴って取水位を上げられる構造に改良すべきであると考えられる。

Binga 発電所においては、1991年にシルト面が取水口敷高に達し、リハビリテーション計画を実施中である。同計画では、初年度 1,500,000 m^3 、次年度 700,000 m^3 の浚渫が計画され、現在スピルウェイのエプロンが完了している。Binga ダムへの土砂流入量は Ambuklao ダムに比べると少なく、浚渫によって当分の間は維持できると考えられるが、長期的には取水口の改良が必要になると思われる。

Calirayaダムのサービススピルウェイの漏水量が1991年8月から急増し、現在 0.5 m^3 /秒 (1,800 m^3 /時、43,200 m^3 /日) に達しており、内側から漏水箇所へ近づくのが困難な状態である。同スピルウェイの漏水対策については1986年に J I C Aによる調査が実施され、1989年からリハビリテーションを実施中であった。現在進捗率は 88% であるが、上記漏水量の急増のため、工事を中断し、NAPOCOR において対策を検討中である。

(2) その他の構造物

NAPOCOR の水力発電所の土木構造物については既に今までの調査で不良箇所

がいくつか指摘されているが、ダム本体以外の土木構造物で今回の調査で判明した主なものは次の通りである。

- | | |
|------------------|---|
| • Magat発電所 | 3号水車周辺の漏水 |
| • Pantabangan発電所 | 2号水車周辺の漏水 |
| • Masiway発電所 | 導水路からの漏水 |
| • Caliraya発電所 | 入口弁搬入口の修復 |
| • Kalayaan発電所 | 放水路網場工 (Boom) 改良 |
| • Botocan発電所 | ダムゲートの漏水
取水口網場工 (Boom) の改良
除塵設備の取替え |
| • Barit発電所 | 取水口除塵機の整備 |

(3) 実施中または計画中的のリハビリテーション計画

- Ambuklao貯水池の浚渫
- Binga貯水池の浚渫
- Calirayaダムサービススピルウェイのリハビリテーション

3. 水力発電所電気設備

(1) 水車及び発電機

- a. 今回の調査で収集したデータから集約した1990年における事故停止の回数は 89 回、停止時間の合計は777.46時間であった。(Table 6-3-3 参照) この中には停止時間が不明のものもあり実際の停止時間はもっと長いものと思われる。1 回当たりの停止時間が最も長いのは Masiway発電所 1号機 (12MW) の発電機空気冷却器の事故で 143.60 時間、次いで長いのが Kalayaan 発電所 2号機 (150MW) の圧油装置の故障による138.95時間であった。
- b. NAPOCOR における水車及び発電機事故の特徴として、同じ種類の事故が繰返し発生している事があげられる。即ちMagat発電所 (90MW×4 台) の発電機では静止型励磁装置のトラブルが非常に多い。励磁装置のサイリスタ及び励磁変圧器の焼損事故を含め1990年の1年間に16回の事故が発生している。

また、Binga 発電所 (25MW×4 台) では水車ガイドベーンの弱点ピンの折損事故が同じく1990年の1年間で21回発生している。これは運転中の負荷変動によって発生したものであり、異常である。

このように同一事故が繰返し発生していることは、設計ミス、製作不良または施工不良によることが多い。原因や解決策が見出せない場合は、原点にかえてその機器が果たして仕様に合致しているかどうか検討の必要がある。場合によってはその機器のメーカーに対し事故の状況を説明し解決策について回答を求めるのも一つの方法である。ともかく事故を未然に防止する為には徹底的な原因究明が必要であり、そのためには事故の内容、運転状況などについての詳細な記録が不可欠となる。機器別、原因別等の詳細な記録をもとに事故の原因を究明し、設備及びその保全のあり方に反映すべきと思われる。

(2) スイッチヤードの電気設備

スイッチヤードの電気設備の現状と問題点については、6.4.1の3変電所及び水力発電所スイッチヤードの電気設備の項で述べる。

(3) その他設備

a. 運転中の一部の発電所で水車カバーより漏水を見受けたが、ただちに運転に支障があるものはなかった。また、短期間の調査で断定することは出来ないが、振動等の現象も少なく比較的良く整備されている。

b. 南部の小水力発電所 (Barit PS 1.8MW) では30数年間運転した水車ランナーの取替品を見ることができた。ランナー羽根の磨耗状況から判断して、もう少し早めの取替えが望ましい状態であった。

(4) 実施中のリハビリテーション計画

• Ambuklao発電所水車及び発電機のリハビリテーション

6.3.2 リハビリテーション計画の策定

6.3.1 で述べた問題点のうち、土木設備については、最も大きな問題である Ambuklao 発電所の取水口改造を、電気設備については、事故が多く、技術的にも問題がある Magat 発電所の励磁変圧器の取替を計画した。そのほかには大きな問題はなく、予防保全計画により対応が可能である。

1. 土木設備

Ambuklao 貯水池には年間 3,600,000m³ の土砂流入があり、細粒のシルトは取水口周辺に集中して堆積している。その標高は取水口の 686 m より 13 m 高い 699 m に達しており、1990 年以降、発電所は運転を停止している。

NAPOCOR では取水口周辺を浚渫する計画であるが、6.3.1 の 2 で述べたとおり、浚渫には多くの問題があり、また、経済的にも有利ではないので、現在のサブマリン型取水口を堆砂の進行に応じて取水位を変更できる構造に改造するよう計画した。

Ambuklao 貯水池の堆砂対策については、既に JICA による調査が実施され、1988 年 3 月に報告書が作成されている。同報告書では次の 5 案について検討を行い、工事費、停電時間、施工性、維持費、経済性より判断して e 案の垂直型取水塔改造を提案している。(Table 6-3-4 参照)

- a. 大型浚渫船による排砂
- b. 取水塔周辺防護壁構築
- c. 大容量排砂設備新設
- d. 傾斜型取水塔改造
- e. 垂直型取水塔改造

本調査では、現地調査結果に基づいて同報告書のレビューを行い、同じ結論に達した。現在実施中の Ambuklao 発電所のリハビリテーションは 1995 年に完了する予定となっているので、早急に本改造工事を実施するのが望ましい。

2. 電気設備

(1) 水車及び発電機

6.3.1 の3で述べたとおり、Magat 発電所発電機の静止型励磁装置用乾式変圧器は、事故が多く、設計及び構造上の問題があると思われるので、乾式モールド型変圧器への取替を計画した。

乾式モールド型励磁装置用変圧器	4	台
定格容量	1,400	kVA (連続定格)
定格電圧	一次	13,800 V
	二次	940 V
定格周波数		60 Hz
相数		3 相
結線	一次	Delta
	二次	Star

(2) スイッチヤードの電気設備

6.4.2 の2変電所及び水力発電所スイッチヤードの設備で述べる。

6.3.3 各計画の優先度付けの方法と優先順位

優先度は (1) Ambuklao 発電所の取水口改造、(2) Magat 発電所の励磁変圧器取替の順とする。

Table 6-3-1 HYDRO POWER PLANT GENERATOR AND TURBINE TECHNICAL DATA (1)

(1/2)

Power Plant	Unit Nos.	Installed Capacity (MW)	Date of Commis.	Generator				Water Turbine				Remarks
				Rated Cap. (MVA)	Rat. Volt. (kV)	Power Factor	Manufac-turer	Rated Output	Type	Speed (RPM)	Manufac-turer	
Magat	1	90	1983	112.5	13.8	0.8	T. I. B. B.	126,000 HP	VF-1RS	180	VOEST-ALP.	
	2	90	1983	112.5	13.8	0.8	T. I. B. B.	126,000 HP	VF-1RS	180	VOEST-ALP.	
	3	90	1983	112.5	13.8	0.8	T. I. B. B.	126,000 HP	VF-1RS	180	VOEST-ALP.	
	4	90	1983	112.5	13.8	0.8	T. I. B. B.	126,000 HP	VF-1RS	180	VOEST-ALP.	
	Sub Total (4)	(360MW)										
Ambuklao	1	25	1956	27.8	13.8	0.9	G. E.	39,500 HP	HF-1RS	360	NEYRPC. A.	
	2	25	1956	27.8	13.8	0.9	G. E.	39,500 HP	HF-1RS	360	NEYRPC. A.	
	3	25	1957	27.8	13.8	0.9	G. E.	39,500 HP	HF-1RS	360	NEYRPC. A.	
	Sub Total (3)	(75MW)										
Binga	1	25	1960	27.8	13.8	0.9	OERLIKON	40,500 HP	VF-1RS	327	C. M. RIVA	
	2	25	1960	27.8	13.8	0.9	OERLIKON	40,500 HP	VF-1RS	327	C. M. RIVA	
	3	25	1960	27.8	13.8	0.9	OERLIKON	40,500 HP	VF-1RS	327	C. M. RIVA	
	4	25	1960	27.8	13.8	0.9	OERLIKON	40,500 HP	VF-1RS	327	C. M. RIVA	
	Sub Total (4)	(100MW)										
Pantabangan	1	50	1977	55.555	13.8	0.9	mitsubishi	70,000 HP	VF-1RS	180	MITSUBISHI	
	2	50	1977	55.555	13.8	0.9	mitsubishi	70,000 HP	VF-1RS	180	MITSUBISHI	
	Sub Total (2)	(100MW)										
Masiway		12	1981	13.333	13.8	0.9	MEIDENSHA	16,800 HP	VK-IRS	150	TOSHIBA	
	Sub Total (1)	(12MW)										
Angat	1	50	1967	55.555	13.8	0.9	ASEA	70,000 HP	VF-1RS	277	TOSHIBA	
	2	50	1967	55.555	13.8	0.9	ASEA	70,000 HP	VF-1RS	277	TOSHIBA	
	3	50	1968	55.555	13.8	0.9	ASEA	70,000 HP	VF-1RS	277	TOSHIBA	
	4	50	1968	55.555	13.8	0.9	ASEA	70,000 HP	VF-1RS	277	TOSHIBA	

Table 6-3-1

HYDRO POWER PLANT GENERATOR AND TURBINE TECHNICAL DATA (2)

(2 / 2)

Power Plant	Unit Nos.	Installed Capacity (MW)	Date of Commis.	Generator				Water Turbine				Remarks
				Rated Cap. (MVA)	Rat. Volt. (kV)	Power Factor	Manufacturer	Rated Output	Type	Speed (RPM)	Manufacturer	
Angat	Aux1	6	1967	6.667	4.16	0.9	TOSHIBA	8,500 HP	VF-1RS	600	TOSHIBA	
	Aux2	6	1967	6.667	4.16	0.9	TOSHIBA	8,500 HP	VF-1RS	600	TOSHIBA	
	Aux3	6	1978	6.667	4.16	0.9	SHINKO	8,500 HP	VF-1RS	600	A. C. EBARRA	
	Aux4	10	1986	11.111	13.8	0.9	SHINKO	10,000 KW	VF-1RS	600	A. C. EBARRA	
Sub Total	(8)	(228MW)										
Kalayaan	1	150	1982	167	13.8	0.9	MARELLI	150 MW	VF-1RS	300	HYDROART	
	2	150	1982	167	13.8	0.9	MARELLI	150 MW	VF-1RS	300	HYDROART	
Sub Total	(2)	(300MW)										
Caliraya	1	8	1945	10	13.8	0.8	G. E.	12,500 HP	VF-1RS	720	PELTON W. W.	
	2	8	1945	10	13.8	0.8	G. E.	12,500 HP	VF-1RS	720	PELTON W. W.	
	3	8	1947	10	13.8	0.8	G. E.	12,500 HP	VF-1RS	720	PELTON W. W.	
	4	8	1950	10	13.8	0.8	G. E.	12,500 HP	VF-1RS	720	PELTON W. W.	
Sub Total	(4)	(32MW)										
Botocan	1	8	1948	10	13.8	0.8	G. E.	10,950 HP	VF-1RS	720	S. MORGAN	
	2	8	1948	10	13.8	0.8	G. E.	10,950 HP	VF-1RS	720	S. MORGAN	
	3	0.96	1946	1.2	13.8	0.8		1,300 HP	HP-1R1N	720	S. MORGAN	
Sub Total	(3)	(16.96MW)										
Barit	1	1.8	1957	2.0	2.4	0.9	AEG	2,960 HP	VF-1RS	277	J. M. VOITH	
	2	0.4										
Sub Total	(1)	(1.8MW)										
Cawayan	1	0.4	1959	0.5	2.4	0.8	ELECTRO MCKANA	595 HP	HF-1RS	1200	J. M. VOITH	
	2											
Sub Total	(1)	(0.4MW)										
TOTAL	(33)	1,226.16MW										

Table 6-3-2 GENERATION RECORDS OF HYDRO POWER PLANT

1. Gross Generation (GWh)

Plants	1989	1990	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Ambuklao	202.9	91.1	6.5	8.6	11.0	17.5	15.1	16.0	16.4	--	--	--	--	--
Angat	520.7	478.9	23.3	21.9	20.0	16.7	11.5	12.8	29.3	36.4	105.3	51.3	93.9	56.5
Binga	493.7	431.1	9.1	13.6	16.4	17.2	21.7	30.4	58.8	69.6	77.6	59.9	34.4	20.4
Magat	994.2	980.7	67.2	41.2	19.4	0	0	34.4	89.8	141.8	169.7	150.4	181.5	85.4
Pantabangan	161.0	135.2	31.3	30.6	28.7	21.8	5.9	0.8	3.4	0	0	0	7.9	6.8
Masiway	33.2	37.2	7.7	6.9	7.2	8.0	2.8	0.2	1.3	0	0	0.7	1.4	1.2
Kalayaan	596.5	713.7	63.6	59.9	66.3	57.5	54.5	53.5	52.6	55.0	60.0	68.1	59.9	62.6
Caliraya	15.1	9.1	1.2	1.0	2.4	0.5	0.3	0.3	0	0	0.1	1.5	1.6	0.2
Botocan	57.9	46.6	2.9	3.0	2.4	1.9	2.0	4.5	3.2	4.0	3.8	5.7	6.4	6.8
Total	3,075.2	2,923.6	212.8	186.7	173.8	141.1	113.8	152.9	254.8	306.8	416.5	337.6	387.0	239.9

2. Plant Capacity Factor (%)

Plants	1989	1990	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Ambuklao	30.9	13.9	11.7	15.4	21.3	31.3	28.0	28.7	30.4	0	0	0	0	0
Angat	26.1	24.0	13.8	12.9	13.1	9.8	7.0	7.5	17.8	21.4	62.1	31.3	55.4	34.4
Binga	56.4	49.2	12.2	18.3	27.4	23.1	30.1	40.8	81.7	93.6	104.3	83.3	46.2	28.3
Magat	31.5	31.1	25.1	15.4	8.0	0	0	12.8	34.6	52.9	63.4	58.0	67.8	32.9
Pantabangan	18.4	15.4	42.0	41.1	39.7	29.3	8.2	1.1	4.7	0	0	0	10.6	9.5
Masiway	31.5	35.4	85.9	76.7	89.1	89.1	32.4	2.6	14.7	0.2	0	7.6	15.2	14.0
Kalayaan	22.7	27.2	28.5	26.8	32.9	25.8	25.2	24.0	24.4	24.7	26.7	31.5	26.8	29.0
Caliraya	5.4	3.2	5.2	4.2	11.0	2.0	1.3	1.2	0	0	0.5	6.5	6.8	0.9
Botocan	39.0	31.4	23.1	23.4	20.7	15.5	16.4	35.7	26.0	31.5	29.9	47.0	50.7	56.0
Total	28.9	27.3	23.4	20.5	21.1	15.5	12.9	16.8	28.9	33.7	45.7	38.3	42.5	27.2

Table 6-3-3 FORCED OUTAGE RECORDS OF HYDRO POWER PLANT IN 1990 (1)

Plants	Units	Date	Hours	Causes
Ambuklao	1	7/ 2	3.87	Governor trouble
	2	12/27		High thrust bearing temperature
		3/26		Emulsification of thrust bearing oil
		5/20		Generator differential relay
		7/ 1		Leak at thrust bearing cooling oil
	3	3/ 5	3.18	Governor oil pump trouble
7/ 8		35.75	Low oil tank pressure	
Magat	1	1/10	2.87	Stator EF indication
		8/15	0.78	Burnt out excitation Tr of unit 2
		8/29		Not available due to Excit. Tr.
		10/ 8	6.07	Trouble at thyristor fan motor
		10/17	12.00	Excitation transformer trouble
		10/17	47.32	Excitation transformer trouble
		10/20	8.42	Burnt thyristor
		10/20	15.07	Loss of excitation
		11/ 3	9.63	Actuation of rotor EF protection
		11/ 7		Excitation trouble
		11/ 9	2.77	Thyristor trouble
	2	1/10	2.87	Stator EF indication
		8/15	69.00	Burnt out excitation Tr of unit 2
		10/ 8	2.33	Thyristor fan motor
		10/20	1.48	
	3	8/15	0.70	Burnt out excitation Tr of unit 2
		9/28	1.68	Busted thyristor
		10/ 7	1.35	Trouble at thyristor fan motor
		10/ 8	0.48	Thyristor fan motor
		10/20	1.00	
		11/ 7	2.45	Thyristor trouble
	4	8/15	1.00	Burut out excitation Tr of unit 2

Table 6-3-3

FORCED OUTAGE RECORDS OF HYDRO POWER PLANT IN 1990 (2)

Plants	Units	Date	Hours	Causes
Binga	1	12/27	0.27	Damaged breaking element
		2/ 9		Broken breaking element
		3/ 2	0.83	Broken breaking element
		8/30		Tripping of transformer A
		9/ 1	34.92	Leak on bypass of butterfly valve
		10/ 9	0.18	
	2	11/19	2.58	Broken breaking element
		5/ 1	0.17	High thrust bearing temperature
		8/16	3.63	Sheared breaking element
		8/30		Tripping of transformer A
		10/15	4.73	AVR trouble
		12/ 4	0.27	Damaged breaking element
	3	12/ 6	0.50	Broken breaking element
		2/28	0.83	Broken breaking element
		4/25	0.17	Generator ground indication
		5/30	1.52	Broken breaking element
		6/28	1.27	Broken breaking element
		7/20	4.17	
		9/23		Broken breaking element
		10/25	1.35	Damaged breaking element
		11/14	0.93	Broken breaking element
		11/19	3.67	Breaking element trouble
		11/25	0.70	Damaged breaking element
		12/ 7	2.23	Broken breaking element
		12/ 9		Damaged breaking element
		12/13	0.83	Broken breaking element
	12/20	1.07	Broken breaking element	
	4	1/16	0.15	Malfunctioning of turbine bearing thermal relay
		7/20	4.08	
		10/ 6	5.50	Turbine vibration test
		11/25		Damaged breaking element

Table 6-3-3 FORCED OUTAGE RECORDS OF HYDRO POWER PLANT IN 1990 (3)

Plants	Units	Date	Hours	Causes
Angat	M1	3/ 8		Generator field ground indication
		9/27	7.42	High thrust bearing temperature
		10/16	10.92	Generator field ground indication
	M2	3/ 8		Generator field ground indication
		9/21	4.28	Shear pin trouble
	M3	3/ 8	5.55	Erratic control of AVR
A3	3/28		Bus duct phase B flashover	
Pantabangan	2	2/23	0.47	Broken shearing pins
Masiway		2/ 7	143.60	Leak at generator air cooler
		2/27	1.00	Leak on air coolers
		11/28	15.35	Leak at generator surface cooler
Kalayaan	1	10/17	0.08	PLC failure
		11/10	16.50	Leak at servomotor spherical valve
		11/12	5.22	Governor trouble
		11/13	14.10	Trouble at air oil accumulator
		11/19	0.20	Overspeed relay
		12/13	8.43	Misaligned guide vane
		12/18	0.17	Low oil at LBG
	2	4/17	0.20	High stator temperature
		8/13	28.52	Oil leak at hydraulic servomotor
		10/ 4	138.95	Oil lifting system failure
		10/11	4.38	AVR trouble
		11/22		Alignment of wicket gates
Caliraya	1	10/ 3		Trouble on transformer #2
	2	10/ 3		Trouble on transformer #2
		11/19		Leak at by-pass valve
	4	10/ 4		Leak at thrust bearing
Botocan	1	10/ 3	31.75	Flashover fuse of Gen. #2PT
	2	10/ 3	31.75	Flashover fuse of Gen. #2PT

Table 6-3-4 アンブクラオ取水口修復計画案一覽表

修復計画面案	計画面概要	設備概要	概算工事費	概略工程	問題点
A. 大型浚渫船による排砂	大型浚渫船により年間流入土砂量の62(%)にあたる堆砂を下流に浚渫排砂する。	浚渫船(1,100kW/12") 3隻 ハイクライ(12")5,300m 3線 沈泥池面積 314,000m ²	設備費 22,640,000 US\$ 土木工事 1,400,000 US\$ 合計 24,040,000 US\$ 運転費年 14,500,000 US\$	2ヶ年 製作, 輸送, 据付 土木工事	
B. 取水塔周辺防護壁構築	取水塔を、1.7mの単管で逐次嵩上し、取水口に土砂流入を防止する。取水塔の周辺を鋼管パイルで囲み、直径30mのセルを築き補強。	内径8m, 高さ1.7mの鋼板製セメントを順次積み上げコンクリートを充填し、最終的には標高745mまで積み上げる。	金物工事 10,320,000 US\$ 土木工事 25,550,000 US\$ 合計 35,870,000 US\$ 10年ごと 5,140,000 US\$	製作 9ヶ月 5ヶ年 据付 10ヶ月	・停電 25ヶ月 (5ヶ月×5回) ・IntakeにGateなし ・取水塔周辺補強方法
C. 大容量排砂設備新設	貯水池に堆積する土砂を、大容量排砂設備により下流に排砂する計画。	トンネル工事(径5m L=410m 2本) 下流河道、護岸工事延長 1,200m ローラーゲート 5m×15m 2門 ラジアルゲート 5m×7m 2門	土木工事 32,550,000 US\$ 金物工事 17,150,000 US\$ 合計 49,700,000 US\$	5ヶ年	・貯水池側の工事が深部の水中工事となる ・取水口部とトンネルとの接続が困難
D. 傾斜型取水塔改造	傾斜型鋼製取水塔を地上に沿って建設し、下部は旧取水塔に連結する。	斜路、基礎工事一式 水平鉄管 (径7m, L=70m) 傾斜管 (径7m, L=78m)	土木工事 11,870,000 US\$ 金物工事 14,240,000 US\$ 合計 26,110,000 US\$	4ヶ年	・杭基礎の施工 ・停電 20ヶ月 (5ヶ月×4回) ・既設ゲートとの接続 ・水中工事が多くなる
E. 垂直型取水塔改造	取水塔を導水路の上に新設し、堅杭により導水路と連結する改造案	堅杭工事 (径7m, L=86.7m) 独立堅型API-ゲート (径7m, L=18m)	土木工事 7,650,000 US\$ 金物工事 11,700,000 US\$ 合計 19,350,000 US\$	4ヶ年	・停電 10ヶ月 (5ヶ月×2回) ・81.7mの堅杭工事 ・既設水路の閉塞工事

出典: 1988, 3 JICA 報告書

6.4 送電線及び変電所

6.4.1 送変電設備の現状と問題点

本調査の結果判明した送変電設備の現状と問題点は次の通りである。

1. ルソン系統の概要

ルソン系統は、Fig. 6-4-1に示すように、ルソン島を南北に縦断する230kV系統で構成され、一部に115kV系統が使用されている。2次送電電圧は69kVである。230KV系統の線路データを Table 6-4-1に、Area Office ごとの送電線亘長及び変電所容量を Table 6-4-2に、それぞれ示す。

電源は、主として北部に水力発電所、マニラ周辺に火力、地熱、揚水発電所、南部に地熱発電所が配置されている。

230kV系統は

- Magat発電所からAmbuklao、Binga発電所を経由してBauang変電所に至る北部系統
- Binga 発電所からMexico変電所を経由してSan Jose変電所及びBalintawak 変電所に至る中部系統
- Bauang変電所からHermosa変電所を経由してSan Jose変電所に至る中西部系統
- San Jose変電所からKalayaan発電所、Binan変電所を経由してSucat発電所に至るマニラ外輪系統
- Tiwi発電所からKalayaan発電所に至る南部系統

に大別される。このうち、中西部系統は1991年12月に運転開始された。

230kV系統の殆どは1ルート2回線又は1ルート1回線のループ構成となっているが、一部に1回線の放射状系統がある。支持物はすべて鉄塔である。電線はすべて ACSR 795MCMで、単導体、複導体及び4導体を使用されている。

115kV系統には鉄塔と木柱が使用されている。鉄塔線路は1ルート2回線であるが、木柱線路は1ルート1回線である。電線は ACSR 795MCMと336.4MCMである。

なお、マニラ周辺地域のMERALCO 系統は115kV で、Balintawak、San Jose、Dolores、Binan 変電所及びMalaya、Sucat 発電所から供給されている。

69kV系統は、殆どが木柱1回線の放射状系統である。電線は ACSR 336.4MCMと4/0が多い。

ルソン系統における1990年末の送電線回線延長及び変電所の箇所数と容量は次のとおりである。

	送電線		変電所	
	回線延長 (km)	箇所数	容量 (MVA)	
230kV	3,232	22	3,485	
115kV	442	6	310	
69kV	2,976	46	467	
34.5kV以下	524			
Total	7,174	74	4,262	

2. 送電設備

(1) 230kV系統

- a. 230kV系統は、線路事故が多く、以下に述べる問題点が見られるが、系統構成に係わる大きな問題はない。
- b. 北部系統では、送電線事故に伴う水力発電所の系統分離と渇水期における電圧降下が系統上の問題点である。また、南部系統では、架空地線の断線によりTiwi発電所の系統分離事故が発生している。

北部系統の問題点は Bauang - Labrador - Botolan間を連係する中西部系統の完成により解決される。南部系統については、架空地線のアルミ覆鋼線への取替が必要である。

Table 6-4-8 に送電線拡充計画を、Table 6-4-9 に変電所拡充計画をそれぞれ示す。本計画によると、電源開発及び需要増加に伴う230kV系統の拡充、レイテ島連係に伴う南部500kV系統の運転開始(1997年)、北部500kV系統の建設(2000年)が計画されている。69kV系統については、離島の系

統拡充とルソングリッドへの関係が大半を占めている。また、この計画には次に示すリノベーション/リハビリテーション計画も含まれている。

- San Jose - Balintawak 線の増強
- Binan - Sucat 線の昇圧
- Bayombong 変電所の 2回線 π 引込
- マニラ地区火力停止時の首都圏系統電圧降下対策
- 500kV Naga - Kalayaan 線のリハビリテーション

c. 1990年の事故回数は 100km当り 5.6回（日本の約 6 倍）で最高は Binga - San Manuel線の24.8回であった。（Table 6-4-7 参照） 第7章で述べるとおり、事故原因を究明し、事故減少対策を推進する必要がある。

d. 南部系統における架空地線の腐食

架空地線には亜鉛メッキ鋼線が使用されているが、場所によっては数年で発錆を生じ、断線事故発生の原因となっている。

部分的に取替が行われているが、アルミ覆鋼線への計画的な取替が必要である。

本調査の際入手した新品の亜鉛メッキ鋼線の亜鉛付着量は最大 71 g/m²、最小 44 g/m²であった。この値は規定値 240g/m² と比べ著しく小さく、仕様書と異なる亜鉛メッキ鋼線を購入したものと考えられる。仕様書の標準化と各級機関への配布及び購入品の試験の強化が必要である。

e. 南部系統における碍子ピンの腐食

碍子ピンの腐食も架空地線と同じく、かなり広範囲に発生している。この腐食は漏洩電流の直流分による電食が原因である。

腐食碍子の取替は年間予防保全計画によって実施されている。しかしながら、耐蝕碍子（Zinc Sleeved Insulator）が規格化されているにも拘らず、樹脂製の碍子が一部に使用されていた。架空地線の場合と同様仕様書の標準化が必要である。

f. 北部水力発電所停止時の北部系統の電圧降下

北部にはMagat発電所（360MW）、Ambuklao発電所（75MW）、Binga 発電所

(100MW)、合計 535MWの水力発電所がある。このうち、Magat ダムはNIAの所有の灌漑調整用ダムであり、渇水期には1ヵ月間運転されていない。また、同時期には他の発電所の出力も小さく、電力はマニラ周辺の発電所から供給されている。このため、北部系統の電圧降下が大きくなっている。

この問題は、先にのべたとおり、中西部系統の完成によって解消される。

g. 台風時の送電鉄塔の倒壊

気象観測記録によると、200km/hourを越える瞬間風速がかなり記録されている。今回調査した Naga - Tiwi線 (1987倒壊) 及び Santiago - Bayombong線 (1989倒壊) の設計風速はいずれも165km/hourであり、強度不足によるものである。Santiago - Bayombong線の場合は、すべて地際近くで倒壊しており、Naga - Tiwi 線では基礎の浮上りの跡が見られた。

対策としては、部材による鉄塔の補強と基礎の強化による対策または支線による補強対策が考えられるが、前者は技術的にも経済的にもフィージブルとは考えられず、支線による補強が適当と考えられる。

h. 鉄塔設計又は建設時の問題

耐張鉄塔と懸垂鉄塔の誤用や、耐張鉄塔とすべき鉄塔に懸垂鉄塔が使用されているケースが見られた。台風の頻度が高く、しかも I K L (Isokeraunic Level) が大きい現地の実情から、クリアランスにはもっと留意すべきである。

i. アークホーン

I K Lの大きい実態を考慮してアークホーンを取付けるべきと考える。

(2) 115kV系統

- a. 木柱線路は、1回線構成で事故が多いが、亘長が短く、特に問題はない。
- b. 1990年における100km当りの事故回数は、鉄塔線路が 5.2回、木柱線路が 20.9回、合計で14.1回 (日本の約5倍) であった。
- c. 木柱線路のうち最も亘長が長い San Esteban - Bantay - Laoag 線の2回線化が実施されている。

(3) 69 kV系統

- a. 69kV系統は、その殆どが木柱1回線の放射状系統で、事故が非常に多く停

電時間も長い。1990年の事故回数は100km当り58.5回（日本の約12倍）、1回線当りの停電時間は7.0時間であった。第7章で述べるとおり、事故原因を究明し、事故減少対策を推進する必要がある。

- b. 台風時に長時間停電した線路がある。（Table 6-4-7-(5) 及び(6) 参照）このなかには、木柱の運搬が困難なため復旧作業が遅延したケースがあり、線路のルート変更が必要である。
- c. 洪水の際、流木による断線のため長時間停電した線路がある。（Table 6-4-7-(6) 参照）これはクリアランス不足に起因するものであり、鉄塔化が必要である。
- d. 碍子のフラッシュオーバーによる破損事故がみられる。アークホーンを使用していないため、不良碍子の発生頻度が高いので不良碍子の活線検出を実施する必要がある。
- e. 台風による事故を含めて木柱の倒壊が多く、木柱の予防保全を強化すべきである。

3. 変電所及び水力発電所スイッチヤードの電気設備

(1) 230kV変電所

- a. 今回の調査で収集したデータによると、1990年の事故回数は21回、1回当りの停止時間は4.8時間であった。（Table 6-4-7 参照）

これは、他設備の事故と比較し、また、老朽機器の多いことを考慮すればそれほど多い回数ではない。しかし事故の内容、原因等についての詳細な記録がなされていない。機器別及び原因別等の詳細な記録をもとに事故の原因を究明し、設備及びその保全のあり方に反映すべきと思われる。

b. 電力変圧器

230kV変電所の変圧器データを Table 6-4-3 に示す。

一部の變電所で變圧器本体や冷却系統に漏油箇所を見受けたが、ただちに運転に支障があるものはなかった。また、San Jose變電所の配電用變圧器（50MVA, 115/34.5KV, 1978年、大阪變圧器製）が過負荷となり、隣接のAngat 発電所が供給区域の負荷を分担し、かつ冷却扇を追加して運転してい

た。

c. 遮断器、断路器

230kV変電所の母線方式は1 1/2遮断器方式を採用している。このため1回線当りの遮断器、断路器等の設備台数が多い。

230kV変電所の遮断器データを Table 6-4-4 に示す。

設備台数は、230kV 遮断器が 165台、115kV 遮断器が32台、69kV遮断器が99台、合計 296台で、これを製作年度別にみると下表のようになり、OCB（油遮断器）とACB（空気遮断器）に古い設備が多い。また、69kV遮断器のほとんどがOCBである。

変電所 230kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	1	11	17	0	29 (17.6)
ACB	0	9	7	0	16 (9.7)
GCB	0	0	59	61	120 (72.7)
Total	1	20	83	61	165 (100)

変電所 115kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	0	0	11	0	11 (34.4)
ACB	0	0	3	0	3 (9.4)
GCB	0	0	15	3	18 (56.2)
Total	0	0	29	3	32 (100)

変電所 69kV遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	1	13	56	14	84 (84.8)
ACB	0	2	7	0	9 (9.1)
GCB	0	0	4	2	6 (6.1)
Total	1	15	67	16	99 (100)

変電所遮断器製作年度別設備台数 (合計)

製作年度	~1960	1961~70	1971~80	1981~	Total (%)
OCB	2	24	84	14	124 (41.9)
ACB	0	11	17	0	28 (9.5)
GCB	0	0	78	66	144 (48.6)
Total	2	35	179	80	296 (100)

これらの設備の中には漏油やガス漏れの遮断器もある。また、至近年度において遮断容量が不足するものもあるため一部の変電所では取替え工事が行われている。

断路器は、手動操作方式が多く、操作機構が固くなって開閉困難なもの及びピン型碍子を使用した設備などがある。

d. その他設備

230kV変電所で分岐母線の接続部にボルト締付け型のコネクタが使われており過熱による変色が見受けられた。

このような接続部の過熱は負荷の変動によって過熱、冷却を繰返すため金属の焼鈍 (annealing)により加速度的に接触不良が進行する。ボルト締付け型のコネクタは電線サイズとの適合性や締付け力不足による電線の脱落など施工面の管理が難しいので圧縮型コネクタを使用すべきである。

e. 実施中または計画中のリノベーション/リハビリテーション計画

- Mexico変電所 230kV遮断器取替
- San Manuel変電所 230kV遮断器取替
- Bayombong 変電所 230kV 2回線 π 引込
- Sucat 発電所変電設備の 230kV昇圧

(2) 69kV変電所

今回の調査で NAPOCORの69kV変電所設備を直接調査することは出来なかったが、設備容量も 3~10MVA の小さな変電所で設備も少なく、別に問題は無いものと思われる。

また、NAPOCOR の69kV変電所は、逐次 Cooperativeに譲渡されている。

(3) 水力発電所スイッチヤードの設備

a. 今回の調査で収集したデータによると、1990年の水力発電所スイッチヤード変電設備の事故回数は4回、1回当たりの停止時間は40.6時間であった。

(Table 6-4-7 参照) この中には1990年7月に発生した地震によるものも含まれており事故回数としては少ないが、変電設備同様に事故の内容、原因等についての詳細な記録がない。機器別、原因別事故統計の整備が望まれる。

b. 電力変圧器 (発電用変圧器)

ルソン島北部の水力発電所の変圧器は、Magat 発電所を除き、1950年代に製作した古い設備が多い。水力発電所変圧器データを Table 6-4-5に示す。

変電設備同様に変圧器本体、ラジエータ、送油ポンプ等に漏油があるが直ちに運転に支障はない。南部の水力発電所は、Kalayaan 発電所を除き、小容量の変圧器が多く製作年も古いが特に支障はない。

c. 遮断器、断路器

230kVスイッチヤードの母線方式は変電設備同様 1 1/2遮断器方式を採用している。水力発電所遮断器データを Table 6-4-6に示す。

設備台数は、230kV 遮断器が46台、115kV 遮断器が15台、69kV遮断器が4台、合計 65 台で、これを製作年度別にみると下表のようになっている。

水力発電所 230kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	~1960	1961~70	1971~80	1981~	Total (%)
OCB	8	0	0	0	8 (17.0)
ACB	0	0	0	0	0 (-)
GCB	0	0	28	10	38 (83.0)
Total	8	0	28	10	46 (100)

水力発電所 115kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	1	3	0	0	4 (26.7)
ACB	0	10	0	0	10 (66.6)
GCB	0	0	0	1	1 (6.7)
Total	1	13	0	1	15 (100)

水力発電所 69kV遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	0	1	1	2	4 (100)
ACB	0	0	0	0	0 (-)
GCB	0	0	0	0	0 (-)
Total	0	1	1	2	4 (100)

水力発電所遮断器製作年度別設備台数 (合計)

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	9	4	1	2	16 (24.6)
ACB	0	10	0	0	10 (15.4)
GCB	0	0	28	11	39 (60.0)
Total	9	14	29	13	65 (100)

北部の水力発電所には、Magat 発電所を除き、1950年代に製作した 230kV OCB や、1960年代の115kV ACB がある。 また、南部の水力発電所には、Kalayaan発電所を除き、1940年代及び1960年代に製作した115kVのOCBが多い。

断路器は、手動操作方式が多く、経年劣化のため操作機構が固くなって開閉困難のもの及びピン型碍子を使用した設備が多い。

(4) 予備部品の整備

変電所の各機器は各国、各メーカーより購入されている。これに対し、それぞれの機種に合わせて多種類の予備部品を完備し保有することは運用も難しく、また、古い機器の部品は製造が中止されているケースが多い。

一方比国の場合には外貨の申請から購入手続きを行い、入手するまでに2～3年を要している。これでは予備部品としての機能を果たすことはできない。また、メンテナンスフリーとして知られるGCB（ガス遮断器）本体内部の部品の取替え作業には高度の技術を必要とし、取替え後の性能にも影響するため、例え予備部品を保有していても専門家の指導が必要となってくる。従って系統運用上最も重要な230kV遮断器については、予備として標準仕様の遮断器を必要な箇所に保有し、万一の場合は設備全体を取替えて使用する事を推奨する。

6.4.2 リノベーション計画の策定

6.4.1 で述べた問題点のうち、供給信頼度の向上と保守作業の省力化に効果的なリノベーション計画を次のとおり策定した。なお、個別サイトについては Feasibility Study の際、詳細な調査が必要である。

1. 送電線

(1) 架空地線の取替

230kV送電線の架空地線566kmのアルミ覆鋼線 55 mm² への取替を計画した。

Kalayaan - Gumaca 線	204 km
Gumaca - Labo 線 (#1-138)	128 km
Kalayaan - San Jose 線	234 km
合計	566 km

(2) 河川又は道路横断箇所（69kV線路）の鉄塔化

Area Office から要請のあった河川横断箇所 20 箇所、幹線道路横断箇所 9 箇所について鉄塔化を計画した。その内訳はTable 6-4-10に示すとおりである。設計条件は、電線が ACSR 336.4 mm² 1 回線、河川横断スパンが 350m 道路横断スパンが 250m とした。

(3) 復旧作業が困難な区間（69kV線路）のルート変更

Tuguegarao - Camalaniugan 線 #307-345 間 10km のルート変更を計画した。

(4) 不良碍子検出器の整備

送電線保守班のグループごとに1セット、合計 22 セットの整備を計画した。

2. 変電所及び水力発電所スイッチヤードの電気設備

(1) 遮断器の取替

変電所遮断器の取替計画を Table 6-4-11 に、また水力発電所遮断器の取替計画を Table 6-4-12 に示す。

遮断器の個別取替計画は次のとおりである。

なお、取替え機種については、遮断器として最も信頼度が高く、かつ保守作業の省力化を考慮してGCB（ガス遮断器）を採用することとした。

a. 遮断容量が至近年度に不足する遮断器の取替計画

230kV, 115kV 遮断器で1995年度までに遮断容量が不足または不十分な遮断器 11 台の取替を計画した。なお69kV遮断器で遮断容量が不足または不十分な遮断器はなかった。

San Jose	変電所	230kV GCB	2 台
Binan	変電所	230kV GCB	4 台
Dolores	変電所	115kV OCB	5 台
	計		11 台

b. 230kV OCB (油遮断器) およびACB (空気遮断器) の取替計画

230kV 遮断器は、GCB 158 台、OCB 37台、ACB 16台、合計 211台である。OCB およびACB は老朽度が甚だしく、またメンテナンス上にも問題があるので、現在取替中の 20 台を除く残りの 33 台について取替を計画した。

Buang	変電所	230kV ACB	3 台
Cabanatuan	変電所	230kV ACB	2 台 (4 台中 2 台は取替工事中)
Hermosa	変電所	230kV OCB	12 台
Olongapo	変電所	230kV ACB	4 台
San Jose	変電所	230kV OCB	4 台
Binga	発電所	230kV OCB	8 台
	計		33 台

c. 構造上問題 (ガス漏れ等) があるGCB (ガス遮断器) の取替計画

Gumaca	変電所	230kV GCB	3 台 (Merlin社1975年製)
Naga	変電所	230kV GCB	1 台 (Merlin社1975年製)
	計		4 台

なお、上記のほかに Santiago 変電所の230kV GCB 3 台 (BBC 1982製) と Pantabangan 発電所の230kV GCB 2 台 (NISSIN 1976 製) の取替計画が要請されていたが、取替理由も不明確であり、また同一型式の機種が他所で問題なく運転されていることから今回は計上しなかった。F/S の際に現地調査を行い、さらに検討が必要である。

d. 115kV, 69kV 遮断器の取替計画

115kV 及び 69kV 遮断器は、GCB 25台、OCB 103 台、ACB 22台、合計 150 台である。このうち、Area office 及び発電所から要請があったOCB 及び ACB 33台の取替を計画した。

San Esteban 変電所	115kV ACB	2 台	
La Trinidad 変電所	69kV OCB	2 台	
San Manuel 変電所	69kV OCB	1 台	
”	”	69kV ACB	2 台
Olongapo 変電所	69kV OCB	5 台	
Mexico 変電所	69kV OCB	9 台	(二重母線化)
Gumaca 変電所	69kV OCB	1 台	
Angat 発電所	115kV ACB	10 台	
Caliraya 発電所	115kV OCB	1 台	
	計		33 台

(2) 断路器の取替

前記の取替遮断器と直列に接続されている断路器は、開閉困難な断路器、ピン型碍子を使用した断路器、その他経年劣化が甚しく構造上問題がある断路器が多いのでこれらの取替を計画した。なお、個々の取替計画については F/S の際に現地調査を行い、さらに検討が必要である。

230kV 断路器	86 台
115kV 断路器	36 台
69kV 断路器	40 台
計	162 台

(3) 予備遮断器の整備

6.4.1 の3で述べたとおり、標準仕様の 230kV GCB (ガス遮断器) を予備品として整備することを計画した。

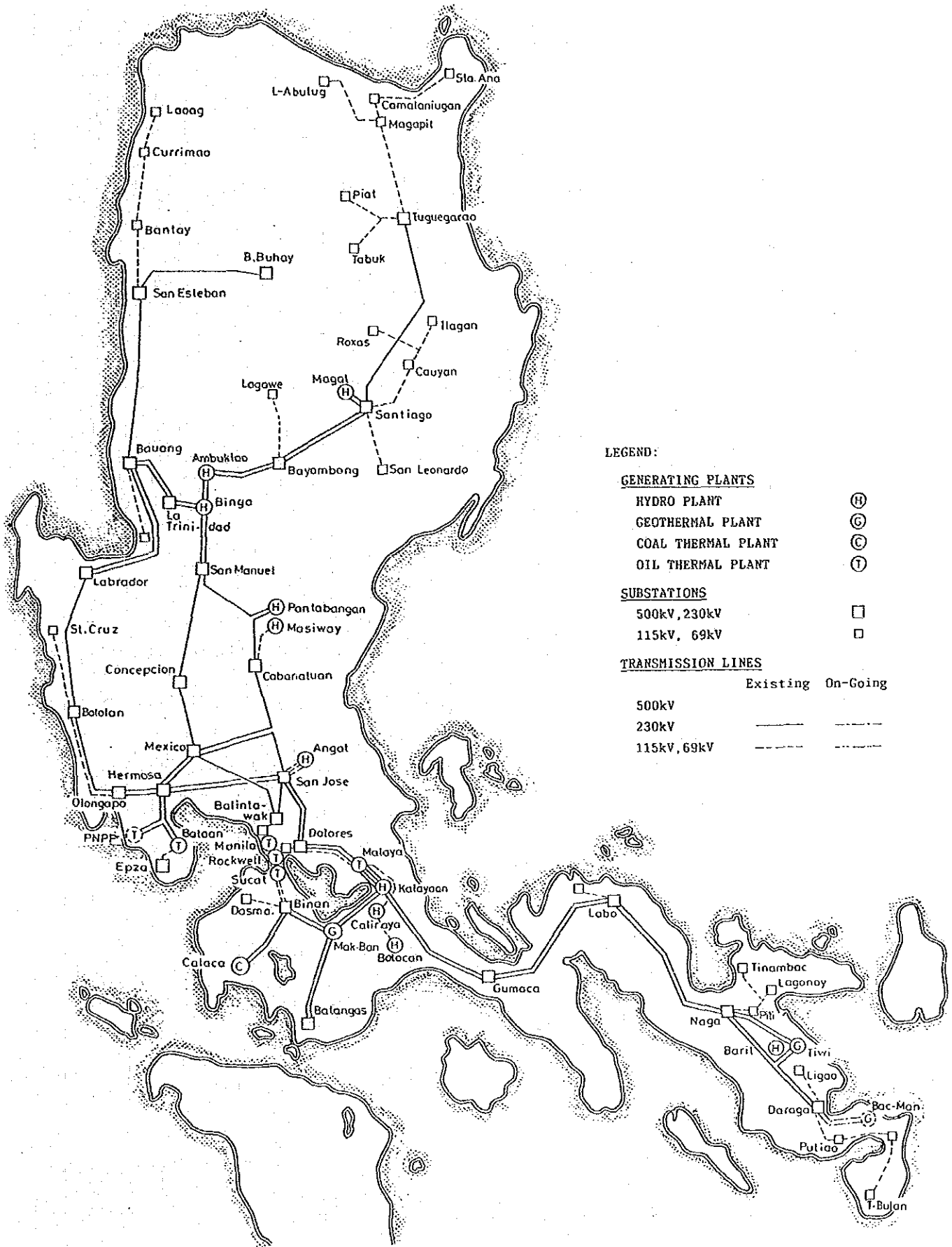
230kV	40kA	GCB	3 台	(NLRC 2 台、SLRC 1 台)
-------	------	-----	-----	---------------------

6.4.3 各計画の優先度付けの方法と優先順位

事故発生時の影響度、保安及び運転保守上の問題を考慮して優先順位は次のとおりとした。

1. 架空地線の取替
2. 遮断容量が至近年度に不足する遮断器の取替
3. 230kV 遮断器の取替
4. 河川又は道路横断箇所の鉄塔化
5. 復旧作業が困難な区間のルート変更
6. 不良碍子検出器の整備
7. 115kV, 69kV 遮断器の取替
8. 断路器の取替
9. 予備遮断器の整備

Fig. 6-4-1 LUZON GRID POWER SYSTEM DIAGRAM



LEGEND:

GENERATING PLANTS

- HYDRO PLANT (H)
- GEO THERMAL PLANT (G)
- COAL THERMAL PLANT (C)
- OIL THERMAL PLANT (T)

SUBSTATIONS

- 500kV, 230kV (filled square)
- 115kV, 69kV (outlined square)

TRANSMISSION LINES

- | | Existing | On-Going |
|-------------|----------|-----------|
| 500kV | ————— | - - - - - |
| 230kV | ————— | - - - - - |
| 115kV, 69kV | ————— | - - - - - |

Table 6-4-1 LUZON GRID TRANSMISSION LINE DATA (1)
(100MVA Base)

From	To	Ckt. No.	kV	MVA	Length (km)	Positive		Zero		MVAR	Structure	Conductor	Comm. Year
						%R	%X	%R	%X				
Magat	Santiago	1	230	300	15.37	0.2551	1.3920	1.0273	4.3735	2.8020	ST-DC	1-795	1983
Magat	Santiago	2	230	300	15.37	0.2551	1.3920	1.0273	4.3735	2.8020	ST-DC	1-795	"
Santiago	Tuguegarao	1	230	300	116.29	1.9304	11.2147	8.0709	31.6879	20.1119	ST-SC	1-795	1981
Bayombong	Santiago	1	230	300	42.68	0.7085	3.8753	2.8516	12.1262	7.7598	ST-DC	1-795	"
Ambuklao	Santiago	1	230	300	105.01	1.7432	9.6000	7.0052	29.7141	18.9623	ST-DC	1-795	"
Ambuklao	Bayombong	1	230	300	62.34	0.8992	4.9609	3.6125	15.3121	9.7640	ST-DC	1-795	"
Ambuklao	Binga	1	230	300	8.28	0.1374	0.8147	0.5706	2.2293	1.4066	ST-SC	1-795	1956
Ambuklao	Binga	2	230	300	9.34	0.1549	0.9041	0.6358	2.5514	1.6156	ST-SC	1-795	1981
Bauang	San Esteban	1	230	300	95.17	1.5798	8.7565	6.3384	26.8254	17.0753	ST-DC	1-795	1983
Baguio	Bauang	1	230	300	35.88	0.5956	3.2932	2.3913	10.1286	6.4532	ST-DC	1-795	1977
Baguio	Bauang	2	230	300	35.88	0.5956	3.2932	2.3913	10.1286	6.4532	ST-DC	1-795	1989
Baguio	Binga	1	230	300	11.96	0.1985	1.1104	0.7948	3.3525	2.1261	ST-DC	1-795	1976
Baguio	Binga	2	230	300	11.96	0.1985	1.1104	0.7948	3.3525	2.1261	ST-DC	1-795	"
Binga	San Manuel	1	230	300	34.30	0.5694	3.1365	2.2975	9.7026	6.1979	ST-DC	1-795	1956
Binga	San Manuel	2	230	300	34.30	0.5694	3.1365	2.2975	9.7026	6.1979	ST-DC	1-795	"
Pantabangan	San Manuel	1	230	300	66.22	1.0969	6.0714	4.4070	18.8497	12.0793	ST-SC	1-795	1957
Concepcion	San Manuel	1	230	300	79.66	1.3223	7.6708	5.5262	21.7305	13.7969	ST-SC	1-795	1956
Concepcion	Mexico	1	230	300	37.42	0.6212	3.5984	2.5984	10.2147	6.4878	ST-SC	1-795	"
Cabanatuan	Pantabangan	1	230	300	52.47	0.8687	4.7445	3.4565	15.1009	9.7012	ST-SC	1-795	1957
Cabanatuan	Mexico	1	230	300	67.31	1.1150	6.3239	4.4579	18.8886	12.0338	ST-SC	1-795	"
Mexico	San Jose	1	230	300	54.04	0.8971	4.9666	3.6735	15.2182	9.7508	ST-SC	1-795	1959
Bauang	Labrador	1	230	300	114.00	1.8924	10.4766	7.6722	32.1480	20.5200	ST-DC	1-795	1991
Bauang	Labrador	2	230	300	114.00	1.8924	10.4766	7.6722	32.1480	20.5200	ST-DC	1-795	"
Labrador	Botolan	1	230	300	112.71	1.8710	10.3580	7.5854	31.7842	20.2878	ST-SC	1-795	"

Table 6-4-1 LUZON GRID TRANSMISSION LINE DATA (2)
(100MVA Base)

From	To	Ckt. No.	kV	MVA	Length (km)	Positive		Zero		MVAR	Structure	Conductor	Comm. Year
						%R	%X	%R	%X				
Botolan	Olongapo	1	230	300	60.55	1.0051	5.8462	4.2019	16.4856	10.4584	ST-DC	1-795	1985
Hermosa	Mexico	1	230	300	37.65	0.6212	3.1287	2.2967	11.5548	7.5187	ST-DC	1-795	1972
Hermosa	Mexico	2	230	300	37.65	0.6212	3.1287	2.2967	11.5548	7.5187	ST-DC	1-795	"
Hermosa	Olongapo	1	230	300	25.58	0.4221	2.1257	1.5597	7.8505	5.1058	ST-DC	1-795	"
Hermosa	Olongapo	2	230	300	25.58	0.4221	2.1257	1.5597	7.8505	5.1058	ST-DC	1-795	"
Hermosa	PNPP	1	230	600	27.19	0.2257	1.5455	1.4626	7.6134	7.9410	ST-DC	2-795	1983
Hermosa	San Jose	1	230	600	74.98	0.6223	4.7192	4.4079	19.5507	19.6075	ST-DC	2-795	1984
Hermosa	San Jose	2	230	600	74.98	0.6223	4.7192	4.4079	19.5507	19.6075	ST-DC	2-795	"
BTPP	Hermosa	1	230	300	37.19	0.6137	3.0916	2.2739	11.4075	7.4223	ST-DC	1-795	1959
BTPP	PNPP	1	230	300	40.03	0.6615	3.4275	2.4917	12.0158	7.7656	ST-DC	1-795	1983
BTPP	EPZA	1	230	300	14.79	0.2455	1.3628	0.9851	4.1652	2.6489	ST-DC	1-795	1976
Balintawak	Mexico	1	230	300	55.03	0.9135	5.2987	3.8206	15.0087	9.5286	ST-SC	1-795	1958
Balintawak	San Jose	1	230	300	30.18	0.4995	2.7052	1.9685	8.7476	5.6259	ST-SC	1-795	1956
Dolores	San Jose	1	230	1200	38.34	0.1610	2.2678	2.0758	9.5238	10.7246	ST-DC	4-795	1981
Dolores	San Jose	2	230	1200	38.34	0.1610	2.2678	2.0758	9.5238	10.7246	ST-DC	4-795	"
Dolores	Malaya	1	230	1200	39.00	0.1638	2.2172	2.1274	9.8532	11.3694	ST-DC	4-795	"
Dolores	Malaya	2	230	1200	39.00	0.1638	2.2172	2.1274	9.8532	11.3694	ST-DC	4-795	"
Binan	Makban	1	230	300	32.74	0.5435	2.9312	2.1946	9.3795	6.0352	ST-DC	1-795	1979
Binan	Makban	2	230	300	32.74	0.5435	2.9312	2.1946	9.3795	6.0352	ST-DC	1-795	"
Binan	Calaca	1	230	600	61.47	0.5102	3.9778	3.5973	15.8279	15.6434	ST-DC	2-795	1985
Binan	Calaca	2	230	600	61.47	0.5102	3.9778	3.5973	15.8279	15.6434	ST-DC	2-795	"
Makban A	Makban B	1	230	300	1.16	0.0192	0.1021	0.0917	0.3305	0.2202	WP-SC	1-795	"
Makban B	Makban C	1	230	300	0.62	0.0103	0.0542	0.0484	0.1779	0.1188	WP-SC	1-795	1986
Batangas	Makban A	1	230	300	35.17	0.5838	3.1426	2.3585	10.0871	6.4954	ST-DC	1-795	1979

Table 6-4-1 LUZON GRID TRANSMISSION LINE DATA (3)
(100MVA Base)

From	To	Ckt. No.	kV	MVA	Length (km)	Positive		Zero		MVAR	Structure	Conductor	Comm. Year
						%R	%X	%R	%X				
Batangas	Makban B	1	230	300	35.07	0.5822	3.1327	2.3520	10.0602	6.4790	ST-DC	1-795	1979
Kalayaan	Malaya	1	230	300	28.93	0.4802	2.6672	1.9263	8.1446	5.1792	ST-DC	1-795	1977
Kalayaan	Malaya	2	230	300	28.93	0.4802	2.6672	1.9263	8.1446	5.1792	ST-DC	1-795	"
Kalayaan	Malaya	3	230	1200	28.87	0.1213	1.7081	1.5631	7.1709	8.0765	ST-DC	4-795	1984
Kalayaan	Malaya	4	230	1200	28.87	0.1213	1.7081	1.5631	7.1709	8.0765	ST-DC	4-795	"
Kalayaan	Makban A	1	230	300	41.90	0.6955	3.7795	2.8037	11.9511	7.6678	ST-DC	1-795	1979
Kalayaan	Makban A	2	230	300	41.90	0.6955	3.7795	2.8037	11.9511	7.6678	ST-DC	1-795	"
Gumaca	Kalayaan	1	230	300	94.11	1.5622	8.5093	6.2945	26.8054	17.1809	ST-DC	1-795	1977
Gumaca	Kalayaan	2	230	300	94.11	1.5622	8.5093	6.2945	26.8054	17.1809	ST-DC	1-795	"
Gumaca	Labo	1	230	300	88.96	1.4767	8.0899	5.9439	25.2526	16.1458	ST-DC	1-795	"
Gumaca	Labo	2	230	300	88.96	1.4767	8.0899	5.9439	25.2526	16.1458	ST-DC	1-795	"
Labo	Naga	1	230	300	99.09	1.6449	8.8816	6.6412	28.3690	18.2447	ST-DC	1-795	"
Labo	Naga	2	230	300	99.09	1.6449	8.8816	6.6412	28.3690	18.2447	ST-DC	1-795	"
Naga	Tiwi A	1	230	300	60.54	1.0050	5.4662	4.0508	17.2581	11.0674	ST-DC	1-795	1978
Naga	Tiwi C	1	230	600	59.30	0.4922	3.8374	3.4703	15.2692	15.0912	ST-DC	2-795	1987
Naga	Tiwi C	2	230	600	59.30	0.4922	3.8374	3.4703	15.2692	15.0912	ST-DC	2-795	"
Tiwi A	Tiwi B	1	230	300	1.50	0.0249	0.1404	0.0995	0.4184	0.2645	ST-SC	1-795	"
Tiwi A	Tiwi C	1	230	300	1.35	0.0224	0.1264	0.0895	0.3765	0.2380	ST-SC	1-795	"
Tiwi B	Tiwi C	1	230	300	1.29	0.0214	0.1207	0.0855	0.3598	0.2274	ST-SC	1-795	"
Naga	Daraga	1	230	300	71.09	1.1801	6.5332	4.7844	20.0474	12.7962	ST-DC	1-795	1980
Daraga	Tiwi	1	230	300	74.45	1.2359	6.8420	5.0105	20.9950	13.4010	ST-DC	1-795	"

Table 6-4-1 LUZON GRID TRANSMISSION LINE DATA (4)
(100MVA Base)

From	To	Ckt. No.	kV	MVA	Length (km)	Positive		Zero		MVAR	Structure	Conductor	Comm. Year
						%R	%X	%R	%X				
Currimao TP	Laog	1	115	150	26.82	1.7766	8.9888	7.0367	32.5741	1.3245	WP-SC	1-795	1967
Currimao TP	Bantay	1	115	150	55.34	3.6664	18.5592	14.6939	67.0602	2.7325	WP-SC	1-795	1972
Currimao	Currimao TP	1	115	150	0.50	0.0332	0.1688	0.1704	0.5771	0.0246	WP-SC	1-795	1981
Angat	San Jose	1	115	150	17.39	1.1530	5.7822	4.2974	21.3243	0.8678	ST-DC	1-795	1967
Angat	San Jose	2	115	150	17.39	1.1530	5.7822	4.2974	21.3243	0.8678	ST-DC	1-795	"
Angat	San Jose	3	115	150	16.00	1.0622	5.7185	5.0419	18.0463	0.7419	WP-SC	1-795	1960
Balintawak	San Jose	1	115	150	29.82	1.9771	10.4499	8.0258	34.9611	1.4151	ST-DC	1-795	1967
Balintawak	San Jose	2	115	150	29.82	1.9771	10.4499	8.0258	34.9611	1.4151	ST-DC	1-795	"
Binan	Sucat	1	115	300	15.49	0.5146	3.9677	3.6329	16.0290	0.9956	ST-DC	2-795	1985
Binan	Sucat	2	115	300	15.49	0.5146	3.9677	3.6329	16.0290	0.9956	ST-DC	2-795	"
Binan	Dasmarinas	1	115	150	14.46	0.9596	4.8821	4.3529	17.0830	0.7115	ST-DC	1-795	"
Binan	Dasmarinas	2	115	150	14.46	0.9596	4.8821	4.3529	17.0830	0.7115	ST-DC	1-795	"
Sun Esteban	Bantay	1	115	150	38.21	2.5353	12.8985	11.5004	45.1332	1.8798	WP-SC	1-795	1972

Table 6-4-2 TRANSMISSION LINE LENGTH AND SUBSTATION CAPACITY (1)

Regional Center	Voltage (kV)	Transmission Line				Number of Substation	Substation	
		Route Length (km)		Circuit Length (km)			Unit	Transformer MVA
		S T	Total	S T	Total			
N L R C	230	1,328.23	1,328.23	1,891.09	1,891.09	16	20	2,095
	115	39.91	239.07	79.82	278.98	3	4	110
	69	54.97	1,928.52	109.94	1,985.09	27	41	328
	Below 69		423.20		445.20			
	Total	1,423.11	3,919.02	2,080.85	4,600.36	46	65	2,533
S L R C	230	670.46	670.46	1,340.42	1,340.42	6	11	1,390
	115	60.27	133.12	90.54	163.39	3	4	200
	69		978.43		991.20	19	23	138.5
	Below 69		75.76		78.91			
	Total	730.73	1,857.77	1,430.96	2,573.92	28	38	1,728.5
Total	230	1,998.69	1,998.69	3,231.51	3,231.51	22	31	3,485
	115	100.18	372.19	170.36	442.37	6	8	310
	69	54.97	2,906.95	107.94	2,976.29	46	64	466.5
	Below 69		498.96		524.11			
	Total	2,153.84	5,776.79	3,511.81	7,174.28	74	103	4,261.5

(Note) S T : Steel Tower

Table 6-4-2 TRANSMISSION LINE LENGTH AND SUBSTATION CAPACITY (2)

Regional Center	Area Office	Voltage (kV)	Transmission Line				Substation		
			Route Length (km)		Circuit Length (km)		Number Of Substation	Transformer	
			S T	Total	S T	Total		Unit	MVA
NLRC	Area-1	230	159.56	159.56	178.36	178.36	2	2	100
		115		125.16		125.16	3	3	60
		69		182.57		182.57	1	7	45
		Below 69		5.77		5.77			
		Total	159.56	473.06	178.36	491.86	6	12	205
	Area-2	230	85.80	85.80	158.90	158.90	1	1	75
		115							
		69		354.94		354.94	2	2	50
		Below 69		90.11		90.11			
		Total	85.80	530.85	158.90	603.95	3	3	125
	Area-3	230	164.00	164.00	193.00	193.00	3	4	200
		115							
		69		397.29		397.29	9	10	55
		Below 69		234.38		234.38			
		Total	164.00	795.67	193.00	824.67	12	14	255
	Area-4	230	220.14	220.14	324.35	324.35	3	3	120
115									
69			443.54		443.54	3	6	80	
	Below 69								
	Total	220.14	663.68	324.35	767.89	6	9	200	

Table 6-4-2 TRANSMISSION LINE LENGTH AND SUBSTATION CAPACITY (3)

Regional Center	Area Office	Voltage (kV)	Transmission Line				Substation		
			Route Length (km)		Circuit Length (km)		Number of Substation	Transformer	
			S T	Total	S T	Total		Unit	MVA
N L R C	Area-5	230	210.57	210.57	304.49	304.49	3	3	150
		115							
		Below 69	25.00	245.50	50.00	272.10	7	9	50
		Total	235.57	481.41	354.49	601.93	10	12	200
	Area-6	230	179.36	179.36	263.53	263.53	2	3	250
		115							
		Below 69	29.97	239.68	59.94	269.65	4	6	38
		Total	209.33	452.64	323.47	566.78	6	9	288
	Area-7	230	308.80	308.80	468.46	468.46	2	4	1,200
		115	39.91	113.91	79.82	153.82		1	50
		Below 69		65.00		65.00	1	1	10
		Total	348.71	521.71	548.28	743.28	3	6	1,260
	Total	230	1,328.23	1,328.23	1,891.09	1,891.09	16	20	2,095
		115	39.91	239.07	79.82	278.98	3	4	110
		Below 69	54.97	1,928.52	109.94	1,985.09	27	41	328
	Total	1,423.11	3,919.02	2,080.85	4,600.36	46	65	2,533	

Table 6-4-2 TRANSMISSION LINE LENGTH AND SUBSTATION CAPACITY (4)

Regional Center	Area Office	Voltage (kV)	Transmission Line				Substation		
			Route Length (km)		Circuit Length (km)		Number of Substation	Transformer	
			S T	Total	S T	Total		Unit	MVA
SLRC	Area-1	230	78.00	78.00	156.00	156.00	1	1	100
		115	14.47	85.62	28.97	100.09	3	4	200
		69		261.88		261.88	5	8	46.5
		Below 69		31.48		31.48			
		Total	92.47	456.98	184.94	549.45	9	14	346.5
	Area-2	230	298.14	298.14	595.78	595.78	2	6	1,140
		115	45.80	47.50	61.60	63.30			
		69		261.38		261.38	5	6	45
		Below 69		44.28		47.43			
		Total	343.94	651.30	657.38	967.89	7	12	1,185
	Area-3	230	294.32	294.32	588.64	588.64	3	3	150
		115							
69			455.17		467.94	9	9	47	
	Below 69								
	Total	294.32	749.49	588.64	1,056.58	12	12	197	
Total	230	670.46	670.46	1,340.42	1,340.42	6	11	1,390	
	115	60.27	133.12	90.54	163.39	3	4	200	
	69		978.43		991.20	19	23	138.5	
	Below 69		75.76		78.91				
	Total	730.73	1,857.77	1,430.96	2,573.92	28	38	1,728.5	

Table 6-4-3 230kV SUBSTATION TRANSFORMER TECHNICAL DATA (1)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(1/3)

Name of Substations	Bank Nos.	Capacity (MVA)	Rated Voltage (kV)	Connections	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
<u>AREA 1</u>							
Bauang	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	INDUSTRIE	1975	Distri. Tr.
	T2	(5)	67/13.8	D-Y	ATELIERS	1977	
San Esteban	T1	20	110/69-13.8	Y-D	ITALTRAFO	1977	Distri. Tr.
	T2	50	220/115-13.8	Y-Y-D	TAKAOKA	1980	
	T3	(5)	67/13.8	D-Y	OSAKA	1972	
<u>AREA 2</u>							
La Trinidad	T1	75	220/69-13.8	Y-Y-D	OSAKA	1982	
	T2	75	220/69-13.8	Y-Y-D	OSAKA	1978	
<u>AREA 3</u>							
San Manuel	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	MITSUBISHI	1968	
Cabanatuan	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	INDUSTRIE	1973	
	T2	50	220/69-13.8	Y-Y-D	OSAKA	1975	
Labrador	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	HYUNDAI	1988	
<u>AREA 4</u>							
Tuguegarao	T1	40	230/69-13.8	Y-Y-D	WEIDENSHA	1979	Distri. Tr.
	T2	(15)	69/13.8	D-Y	AICHI	1979	
Santiago	T1	40	230/69-13.8	Y-Y-D	WEIDENSHA	1979	Distri. Tr.
	T2	(15)	69/13.8	D-Y	AICHI	1979	

Table 6-4-3 230kV SUBSTATION TRANSFORMER TECHNICAL DATA (2)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(2/3)

Name of Substations	Bank Nos.	Capacity (MVA)	Rated Voltage (kV)	Connections	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Bayombong	T1	40	230/69-13.8	Y-Y-D	MEIDENSHA	1979	Distri. Tr.
	T2	(15)	69/13.8	D-Y	AICHI	1979	
<u>AREA 5</u>							
Hermosa	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1977	
Olongapo	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	INDUSTRIE	1973	
	T2	50	220/69	D-Y	MEIDENSHA	1972	
Botolan	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	TAKAOKA	1973	
<u>AREA 6</u>							
Concepcion	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1980	
Mexico	T1	100	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1979	Distri. Tr.
	T2	100	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1982	
	T3	100	220/69-13.8	Y-Y-D	TAKAOKA	1975	
	T4	(5)	69/13.8	D-Y	OSAKA	1971	
<u>AREA 7</u>							
San Jose	T1	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1977	Distri. Tr.
	T2	(50)	115/34.5	Y-Y	OSAKA	1978	
Dolores	T1	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1983	
	T2	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1983	
	T3	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1985	

Table 6-4-3 230kV SUBSTATION TRANSFORMER TECHNICAL DATA (3)

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(3/3)

Name of Substations	Bank Nos.	Capacity (MVA)	Rated Voltage (kV)	Connections	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
<u>AREA 1</u>							
Batangas	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1978	
	T2	50	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1978	
<u>AREA 2</u>							
Binan	T1	100	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1978	
	T2	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1982	
	T3	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1982	
	T4	300	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1982	
	--	100	220/115-13.8	Y-Y-D	FUJI	1978	Stand-by
Gumaca	T1	40	230/69-13.8	Y-Y-D	MEIDENSHA	1979	
<u>AREA 3</u>							
Labo	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	ITALTRAFO	1977	
Naga	T1	50	230/69-13.8	Y-Y-D	ITALTRAFO	1977	
Daragag	T1	50	220/69-13.8	Y-Y-D	FUJI	1977	

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (1)

(1/7)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy's)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
AREA 1											
Bauang 230	2.223	5.6 82BG4/124/8 84BG4/124	5	GCB	230	2.000	10.000 (25)	3	NISSIN Elect.	1988	
		83BG4/124/8	3	ACB	230	1.200	5.000 (12.5)	3	NISSIN Elect.	1975	
		85BG8/124	2	GCB	230	1.200	10.000 (25)	3	FUJI Elect.	1980	
Bauang 115	409	2.1 61BG4	1	ACB	115	1.200	5.000 (25)	3	NISSIN Elect.	1975	
Bauang 69	420	3.5 51BG4, 54BG4 55BG4, 56BG4 57BG4	4	GCB	69	1.200	2.500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975	
San Esteban 230	743	1.9 82SE4/124/8 83SE124/8	5	GCB	230	1.200	10.000 (25)	3	FUJI Elect.	1987	
San Esteban 115	324	1.6 61SE4	1	GCB	115	1.200	7.500 (36)	3	FUJI Elect.	1975	
		63SE4, 64SE4	2	ACB	115	2.000	5.000 (25)	3	B. B. C.	1976	
San Esteban 69	200	1.7 51SE4, 52SE4 53SE4	3	ACB	69	2.000	3.500 (30)	3	B. B. C.	1976	
AREA 2											
La Trinidad 230	2.563	6.7 81LT8 82LT4/124/8 83LT4/124/8	7	GCB	230	2.000	10.000 (25)	3	NISSIN Elect.	1978	
		81LT4/124	2	GCB	230	2.000	15.000 (37.5)	3	NISSIN Elect.	1983	
La Trinidad 69	941	7.9 52LT4, 56LT4 57LT4, 58LT4 59LT4, 54LT4 51LT4, 55LT4	4	OCB	69	1.200	2.500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975	
		53LT4, 54LT4 51LT4, 55LT4	2	OCB	69	1.200	2.500 (20)	5	TAKAOKA	1975	
		51LT4, 55LT4	2	OCB	69	1.200	2.500 (20)	5	INOUE Elect.	1983	

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (2)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(2/7)

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (KV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (kVA/KA)	Int. Time (Cy's)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
AREA 3											
San Manuel 230	2.729	81SM4 82SM4/8 83SM4/8	5	ACB	230	1.200	5.000 (12.5)	3	NISSIN Elect.	1968	
San Manuel 69	602	52SM4, 54SM4 53SM4	2 1	ACB OCB	69	1.200	2.500 (20) 2.500 (20)	5 5	NISSIN Elect. TAKAOKA	1968 1975	
Cabanatuan 230	2.055	81CA4, 82CA4 83CA4 84CA4	3 1	ACB ACB	230	1.200	5.000 (12.5) 10.000 (25)	3 3	NISSIN Elect. NISSIN Elect.	1970 1975	
Cabanatuan 69	808	52CA4, 53CA4 54CA4	2 1	OCB OCB	69	1.200	2.500 (20) (2.400) 19	5 5	NISSIN Elect. INOUE Elect.	1970 1983	
Labrador 230	2.027	82LR4/124/8 83LR4/124/8	6	OCB	230	2.000	(13.000) 31.5	3	NISSIN Elect.	1987	
Labrador 69	412	52LR4, 55LR4 57LR4 58LR4	3 1	OCB OCB	69	1.200	(2.400) 19 (2.400) 19	5 5	INOUE Elect. INOUE Elect.	1987 1988	
AREA 4											
Tuguegarao 230	626	81GT124	1	OCB	230	1.200	10.000 (25)	3	MITSUBISHI	1979	
Tuguegarao 69	233	51GT4, 53GT4 54GT4, 55GT4 56GT4	5	OCB	69	600	(1.500) 12.5	5	INOUE Elect.	1980	
Santiago 230	2.164	81ST4/124/8 82ST4/124/8 83ST4/124/8	3 3 3	OCB OCB OCB	230	2.000	8.000 (20) 10.000 (25) 10.000 (25)	3 3 3	B. B. C. FUJI Elect. FUJI Elect.	1982 1980 1979	

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (3)

(3 / 7)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy's)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Santiago 69	306	51ST4, 54ST4	3	OCB	69	600	(1.500)	5	TAKAOKA	1979	
		55ST4									
		53ST4, 57ST4									
Bayombong 230	2.260	58ST4	1	OCB	69	600	(1.500)	5	INOUE Elect.	1979	
		81B04/124/8									
Bayombong 69	307	51B04, 52B02	4	OCB	69	600	(2.500)	5	INOUE Elect.	1979	
		53B04, 54B04									
		55B04									
AREA 5											
Hermosa 230	8.497	81HM4/124/8	12	OCB	230	2,000	15,000	(37.5)	GOULD	1979	
		83HM8									
		86HM4/8									
		87HM4/124/8									
		88HM4/124/8									
		82HM4/124/8									
Hermosa 69	433	88HM124	3	OCB	69	1,200	2,500	(20)	NISSIN Elect.	1978	
		52HM4, 53HM4									
		54HM4									
Olongapo 230	4.743	81OL4, 82OL4	4	ACB	230	1,200	5,000	(12.5)	NISSIN Elect.	1970	
		83OL4, 84OL4									
		85OL4									
Olongapo 69	643	51OL4, 52OL4	3	OCB	69	1,200	2,500	(20)	NISSIN Elect.	1970	
		53OL4									
		54OL4, 55OL4									

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (4)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(4/7)

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (KV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy's)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Botolan 230	4,642	82BL4/124/8	3	GCB	230	1,200	31.5 (13,000)	3	FUJI Elect.	1982	
		83BL8/124	2	GCB	230	2,000	40 (16,000)	3	NISSIN Elect.	1983	
Botolan 69	450	52BL4, 53BL4, 54BL4, 55BL4	4	GCB	69	1,200	2,500 (20)	3	FUJI Elect.	1980	
		AREA 6									
Concepcion 230	2,759	82CN4/124/8, 83CN4	4	GCB	230	2,000	10,000 (25)	3	NISSIN Elect.	1978	
		83CN8	1	GCB	230	1,200	31.5 (13,000)	3	NISSIN Elect.	1983	
Concepcion 69	396	51CN4, 53CN4, 54CN4, 55CN4	4	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1978	
		Mexico 230									
Mexico 230	8,355	81MX4/124/8, 82MX8/124, 83MX4/124/8, 84MX4/124/8	11	OCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	MITSUBISHI	1965/67	
		82MX4	1	OCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	FEDERAL PACI.	1958	
Mexico 69	1,088	85MX8	1	OCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	GOULD	1979	
		52MX4/124/8, 53MX4	4	OCB	69	1,600	1,500 (12.5)	5	MITSUBISHI	1965	
		51MX8	1	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	OERLIKON	1958	
		51MX4, 54MX4, 54MX8, 55MX4	4	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1968	
		51MX124, 53MX124, 54MX124	3	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	INOUE Elect.	1972	
		53MX8, 56MX4	1	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1978	
			1	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	INOUE Elect.	1989	

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (5)

(5/7)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/kA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/kA)	Int. Time (Cy s)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks	
AREA 7												
San Jose 230	10.866	27.2	6	GCB	230	3,000	15,000 (37.5)	3	NISSIN Elect.	1978		
												82SJ4/124/8
												83SJ4/124/8
												84SJ4/124
												84SJ8
85SJ4/124/8												
San Jose 115	2.824	14.2	14	GCB	115	2,000	10,000 (50)	3	NISSIN Elect.	1978		
												61SJ4/124/8
												62SJ4/124
												63SJ4/124/8
												64SJ4/124/8
65SJ4/124/8												
Dolores 230	8.950	22.5	11	GCB	230	3,000	15,000 (37.5)	3	FUJI Elect.	1982		
												81DL4/124/8
												82DL4/124/8
												83DL4/124/8
Dolores 115	7.378	37.0	4	OCB	115	2,000	7,500 (37.5)	3	G. E.	1972		
												63XM8/124
												64XM8/124
												62XM8
			1	OCB	115	2,000	7,500 (37.5)	3	Allis-Chalm.	1977		
												62XM124
			1	GCB	115	2,000	(8,000) (40)	3	FUJI Elect.	1982		

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (6)

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(6/7)

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (KV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy's)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
AREA 1											
Batangas 230	3.448	81BS4/124 82BS4/124	4	GCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	FUJI Elect.	1978	
Batangas 69	718	51BS4, 52BS4 53BS4, 54BS4 56BS4, 57BS4	4	ACB	69	2,000	3,500 (30)	5	B.B.C.	1976	
			2	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	INOUE Elect.	1978	
AREA 2											
Binan 230	10,554	81BN8/124 82BN4/124	4	GCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	FUJI Elect.	1978	
		83BN4/124/8 84BN4/124/8 85BN4/124/8 86BN4/124/8	12	GCB	230	2,000	(13,000) 31.5	3	NISSIN Elect.	1983	
Binan 115	3,969	61BN4/124/8 62BN4/124/8	6	OCB	115	1,200	5,000 (25)	3	INOUE Elect.	1978	
		63BN4, 64BN4	2	GCB	115	2,000	(8,000) 40	3	FUJI Elect.	1982	
Gumaca 230	2,783	81CM4/124/8 82CM8/124	3	GCB	230	2,500	(12,500) 31.5	3	MERLIN. G	1975	
		51CM4, 52CM4 53CM4, 55CM4 54CM4 56CM4	2	GCB	230	2,000	(10,000) (25)	3	NISSIN Elect.	1978	
Gumaca 69	317		4	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975	
			1	OCB	69	600	(1,500) 12.5	5	INOUE Elect.	1987	
			1	OCB	69	600	(1,500) 12.5	5	INOUE Elect.	1981	
AREA 3											
Labo 230	2,604	81LB4/124/8 82LB8/124	3	GCB	230	2,500	(12,500) 31.5	3	MERLIN G.	1977	
			2	GCB	230	2,500	(12,500) 31.5	3	FUJI Elect.	1983	

Table 6-4-4 230kV SUBSTATION FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (7)

(7/7)

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (KV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy s)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks	
Labo 69	489	52LB4, 53LB4	3	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975		
		55LB4										
		54LB4	1	OCB	69	600	(1,500)	12.5	5	INGUE Elect.	1983	
Naga 230	3,585	81NG4	1	OCB	230	2,500	(12,500)	3	MERLIN G.	1975		
		81NG124										
		82NG4/124/8	4	OCB	230	2,000	(10,000)	(25)	3	NISSIN Elect.	1978	
		81NG8	1	OCB	230	2,000	(12,500)	31.5	3	FUJI Elect.	1987	
		83NG4/124/8										
		84NG4/124/8	7	OCB	230	3,000	(16,000)	40	3	FUJI Elect.	1987	
Naga 69	521	51NG4, 52NG4	5	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975		
		53NG4, 54NG4										
		55NG4										
Daraga 230	2,451	57NG4	1	OCB	69	600	(1,500)	5	AICHI	1979		
		82DC4/8	2	OCB	230	1,200	(12,500)	31.5	3	FUJI Elect.	1980	
Daraga 69	667	82DC124	1	OCB	230	2,000	10,000 (25)	3	NISSIN Elect.	1978		
		52DC4	1	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	NISSIN Elect.	1975		
		53DC4	1	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	INGUE Elect.	1977		
		54DC4, 55DC4	2	OCB	69	1,200	(2,300)	19	3	W.H	1981	
		56DC4	1	OCB	69	600	(1,800)	15	5	INGUE Elect.	1981	

Table 6-4-5 HYDRO POWER PLANT TRANSFORMER TECHNICAL DATA(1)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(1/2)

Name of Power Plants	Bank Nos.	Capacity (MVA)	Rated Voltage (kV)	Connections	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Magat	T1	112.5	13.8/238	D-Y	RADE KONCAR	1982	
	T2	112.5	13.8/238	D-Y	RADE KONCAR	1982	
	T3	112.5	13.8/238	D-Y	RADE KONCAR	1982	
	T4	112.5	13.8/238	D-Y	RADE KONCAR	1982	
Ambuklao	T1	32	13.2/220	D-Y	G. E	1956	
	T2	32	13.2/220	D-Y	G. E	1956	
	T3	(20)	13.0/69	D-Y	W. H	1956	Distri. Tr.
	T4	(20)	13.0/69	D-Y	W. H	1956	Distri. Tr.
Binga	T1	64	13.2/220	D-Y	ASEA	1956	
	T2	64	13.2/220	D-Y	ASEA	1956	
	T3	(30)	13.2/69	D-Y	OSAKA	1958	Distri. Tr.
Pantabangan	T1	64	13.2/230	D-Y	mitsubishi	1976	
	T2	64	13.2/230	D-Y	mitsubishi	1976	
Masiway		15	13.8/69	D-Y	WEIDENSHA	1981	
Angat	T1	122.2	13.2/115	D-Y	mitsubishi	1965	
	T2	122.2	13.2/115	D-Y	mitsubishi	1965	
	T3	22	4/115	D-Y	mitsubishi	1965	
	T4	12.5	13.8/115	D-Y	TRAFO UNION	1986	
	T5	(25)	34.5/115	D-Y	mitsubishi	1990	Distri. Tr.

Table 6-4-5 HYDRO POWER PLANT TRANSFORMER TECHNICAL DATA(2)

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(2/2)

Name of Power Plants	Bank Nos.	Capacity (MVA)	Rated Voltage (kV)	Connections	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Kalyaan	T1	170	13.8/230	D-Y	INDUSTRIE	1981	
	T2	170	13.8/230	D-Y	INDUSTRIE	1981	
Caliraya	T1	22	13.2/115	D-Y	MITSUBISHI	1966	
	T2	22	13.2/115	D-Y	MITSUBISHI	1966	
	T3	50	115/69	D-Y	OSAKA	1980	
Botocan	T1	3x6.6=20	13.8/115	D-Y	PENNSYLVANIA	1927	
	T2	33.3	13.8/115	D-Y	ELIN.	1927	

Table 6-4-6 HYDRO POWER PLANT FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (1)

NORTHERN LUZON REGIONAL CENTER

(1/2)

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (KV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy s)	Manufacturer	Mfg. Date	Remarks
Magat 230	2.198	81NG4/124 82NG4/124/8	5	OCB	230	2,000	(8.000) 20	3	B. B. C.	1982	
Ambuklao 230	2.775	81AA8 82AA4/124/8 83AA4/124/8	7	OCB	230	1,200	10,000 (25)	3	MITSUBISHI	1979	
Binga 230	2.903	81BB4/124/8 82BB4/124/8 83BB4/8	8	OCB	230	1,200	5,000 (12.5)	3	F. H.	1958	
Binga 69	261	80BB4.84BB4 83BB124	3	OCB	230	1,200	15,000 (37.7)	3	FUJI Elect.	1980	
Pantabangan 230	1.986	50BB4	1	OCB	69	1,200	1,500 (12.5)	8	MITSUBISHI	1987	
Wasiway 69	175	82PT4.84PT4	2	OCB	230	1,200	10,000 (25)	3	NISSIN Elect.	1975	
Angat 115	2.344	81PT4.83PT4	2	OCB	230	1,200	(15,000) 37.5	3	NISSIN Elect.	1983	
		51MY4	1	OCB	69	200	1,500 (12.5)	5	NISSIN Elect.	1979	
		51AG4/124/8 62AG4/124/8 63AG4/124/8 65AG4	10	ABB	115	1,200	3,500 (17.6)	5	NISSIN Elect.	1964	
		64AG4	1	OCB	115	1,600	3,500 (17.6)	5	Siemens	1984	

Table 6-4-6 HYDRO POWER PLANT FAULT LEVELS AND TECHNICAL DATA OF CIRCUIT BREAKERS (2)

(2/2)

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Substation Bus	Fault Level in 1995 (MVA/KA)	Breaker Nos.	Units	Type	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Rated Int. Capacity (MVA/KA)	Int. Time (Cy s)	Manufacturer	Yfg. Date	
Kalayaan 230	11.551	30.0	16	GCB	245	2,000	(17,000)	40	MAGRINI G.	1980	
											81KN4/124/8
											82KN4/8
											83KN4/124/8
											84KN4/124/8
Caliraya 115	741	3.7	3	GCB	230	3,000	(17,000)	40	FUJI Elect.	1982	
											85KN4/8
											86KN4/124/8
Caliraya 69	257	2.2	2	OCB	115	800	1,500 (7.5)	-	PACIFIC E.	1948	
											87KN4/124/8
Botocan 115	510	2.6	3	OCB	69	1,200	2,500 (20)	5	INOUE Elect.	1983	
											51CL4
											52CL4
Botocan 115	510	2.6	3	OCB	115	1,200	3,500 (17.6)	-	MITSUBISHI	1965	
											61D4
											62D4