

No.

NDL 782

フィリピン共和国
マラヤ発電所信頼度向上計画
事前調査報告書

平成6年3月

国際協力事業団

鉦 調 資

J R

94-093

フィリピン共和国 マラヤ発電所信頼度向上計画 事前調査報告書

平成6年3月

国
118
143
JPN
LIBRARY
[印]

JICA LIBRARY



1119807[4]

27702

フィリピン共和国
マラヤ発電所信頼度向上計画
事前調査報告書

平成6年3月

国際協力事業団

国際協力事業団

27702

BY PLANT TYPE

1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
5196.4	5291.4	5727.8	5775.3	5762.4	6005.3	6094.3	6257.0
2297.8	2361.8	2265.1	2296.8	2341.0	2311.0	2306.1	
1603.9	1643.8	1712.8	1712.8	1712.0	1713.9	1713.9	
844.0	844.0	844.0	844.0	844.0	844.0	844.0	
260.3	252.0	425.0	425.0	425.0	425.0	425.0	
100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
44.2	42.8	40.9	40.9	43.0	43.0	47.5	
31.9	26.0	26.7	26.7	26.5	26.5	28.7	
71.2	181	154	154	154	143	134	
4.8	5.2	7.0	7.0	7.0	6.7	6.5	
4101.24	4101.2	4111.2	4111.2	4111.2	4211.2	4211.2	4261.2
1425.0	1425.0	1425.0	1425.0	1425.0	1425.0	1425.0	1425.0
1216.2	1216.2	1216.2	1216.2	1216.2	1216.2	1216.2	1216.2
440.0	440.0	440.0	440.0	440.0	440.0	440.0	440.0
300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
510.1	542.1	600.5	600.5	596.0	632.0	642.0	716.8
204.1	206.1	209.5	209.5	204.0	207.0	207.0	201.3
2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
134.9	234.0	234.0	234.0	228.0	228.0	228.0	228.0
50.0	50.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
151.8	183.6	238.6	238.6	238.3	202.0	202.5	207.4
129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
50.0	50.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
190.3	190.2	190.2	190.2	184.8	184.8	184.8	184.8
11.0	11.0	11.0	11.0	5.5	0.0	0.0	0.0
0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5
48.5	66.5	68.5	68.5	68.5	79.5	79.5	79.5
69.5	66.5	68.5	68.5	68.5	79.5	79.5	79.5
147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5
100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
132.5	132.5	132.5	132.5	132.5	132.5	132.5	132.5
12.2	12.2	15.8	15.8	15.8	21.1	21.1	21.1
11.0	11.0	14.4	14.4	14.4	18.9	18.9	18.9
1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
644.1	606.1	1076.2	1076.2	1076.2	1062.0	1062.7	1176.1
144.5	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8	180.8
429.6	725.6	895.6	895.6	895.6	895.6	895.6	895.6

ND

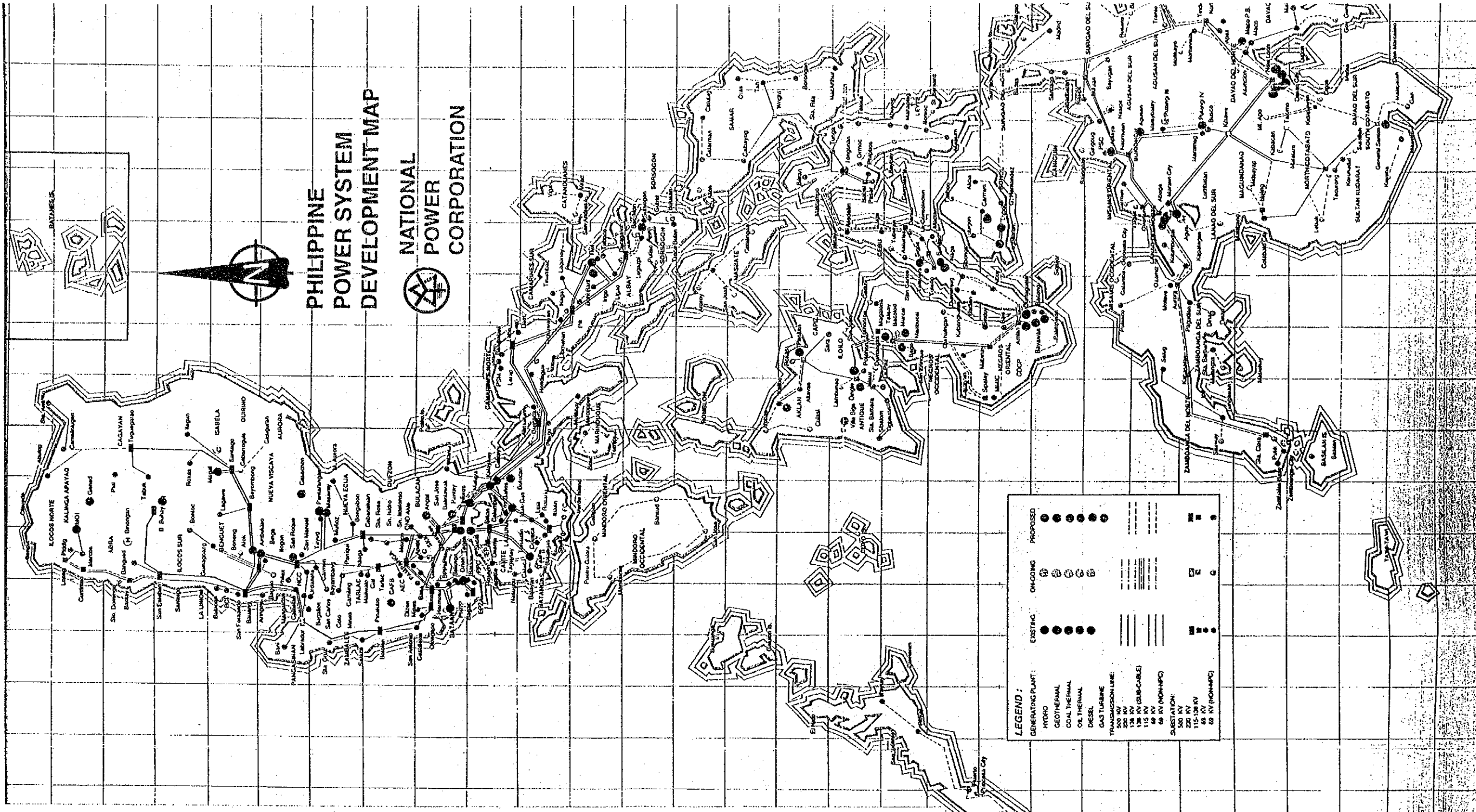
1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
204	211	240.5	252.2	2790	2938	2973	3045
242	256	264	267	333	354	380	410
96	62	105	118	125	132	142	153
26	26	34	45	53	56	67	74
50	68	72	74	74	79	83	89
8	8	11	10	13	14	15	14
427	470	464	523	571	617	621	626

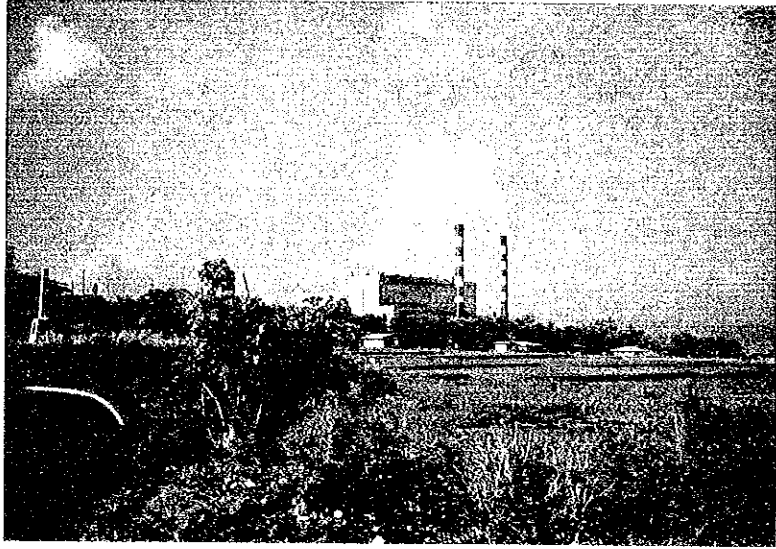
OR

1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
0.5	71.4	69.2	70.6	71.6	70.8	72.3	73.1
5.5	59.9	59.0	63.0	68.1	64.4	61.6	63.5
0.1	59.3	58.9	61.7	67.3	69.8	64.6	65.7
2.3	55.7	61.8	60.4	60.9	60.0	60.3	60.5
0.3	63.1	71.1	70.1	71.2	48.1	46.3	47.1
3.2	62.8	36.3	43.0	48.8	40.1	42.3	41.9
4.7	74.0	71.7	70.1	72.6	71.5	72.2	66.1

E

1985	1987	1988	1989	1990	1991
0.2914	0.2404	0.2470	0.2142	0.4248	0.6599
0.0844	0.0777	0.0849	0.1252	0.1326	0.1379
1.0410	0.0390	0.0464	0.0522	0.0482	0.0702
1.0272	0.0259	0.1897	0.1755	0.2015	0.2203
1.0361	0.0401	0.0429	0.0224	0.0214	0.0231
1.0377	0.0537	0.0374	0.0531	0.0643	0.1073
1.7160	0.6606	0.6717	0.6969	0.9463	1.2844
1.2105	0.1927	0.1848	0.1655	0.1828	0.2374
1.0479	0.0505	0.0789	0.0757	0.0926	0.1263
1.9584	0.9038	0.9354	0.9381	1.1263	1.3655

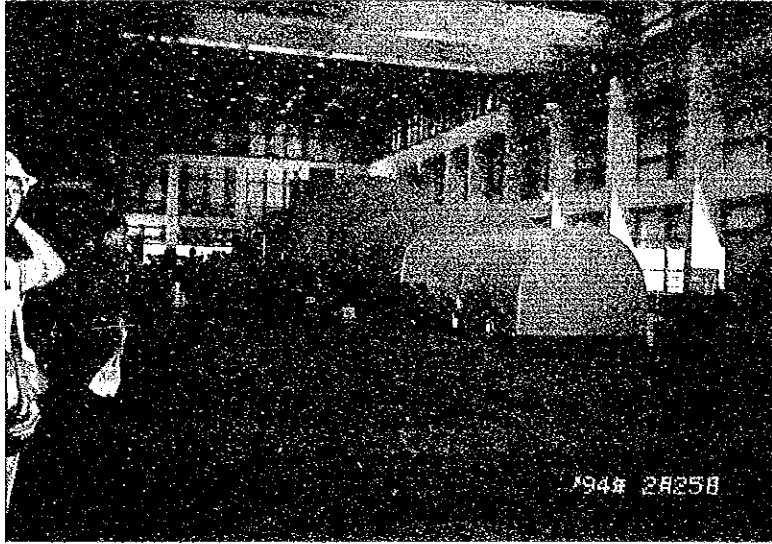




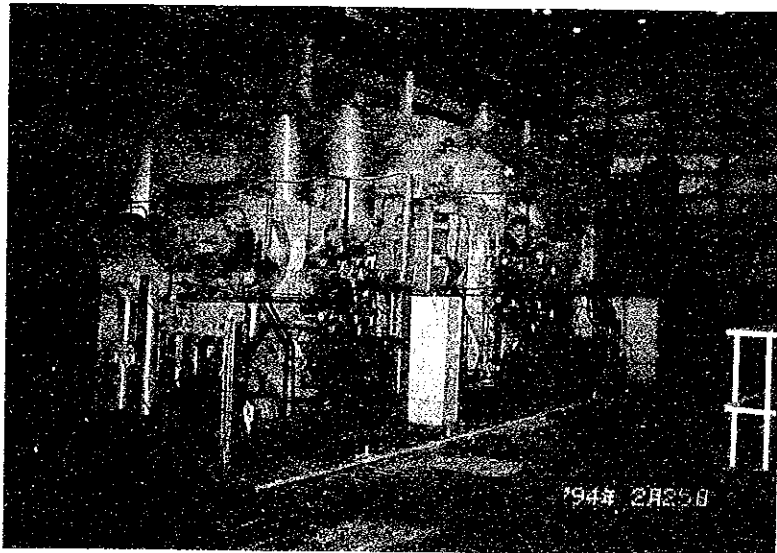
マラヤ火力発電所遠景



オペレーションルーム



ユニット 1



ユニット 2 オーバーホール中



排煙部のガス漏れ

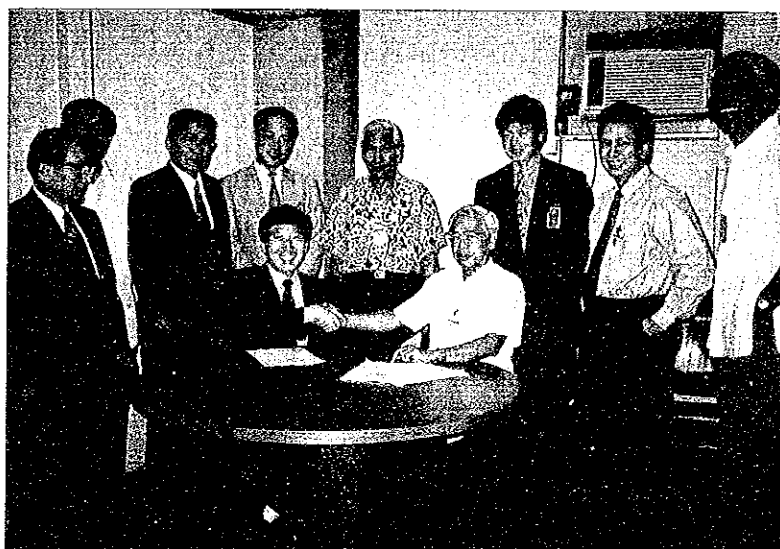


場内配管



I/A署名 1994年3月1日

左 平野団長 右 F.L. Viray NPC 総裁



M/M署名 左 平野団長 右 M.E. MANO MMRC 所長

目 次

地図、写真

第1章 総 論	1
1-1 事前調査の目的	3
1-2 要請の背景	3
1-3 調査団員及び調査日程	4
1-4 I/A協議及び合意内容	5
1-5 面談者及びフィリピン共和国側組織	7
1-6 現地調査結果の概要	9
1-7 ROM(Rehabilitate-Operate-Maintain)の動きについて	11
1-8 本格調査実施段階の日本側実施体制について	12
第2章 要請書及びI/A、M/M	15
2-1 要請書	17
2-2 署名したI/A	27
2-3 署名したM/M	36
第3章 フィリピンの電力事情	39
3-1 エネルギー政策	41
3-2 電力政策	43
3-3 電力事業の形態	43
第4章 ルソン系統電力設備の現状	49
4-1 発電設備	51
4-2 環境	61
第5章 現地調査結果	67
第6章 調査実施上の留意点	77
別添1 収集資料リスト	83
別添2 質問表及び回答	87

第 1 章 総 論

第1章 総論

1-1 事前調査の目的

本調査は、フィリピン共和国政府より要請のあった、マラヤ発電所信頼度向上計画調査に関し、下記の内容の調査を行うとともに、可能であれば本格調査の実施にかかるI/A (Implementing Arrangement)を先方関係機関と協議し、合意に至った場合にはI/Aの署名を行う事を目的として実施した。

- (1) 要請内容の確認
- (2) サイト調査
- (3) 関連情報、資料の収集
- (4) 本格調査の内容に関する協議
- (5) 可能であればI/Aの協議及び署名

1-2 要請の背景

ルソン島地域における全発電設備は、1991年時点で4,626MWでフィリピン全体設備容量6,521MWの71%を占める。1992年の最大電力は3,250MW、発電電力量は19,942百万kWhで、電力量の構成比は火力57.5%、地熱22.3%、ガスタービン10.5%、水力9.2%であった。

ルソン系統では、ここ数年間電力制限が続いている。特に1992年には、制限日数267日(年間日数の73.0%)、不足電力量1,008百万kWh(不足率4.8%)、平日平均不足電力は343MW(不足率11.4%)であった。1993年第1四半期には更に悪化して、制限日数83日(当期日数の92.2%)、不足電力量681百万kWh(不足率13.0%)、平日平均不足電力は800MW(不足率26.4%)となった。

電力制限の原因は2年続きの渇水や度重なる自然災害の影響もあるが、大半は火力発電所の出力低下と事故停止にあると言える。出力低下と事故停止の多発は、不十分な保守、不適切な運転、不適當なパーツの使用等によるものである。この影響は1992年11月以降顕著に現れ、火力発電所の利用率は50%以下に低下している。

マラヤ発電所はルソン系統においてスーカット発電所(850MW)に次ぐ発電容量(合計650MW)を持ち、ユニット1が75年に、ユニット2が79年にそれぞれ運転開始している。マラヤ発電所では1986年より87年にかけてリハビリテーション工事が実施された。その4年後の1991年及び92年にユニット1、2について重大事故が相次いで発生した。この原因は主としてボイラーの型式に応じた適切な運転技術が修得されておらず、ボイラーチューブ等の劣化が徐々に進展しているにもかかわらず、電力事情の逼迫により毎年実施すべき定期点検・修理(オーバーホール)が十分に実施されず、普通であれば未然に発見できる主要機器の異常が

見過ごされ、且つ事故が起こっても早く運転を再開する必要性から十分な原因究明がなされず、同じ様な事故を繰り返した事によるものと考えられる。また、前回のリハビリテーション工事は資金の制約上全てのリハビリテーション工事が実施できなかったことによる新たなハード上の問題点が発生していると考えられる。

同発電所の信頼性がルソン系統に及ぼす影響の大きさを考えた時、発電プラントの劣化原因の究明のため緊急な調査を実施することは極めて重要と考えられる。発電設備（ハード）の現状調査が必要であることはいうまでもないが、同時に発電所の運営上（ソフト）の問題点がさらに重要と考えられる。他の同様に劣化しつつある発電所についてもソフト上の共通な問題点があるのは既に前回のルソン系統電力マスタープラン調査（ルソン系統電力設備修復維持改善計画：1991～92年）にて明らかになっており、今回のこの調査の効果はマラヤ発電所のみにとどまらなると期待できる。

このような背景からフィリピン政府は「マラヤ発電所信頼度向上計画」のフィージビリティ調査を日本政府に要請した。

1-3 調査団員及び調査日程

1-3-1 調査団員

- | | |
|------------------|-------------------------------|
| (1) 平野 正樹（団長・総括） | 通産省資源エネルギー庁公益事業部
技術振興室長 |
| (2) 荒川 嘉孝（送電計画） | 国際協力事業団
鉱工業開発調査部資源開発調査課長代理 |
| (3) 八木 雄市（調査企画） | 国際協力事業団
鉱工業開発調査部資源開発調査課 |
| (4) 堀内 清（発電計画） | (株)アイ・エヌ・エー 調査役 |
| (5) 伊藤 盛義（運転保守） | (株)イトー技研 代表取締役 |

1-3-2 調査日程

平成6年2月21日から3月2日までの10日間。但し、団長は2月22日から9日間。

- | | | |
|--------------|----------------|---------|
| (1) 2月21日（月） | 移動 東京→マニラ | JICA打合せ |
| (2) 22日（火） | DOE、NPC表敬 | |
| (3) 23日（水） | NPC協議 | |
| (4) 24日（木） | NPC協議、NEDA表敬 | |
| (5) 25日（金） | 現地調査（マラヤ火力発電所） | |
| (6) 26日（土） | 資料整理 | |
| (7) 27日（日） | 同上 | |
| (8) 28日（月） | NPC協議 | |

- (9) 3月1日(火) I/A、M/M署名、大使館、JICA報告
(10) 2日(水) 移動 マニラ→東京

※ DOE : Department of Energy

NPC : National Power Corporation

1-4 I/A協議及び合意内容

1-4-1 I/A協議

NPCとの協議に先立ち調査団は2月22日エネルギー省(DOE)を表敬しBOMASANG次長と懇談した。次長の話では、DOEはNPCを直接指揮監督するのではなく、長期的に国家資源の開発利用に係わっているとのことであった。

また、調査団はNPCとの協議の合間の2月24日国家経済開発庁(NEDA)を表敬し、PABLO 融資計画官と懇談した。計画官はNPCの役所的な非能率性を改善するためのプライベートセクターの参加について、前向きな意見を持っていた。

以下はフィリピン電力公社(NPC)との協議及び合意概略である。

① NPCサイドは、当面の重要性に鑑み、本件調査を、マラヤ発電所信頼度向上計画の策定に限定して実施してほしい旨要請した。この結果、当初TORにあった、マラヤ〜ティウィ間送電/変電設備の信頼度向上計画を今回の調査から除外することで意見が一致した。

また、マラヤ発電所信頼度向上計画の策定にあたっては、発電設備を長期的に高い信頼度で運転する観点、及び他の発電設備への波及的効果を考慮すれば、ソフトウェア(運転/保守要領の策定等)がより重要であるとの認識で一致した。

これらの認識は、NPCビライ総裁、DOEラザロ長官とも共通するものであり、フィリピンサイドにおいて、当面の需給対策上、火力発電設備の安定運転が最重要課題であるとともに、1986~87年にかけてJICA調査に基づき発電設備のリハビリテーションを実施したものの、数年で設備がダウンしてしまった経験から、単なるハード設備の修繕ではなく、これを長期に健全に保つための対策(ソフトウェア)が極めて重要であるとの考えが浸透していることによるものとする。

なお、これに関連して、86~87年のリハビリ以降、電力供給逼迫を理由に5年間で2回しか点検のための停止がなされなかった例を挙げ、今回の調査で策定されたソフトウェアの実行可能性についてのNPCの考えをビライ総裁に質問したところ、需給上厳しくとも、今後は必ず点検のための停止を行うとの回答を得た。

② 今回の調査の結果策定されるソフトウェアは、フィリピンの実情にあった、実行性の伴ったものでなければならず、そのためには、NPCの職員が自ら考え、作成していくことが重要であり、日本人専門家は、日本の経験を活かし、これに助言・指導していく

のが望ましい旨、当方から強調した。結果として、そのためのタスク・フォースを調査実施期間中NPCサイドに作ることで合意した。

また、施設のハードウェアの診断に際しても、日本側専門家と共同してこれを実施し、技術の円滑な移転を図るべくタスクフォースを、NPCサイドに作ることに合意した。

今後は、Inception Reportのドラフトを事前にNPCに提出し、その中でタスクフォースの具体的内容を日本側から明らかにすることとなっている。

- ③ NPCはマラヤ発電所ユニット1が今年6月18日から90日間、ユニット2が同じく8月6日から6日間停止する計画であり、これらの期間以外には発電機等を停止するのは不可能であると表明した。

調査団は現地調査をそれらの日程に合わせて派遣すると回答した。また、NPCは発電機の停止日程が変更になった場合にはただちにJICAに通報することになった。

- ④ 今回の調査の結果策定されるソフトウェアの理解と定着を図るため、調査実施期間中に2回セミナーを実施することで合意した。

セミナーは、中間報告書ができた段階及び最終報告書のドラフトが作成された段階において、行われることとなったが、できる限り早期にその概要を固め、関係期間に対し、講師派遣（ソフトウェアに係るセミナーの内容から、電力会社等の協力を必要とするケースもありうる）の了解を得ておくことも必要である。

- ⑤ NPCよりNPCの可能なことはフィリピン側の政府機関より許可、免税、必要な認可書類の発行等を促進することのみであるとの表明があった。さらに、NPCは直接責任の及ぶ以外にも本格調査団を助けるべく各方面に働きかけるよう最善の努力をする旨表明した。

なお、①～⑤の内容についてはM/Mに記載した。

以上の協議結果により、本件「マラヤ発電所信頼度向上計画」のI/Aは合意され、NPC側Dr. Francisco L. Viray総裁と本調査団平野団長との間で3月1日にM/Mともに署名された。

1-4-2 I/Aの変更点及びM/Mの主要記載事項

(1) I/Aの変更点

前記、マラヤーティウィ間の送電線リハビリ計画を削除した他、以下の変更を行った。

- ① III. SCOPE OF THE STUDY 2. STUDY ITBM にg. Seminar on Operation & Maintenanceを追加した。
- ② V. REPORTでDraft Final ReportとFinal Reportの提出部数を6から10部、20から25部にそれぞれ増加した。
- ③ APPENDIX-1 TENTATIVE STUDY SCHEDULE の現地作業を変更した。

(2) M/M主要記載事項

前記以外でM/Mに記載した事項は以下の通りである。

- ① 1-7に後述するように、NPCはROMの実施如何にかかわらず、今回のJICA調査の結果を最大限生かすこと。
- ② NPCはJICAのUNDERTAKINGに関連し、2人のフィリピン人カウタパートの日本でのOJT研修を要請した。
調査団は、NPCの要請は日本の関係機関に伝える旨回答した。
- ③ NPCは供与機材として、内視装置（ファイバースコープ）、超音波探傷装置、ポータブル水質試験装置を要請した。
調査団は、NPCの要請は日本の関係機関に伝える旨回答した。

1-5 面談者及びフィリピン共和国側組織

主要面談者及びNPCの組織図は次頁のとおりである。

主要面談者

2月21日

JICAフィリピン事務所打ち合わせ

橋本 明彦 所長
町田 哲 次長
小林 伸行 所員

2月22日

Department of Energy表敬

RUFINO B. BOMASANG UNDERSECRETARY

GRISelda J. GARCIA BAUSA DIRECTOR

National Power Corporation 表敬

FROILAN A. TAMPINCO SPL. ASST. TO THE CORP. HEAD III

PABLO B. ANIDO CHIEF ENGINEER QUANTITY ASSURANCE DEPT.

2月23日

Metro Manila Regional Center協議

PABLO B. ANIDO CHIEF ENGINEER QUANTITY ASSURANCE DEPT.

MARCIAL B. MANO VICE-PRESIDENT

ANTONIO O. NERONA MANAGER, OPS

ORLANDO P. MENDOZA PLANT MANAGER, MARAYA T. P.

ERNESTO L. LETRERO OPERATION SUPERINTENDENT OPS

P. L. MERRITT Jr OFFICE OF VICE-PRESIDENT

2月24日

Metro Economic Development Agency表敬

CHRISTOPIER T. PABLO	CHIEF ECONOMIC DEVELOPMENT SPECIALIST (NEDA-PIS)
CHALN MINDANAO	SENIOR ECONOMIC DEVELOPMENT SPECIALIST (NEDA-IS)
RAUL GANADEN	SENIOR ECONOMIC DEVELOPMENT SPECIALIST (NEDA-IS)

Metro Manila Regional Center協議

ILDEFONSO BARRERA	TECHNICAL ASSISTANT
ERNESTO L. LETLERO	OPERATION SUPERINTENDENT OPS
PABLO. B ANIDO	CHIEF ENGINEER QUARITY ASSUTANCE DEPT.
ANTONIO. O. NERONA	MANAGER, POS

2月25日

Maraya Thermal Power Station視察

ORLANDO. P. MENDOZA	PLANT MANAGER, MARAYA T. P
MARCIAL. E. MANO	VICE-PRESIDENT
PABLO. B. ANIDO	CHIEF ENGINEER QUARITY ASSURANCE DEPT.
MARIO I. TAYRO	MAINTBNANCE MANAGER (MARAYA T. P)
JAIME T. ABELA	OPERATION MANAGER (MARAYA T. P)
TITO M. VILLONA	PRIN. ENGR. A (MARAYA T. P MAINTENANCE GROUP)
E. T. LABADAN	OPTR SUPT (MARAYA T. P)

2月28日

Metro Manila Regional Center協議

PABLO. B ANIDO	CHIF ENGINER QUARITY ASSURANCE DEPT.
ANTONIO. O. NERONA	MANAGER, OPS
ERNESTO L. LETLERO	OPERATION SUPERINTENDENT OPS
P. L. MERRITT Jr	OFFICE OF VICE-PRESIDENT
MARCIAL. E. MANO	VICE-PRESIDBNT

3月1日

I/A、M/M署名

Dr. FRANCISCO L. VIRAY	PRESIDENT NPC
FROILAN A. TAMPINCO	SPL. ASST. TO THE CORP. HEAD III
PABLO. B ANIDO	CHIEF ENGINBR QUARITY ASSURANCE DEPT.

DOE表敬

DELFIN L. LAZARO	SECRETARY
------------------	-----------

在フィリピン日本国大使館報告

村山比佐斗	公使
中沢 則夫	一等書記官

1-6 現地調査の概要

(1) 設備の概要

1号機は、貫流ボイラを採用し、電気出力30万kWで、1974年12月に運開した。主要設備の製作者は、ボイラがバブコック日立、タービン・発電機がシーメンスである。

2号機は、自然循環ボイラを採用し、電気出力35万kWで、1979年3月に運開した。主要設備の製作者は、ボイラが1号機と同じくバブコック日立で、タービン・発電機が日立である。

(2) 運転の状況

① 1号機

運開以降、劣化が徐々に進行し、1986年から87年にかけてリハビリテーション工事を実施したが、4年後の1991年にはボイラの二次加熱器が噴破する重大事故が発生した。このため、1992年に二次加熱器チューブの半数を取り替えるとともに、噴破の再発防止のため、ボイラ圧力を下げ、出力18万kWから20万kWで運転してきたが、その後、タービン駆動給水ポンプの羽根の損傷により給水能力が不足し、現在は10万kWしか発電できない。この他、冷却水ポンプの故障（遊星歯車折損）や、発電機励磁機にも問題があり、本年6月から3ヵ月間プラントを停止し、まだ取り替えられていない二次加熱器チューブの半数の取替えも併せ、補修工事を実施することとしている。

オーバホールはこの5年間で2回しかできていない。しかも、期間が40～50日であるため、差し当たって問題のあるところしか修理できず、また、メンテナンス技術も不十分であった。

② 2号機

1号機と同様に1986年から87年にかけてリハビリテーション工事を実施したが、1991年から92年にかけてボイラ水壁チューブや二次加熱器チューブの噴破事故が発生した。このため、1993年6月から94年2月までボイラ水壁チューブの全数取替え、バックルチューブや二次加熱器・再熱器チューブの取替え等の補修工事を行った。この結果、ボイラチューブ全数の約80%が取り替えられたこととなる。

発電所ではボイラ水壁チューブ噴破の原因調査を日立に依頼したが、1991年2月に実施したチューブ内面の化学洗浄（酸洗い）が不完全でかえって劣化を促進させたことも一因のようである。

(3) 現場の状況

全体的に設備の保守が不完全で手入れが行き届いていない。ボイラケーシング及び煙道各部からのガス漏れが多く、保温の外装の傷みや主機・補機類の錆、汚れ、ほこり等がひどい。

このことは、相次ぐ故障・トラブルの復旧が優先され、予防保全には手が回らないこと

が慢性化していることを示している。

(4) 運転保守管理の現状

定期的に点検し機器・設備の状態（汚れ、腐食・減肉、亀裂、温度、振動等）を把握して補修することが必要で特に水質管理の徹底が求められ、大きな事故・故障が発生するまで運転を止めないのではいくらリハビリテーションをしても重大事故は再発するのではないかと、という当方の指摘に対し、以前は故障を修理するために運転を止めることができず、大きな事故・故障に至ってしまったが、最近はその反省から電力供給に影響を与えても、必ず毎年オーバーホールすることとし、メンテナンスの方法を修理保全から予防保全に変えてきているとのことである。

しかしながら、運転に際し水質制限値を守っているといっているが、正常運転時には制限値内に保てても、起動時や復水器リーク、コンデミ不調等の際の管理は難しく、測定機器も旧式であり、現在の運転方法で異常発生が未然に防止できるか疑問である。

また、メンテナンス全般について、1号機と2号機のメーカー、型式の違いによって苦労している面もあるようである。特に1号機は貫流ボイラで2号機に比べ高度の運転保守技術が要求されるが、両機を同一の中央制御室において同一のチームで運転管理していることも、運転管理を更に困難にしていると思われる。

即ち、基本的かつ最小限守らなければ事故・故障につながる運転管理項目や機器設備の点検周期及び保守方法が適切に会得されていないことにより、事故・故障の発生とリハビリテーションの繰り返しの悪循環に陥っていると考えられる。

(5) 本格調査の重点事項

火力発電所の運転保守管理の基本は、他の方式の発電所についても同様に言えることであるが、

第一段階 異常の発生を防止できるような設計・運転を行うこと。

第二段階 定期的に適切な頻度で機器・設備の点検を行い、異常発生が予想される場合は、速やかに補修、交換等の措置を講じること。

第三段階 異常が発生した場合は速やかに運転を停止し、必要な修理を行うとともに、異常発生設備と同様な設備について異常が発生する可能性がないか確認し、必要に応じた適切な措置を講じることが重要である。このような措置は異常が発生したプラントのみならず同様の設備をもつ他のすべてのプラントについて行わなければならない。

に分けられる。

予防保全とは、上記の第一段階及び第二段階と第三段階のうち事故・故障経験の他プラントへの反映をいうが、マラヤ発電所の場合、予防保全の考え方が十分に理解されていないか、又はその実施のための予算、体制等が不十分なため、全く実施されてきていない。

現状では第一段階の適切な運転管理の実施から十分な措置がとられておらず、更にその結果、異常が発生しても、その対応も不十分で、予防保全を行うような設備の状況及び運転保守管理体制になっていない。

このため、マラヤ発電所の運転保守管理改善計画の策定に当たっては、特に次の点に留意する必要がある。

- ① 事故・故障の経歴・データを分析し、現状の問題点を正確に把握する必要がある。
- ② 運転保守の作業要領を始め、予防保全計画、予備品・補修品の調達管理要領等の改善提案の作成に当たっては、実効性のあるものにするため、簡潔で必ず守れるものにする必要がある。このため、先方の組織、指揮命令系統等の実情を十分把握しながら調査を進めることが重要で、作業を先方と共同で進めつつ、具体的な改善計画、要領等は、当方の支援の基に先方が主体的に作成する方向でまとめる必要がある。
- ③ 計測機器類の見直し、精度等の技術レベルの問題点を十分把握するとともに、計測、点検等に基づく管理項目が守られないときのチェック機能について配慮すべきである。
- ④ これまでの重大な事故・故障は、給水の水質管理の不徹底及び燃料油中の硫黄分等に起因しており、これらのトラブルの発生防止を確実にするため、運転管理、設備機器の点検頻度等について重点的な予防保全策を作成すべきである。

なお、NPCはマラヤ発電所を含め既設の発電所の運転管理を民間に委託するROM計画を進めているところである。NPCは、ROMが実現しても当該発電所の職員は原則引き継がれ、JICAが本格調査で作成する改善策は十分反映されるとしているが、このことが確実に守られるようにするため、既にROMが実施されているプラントの状況についても十分調査する必要がある。

1-7 ROM(Rehabilitate-Operate-Maintain)の動きについて

現在、NPCにおいては、民間企業に発電設備を貸与して、既設火力発電設備の修繕／運転／保守を実施（設備の所有者はNPC、燃料もNPCから供給）させ、NPCへの供給電力に応じた料金で資金回収を行なわせる新しいスキーム（ROM）を計画中であり、既に参加企業を募っている段階にあるとのことであった。これは、NEDA、DOEも承知の上進めている電気事業の民営化の一環ともいえるものである。

当方からROMを進める背景を確認したところ、NPCの技術力の問題に加え、

- ① 給与標準化法（SSL）により、NPC職員の給与が凍結され、職員の士気の低下、有能な人材の流失等の問題が起きているが、民間企業化することにより本法の対象外となり、給与アップ、時間外勤務手当の確保等が可能となる。
- ② 国営企業の場合、設備の故障に際し必要になる部品一つを調達するにも繁雑な手続きが必要となり、長時間を要したり、また、入札手続きを経る必要があることから、オ

リジナル・メーカーとは整合の取れない部品が調達されたり、信頼度の低い部品が調達されることも多かったが、民間企業化することにより、より起動的な対応が可能となる。ことが主たる理由である旨回答を得た。

したがって、本格調査実施に当たっては、これらの動きを念頭に、運転／保守等の実施体制の実態にあったソフトウェアを策定していくことが必要である。

なお、NPCは、ROMスキームが実施されることを前提に本件調査をとらえているのに対し、DOEラザロ長官は、JICA調査の結果策定されたソフトウェアによって、これをROMスキームで実施していくか（ソフトウェアの内容が盛り沢山で、NPCだけでは対応できないようなケース）、NPC自体で実施していくか（ソフトウェアの内容から見て、NPCの従来の要領の一部変更で対応できるケース）判断したいとの考えを持っているようなので、本格調査実施当初において、ROMスキームと本件調査との関係について、更にフィリピンサイドの考えを良く確認することが必要と考える。

日本側からは、協議に際し、NPCとしてROMの実施如何にかかわらず（運転／保守等の実施主体にかかわらず）、今回のJICA調査の結果が最大限活かされるべく努力をNPCサイドが行うことを確認した。

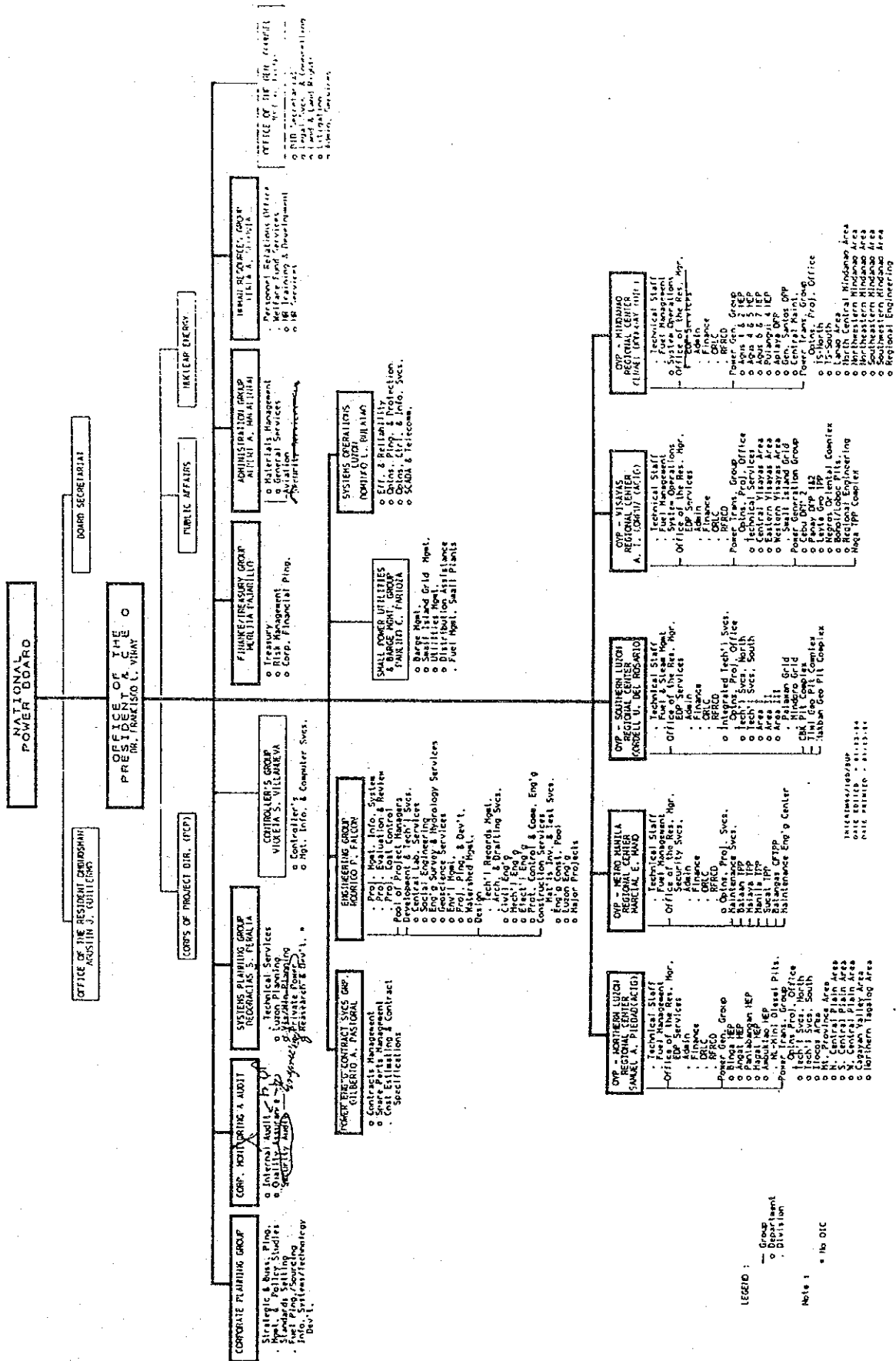
1-8 本格調査実施段階の日本側実施体制について

- (1) 本件調査は、ハードウェア（設備診断）とソフトウェア（運転／保守要領等の策定）からなっており、ハードについてはメーカー、ソフトについてはユーザーが最も知見を有していることから、調査の日本側実施体制については、これらの点に留意が必要である。
- (2) 本件調査の重点は、既に述べたように、ソフトウェアの策定にあることから、例えば新規電源開発のF/S調査のように、所要資金が確保されれば実行できるものとは異なり、NPC内部に定着して初めて効果を発揮するものである。

このためには、調査終了後も引き続きその成果の定着のための協力を実施していくことが必要であり、JICA内部において、関係部局とも連携を取り、専門家の派遣、研修生の受入れ等を実施することが望ましい。

As of January 13, 1994

NATIONAL POWER CORPORATION TABLE OF ORGANIZATION 1994



LEGEND:
— Group
o Department
• Division

Note 1: * No DIC

第 2 章 要請書及び 1/A、M/M

2-1 要請書

フィリピン共和国より提出された要請書は添付のとおりである。

TERMS OF REFERENCE

for

The Feasibility Study on Malaya Power Plant Reliability Improvement Project

1. BACKGROUND

As of 1991, the Luzon Grid had the power generating facilities of 4,626 MW in total accounting for 71% of the 6,521 MW total installed capacity for the Philippines. With a peak demand of 3,045 MW, the Luzon Grid may appear, in these figures, to be provided with sufficient supply capability. However, due to troubles attributable to the deterioration of the power generating facilities, due to lower performance resulting from the lack of appropriate repair, maintenance and inspection of the power generating and transmission/substation facilities, and due to natural disasters the Luzon Grid has been suffering from sustained shortage of power supply and from the resulting chronic power failures and brownouts.

The serious state of the power supply in Luzon Grid is mainly caused by:

- (1) Insufficient power supply capability due to delays in power development program.
- (2) Deterioration of existing power generating facilities due to improper operation and insufficient maintenance work.

These problems all aggravate each other, exacerbating the gravity of the situation.

To find solutions to these problems, the Philippine government requested the Japanese government to conduct a study on a comprehensive improvement-plan covering rehabilitation of the power plant and operations & maintenance management of all the above-mentioned facilities be conducted. In response to this request, the Master Plan Study was carried out from 1991 to 1992 by JICA.

The upcoming study is the following Feasibility Study proposed after reviewing the results of the Master Plan Study:

- (1) Malaya Thermal Power Plant Rehabilitation (Phase II)
- (2) Renovation of 230KV Malaya-Tiwi transmission lines/substation facilities

2. PROJECT DESCRIPTION

2.1 Objective Facilities and Area (See Fig.-1)

- (1) Malaya Thermal Power Plant

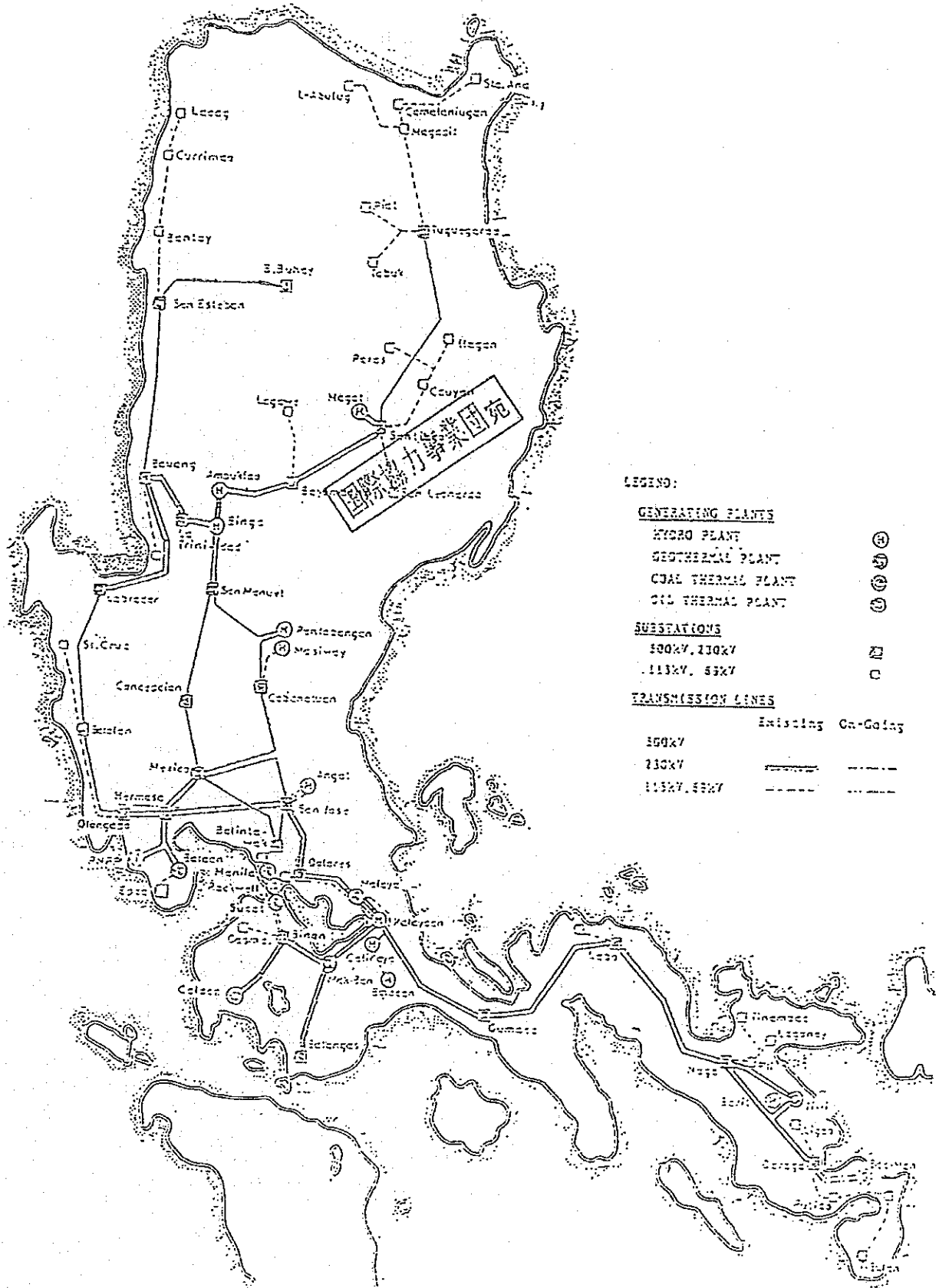
Malaya Thermal Power Plant is located in the town of Pililia, Rizal Province, on Laguna Lake, roughly 120 km southeast of Manila.

(2) Transmission Lines/Substation Facilities

As shown in Fig.-1, the Luzon Grid consists of two 230 kV systems which run through Luzon Island from north to south with 115kV and 69 kV systems partially used.

The southern 230 kV system runs south from the Malaya Thermal Power Plant through the Kalayaan Pump Storage Power Plant, Guaca, Labo, and Naga substations and reaches the Tiwi Geothermal Power Plant. This system also runs north through the Dolores and San Jose substations reaching Metro Manila. From Metro Manila its branch system runs further north through the Mexico Substation, etc. and connects with the northern 230 kV system that interlinks the Binga, Ambuklao, and Magat hydro power plants.

Fig. 1 LUZON GRID POWER SYSTEM DIAGRAM



2.2. Major Problems Clarified by the JICA Master Plan Study

(1) Malaya Thermal Power Plant

Based on the results of the 1982 JICA survey, which revealed the deteriorated state of the plant equipment, rehabilitation work was carried out from 1986 to 1987. However, three to four years later, in 1991 and 1992, major accidents occurred successively with the No. 1 and No. 2 units, worsening the state of power supply.

The major reason for this seems to be that, because of the pressing demand for power supply, the annually-required overhauls and inspections were not sufficiently carried-out. Because of this, abnormalities in major equipment (particularly the boilers), which would normally be detected before any accidents in major equipment (particularly the boilers), which would normally be detected before any accidents could occur, were allowed to go uncorrected, leading to the breakdowns of equipment. Furthermore, even after the troubles, sufficient and appropriate study to identify the causes was not performed due to the compelling need for the prompt resumption of operation, thereby allowing faults of similar nature to be repeated.

a. Major Problems of the Facilities

Both No. 1 and No. 2 units are unable to attain the rated output.

Their actual output as of September, 1992 was:

	Rated Output (MW)	Actual Output (MW)
No.1 Unit	300	about 140
No.2 Unit	350	about 215

With both No. 1 and No. 2 units, the derated output was mainly caused by the deterioration of the boiler tubes. The boilers have been operated at reduced pressure for the sake of safe operation. ($170 \text{ kg/cm}^2 - 140 \text{ kg/cm}^2$)

b. Major Problems of Operation and Maintenance

So far, an investigation has been conducted after every trouble, and emergency or permanent measures have been implemented based on the results of the investigation. However, the problems of the software and the corrective measures for them have not yet been fully carried. The JICA Master Plan Study Report offers the following general recommendations concerning the problems of the software and their remedies. In order to materialize these recommendations, further deliberation and study through following up on actual problems/troubles are called for.

(a) Power Plant Maintenance:

Inappropriate Inspection, Maintenance and Repair
(Examples of check points).

- (i) Review of daily check and maintenance standards and periodic inspection standards.
- (ii) Areas to be checked; check items, frequency of checks, record of measurement data, method of reporting, job allocation, etc.
- (iii) Various memos, reports, etc., that indicate whether the jobs have been performed in accordance with the above standards.
- (iv) Management and statistical evaluation of the check results and records, status feedback to the above standards, as well as the method of the execution of these jobs.
- (v) How the annual maintenance and repair plans are being conducted.
- (vi) Whether timely planning and authorization are being performed to allow sufficient lead time for procurement of materials, and whether the budget is adequate for the plans.
- (vii) Whether the job performance methods and capabilities for daily check & maintenance, periodic inspection & repair, etc., are sufficient.

(b) Inappropriate Operation and Management of Power Plant Facilities (Example of Check Points)

- (i) Inappropriate operating methods (whether standard operating values are observed).
- (ii) Whether attentions is directed to the trends shown in major operational data.
- (iii) Medium and long term plans should be made concerning the continuing education and training of the operations & maintenance.
- (iv) Detailed investigation, determining how and where the on-site managerial staff have actually received their training, may reveal clues how to proceed with future improvements.

(2) Transmission Lines/Substations Facilities

The improvements of the Transmission Lines/Substations facilities conducted after the plant renovation survey by JICA in 1985 for the Luzon Grid, which mainly focus on the improvement of protective relays and communication facilities, and the replacement of deteriorated equipment, have been a step in the right direction. However, as the JICA Master Plan Study in 1991 revealed, the frequent occurrence of troubles mean that further repair and improvement of existing facilities will be necessary. Major problems clarified by the JICA master plan as shown in the following.

a. Corrosion of Overhead Ground-wires in the Southern 230 kV System

The overhead ground wires are of zinc galvanized steel, on which rust has developed after several years of use in some locations, causing breakage of the wires. The sample of zinc galvanized steel wires collected during the Master Plan Study had a zinc adhesion of 71 g/m at max and 44 g/m at min. These values are significantly smaller than the standard value of 240 g/m. To solve this problem, the existing overhead ground-wires should be replaced with corrosion-resistant aluminum-clad steel wires.

b. Deterioration and Insufficient Breaking Capacity of the Breakers in the Substations and Hydro Power Plant Switchyard

Some breakers in the substations and hydro power plants show conspicuous deterioration due to prolonged use, have insufficient breaking capacity or are presumed to have insufficient breaking capacity in the near future. All of these breakers need to be replaced.

2.3 Relevant Projects

(1) Malaya Thermal Power Plants

Based on the results of the JICA survey in 1982 for the Metro Manila Thermal Power Plant Rehabilitation, and Malaya Thermal Power Plants Rehabilitation Project (Phase 1) was executed from 1986 to 1987.

(2) Transmission Lines/Substations Facilities

Based on the results of the JICA survey in 1985 for the Luzon Grid Plant Renovation, the ADB Project was executed, mainly to improve the protective relay system and other transmission lines/substation facilities.

3. SCOPE OF THE STUDY

3.1 *Objective of the Study*

The objective of the study is to formulate (1) improvement plans for the plant facilities and operations & maintenance of the Malaya Thermal Power Plant (Phase II), and (2) renovation plans for the Transmission Lines/Substation facilities in Luzon Grid.

3.2 *Facilities and Areas to be Studied*

- (1) Malaya Thermal Power Plant
- (2) Transmission Lines/Substation Facilities in LUzon Grid (Related to Malaya T.P.P.)

3.3 *Scope of Study*

The Scope and contents of the Study shall cover the following:

(1) Scope of the Study

a. Formulation of improvement plant of power plant facilities and operations & maintenance for the Malaya Thermal Power Plant

a. Power Plant Facilities

Through the detailed study on such plant operation in the past as troubles/fault records, inspection/maintenance records, performance test records, etc., conditions of power plant facilities and equipment, shall be evaluated to identify the following items;

- i) Repair or replacement of the equipment/parts including major equipment, which is deemed essential for the restoration of plant output.
- ii) Repair or replacement of the equipment/parts which have severely deteriorated or which are difficult to repair or replace during normal maintenance, and which are essential for the restoration of reliability.

b. Operation and Maintenance

The Study on such software matters as listed in the following shall be carried out to propose the measures that keep the facilities from unexpected forced outage as well as the points to be improved for good operation and maintenance.

- i) Operations & maintenance procedures
- ii) Daily patrol & check methods

- iii) Planning methods for periodic and preventive maintenance
- iv) Periodic maintenance procedures and organizational structure
- v) Management procedures for drawings and data
- vi) Management and storage methods for spare parts
- vii) Organization of the power plant;

Man power and skill of personnel for operation/maintenance including technical/engineering function for preparation of technical specifications for procurement

- viii) Establishment of procurement concept for proprietary items of power plant equipment/parts for maintenance/overhaul
- ix) System for authority and responsibility
- x) Subcontracting method for periodic and other maintenance
- xi) Operations & maintenance management system at head office
- xii) Hiring and education/training of employees

b. Formulation of Renovation Plans of Transmission Lines/Substations

The following items shall be studied.

- (a) Replacement of overhead ground wires for 230 kV transmission lines
- (b) Replacement of breakers that have insufficient breaking capacity or have been deteriorated
- (c) Replacement of deteriorated disconnecting switches

(2) Study Items

a First Stage

- (a) Collection of relevant reports and data
- (b) Review of existing relevant reports and data
- (c) Study of working procedures.

(d) Site survey

Working procedures and organization of NAFOCOR'S task force shall be determined after discussion with NAFOCOR.

b Second Stage

(a) Site survey for each power facility in order to acquire supplementary and detailed data as well as to grasp the current conditions and problems of the hardware and software.

(b) Formulation of each plan

i) Investigation and analysis of the causes of problems, such causes as faulty equipment and improper operation & maintenance, which have lowered the performance of the objective facilities.

ii) Formulation of rehabilitation and renovation plans to improve the reliability of the subject facilities.

iii) Formulation of improvement plans for maintenance management and operations & maintenance method.

iv) Estimate of costs, preparation of work schedule and annual disbursement schedule for implementation of each plan.

v) Economic and financial study

3.4 Study Schedule

Refer to Table 1, Study Schedule

3.5 Reports required

During and upon completion of the study, the following reports shall be prepared and submitted.

- (1) Inception report
- (2) Interim report
- (3) Draft of final report
- (4) Final report

Table - 1
Study Schedule of Improvement Plan for Malaya Thermal Power Plant and Related T/L & S/S

to R.P.
to Japan

Work Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1) Preparatory Works																
2) Site Survey and Data Collection																
3) Data analysis																
4) Formulation of Improvement Plan																
5) Cost Estimate of Improvement Plan																
6) Economic and Financial Evaluation																
7) Preparation of Reports																
8) Submission of Reports																

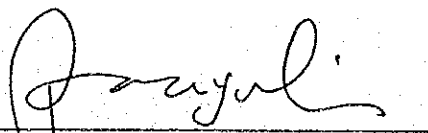
2-2 署名したI/A

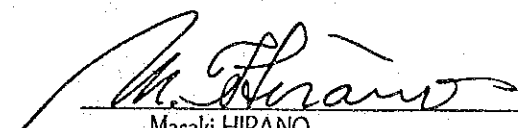
NPC、JICAで合意し署名交換されたI/Aは添付のとおりである。

IMPLEMENTING ARRANGEMENT
ON
THE TECHNICAL COOPERATION
FOR
FEASIBILITY STUDY
ON
MALAYA POWER PLANT
RELIABILITY IMPROVEMENT PROJECT
IN THE
REPUBLIC OF THE PHILIPPINES

AGREED UPON BETWEEN
NATIONAL POWER CORPORATION
AND
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

Manila
March 1, 1994


Dr. Francisco L. Viray
President and C.E.O.
NATIONAL POWER CORPORATION


Masaki HIRANO
Leader
Preparatory Study Team
JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY

I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Republic of the Philippines (hereinafter referred to as "GOP"), the Government of Japan (hereinafter referred to as "GOJ") has decided to conduct the Feasibility Study (hereinafter referred to as "the Study") on Malaya Power Plant Reliability Improvement Project in the Republic of the Philippines and exchanged the Notes Verbales with GOP concerning the implementation of the Study.

Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of GOJ, will undertake the Study in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan.

On the part of GOP, National Power Corporation (hereinafter referred to as "NPC") shall act as the counterpart agency to the Japanese Study Team and also as coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

The present document constitutes the implementing agreement between JICA and NPC under the above-mentioned Notes Verbales exchanged between two governments.

II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The objective of the Study is to improve the reliability of the Malaya Thermal Power Plant as well as relevant facilities by formulating improvement plans for the plant facilities (hardware) and its operation & maintenance (software).

III. SCOPE OF THE STUDY

The scope and contents of the Study shall cover the following:

1. Scope of the Study

Formulation of improvement plans for power plant facilities (hardware) and operation & maintenance (software) of the Malaya Thermal Power Plant.

a. Power Plant Facilities (Hardware)

Through the detailed study on previous plant operations shown in various records such as troubles/fault records, inspection/maintenance records, performance test records, etc., conditions of power plant facilities, shall be evaluated to identify the following items:

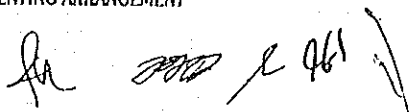
- i.) Repair or replacement of the equipment/parts including major equipment, which are deemed essential for the restoration of plant output.
- ii.) Repair or replacement of the equipment/parts which have severely deteriorated or which are difficult to repair or replace during normal maintenance, and which are essential for the restoration of reliability.

b. Operation & Maintenance (Software)

The Study on such software matters as listed in the following shall be carried out to propose the measures that would keep the facilities from unexpected forced outage as well as the points to be improved for good operation & maintenance:

- i.) Operation & maintenance procedures
- ii.) Daily patrol & check methods
- iii.) Planning & budgeting methods for periodic and preventive maintenance
- iv.) Periodic maintenance procedures and organizational structure
- v.) Management procedure for drawings and data
- vi.) Management and storage methods for spare parts
- vii.) Organization of the power plant personnel

Manpower and skilled personnel for operation and maintenance including technical/engineering functions for preparation of techni-



cal specifications for procurement

- viii.) Establishment of procurement concept for proprietary items of power plant equipment or parts for maintenance or overhaul
- ix.) System for authority and responsibility
- x.) Sub-contracting method for periodic and other maintenance
- xi.) Operation & maintenance management system at head office and Metro Manila Regional Center (MMRC)
- xii.) Hiring and education/training of employees

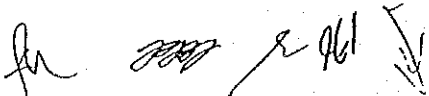
2. Study Items

- a. Preparatory Works
- b. Site Survey and Data Collection

Site survey of each power facility for the purpose of acquiring supplementary and detailed data as well as to grasp the current conditions and problems related to the hardware and software

- c. Data Analysis
- d. Formulation of Improvement Plans
 - i.) Improvement plan for power plant facilities (hardware)
 - ii.) Improvement plan for operation and maintenance of the power plant (software)
- e. Cost Estimate of Improvement Plan (for hardware)
- f. Economic and Financial Evaluation
- g. Seminar on Operation & Maintenance

In pursuit of technology transfer to the Philippine counterparts, the seminar on operation & maintenance



shall be held during the Study conducted in the Philippines.

IV. STUDY SCHEDULE

The Study will be carried out in accordance with the tentative study schedule shown in Appendix I as attached herewith.

V. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports in English to GOP.

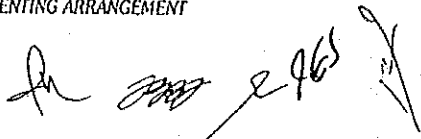
- | | |
|-----------------------|-------------|
| 1. Inception Report | (10 copies) |
| 2. Interim Report | (20 copies) |
| 3. Draft Final Report | (10 copies) |
| 4. Final Report | (25 copies) |

VI. UNDERTAKING OF GOP

In accordance with the Notes Verbales exchanged between GOJ and GOP, GOP shall accord privileges, exemptions and other assistance to the Japanese Study Team and, through the authorities concerned take necessary measures to facilitate smooth conduct of the Study.

1. GOP shall be responsible for dealing with claims which may be brought by third parties against the members of the Japanese Study Team and shall hold them harmless in respect of claims or liabilities arising in the course of or otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims or liabilities arise from gross negligence or wilful misconduct of the above-mentioned members.
2. NPC shall, at its own expense, provide the Japanese Study Team with the following, in cooperation with other agencies concerned if necessary:
 - a. available data, information and materials related to the Study;

- b. counterpart personnel;
 - c. administrative and technical support, and laborers as needed;
 - d. suitable office space with necessary equipment;
 - e. credentials or identification cards; and
 - f. necessary vehicles and vessels with drivers and crew, fuel and spare parts.
3. NPC shall take necessary measures with governmental and non-governmental organizations concerned for the following:
- a. to secure the safety of the Japanese Study Team;
 - b. to permit the members of the Japanese Study Team to enter, leave and stay in the Philippines for the duration of their assignment therein, and exempt them from foreign registration requirements and consular fees;
 - c. to exempt the members of the Japanese Study Team from taxes, duties, fees and any other charges on equipment, machinery and other materials brought into the Philippines for the conduct of the Study;
 - d. to exempt the members of the Japanese Study Team from income tax and other charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowance paid to the members of the Japanese Study Team for their services in connection with the implementation of the Study;
 - e. to arrange custom clearance, handling and storage at the airport/port and island transportation of equipment, machine, instruments, tools and other articles to be brought into the Philippines in connection with the implementation of the Study;
 - f. to provide necessary facilities to the Japanese Study Team for remittance as well as utilization of the funds introduced into the Philippines from Japan in connection with the implementation of the Study;
 - g. to secure permission to entry into private or other areas for



the conduct of the Study;

- h. to secure permission to take all data and documents (including photographs and maps) related to the Study out of the Philippines to Japan by the Japanese Study Team; and
- i. to provide medical services as needed and its expenses will be chargeable on members of the Japanese Study Team.

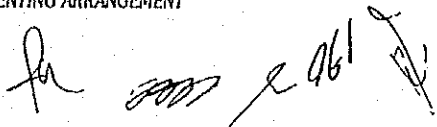
VII. UNDERTAKING OF GOJ

In accordance with the Notes Verbales exchanged between GOJ and GOP, GOJ through JICA, shall take the following measures for the implementation of the Study:

- 1. to dispatch, at its own expense, the Study Team to the Philippines; and
- 2. to pursue technology transfer to the Philippine counterpart personnel in the course of the Study.

VIII. CONSULTATION

JICA and NPC shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.



Work Item	JICA Undertaking	NPC Undertaking
1. Preparatory Works		
2. Site Survey and Data Collection	Implementation	a. Provision of all available data, reports and information b. Assistance to JICA in the collection
3. Data Analysis	Implementation	Assignment of counterparts for guidance and discussion
4. Formulation of Improvement Plans		
a. Improvement plan for power plant facilities (hardware)	Implementation	Assignment of counterparts for discussion
b. Improvement plan for operation and maintenance of the power plant (software)	Implementation	Assignment of counterparts for discussion
5. Cost Estimate of Improvement Plans (for hardware)	Implementation	Assignment of counterparts for discussion
6. Economic and Financial Evaluation	Implementation	Assignment of counterparts for discussion
7. Seminar on Operation and Maintenance	Implementation	Assignment of counterparts

APPENDIX - I TENTATIVE STUDY SCHEDULE

Work Item	Month															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Preparatory Works	▨															
2. Site Survey and Data Collection			▨													
3. Data Analysis			▨													
4. Formulation of Improvement Plans																
a. Improvement Plan for Power Plant Facilities																
b. Improvement Plan for Operation and Maintenance of Power Plant																
5. Cost Estimate of Improvement Plans																
6. Economic and Financial Evaluation																
7. Submission of Reports																
a. Inception Report																
b. Interim Report																
c. Draft Final Report																
d. Final Report																

▨ JICA Work in the Philippines □ JICA Work in Japan

Appendix I

MALAYA POWER PLANT RELIABILITY IMPROVEMENT PROJECT
IMPLEMENTING ARRANGEMENT

Handwritten signature and initials

Handwritten mark

2-3 署名したM/M

署名されたM/Mは添付のとおりである。

MINUTES OF MEETING
FOR
MALAYA POWER PLANT RELIABILITY IMPROVEMENT PROJECT
IN THE
REPUBLIC OF THE PHILIPPINES

The Preparatory Study Team (the Team) organized by Japan International Cooperation Agency (JICA) and headed by Mr. Masaki HIRANO, visited the Republic of the Philippines from February 21 to March 2, 1994 for the purpose of consulting the National Power Corporation (NPC) on the Implementing Arrangement for Feasibility Study on Malaya Power Plant Reliability Improvement Project. Toward this end, the Team had a series of meetings with concerned NPC personnel.

The Implementing Arrangement prepared by the Team was discussed during the meetings and both sides have reached an agreement upon it.

The following are the results of the discussions and understanding reached between NPC and the Team in connection with the Implementing Arrangement:

1. General Concept

NPC stated that the Study should be focused on improving the reliability of the Malaya Thermal Power Plant. Both groups in the meeting agreed to omit the component on the formulation of renovation plans for transmission lines and substation facilities.

NPC also stated that the Malaya Thermal Power Plant can be offered as a Rehabilitate-Operate-Maintain (ROM) scheme at any time this year.

The Team understood that the Japanese Study Team should implement the Study taking into account the ROM scheme.

It is NPC's responsibility to inform JICA of further developments on this area as it affects the Feasibility Study.

NPC should also utilize effectively the results of the Study in implementing the reliability improvement for the plant even if the ROM scheme will be applied on this.

2. NPC Task Force

Both NPC and the Team recognized the importance of organizing an NPC Task Force which will work jointly with the Japanese Study Team during the course of the Study to facilitate the effective transfer of technology.

The Team pointed out that JICA will identify the specific tasks of the

NPC Task Force in the Draft Inception Report which will be submitted to NPC in advance. Revisions in the recommended tasks in the Draft will be finalized in the Inception Report upon consulting with NPC.

3. Study Schedule

NPC said that the Unit 1 is scheduled to be shut down for about 90 days from June 18, 1994 to September 15, 1994 and the Unit 2 for 6 days starting August 6, 1994.

NPC also stated that they cannot shut down the Malaya Thermal Power Plant during the course of the Study except during the above-mentioned schedules.

The Team, on the other hand, said that JICA will dispatch the Japanese Study Team in accordance with the said schedules. NPC will immediately inform JICA of any change in the proposed schedules.

4. Seminar

Both sides recognized that a seminar on the plant operation & maintenance is one of the most effective methods of transferring technology apart from the on-the-job training program in Japan. Accordingly, both sides agreed that a seminar will be held in the Philippines when JICA submits the Interim Report and the Draft Final Report to NPC.

5. NPC Undertaking

NPC can only coordinate and facilitate the issuance of permits, exemptions and necessary clearances from other government agencies. NPC shall, however, exert its best effort to assist the Japanese Study Team in securing these permits, exemptions and clearances in addition to those activities which NPC is directly responsible for.

6. Counterpart Training

In connection with this JICA undertaking, NPC requested, at JICA's expense, an on-the-job training in Japan for two Philippine counterparts for the purpose of providing them expertise applicable to their chosen field of discipline and local condition.

The Team said that NPC's request will be conveyed to Japanese authorities concerned.

7. Equipment

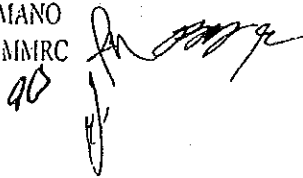
NPC requested JICA to provide, at JICA's expense, one (1) set of Fiber Scope which is capable of inspecting pipes, one (1) set of Ultrasonic Flaw Detector and one (1) set of Portable Water Quality Analyzer.

The Team stated that NPC's request will be conveyed to Japanese authorities concerned.

March 1, 1994



MARCIAL E. MANO
Vice President, MMRC



Masaki HIRANO
Leader
Preparatory Study Team
JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY

第 3 章 フィリピンの電力事情

第3章 フィリピンの電力事情

3-1 エネルギー政策

1986年2月の革命によりマルコス政権からアキノ政権に交代して以来、1987年2月2日に新憲法を公布し、国内情勢の正常化と経済の再建に全力をつくしてきた。

新政権は、エネルギー政策に関して中間開発計画（1987～1992年）を発足させ、エネルギー計画の再検討を進めてきた。その主たるものは、第一次エネルギーの供給安定のため、石油への依存度を減じ（1992年実績、石油70%、石炭5.7%、水力・地熱等24.3%）、（2000年計画、石油45.2%、石炭26.2%、水力・地熱等28.6%）、国内炭の開発（1992年実績、165万トン、2000年計画 470万トン）を指向すると共に、輸入エネルギーに依存する体質を国内生産に切替えるよう計画している。（1992年実績、国内エネルギー28.7%、輸入エネルギー71.3%）、（2000年計画、国内エネルギー40%、輸入エネルギー60%）。

フィリピン全土に埋蔵される有効資源量を第1表に示すが、石炭において250,650千トン、水力14,367MW、地熱Low potential12206MW、High potential13405MWが見込まれている。

一方ラモス政権は、1992年12月にエネルギー省（DOE）を設置し、旧来の大統領府エネルギー局（OEA）を廃止して、DOEの組織強化を計り（定員880人）、今後包括的なエネルギー政策の企画、立案、実施を担当することとなった。又、ラモス大統領は電力事情の改善を最優先事項の一つとしてかけ、1993年4月に電力危機法を制定し、国営のフィリピン電力公社（NPC）の組織改正、社内業務の強化、合理化を始め、電力プロジェクトに係る汚職、腐敗の発生防止等に着手している。

しかしながら、電力危機法の国会審議にも見られるように、改革に積極的な下院に対し、幾つかの案件を否認した上院の抵抗は、今後の推移に必ずしも楽観を許さない状況にあり、又新規の電源開発には多額の投資を必要とし、既存の発電所が著しい劣化を起こし、出力低下の原因となっている現状を考え合わせると、前途多難が予想される。

表 1 PHILIPPINE RESOURCE POWER POTENTIAL

LOCATION	HYDRO POWER						GEOTHERMAL						COAL				
	STATUS	NO. OF SITES	CAPACITY		ENERGY		STATUS	NO. OF SITES	LOW POTENTIAL		HIGH POTENTIAL		LOCATION	MINABLE RESERVE (M. TON)	HEATING VALUE (BTU/LB)	PLANT CAP. (MW)	
			MW	%	MW	%			MW	%	MW	%					GWHR
LUZON	EXISTING	12	1226	12	3675	12	2	660	60	4336	60	660	45	4336	45	7000	673
	PRE-FEASIBILITY	120	5083	50	13644	46	3	170	15	1117	15	240	16	1577	16	4600	418
	FEASIBILITY	35	2510	25	7785	28	1	60	5	394	5	170	11	1117	11	8500	21
	DEFINITE DESIGN	4	1281	13	4396	15	5	210	19	1380	19	410	28	2594	28	12000	95
TOTAL		171	10100	100	29500	100	11	1100	100	7227	100	1480	100	9724	100	-	1210
VISAYAS	EXISTING	2	2	0	15	1	2	227	24	1491	24	227	15	1491	15	8100	9
	PRE-FEASIBILITY	42	339	53	1507	64	2	418	43	2746	43	578	37	3797	37	9300	10
	FEASIBILITY	6	279	44	792	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9800	14
	DEFINITE DESIGN	1	20	3	58	2	10	320	33	2102	33	740	48	4862	48	11500	39
TOTAL		51	640	100	2372	100	14	965	100	6340	100	1545	100	10151	100	-	125
MINDANAO	EXISTING	9	966	27	4552	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7100	1
	PRE-FEASIBILITY	45	1327	37	5183	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7100	251
	FEASIBILITY	17	1314	36	5154	35	1	120	86	788	86	240	63	1577	63	11100	233
	DEFINITE DESIGN	0	0	0	0	0	5	20	14	131	14	140	37	920	37	-	-
TOTAL		71	3627	100	14888	100	6	140	100	920	100	380	100	2497	100	-	485
PHILIPPINES	EXISTING	23	2214	15	8241	18	4	887	40	5827	40	887	26	5827	26	-	-
	PRE-FEASIBILITY	207	6749	47	20334	43	5	588	27	3863	27	818	24	5374	24	-	-
	FEASIBILITY	58	4103	29	13731	29	2	180	8	1182	8	410	12	2694	12	-	-
	DEFINITE DESIGN	5	1301	9	4454	10	20	550	25	3613	25	1290	38	8476	38	-	-
TOTAL		293	14367	100	46760	100	31	2205	100	14485	100	3405	100	22371	100	-	1820

Power development program p.5

3-2 電力政策

フィリピン共和国の電力業界はつぎの3つによって組織されている。即ち①国営のフィリピン電力公社(NPC)、②民営のマニラ電力会社(MBLARCO)、及びメトロマニラ地区以外の③公営の電化協同組合(REC)である。

NPCは1936年に設立され、徐々に小さな電力会社やMBLARCO等より電源設備を買収し、現在の大規模な組織となった。ほぼ全土にわたる電源設備と送電網を有し、MBLARCO、RECに電力を供給し、一部大企業に直接売電している。

MBLARCOは従来からメトロマニラ地区に於いて、発電、送変電及び売電を行ってきたが、NPCに電源設備を買収され売電のみを行っている。又、従業員もNPCへ移動した。RECは地方の自治体の共同経営であり、1969年に設立された国家電力庁が管轄し、地方電化の推進を指導している。

上級機関としては、エネルギー省(DOE)が包括的なエネルギー政策の企画、立案、実施を担当し、電力料金はエネルギー規制評議会(ERB)に権限がある。電力プロジェクトの立案に当たっては、中長期的経済開発計画を担当している国家開発庁(NEDA)の指揮監督を受けている。

アキノ政権は政府企業301社のうち、122社を対象に民営化を推進するため、5年間の時限措置に着手し(1991年に2年延長)、これに関する数多くの案件が今なお国会で審議中である。NPCに対しても、ルソン、ビサヤ及びミンダナオの3組織に分割する案など、最適資本構造、分割方法、資産の売却など諸種の検討がなされている。

又、NPCに於いては、運転、保守業務をPrivate Sectorに移管する試みがなされ、Rehabilitate-operate-Maintain(ROM)schemeと呼ばれ、ナガ発電所(石炭火力)及びビンガ発電所(水力)の小発電所に採用されている。

国会の審議の成行き、及び実施の進行によっては、今後民営化が急速に進む可能性があり、今後十分注意して見守る必要がある。

3-3 電力事業の形態

電力事業自体を運営している組織は、①国営のフィリピン電力公社(NPC)が、ほぼ全土にわたる電源設備と送電網を所有し、電源開発、送電線の建設及び発電所運転・保守を行い、②民営のマニラ電力会社(MBLARCO)がメトロマニラ地区を中心に配電、売電を行い、③電化協同組合(REC)が配電、売電している。

NPCの組織は、ルソン島の北部Northern Luzon Regional Center(NLRC)、南部のMetro Manila Regional Center(MMRC)、ビサヤ地区のVisaya Regional Center(VRC)及びミンダナオ地区のMindanao Regional Center(MRC)に分かれている。

1990年に於けるNPCの従業員数は約16,000人で、そのうちオペレーションに従事してい

るものが74%、エンジニアリングが15%、管理部門が11%となっている。最近合理化が提案され、約2,000人の削減に着手している。

1992年末に於けるNPCの既設発電所の統計を、重油火力、石炭火力、水力、地熱に分類したものを第2表に示す。フィリピン全土では6627.5MWの発電設備があり、これを地区別に示すと、ルソン4608.8MW(69.5%)、ビサヤ621.2MW(9.5%)及びミンダナオ1397.5MW(21.0%)となっており、その大部分がルソン島に集中している。また、全土の発電所を種類別に見ると、重油火力3145MW(47.5%)、石炭火力405MW(6.1%)、水力2189.5MW(33.0%)及び地熱888MW(13.4%)となっている。重油火力と水力に比重が高いが、水力が季節的要素を持つことを考えると、重油火力に依存度が高い。原子力発電所は完成前に凍結されている。

電化の尺度として電力のピーク時の需要を第3表に示すが、ルソン3250MW(73.6%)、ビサヤ472MW(10.7%)及びミンダナオ693MW(15.7%)であり、ルソン島がずば抜けて電化或いは工業化が進んでいる。又、今後の電力事業の推移について、将来の電源開発及び発電所の廃止計画を第4表に示す。その具体的内容を第5表に地区別建設計画、第6表に地区別廃止計画を示している。この計画によると1993年の現有電源設備7957MWを100%とすると、2000年に14562MW、183%、2005年に24953MW、314%に拡大されることとなるが、現実には甚だ困難と考えられる。

表2 INSTALLED CAPACITY BY GRID AND BY PLANT TYPE (in Megawatts)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
PHILIPPINES	3820.8	4016.3	4459.2	5000.4	5195.4	5549.4	5787.9	5787.9	5782.4	6007.0	6036.8	6480.7	6627.5
Oil-Based	2435.0	2525.5	2583.4	2606.6	2297.6	2361.6	2365.1	2365.1	2359.6	2582.0	2611.9	3056.2	3145.0
Hydro	939.8	939.8	1266.8	1563.8	1653.8	1943.8	2123.8	2123.8	2123.8	2132.0	2131.9	2131.5	2189.5
Geothermal	446.0	501.0	559.0	784.0	894.0	894.0	894.0	894.0	894.0	888.0	888.0	888.0	888.0
Coal	0.0	50.0	50.0	50.0	350.0	350.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0
CAPACITY MIX(%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil-Based	63.7	62.9	57.9	52.0	44.2	42.6	40.9	40.9	40.9	49.0	43.3	47.2	47.5
Hydro	24.6	23.4	28.4	31.3	31.8	35.0	36.7	36.7	36.7	29.0	35.3	32.9	33.0
Geothermal	11.7	12.5	12.5	15.7	17.2	16.1	15.4	15.4	15.4	15.0	14.7	13.7	13.4
Coal	0.0	1.3	1.2	1.0	6.8	6.3	7.0	7.0	7.0	7.0	6.7	6.2	6.1
LUZON	3226.2	3281.2	3636.2	3906.0	4101.2	4101.2	4111.2	4111.2	4111.2	4321.2	4321.2	4590.8	4608.8
Oil-Based	2230.0	2230.0	2230.0	2230.0	1925.0	1925.0	1925.0	1925.0	1925.0	2135.0	2135.0	2405.0	2405.0
Hydro	556.2	556.2	856.2	1126.2	1216.2	1216.2	1226.2	1226.2	1226.2	1226.2	1226.2	1225.8	1243.8
Geothermal	440.0	495.0	550.0	550.0	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
VISAYAS	103.0	224.3	265.9	478.1	510.1	542.1	600.5	600.5	595.0	632.9	662.9	715.2	621.2
Oil-Based	95.0	166.3	204.9	192.1	224.1	256.1	259.5	259.5	254.0	297.4	327.9	380.2	286.2
Hydro	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Geothermal	6.0	6.0	9.0	234.0	134.0	234.0	234.0	234.0	234.0	228.5	228.0	228.0	228.0
Coal	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
CBBU GRID	43.8	125.8	132.4	151.6	151.6	183.6	238.6	238.6	238.6	303.0	333.5	385.7	291.7
Oil-Based	43.8	75.8	82.4	101.6	101.6	133.6	133.6	133.6	133.6	198.0	228.5	280.7	186.7
Coal	0.0	50.5	50.0	50.0	50.0	50.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
NEGROS GRID	14.8	46.8	49.8	162.3	130.3	130.3	130.3	130.3	124.8	116.0	116.3	116.3	116.3
Oil-Based	11.0	43.0	43.0	43.0	11.0	11.0	11.0	11.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Geothermal	3.0	3.0	6.0	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	118.5	115.5	115.5	115.5	115.5
PANAY GRID	29.2	36.5	36.5	36.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	79.5	79.5	79.5	79.5
Oil-Based	29.2	36.5	36.5	36.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	79.5	79.5	79.5	79.5
LEYTE GRID	3.0	3.0	35.0	115.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	113.0	112.5	112.5	112.5
Oil-Based	0.0	0.0	32.0	0.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Geothermal	3.0	3.0	3.0	115.5	115.5	115.5	115.5	115.5	115.5	113.0	112.5	112.5	112.5
BOHOL GRID	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	15.6	15.6	15.6	21.0	21.1	21.2	21.2
Oil-Based	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	14.4	14.4	14.4	19.9	19.9	20.0	20.0
Hydro	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MINDANAO	491.6	510.8	557.1	616.1	584.1	906.1	1076.2	1076.2	1076.2	1053.0	1052.7	1174.7	1397.5
Oil-Based	110.0	129.2	148.5	180.5	148.5	180.5	180.6	180.6	180.6	149.0	149.0	271.0	453.8
Hydro	381.6	381.6	408.6	435.6	435.6	725.6	895.6	895.6	895.6	903.7	903.7	903.7	943.7
AGUS GRID	469.7	488.9	535.2	594.2									
Oil-Based	88.1	107.3	126.6	158.6									
Hydro	361.6	381.6	408.6	435.6									
ISOLATED GRID	21.9	21.9	21.9	21.9									
Oil-Based	21.9	21.9	21.9	21.9									
Hydro	0.0	0.0	0.0	0.0									

1. Excludes the 305-MW Rockwell Thermal Plant.
2. Reflects Leyte-Samar system starting 1986.

Power Developmet Map より

表3 SYSTEM PEAK DEMAND(in Megawatts)

GRID	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
LUZON	2074	2225	2364	2478	2374	2311	2435	2592	2780	2938	2973	3045	3250
BISAYAS	67	124	162	229	242	256	284	307	333	354	380	410	472
CEBU	35	66	88	105	98	92	105	118	125	132	142	153	183
NEGROS	7	26	30	46	48	50	48	61	68	73	87	154	179
PANAY	19	25	21	25	38	38	48	43	53	56	53))
LEYTE	2	2	16	45	50	68	72	74	74	79	83	89	93
BOHOL	4	5	7	8	8	8	11	10	13	14	15	14	17
MINDANAO	273	311	387	410	433 ²⁾	470	484	533	571	617	621	626	693
AGUS	264	298	371	394									
GEN. SANTOS	9	13	16	16									

Power Development Mapより

表4 GENERATING CAPACITY BUILD-UP(MW)

GRID	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
LUZON													
EXISTING	4591.0	5576.0	6094.0	6294.0	6944.0	7064.0	7674.0	9319.0	11119.0	12819.0	14689.0	16689.0	18402.0
NEW PROJECT	985.0	518.0	400.0	1000.0	420.0	700.0	1745.0	2100.0	1700.0	1945.0	2200.0	1913.0	2424.0
RETIREMENT ⁵⁾			(200)	(350)	(300)	(90)	(100)	(300)		(75)	(200)	(200)	
NET CAPACITY	5576.0	6094.0	6294.0	6944.0	7064.0	7674.0	9319.0	11119.0	12819.0	14689.0	16689.0	18402.0	20826.0
VISAYAS													
EXISTING	704.2	796.6	899.5	931.1	1006.1	1552.1	1814.1	1784.1	1751.1	1732.1	1700.1	1700.1	1700.1
NEW PROJECT	46.0	40.0		141.0	561.0	286.0	41.0	6.0					29.0
RETIREMENT ⁵⁾				(66)	(15)	(24)	71.0	(39)	(19)	(32)			(3.0)
NET CAPACITY	750.2	836.5	899.5	1006.1	1552.1	1814.1	1784.1	1751.1	1732.1	1700.1	1700.1	1700.1	1726.1
MINDANAO													
EXISTING	1397.9	1584.5	1761.6	1784.5	1844.5	1805.9	1730.0	1710.7	1691.4	1915.4	1883.4	1883.4	2333.4
NEW PROJECT	233.0	240.0	60.0	60.0		120.0			224.0			450.0	67.0
RETIREMENT ⁵⁾			(5.5)		(38.6)	(195.9)	(19.3)	(19.3)		32.0			
NET CAPACITY	1630.9	1816.1	1816.1	1844.5	1805.9	1730.0	1710.7	1691.4	1915.4	1883.4	1883.4	2333.4	2400.4
PHILIPPINES													
EXISTING	6693.0	7957.0	8755.0	9010.0	9795.0	10422.0	11218.0	12814.0	14562.0	16467.0	18273.0	20273.0	22436.0
NEW PROJECT	1264.0	798.0	460.0	1201.0	981.0	1106.0	1786.0	2106.5	1924.0	1945.0	2200.0	2363.0	2520.0
RETIREMENT ⁵⁾			(206)	(416)	(354)	(310)	(190)	(358)	(19)	(139)	(200)	(200)	(3.0)
NET CAPACITY	7957.0	8755.0	9010.0	9795.0	10422.0	11218.0	12814.0	14562.0	16467.0	18273.0	20273.0	22436.0	24953.0

- NOTES : 1) PBGT 211(31.6MW) WILL BE MOVED FROM VISAYA TO MINDANAO
 2) PBDL 101(32MW) AND SMPB 106(14.4MW) WILL BE MOVED FROM MINDANAO TO VISAYAS
 3) PBDL 102(32MW) AND PBGT 206(30.9MW) WILL BE MOVED FROM MINDANAO TO VISAYAS
 4) PBGT 205(31.6MW) WILL BE MOVED FROM MINDANAO TO VISAYAS
 5) LEASE AGREEMENT EXPIRATION OF POLAR DIESEL(90MW) AND ORBETA(135MW)-MAY 1998

Power Development Programより

表 5 1993 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

LUZON GRID				
YEAR	MO.	POWER PLANT	TYPE	CAP.
1993	JAN	SUCAT LBGT	OIL	30
	MAR	FAST TRACK HOPEWELL	OIL	100
	APR	FAST TRACK ENRON DSL-1	OIL	25
	APR	BATAAN I SC-1	OIL	70
	MAY	BACMAN I-1	GEO	55
	MAY	FAST TRACK ENRON DRL-2	OIL	25
	MAY	BATAAN I SC-2	OIL	70
	MAY	BATAAN I SC-3	OIL	70
	JUN	FAST TRACK ENRON DSL-3	OIL	55
	JUL	POLAR PB	OIL	90
	AUG	BACMAN I-2	GEO	55
	AUG	BACMAN II-1	GEO	20
	SEP	BATAAN II SC-1	OIL	70
	OCT	BATAAN II SC-2	OIL	70
	NOV	BATAAN II SC-3	OIL	70
1994	JAN	BACMAN II-2	GEO	20
	JAN	SUBIC (ENRON)-2	OIL	105
	MAR	ORMAT MAKBAN	GEO	16
	MAY	BATAAN I CC-4	OIL	90
	JUN	ORMAT BACMAN	GEO	16
	JUL	FPPC	OIL	200
	OCT	MAIBARARA BINARY	GEO	11
	OCT	BATAAN II CC-4	OIL	90
	OCT	MAKBAN D&E	GEO	80
1995	JAN	DIESEL PLANT	OIL	109
	NOV	CALACA II	COAL	300
1996	REB	HOPEWELL I-BOT	COAL	350
	MAY	HOPEWELL II-BOT	COAL	350
	DEC	MASINLOC COAL I	COAL	300
1997	JAN	LEYTE-LUZON INT.		
	JAN	DEL GALLEG0	GEO	120
	DEC	MASINLOC COAL II	COAL	300
1998	JAN	SUAL COAL I	COAL	500
	JAN	GAS TURBINE	OIL	200
1999	JAN	SUAL COAL II	COAL	500
	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	600
	JAN	GAS TURBINE	OIL	100
	JAN	KALAYAAN 3 & 4	HYD	300
	JAN	NALATANG B	HYD	45
2000	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	1800
	JAN	COMBINED-CYCLE	OIL	300
2001	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	900
	JAN	COMBINED-CYCLE	OIL	600
	JAN	GAS TURBINE	OIL	200
2002	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	1200
	JAN	COMBINED-CYCLE	OIL	600
	JAN	GAS TURBINE	OIL	100
	JAN	BAKUN A/B	HYD	45
2003	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	2100
	JAN	GAS TURBINE	OIL	100
2004	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	1500
	JAN	COMBINED-CYCLE	OIL	300
	JAN	AMBURAYAN	HYD	93
	JAN	PASIL B	HYD	20
2005	JAN	BASELOAD PLANT	-1''	1500
	JAN	COMBINED-CYCLE	OIL	300
	JAN	GAS TURBINE	OIL	100
	JAN	SAN ROQUE	HYD	390
	JAN	KANAN BI	HYD	112
	JAN	PASIL C	HYD	22
TOTAL				17828

BISAYAS GRID				
YEAR	MO.	POWER PLANT	TYPE	CAP.
1993	OCT	CEBU-BEGROS INT.		
	AUG	PALINPINON II Unit 1	GEO	20
	APR	PALINPINON II Unit 2	GEO	20
1994	FEB	PALINPINON II Unit 3	GEO	20
	APL	PALINPINON II Unit 4	GEO	20
1995	-	-	-	-
1996	JAN	LEYTE-CEBU INT.		
	JAN	TONGONAN GEO	GEO	110
	JAN	BOHOL DIESEL	OIL	11
	JAN	MAMBUCAL GEO	GEO	20
1997	JAN	TONGONAN GEO	GEO	495
	JAN	MAMBUCAL GEO	GEO	80
	JAN	BOHOL DIESEL	OIL	6
1998	JAN	TONGONAN GEO	GEO	276
	JAN	BOHOL DIESEL	OIL	11
1999	JAN	BOHOL DIESEL	OIL	6
	JAN	TIMBABAN HB	HYD	35
2000	JAN	BOHOL DIESEL	OIL	6
2001	JAN	CEBU-BOHOL INT.		
2002	-	-	-	-
2003	-	-	-	-
2004	-	-	-	-
2005	JAN	VILLA SIGA	HYD	29
TOTAL				1144

MINDANAO GRID				
YEAR	MO.	POWER PLANT	TYPE	CAP.
1993	APR	FAST TRACK TOMEN-1	OIL	11
	MAY	FAST TRACK TOMEN-2	OIL	22
	MAY	ORBETA COMB-CYCLE	OIL	135
	JUN	FAST TRACK TOMEN-3	OIL	25
	SEP	FAST TRACK TOMEN-4	OIL	40
1994	JAN	AGUS I-1 HEP	HYD	40
	MAR	POWER BARGE DIESEL	OIL	200
	JUL	NSC DIESEL	OIL	60
1995	AUG	MT. APO GEO	GEO	60
1996	JAN	MT. APO GEO	GEO	60
1997	JAN	LEYTE-MINDANAO INT.		
1998	JAN	ME. APO GEO	GEO	120
1999	JAN	MINDANAO COAL I	COAL	200
2000	-	-	-	-
2001	JAN	AGUS III HEP	HYD	224
2002	-	-	-	-
2003	-	-	-	-
2004	JAN	BULANOG-BATANG	HYD	150
	JAN	PULANGI V	HYD	300
2005	JAN	SMALL HYDRO 1	HYD	27
	JAN	SMALL HYDRO 2	HYD	40
TOTAL				1704

1) SITES AND TYPE STILL TO BE IDENTIFIED

表 6 RETIREMENT SCHEDULES

POWER PLANT	CAPACITY (MW)	COMMISSIONING	YEARS IN SERVICE	REHABILITATION	RETIEMENT
LUZON	1775				
MANILA 1	100	SEP 1965	27	-	SPE 1995
MANILA 2	100	OCT 1965	27	-	OCT 1995
MALAYA 2	350	MAR 1979	13	OCT 1986	OCT 1996
MALAYA 1	300	SEP 1975	17	JAN 1987	JAN 1997
SUCAT 1	150	OCT 1968	24	JAN 1989	JAN 1999
SUCAT 4	300	SEP 1972	20	SEP 1990	SEP 2000
BATAAN 1	75	SEP 1972	20	-	SEP 2002
SUCAT 3	200	JAL 1971	21	JAN 1993	JAN 2003
SUCAT 2	200	JAN 1970	22	JAN 1994	JAN 2004
VISAYAS	205				
CEBU DSL. I	44	1977	16		1996
CEBU DSL. II					
• UNIT 1/2	39	1982	11		2000
• UNIT 3	19	1983	10		2001
PALIN. PILOT	3	1980-1982	11		2005
PANAY DSL. I					
• UNIT 1/2	15	1979	14		1997
• UNIT 3/4	15	1980	13		1998
• UNIT 5	7	1981	12		1999
PANAY DSL. II	11	1978	15		1996
BOHOL DSL.	20	1978	15		1996
POWER BARGE					
• 103	32	1985	8		2003
MINDANAO	237				
APLAYA I	6	1977	16		1995
APLAYA II					
• UNIT 1	19	1979	14		1997
• UNIT 2	19	1979	14		1997
• UNIT 3	19	1980	13		1998
• UNIT 4	19	1980	13		1998
• UNIT 5	19	1982	11		2000
• UNIT 6	19	1981	12		1999
GEN. SANTOS	21	1980	13		1998
POWER BARGE					
• 101	32	1981	12		1999
• 102	32	1991	12		1999
• 104	32	1985	8		2003

TOTAL:	2,217
--------	-------

第 4 章 ルソン系統電力設備の現状

第4章 ルソン系統の電力設備の現状

4-1 発電設備

ルソン系統はフィリピン全土の発電設備のうち、約70%を有している。その構成は、重油火力4ヶ所10ユニットで1925MW、石炭火力1ヶ所1ユニットで300MW、ガスタービン2ヶ所72ユニットで210MW、火力小計18ユニットで2435MWである。水力発電は小さなものまで含めると9ヶ所33ユニットで水力小計1226MWである。この他に地熱発電所が2ヶ所、12ユニットで地熱小計660MWである。

(1) ルソン系統の火力発電所

第7表にルソン系統の火力発電所の一覧表を示すが、重油火力、石炭火力が共にユニット出力が大きく、かつ、出力条件が季節的影響を受けないため、電源の主力をなし、常時ベースロードとしてその役割を果たしている。しかしながら、バタンガス発電所を除く他のユニットは、運転開始以来かなりの年数を経ており、いずれも老朽化している。特にマニラ、スーカット及びマラヤの各発電所において顕著である。マラヤ発電所は1986年に2号機、1987年に1号機のリハビリテーションを行っている。スーカット発電所は1989年に1号機及び4号機を終え、1993年より2号機を実施中であり、1994年4月より3号機に着手している。マニラ発電所はリハビリテーションを実施していない。実績工程を第8表に示す。

マラヤ発電所はリハビリテーションを行って以来4年程度は無事運転を続けていたが、再び劣化が始まり、1994年2月現在では、1号機の出力は定格300MWにもかかわらず、100MWしか出力していない。又、2号機も同様な経過を巡り、ボイラーチューブの破損が続き、1993年6月～1994年2月にかけて大部分のボイラーチューブを取り替えた。先般JICAの調査団が現地調査を行った1991年11月時点で各発電所劣化状況と出力減の状況を第9表に示す。

この劣化の主たる原因は次の如きものと考えられる。運転技術、保守技術を始め、発電所管理に習熟が乏しく、設備の劣化が進行しているにもかかわらず、火力発電力のユニット出力が大きいため、一定期間停止点検、修理を行うと、系統に及ぼす影響が大きく、需給のバランスを崩し、止むなく電力制限を行う羽目になるため、なかなか予定通りのオーバーホールが行われず、無理な運転が続き、適切な点検・修理ができず、老朽化が甚だしく進行する。また、経済的理由も加わり、適正な予備がなく、仮補修を繰り返し、寿命を短くしている。

第7表 火力発電所一覧表

(1991年8月現在)

発電所	地 点	設備出力 (MW)	ユニットNo.	ユニット 容 量 (MW)	運開年	運転年数
Bataan	Limay, Bataan	225	1	75	1972	19
			2	150	1977	14
Siucac	Muntinglupa Metro Manila	850	1	150	1968	23* ¹⁾
			2	200	1970	21* ²⁾
			3	200	1971	20* ²⁾
			4	300	1972	19* ¹⁾
Manila	Ermita, Manila	200	1	100	1965	26
			2	100	1966	25
Malaya	Pililla, Rizal	650	1	300	1975	16* ³⁾
			2	350	1979	12* ⁴⁾
<u>重油火力計</u>		<u>1,925MW</u>	<u>10ユニット</u>			
Batangas	Calaca, Batangas	300	1	300	1984	7
<u>石炭火力計</u>		<u>300MW</u>	<u>1ユニット</u>			
Bataan ガスタービン	Limay, Bataan	120	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
			4	30	1989	2
Malaya ガスタービン	Pililla, Rizal	90	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
<u>ガスタービン計</u>		<u>210MW</u>	<u>7ユニット</u>			
火力合計		2,435MW	181ユニット			

注：リハビリテーション プロジェクト *1) 1990年実施済
 *2) 1992年及び1993年実施予定
 *3) 1987年実施済
 *4) 1986年実施済

マスタープラン 6-1-1

第8表 NPC, Malaya 1&2, Sucat 1-4 Rehabilitation & Sucat 3/2 Rehab.

Actual Schedule

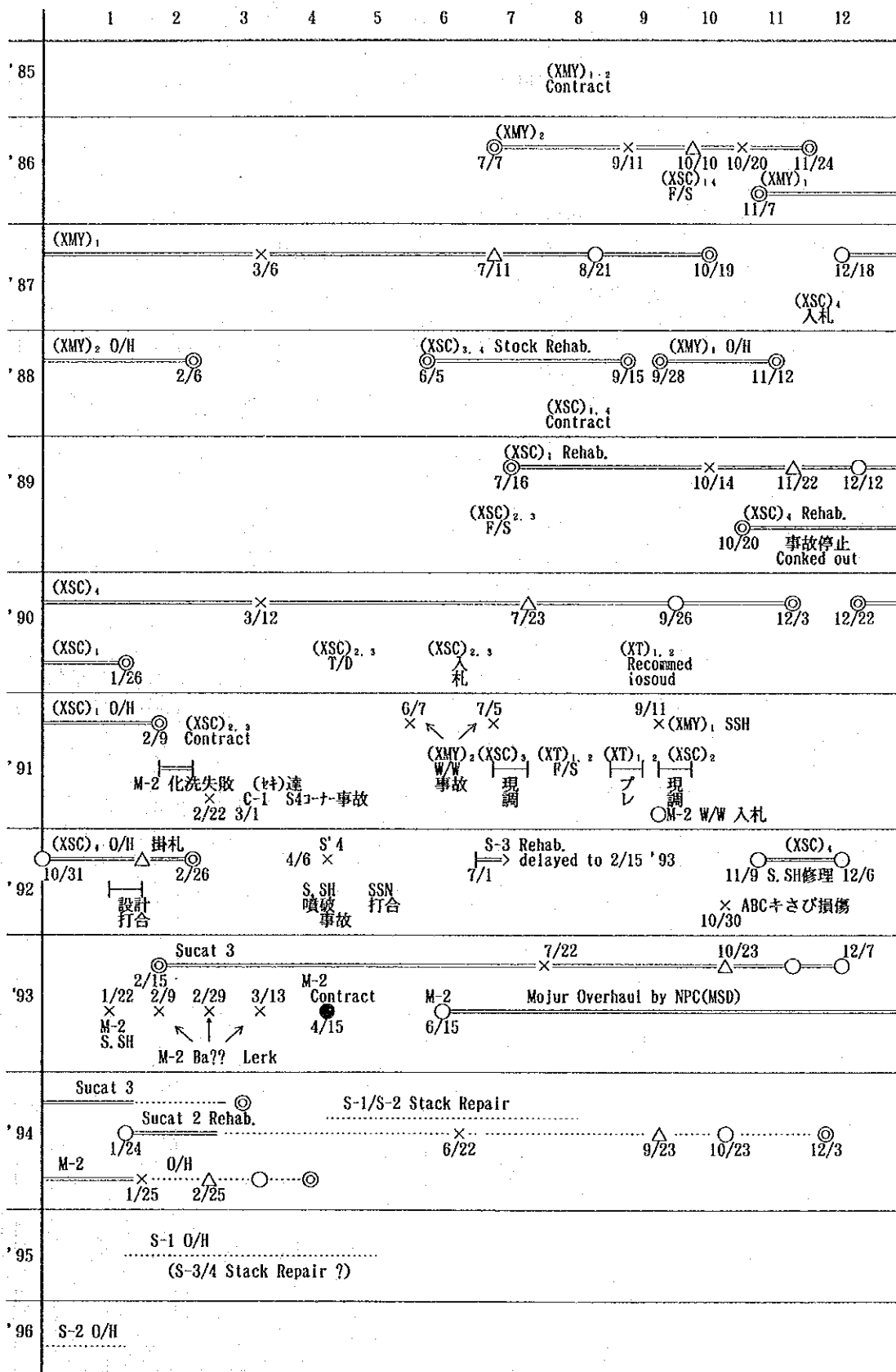


表9 定格出力対現在出力

(1991年11月現在)

発電所ユニット	定格出力A (MW)	現在出力B (MW)	B/A×100 (%)	出力低減／負荷制限の理由	対策（実施状況／計画）
Bataan No.1	75	* 50	67	空気予熱器エレメントの劣化・腐蝕による燃焼空気の不足及びガスダクトトリック	定修(75日)実施中 (1991年10月5日から12月18日)
Bataan No.2	150	*130	87	蒸気圧力の低下、給水のシリカ高、及び空気予熱器エレメント、シールの劣化	発電機ロータ修理後の試運転時に異常振動が発生したため、再修理後試運転の予定。
Manila No.1	100	90	90	復水器管の汚れによる真空低下	定修(40日)予定(1992年1月13日～2月21日)
Manila No.2	100	95	95	復水器管の汚れによる真空低下	定修(40日)予定(1992年5月30日～7月8日)
Sucacat No.1	150	120	80	空気予熱器シールの漏洩及びタービン制御弁故障	1992年1月に保修予定
Sucacat No.2	200	*150	75	・ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 ・FDF 2Aモーターの軸受温度高によって定格以下で運転しているため、燃焼用空気不足 ・復水器チューブリーク大(盲検率大) ・空気エゼクター(主、副共)連続運転、ボイラ補給水大	・定修実施中(1991年8月16日～12月5日) その時に復水器のチューブを入れ替える ・リハビリ実施予定(1993年5月から開始)
Sucacat No.3	200	160	80	・ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 ・タービンスラストベアリング温度高	・定修(75日)及びA.H.リハビリ実施済 (1991年5月26日～8月7日) ・リハビリ実施予定(1992年7月から開始)
Sucacat No.4	300	300	100		1990年にリハビリ実施済
Malaya No.1	300	210	100	・発電機ステータコアの温度高で出力制限 ・蒸気駆動給水ポンプ故障のため出力制限 (1994年2月現在)	1992年の定修にて発電機ステータコアエンドを点検する 給水ポンプは1994年6月～9月のオーバーホールで修理
Malaya No.2	350	290	83	・ボイラチューブ(W/W, S.H, R.H)の損耗により圧力を下げて運転中	定修(1993年6月～1994年2月)でチューブ取替え完了、ユニット駆動中、出力未詳
Batangas No.1	300	260	87	・ボイラチューブの損耗、ドラム安全弁誤動作、石灰ミルの損耗、復水器チューブリークの兆候、その他	定修(60日)予定(1992年2月10日～4月19日)

注：リハビリテーション プロジェクト *1 1990年実施済
*2 1992及び1993年実施予定
*3 1987年実施済
*4 1986年実施済
* 保修前の出力

(2) ルソン系統の水力発電所

第10表及び第11表に水力発電所の一覧表を示す。ルソン系統の水力発電所はNLRC管内の6ヶ所(875MW)とSLRC管内の5ヶ所(351.16MW)の合計11ヶ所(1226.16MW)である。1990年に於ける水力発電電力量は2,369GWhで、年間利用率(Plant Capacity Factor)は27.3%で季節的出力要素が大きい。6月から12月までの雨期に出力が増加し、その他の乾期には減ずる。

水力発電所はカラヤン発電所揚水式を除けばいずれもダム貯水式である。そのためダムの管理が重要な要素となる。殆どのダムはNIA(National Irrigation Administration)の灌漑用のものが多く、NPCの貯水池は、アンプクラオ、ビンガ、カリラヤ及びボトカンの4つのダムである。水力発電所ではダムの維持管理に費用を要し、堆積砂、取水口堆積等の浚渫費が高むのが共通の問題である。

それ以外の問題としては、

マガット発電所	3号水車周辺の漏水
パンタバンガン発電所	2号水車周辺の漏水
マシワイ発電所	導水路からの漏水
カリラヤ発電所	入口弁搬入口の修復 除塵装置の取替
カラヤーン発電所	取水口除塵器の設置

水車及び発電機の故障による事故停止は、1990年1年間で合計89回で、停止時間は777時間である。比較的長い停止時間を要したのは、マシワイ発電所1号機(12MW)の発電機空気冷却器の事故で143.6時間停止、次いでカラヤーン発電所2号機(150MW)の圧油装置の故障による138.95時間である。又、ビンガ発電所では、水車ガイドベーンのピンの折損が1990年1年間で21回も発生している。

表10 HYDRO POWER PLANT GENERATOR AND TURBINE TECHNICAL DATA (1)

(1/2)

Power Plant	Unit Nos.	Installed Capacity (MW)	Data of Commis.	Generator				Turbine			
				Rated Cap. (MVA)	Rat. Volt. (kV)	Power Factor	Manufacturer	Rated Output	Type	RPM	Manufacturer
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	NEYPIC. A.
	2	25	1956	27.8	13.8	0.9	G. E.	39,500 HP	HF-1RS	360	NEYPIC. A.
	3	25	1957	27.8	13.8	0.9	G. E.	39,500 HP	HF-1RS	360	NEYPIC. 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)									
Patabangan	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											
Sub Total	(1)	12	1981	13.333	13.8	0.9	MEIDENSHA	16,800 HP	VK-1RS	150	TOSHIBA
Augat	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

表11 HYDRO POWER PLANT GENERATOR AND TURBINE TECHNICAL DATA (2)

(2/2)

Power Plant	Unit Nos.	Installed Capacity (MW)	Data of Commis.	Generator				Turbine			
				Rated Cap. (MVA)	Rat. Volt. (kV)	Power Factor	Manufacturer	Rated Output	Type	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		3,300 HP	HF-1RLN	720	S. MORGAN
Sub Total	(3)	(16.96MW)									
Barit	1	1.8	1957	2.0	2.4	0.9	ABG	2,960 HP	VF-1RS	277	J. M. VOITH
	(1)	(1.8MW)									
Cawayan	1	0.4	1959	0.5	2.4	0.8	ELECTRO MCKANA	595 HP	HF-1RS	1200	J. M. VOITH
	(1)	(0.4MW)									
TOTAL	(33)	1,226.16MW									

(3) ルソン系統の地熱発電所

第12表に地熱発電所一覧表を示す。ルソン系統の地熱発電所は、ティウィ及びマクバンの2ヶ所であり、それぞれ6ユニットを設置し、計12ユニットがある。定格出力は各ユニット共同じく55MWであるが、実際には蒸気井の能力によって異なってくる。合計出力は660MWの能力がある。

ティウィ発電所は、ルソン島の南端アルバイ州にあり、周辺は古くからの温泉リゾートである。地熱貯留容量は 15km^3 ($16.5\text{ m}^3 \times 0.9\text{km}$) で、その中に貯留される地熱流体の質量は $6.5 \times 10^{11}\text{kg}$ 、熱量 $2.75 \times 10^{18}\text{J}$ 又は $6.75 \times 10^{17}\text{Kcal}$ と見積もられている。地熱発電所の耐用運転年数を35年とすると、500~800MWの開発が可能と評価される。現在発電に使用中の蒸気井は77孔、還元井7孔で、これまで使用されて廃孔となったものは50孔である。蒸気井1本の出力は実績平均で3.3MWである。

設備は1979年より1982年にかけて建設されており、十分活用期間にある。1986年から1990年までの5年間のユニット停止回数は325回で、停止延日数は1426日（5年間換算の停止率13.5%）となっている。停止の主な原因はプラントのオーバーホールが57.4%で最も多く、その主たるものがメンテナンスに要したものである。次いで電力系統事故が12.4%、蒸気供給システム故障が10.2%で他はわずかの比率となっている。1回の停止日数は2週間から13週間にばらついている。機器の損傷としては、噴出蒸気中の SiO_2 、 Cl による配管内やタービンプレード等へのスケースの付着によるものである。アウトドアーに於いては電気設備に対して、排気中の硫化水素による腐蝕が起こっている。

マクバン発電所はラグナ州バイ・カラワンにあり、マニラ市より南方70kmの位置にある。この発電所はユニット出力55MW×2ユニット毎に3ヶ所（プラントA、B、C）に分かれて設置されている。1997年より1984年にかけて建設されている。1986年から1990年までの5年間のユニット停止回数は239回で停止延日数は839日（5年間換算停止率7.7%）であった。停止の理由はプラント・オーバーホールが58.8%で大部がメンテナンスに要したものである。次いで所内の電気系統事故が10.6%で、その他は比率が小さい。

表12 SUMMARY OF GASTURBINE POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT KW	GASTURBINE										GENERATOR					COMMISSIONING
		UNIT No.	TYPE	RATED OUTPUT KW	TURBINE INLET PRESSURE ata	TURBINE INLET TEMPERATURE C	SPEED rpm	FUEL	MANUFACTURER	RATED CAPACITY kVA	VOLTAGE kV	FREQUENCY Hz	SPEED rpm	MANUFACTURER			
BATAAN	120,000	1	OPEN	30,000	9.41	360	5,100	DISTILLATE	ALSTHOM	38,600	13.8	60	3,600	ALSTHOM	NOV 1989		
		2	DO	30,000	9.64	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989		
		3	DO	30,000	9.92	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989		
		4	DO	30,000	9.41	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989		
MALAYA	90,000	1	OPEN	30,000	9.70	356	5,100	DESTILLATE	HITACHI	38,740	13.8	60	3,600	HITACHI	AUG 1989		
		2	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989		
		3	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989		

4-2 環境

フィリピン共和国に於ける環境管理に関する行政措置の歴史を列記すると次のようになる。

- ・1977年 フィリピン共和国の環境行政は各省庁が独自に実施していたが、1977年大統領布告PD-11211により統合され、NEPC (National Environmental Protection Control) が設置され、居住環境大臣 (Minister of Human Settlement) が議長に就任した。次いでPD-151の公布により、次の4つの基本が定められた。
 - (1) 環境政策
 - (2) 環境目標
 - (3) 健康な生活環境を得る権利
 - (4) 環境影響評価制度
- ・1978年 NPCCは公害防止規定を策定した。(Rules and Regulations of the National Pollution Commission 1978)
- ・1979年 大統領布告PD-1586により環境保全地域のプロジェクトに対して、環境影響評価の適用が決定された。
- ・1984年 実施令EO-927により、ラグナ湖周辺のプロジェクトに対して、LLDA (Laguna Lake Development Authority) による管理制が実施された。
- ・1987年 アキノ政権誕生により、居住環境省が廃止され、天然資源環境省DENR (Development of Environmental Management Bureau) が創設された。
- ・1990年 水質汚濁防止に関する水質管理及び排水規制が改正された。

○ NPC火力発電所における環境管理の状況

1973年～1974年のエネルギー危機以来、フィリピンのエネルギー政策は輸入の重油に代わる国内炭、水力、地熱の開発に重点がおかれてきている。1988～1992年の電源開発の中期計画では、発電、送電価格の低減合理化、発電効率の向上と共に、プロジェクトに対する環境対策及び安全対策の保持が目標とされている。NPCの既存発電所に対する環境管理の現状はつぎの通りである。

(1) 大気質

a. 煙突からの排出ガス

NPCC規制(1978)第5節に基づいて、固定発生源からの許容排出基準は次の通りである。

全酸化物 (SO ₂ として)	250mg/s cm
窒素酸化物	2g/s cm as NO ₂

現状

重油火力発電所(スーカット、マラヤ、マニラ及びバターン)の現状は、燃料油硫黄

分は 2.5~4.0%の重油を使用している。そのため、煙突出口の亜硫酸ガス (SO₂) 濃度は 1500~2500ppmとなり、規制値250mg/s cm、87.5ppmを超えている。

1989年にNPCの火力発電所で使用された燃料・硫黄分から排ガス中のSO₂濃度を計算で求めると次の通りである。

発電所	燃料油	硫黄分 (%)	SO ₂ (ppm)
スーカット	バンカーC	2.68	1550~1590
マラヤ	バンカーC+残渣油	3.63	1953~2175
マニラ	バンカーC	3.12	1573
バター	Hi-Viscosity	4.07	2440

排出基準250mg/s cm (87.5ppm SO₂) を保持するためには、硫黄分0.16%の低硫黄分の重油を使用する必要がある。NPCの基準では、排出基準が技術的、経済的な制約により適合できない場合は、地表濃度基準がこれに優先する。

b. 二酸化硫黄 (SO₂) 周辺濃度

NPC規制 (1978) 第62節に示された地表大気質基準は次の通り。

項目	濃度		曝露時間 (時間)
	μg/s cm、(ppm)		
SO ₂	869	0.14	24
	850	0.30	1
NO ₂	190	0.10	1
浮遊粒子状物質	180	-	24
	250	-	1

現状

最近のNPCの測定実績によると、この規制値を上回ることはない。

c. 浮遊粒子状物質

NPC規制値は 250 μg/s cm (1時間値) である。

現状はバタンガス石炭火力発電は、月1回ハイボリウム・エアサンプラーで採取し測定している。実測データでは、通路の粉じんの影響もあって高い測定値を示している地点もある。測定場所の検討も含めて注意する必要がある。

d. 水質

1978年NPC規制の水質の利用分類及び水質基準は1990年にDENR AD-34によって修正された。又、1982年の排水規制は1990年にAD-35により改正された。その基準値を第13表及び第14表に示す。

現状では、スーカット、マラヤ発電所はラグナ湖より冷却水を取水しているが、ラグナ湖はLaguna Lake Development Authority (LLDA) とDENRの下で水質が管理されている。今の所問題は起きていない。

表13 EFFLUENT STANDARDS: TOXIC AND OTHER
DELETERIOUS SUBSTANCE

(Maximum Limits for the Protection of Public) ^(a)

Parameter	Unit	Protected Waters Category I (Class AA & SA)		Protected Waters Category II (Class A, B, & SB)		Inland Waters Class C		Marine Waters Class SC		Marine Waters Class SD	
		OBI	NPI	OBI	NPI	OBI	NPI	OBI	NPI	OBI	NPI
Arsenic	mg/L	(b)	(b)	0.2	0.1	0.5	0.2	1.0	0.5	1.0	0.5
Cadmium	mg/L	(b)	(b)	0.05	0.02	0.1	0.05	0.2	0.1	0.5	0.2
Chromium (hexavalent)	mg/L	(b)	(b)	0.1	0.05	0.2	0.1	0.5	0.2	1.0	0.5
Cyanide	mg/L	(b)	(b)	0.2	0.1	0.3	0.2	0.5	0.2	--	--
Lead	mg/L	(b)	(b)	0.2	0.1	0.5	0.3	1.0	0.5	--	--
Mercury (Tot.)	mg/L	(b)	(b)	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.05	0.01
PCB	mg/L	(b)	(b)	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	--	--
Formaldehyde	mg/L	(b)	(b)	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	--	--

NOTE:

- (a) Except as otherwise indicated, all limiting values in Table 1 (Section 4) are maximum shall not exceed.
- (b) Discharge of sewage and/or trade effluents are prohibited or not allowed.

DENR Administration order No. 35

表14 EFFLUENT STANDARDS: Conventional and Other
Pollutants in Protected Waters Category I & II
and in Inland Waters Class C^A

Parameter	Unit	Protected Waters				Inland Waters	
		Category I (Class AA & SA)		Category II (Class A, B, & SB)		Class C	
		OBI	NPI	OBI	NPI	OBI	NPI
Color	PCU	(b)	(b)	150	100	200 ^(c)	150 ^(c)
Temperature °C rise (max. rise in degree Celsius in RBW)		(b)	(b)	3	3	3	3
pH (range)		(b)	(b)	6.0-9.0	6.0-9.0	6.0-9.0	6.5-9.0
COD	mg/L	(b)	(b)	100	60	150	100
Settleable Solids (1-hour)	mL/L	(b)	(b)	0.3	0.3	0.5	0.5
5-Day 20°C BOD	mg/L	(b)	(b)	50	30	80	50
Total Suspended Solids	mg/L	(b)	(b)	70	50	90	70
Total Dissolved Solids	mg/L	(b)	(b)	1,200	1,200	--	--
Surfactants (MBAS)	mg/L	(b)	(b)	5.0	2.0	7.0	5.0
Oil/Grease (Petroleum Ether Extract)	mg/L	(b)	(b)	5.0	5.0	10.0	5.0
Phenolic Substances as Phenols	mg/L	(b)	(b)	0.1	0.05	0.5	0.1
Total Co?	M? 100mL	(b)	(b)	5,000	3,000	15,000	10,000

DENR Administration order 35

d. 騒音

N P C C規制値ではDクラス（重工業地帯適用）に入り、昼間75dB、朝夕70dB、夜間65dBとなっている。

現状では、火力発電所、地熱発電所共に、測定記録は発電所境界線において規制値を下回っている。

第 5 章 現地調査結果

第5章 現地調査

5-1 マラヤ火力発電所の周辺の状況

マラヤ発電所はマニラの南方約80km、ラグナ湖の対岸の位置にある。道路はラグナ湖を一周する形で通じている。マラヤ発電所とスーカット発電所（火力）及びカラヤーン発電所（水力）は、いずれもラグナ湖に面し、丁度三角形の位置にある。

マラヤ発電所は田園地帯の中にあり、重油精製会社と隣接している。燃料の重油は隣接会社から直接パイプで供給される。発電所のタービン復水器の冷却水は直接ラグナ湖より取水・放流している。付近には沢山の養魚網が張りめぐらされており、排水管理は慎重に行う必要がある。重油灰の処理は水洗方式で構内に貯水池を設け、一時貯蔵・沈澱方式をとっており、今の所公害のクレームは聞いていない。ボイラー用水は近所に深井戸を掘り採水している。常に5～6本は用意している。排煙は周辺が広大で山が近接しているので、特に問題になっていないようである。

5-2 発電所の現状

発電所の設備はユニット1が出力300MW、ボイラーはバブコック日立製貫流ボイラー、タービン発電機はドイツシーメンス系クラフトワークユニオン製であり、補機は殆どシーメンス系製である。1975年8月に運転を開始し、18年を経過している。ユニット2は出力350MWで、ボイラーはバブコック日立、タービン発電機は日立製である。補機も殆ど日本製である。1979年4月に運転を開始し、14年を経過している。両機はいずれも1986年から1987年にかけて本格的なリハビリテーションを実施している。これはJICAのStudy mission 派遣と輸銀の資金協力によるものである。

発電機の当日の運転状況は、ユニット1が出力100MW、ユニット2は起動中であった。ユニット1の出力減の原因は、ボイラの減圧運転（設計2700psi=約195kg/cm²を、当日2300psi=約162kg/cm²）をしているためと、蒸気駆動ボイラ給水ポンプの故障によるためである。

ボイラの減圧運転の原因は、劣化している2次蒸気過熱器管の37本がまだ取替えられていないため、用心をした保全運転のためである。出力180～200MW。一方蒸気駆動のボイラ給水ポンプは、昨年12月に振動が発生し、負荷を120MWに下げたが除外されず、ポンプを停止し点検の結果、タービンプレードが破損しており、結果として低圧最終段より4段のブレードを切り落とすこととなった。タービンプレードは全部で24段ある。このポンプ停止中はモーター駆動ポンプに切替えられ出力は55MWである。従って、現在では蒸気駆動とモーター駆動を併用して100MWを発生している。しかしながら、蒸気駆動はもっと出力が上げられる可能性を持っており、低く抑えているのは、更に他の原因（ポンプについて）がありそうである。

ユニット2の起動については、ボイラーチューブの大部分を取替えたため、酸洗浄を行い、現在ボイラー水の洗浄（ボイラー水が綺麗になるまで一部缶水をブローしながら運転する）過程に入っており、缶水の状況を見ながら圧力を上昇する。定圧に達した時点で安全弁の封鎖（岡バルブ指導員が来ていた）を行う。ボイラーの起動にはバブコック日立のボイラースタートアップエンジニアが来ていた。更に進めて、タービン起動に移るが振動バランスをとり（日立タービンスタートアップエンジニアが3月1日に到着する予定）起動してゆく。3月15日に併列の予定である。1月24日に修理を完了し、3月15日の併列では50日間を費やしており、余りに長すぎるスタートアップである。

5-3 運転保守

(1) マラヤ火力発電所の現状

マラヤ火力発電所は1号機1975年、2号機1979年に運開し、ルソン系石油火力10ユニットの中では新らしい方である。しかし1・2号機でボイラ型式が異なることや高温高压で容量も大きく運転・保守の管理面では他のプラントに比し難しい面がある。発電所の利用率は、1992年1号機47.27%、2号機59.49%で1993年1号機44.1%、2号機14.37%と極めて低い。

1、2号機共1986年から87年にかけてリハビリテーションを行ったが、4年後の1991年に1号機貫流ボイラの二次過熱器チューブが噴破し、1992年同チューブの半数を取替えたのち、噴破予防のためボイラ圧力を下げ、180~200MWで運転してきた。1993年12月蒸気駆動ボイラ給水ポンプの翼の損傷に起因し現在1/3の100MWしか発電できない状況である。このため本年6月から3ヶ月かけて、二次過熱器チューブの半数の取替と併せ、給水ポンプ他の補修工事を行う予定である。

また2号機も1991年から92年にかけて、ボイラ水壁チューブや二次過熱器チューブの噴破事故が発生した。このため1993年6月から94年2月末までの期間に水壁チューブの全数をはじめ二次過熱器、再熱器チューブ取替等の補修工事をおこなったところで、運転準備を行っていた。

第15・16表に1・2号機で発生したボイラ耐圧部チューブの事故記録を示す。このような重大事故の原因としては、電力制限を伴う逼迫した電力事情のもとで、定修などともやれない現実と、オーバホールはこの5年間で2回、それも期間は40~50日では満足に点検・補修することは無理である。

さらに運転・保守の技術面や事故の対応にも不十分な点があり、通常なら発見できる主要部の異常が見過されて、事故の再発につながるものと考えられる。

例えば1号機のような貫流ボイラでは、チューブの汚れや破損を防ぐため格別に水質管理の徹底が求められる。通常運転時は正常な値を守り易いが、起動時や腹水器のリーク或

いはコンデミ不調時等の管理は、負荷要求のからみから難しい問題で、水質測定の機器を含め現状では不十分と思われる。また使用する燃料が硫黄分の高い重油であることから、高温部チューブの腐食・減肉・材質の劣化等の管理が重要である。次回の定修まで耐えることを確認するための点検・補修や、そのデータにもとづいた技術面の保全対策がなされていない管理の現状がチューブの事故を招いたものと考えられる。

今回のNPCとの協議においても、以前は需給上運転を止めることができず大きな事故に至ってしまったが、今後はその反省から、電力供給に影響を与えても、点検のため毎年オーバーホールすることとし、メンテナンスの方法も、修理保全から予防保全に変えていくとのことであった。

5-4 発電所長の説明

1号機は、1975年8月に運転を開始し、以来年を経過するに従って劣化も進み、1986年11月から1987年10月にかけて大規模なリハビリテーションを行った。出力も定格に復帰し、4年間は順調な運転を続けた。その後トラブルが発生し始め、1次、2次蒸気過熱器が破裂事故を起こした。1992年同チューブを取替えたが、また37本残っている。そのためボイラーは2700psi定格から2300psiに下げて運転している。負荷も180~200MWに下げた。1983年12月蒸気駆動のボイラ給水ポンプが故障し低圧最終段より4段の羽根を欠損する結果となった。この修理のためのスペアパーツはドイツに発注中だが11ヶ月を要する。現在の出力は100MWである。

この他冷却水ポンプのプラネタリーギア（ポンプとモーターを連結する部分の遊星歯車）が折損する事故があり、又エキサイタの改良なども行う計画であり、本年6月より9月にかけて停止修理を計画している。

2号機は、1号機に比較して良好である。1979年4月に運転開始して14年を経過している。出力は350MWでボイラーはバブコック日立、タービン発電機は日立と組合わされている。1986年7月から11月にかけてリハビリテーションが行われたが、大きな設備改造としては、重油バーナーのアトマイズを機械式から蒸気式に変更した程度である。

しかし、1992年の中頃からチューブ破損事故が次々と発生し、バックルチューブ、ウォーターウォール等が破損した。

従って1993年6月に停止し、ボイラチューブの殆ど約80%、20mの高さに渡って取替えた。1月24日に工事を終了し、現在ユニットの起動中である。この停止修理中には日立のエンジニアで給水ポンプ、循環水ポンプ、ガス再循環ファン、押込通風機などの点検を行った。この間Boiler inspector 1名、boiler start up engineerが1名来ており、来週月曜日に日立のTurbine start up engineer が来る。現在start upでまだ支障のある部分が出ていないが、ガス洩れなどの小さなトラブルだけである。

ボイラチューブの破損の原因は、 H_2 、Hydrogen embrittlement (水素脆化) によるものと言われている。ボイラーの酸洗いの失敗と言うことになる。ボイラーのサンプルチューブは酸洗い毎に採取している。

最近になって、MMRC Mr. Manô Vice Presidentの命により、今後は毎年1回停止点検修理を行うことになっている。

今回のstudyではTransmission lineが除外されたが、発電所構内の送変電設備はこのstudyに入る。

補修用の材料は、国内での入手は困難である。70%は輸入である。日本、ドイツ、ヨーロッパである。低圧給水過熱器は中国のものが価格が安い。調達の方法はbiddingによる。当初高くても高性能のものが結局良いのではないかとのJICA質問に対して、それはわかるがNPCは政府からbiddingを許されている。

JICA missionの調査期間のカウンターパートはハードウェアに対しては発電所から、ソフトウェアに対しては各部所より参加させる。

Mr. Manôより希望で、ボイラーがなぜ破損するのか、JICAで調査してもらいたい、また、発電所長から、給水処理についてJICAよりレコメンドしてもらいたい、との要望があった。

マラヤ発電所の仕様は次の通りである。

(1) 1号機

a. ボイラ

型 式	貫流式ベンソンボイラ
蒸 発 量	1305.4 t/h
蒸気圧力	194.8 kg/cm ²
蒸気温度	541/541°C
燃 料	重 油
製 造 者	バブコック日立
運転開始	1974年2月

b. タービン

型 式	タンデム・コンパウンド再熱復水式
定格出力	300,000kW
蒸気圧力	189.8 kg/cm ²
蒸気温度	538/538°C
真 空 度	709.2 mmHg
回 転 数	3600rpm
製 造 者	シーメンス

- c. 発電機
- 定格容量 370,000kVA
- 定格電圧 21.0kV
- 周波数 60Hz
- 製造者 シーメンス
- (2) 2号機
- a. ボイラ
- 型式 自然循環式
- 蒸発量 1305.4 t/h
- 蒸気圧力 204.6kg/cm²
- 蒸気温度 541/541℃
- 燃料 重油
- 製造者 バブコック日立
- 運転開始 1979年3月
- b. タービン
- 型式 タンデム・コンパウンド再熱復水式
- 定格出力 350,000kW
- 蒸気圧力 168.7kg/cm²
- 蒸気温度 538/538℃
- 真空度 700.3mmHg
- 回転数 3600rpm
- 製造者 日立
- c. 発電機
- 定格容量 438,000kVA
- 定格電圧 21.0kV
- 周波数 60Hz
- 製造者 日立

マラヤ発電所の最近の老朽化の状況を出力及び熱効率で見ると次のようになる。

ユニット別	設計	1991	1992	1993	1994JAN
No. 1 平均出力 MW	300	243	209	177	51
熱効率 %	37.5	32.24	30.81	29.33	17.96
No. 2 平均出力 MW	350	287	222	131	修理中
熱効率 %	37.9	35.30	33.50	30.88	

表15 MALAYA 1 TUBE LEAK RECORD
(1974-1993)

ITEM NO.	OUTAGE DURATION	BOILER LOCATION	LEAK APPEARANCE	COUNTERMEASURES
1	SEPT. 28, 1992 TO (ANNUAL OVERHAUL)	SEC. SH PANEL #60 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	REPLACED W/ NEW COIL (9/29 - 11/12/92 ANNUAL OVERHAUL)
2	AUG. 28-31, 1992 (2.35 DAYS)	SEC. SH PANEL #59 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	PLUGGED AT THE INLET & OUTLET HEADERS
3	MAY 9-10, 1992 (1.75 DAYS)	SEC. SH PANEL #68 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	- DO -
4	FEB. 12-16, 1992 (5.0 DAYS)	SEC. SH PANEL #67 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	- DO -
5	AUG. 24-SEPT. 2 '91 (9.8 DAYS)	SEC. SH PANEL #64 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	- DO -
6	APRIL 27-30, 1991 (3.61 DAYS)	SEC. SH PANEL #58 OUTLET COIL TUBE #5	CUT-OFF	- DO -
7	MARCH 18 TO (ANNUAL OVERHAUL)	SEC. SH PANEL #64 OUTLET COIL TUBE #5 LOOP PORTION	RUPTURED	REPLACED WITH SPARE LOOP (ANNUAL OVERHAUL 3/18-4/21/91)
8	AUG. 26-31, 1990 (4.91 DAYS)	FRONT W/W ZONE 38 M1 * ABOVE BURNER #	RUPTURED	REPLACED WITH 0.69 M LONG SPARE TUBE
*	MARCH 1-13, 1990 (11.64 DAYS)	FRONT W/W ABOVE BURNER - F-11	PINHOLE	BUILD-UP
9	APRIL 29-MAY 2 '89 (3.23 DAYS)	REAR W/W	PINHOLE	BUILD-UP
*	FEB. 12-MAR. 4 '82 (20.22 DAYS)			
*	AUG. 14-17, 1978 (3.16 DAYS)	SEC. SH		
*	AUG. 30-31, 1978 (1.23 DAYS)			

表16 MALAYA 2 TUBE LEAK RECORD
(1979-1993)

ITEM No.	OUTAGE DURATION	BOILER LOCATION	LEAK APPEARANCE	COUNTERMEASURE
1	7/8 - 13, 1982 (4.18 days)	FRONT WATERWALL TUBE #131	PINHOLE	BUILD-UP
2	6/11 - 30, 1987 (8.52 days)	RH INLET COIL PANEL # _____ TUBE # _____	BULGING	REPLACED W/ SPARE TUBE _____ M LONG
3	2/23 - 28, 1990 (4.33 days)	SEC. SH PANEL #31 COIL #1	RUPTURED	REPLACED W/ SPARE TUBE 0.788M LONG
4	7/15 - 23, 1990 (7.77 days)	SEC. SH PANEL #31 COIL #1	RUPTURED	REPLACED W/ SPARE TUBE 0.2 M LONG
5	7/28 - 8/1, 1990 (3.37 days)	SEC. SH PANEL #31 COIL #1	RUPTURED	PLUGGED THE WHOLE COIL AT BOTH ENDS
3	6/7 - 14, 1991 (6.45 days)	REAR W/W TUBES #1, 57, 59, 63, 65, 73, 163, 167 RH TUBE PANEL 74 TUBE #7 FROM TOP	PINHOLE LEAK	(1991. 2A 西區改. 4)
7	7/5 - 12, 1991 (7.52 days)	FRONT W/W TUBE #41 & 45	VARIES THIN & THICK LIP OPENINGS	REPLACED W/ SPARE TUBES (0.55M, 0.610M AND 0.56M RESPEC - TIVELY)
3	11/6 - 10, 1991 (4.03 days)	REAR W/W TUBE #5 (R-L) #102, 104, 112 (L-R)	RUPTURED	REPLACED W/ SPARE TUBE
2	3/7 - 10, 1992 (3.41 days)			
10	3/30 - 4/2, 1992 (2.54 days)	BAFFLE WALL TUBE #63	RUPTURED	REPLACED W/ 2.08M LONG SPARE TUBE
11	4/9 - 12, 1992 (2.80 days)	BAFFLE WALL TUBE #122 & 163	PEEL-OFF	REPLACED W/ SPARE TUBES: #122 (.585M LONG) #163 (.63M LONG)
12	9/17 - 21, 1992 (3.73 days)	BAFFLE WALL TUBE #50 & 69	PINHOLE	-BUILD-UP #50 -REPLACED #69 W/ 0.55M LONG SPARE TUBE
3	10/14 - 18, 1992 (3.60 days)	BAFFLE WALL TUBE #50 & 69	PINHOLE & PEEL-OFF	-BUILD-UP #50 -REPLACED #69 W/ 0.56M LONG SPARE TUBE
4	1/21 - 25, 1993 (3.39 days)	SEC. SH TUBE PANEL #23 COIL # 1	CUT-OFF	PLUGGED THE WHOLE COIL AT BOTH ENDS.
5	2/10 - 13, 1993 (3.16 days)	LEFT SIDE WALL TUBE #65	PEEL-OFF	REPLACED W/ SPARE TUBE
6	2/16 - 19, 1993 (2.53 days)	BAFFLE WALL TUBE #117	PINHOLE	BUILD-UP
7	2/26 - 28, 1993 (2.51 days)	BAFFLE WALL TUBE #65	RUPTURED	REPLACED W/ SPARE TUBE
8	3/4 - 8, 1993 (3.93 days)	LEFT SIDE WALL TUBE #35	PEEL-OFF	REPLACED W/ SPARE TUBE
		BAFFLE WALL TUBE #52 & #53	PINHOLE	BUILD-UP 改
		REAR WALL TUBE #21 & #93	PINHOLE	BUILD-UP

第 6 章 調査実施上の留意点

第6章 調査実施時の留意点

(1) マニラ市の一般事項

日本からマニラ市への航空便は東京又は福岡より直行便があるので、容易に選択できる。マニラ市は6月から12月頃まで雨期に入り、その他の月は乾期である。気温は5月が最高で36~38℃位まで上昇する。その他の月は冬期1月に向けて20℃位まで次第に下がる。湿度は乾期雨期で甚だしく異なるが、日本の梅雨より暮らしやすい。

セキュリティーは、一般的には市内は安全であるが、場所によっては外国人特に日本人が被害に出合うことがあるので留意すること。通貨はペソで交換レートは1ペソ4円程度である。食料も豊富であり、日常には困らない。ヤシ油の油濃い食事は控えた方がよい。

(2) マラヤ地区

マニラ市から車で約1時間半位、ラグナ湖の周辺を南に向けて走ると到達する。道路は巾広く国道となっているのでマラヤ発電所までのアクセスは良い。発電所はラグナ湖に直接隣接しており、背後は山である。付近は農業地帯である。製油所が隣接しており、燃料油はパイプで直接送油される。

セキュリティーについては、かつては共産ゲリラが出没していた地域があり、あまり安全とは言えない。最近ではその被害も聞かない。しかし、ラグナ方向へ至る国道から分かれて発電所へ向かう道路の周辺はあまり良好ではないので、夜道はさけた方が良い。

(3) 発電所構内

発電所の様子は日本の発電所と同じである。構内の設備も1号機・2号機のボイラーはバブコック日立の製造であり、2号機のタービン発電機は日立の製品で、1号機のタービン発電機がドイツシーメンス系のクラフト・ワーク・ユニオン社製である。従って、ユニットの停止点検には日本の指導員を数多く見かける。NPCの発電所従業員は純朴で人なつこく調査には協力してくれる。ほとんど全員英語を話す。

(4) 技術調査

a. 発電所の上級機関

マラヤ発電所の直接の上級機関はメトロマニラ地区地方事務所MMRC (Metro Manila Regional Center) であり、その上にNPC本社がある。またスーカット発電所に中央補修機構(MSD/MEC)がある。従って発電所のオーバーホールを行う時は、すべて発電所で計画し実施するのではない。大型の修理は中央補修所が担当し、エンジニアリングについては、MMRCの技術部が当たり、検査には本社の品質管理部のグループが出張してくる。従って技術レベルも異なるし、資料の保管も各所に散在するので、調査を高度に進めるためには、これらの部所をたずねる方が良い。優秀な技術者も多く、

かなりの経験をつんでいる。

b. マラヤ1号機の調査

1号機は、1994年2月事前調査時には定格300MWにもかかわらず100MWしか出力していなかった。制限の理由は①ボイラーの2次過熱器が老化しているが、まだその一部を取替えていないので減圧運転（定格2700psi \approx 195kg/cm²を2300psi \approx 162kg/cm²）をしている。②蒸気駆動式ボイラ給水ポンプが振動発生のため低圧タービン4段を欠損する結果となり、モーター駆動ボイラ給水ポンプ（出力55MW）と併用しているためである。ポンプのスペア部分をドイツへ発注しているが11ヶ月を要するとの事で、本調査の実施時にもこの状態が続いていると思われる。

1994年6月より同年9月まで約90日間の停止、点検、修理を予定しているので、この期間を利用して本調査を実施する。詳細な点検が可能である。しかし見落としを防ぐために運転日誌を3年間程度調査することが必要である。これには細大漏らさず不具合な点が記入されている。軽度の故障から重度の故障まで仕分けして行くと見落としが無くなり、実際のリハビリを行う時に仕事量に食い違いが生じなくなる。

又、第1回目のリハビリテーション（1986～1987年）を実施した際の詳細な記録が発電所に保管されているのでこれも参照する必要がある。

c. マラヤ2号機の調査

2号機は1号機に比較して良好な状態に保たれている。しかしながら、ボイラーチューブは酸洗の失敗から、水素脆化に起因するチューブ破損が起り、そのため、1993年6月より1994年2月にかけて、ほとんどのボイラチューブを取替えた。

1994年8月6日より6日間空気予熱器水洗のため停止を予定されているが、その他の時期には停止が見込まれていない。従ってこの短期間停止を利用して効率良く調査し、その他は運転中に点検する必要がある。この際1号機同様過去の記録を参照し、運転日誌を詳細に検討する必要がある。

なお、事前調査実施中に、MMRC Vice President Mr. Manóより2号ボイラーのチューブが何故破損するのか、JICAの本調査のときにstudyしてもらいたいとの要望があった。即ち、1号ボイラーは貫流式であり、又一部にはcirculator（CEボイラーの缶水循環ポンプのこと）もついていると聞く。マラヤ2号ボイラーは自然循環である。この違いを十分考慮して検討する必要がある。また、マラヤ発電所長Mr. Mendozaからも給水処理、缶水処理管理について基準や管理のやり方にレコメンドしてもらいたいとの事であった。同様の検討が必要である。

マラヤ2号機は1994年に90日間の停止・点検・修理を行うので、かなりの部分が修復されるものと考えられる。従って最終的にどのような姿で、又項目が、リハビリテーション計画に計上されるかを十分把握しNPCともよく打ち合わせて選定しておくこと。

d. 運転・保守改善案の作成

先年マラヤ発電所は、1号機、2号機共に本格的なリハビリテーションを実施して機能の回復を計った。その後4年間は異常なく運転を続けてきたが、再び老朽化してしまった。電源予備力が乏しいために、年1回の定期点検などとても考えられず、ついつい長時間運転を続け、適切な修理を怠り老化を早める結果となっている。また、運転員の技術未熟、保守要員の知識不足、管理能力、モラルの欠乏など、様々な要因が重なり合って良好な維持ができなくなっている。今回リハビリテーションを行っても再び同じ道を巡りかねない。従って今回はこれを防止するため、運転保守面のソフトウェアについて改善案を作成し、十分な技術移転を行うことが極めて重要である。

マラヤ発電所をモデルケースとして指導を行い、他の発電所にも波及させ、今後の強力な技術協力として位置づけられることが望ましい。このためには、単に基準書や要領書を作成して与えるのではなく、NPC従業員がその重要性を認識し、自らの手で作成する意欲に燃え、将来に向かって継続的に効果があがるよう指導作成すること。

また、NPCはROMをマラヤ発電所を始め、各発電所にも適用することとしているので、その動向に十分注意を払い、ROMが適用された場合でも、本調査の成果が生かされるようにすること。セミナーは技術移転の重要な一手法であり、直接対話により彼等を教育することは極めて有意義である。NPCはハードウェアはマラヤ発電所従業員を配置するが、ソフトウェアについては各部所より選抜すると言っており、彼等の認識も十分高まっている。従って十分な事前準備を行い、実施に当たっては技術修得レベルの高い技術者を配置し、英語に習熟している者を派遣し、運転管理及び保守に係る幅広い分野について、詳細かつ具体的に日本の経験を移転できるようにすること。

e. 環境調査

マラヤ発電所の周辺は田園地帯であり、前はラグナ湖に面し、背後は山を控えた環境にある。今のところ周囲からの苦情は出ていないようであるが、ラグナ湖には沢山の養魚網が張りめぐらされており、魚が油くさいなどの話もちらほら聞かれるようになった。排水管理、排煙管理、重油灰の処理、騒音など本格的な調査を行い、フィリピンの環境基準と照合し、必要あらば改善案を作成すること。

(5) 財務、経済評価

評価上使用する諸種データは最新で、かつ同時性のものを採用すること。また、収集に当たってはNPCとレター交信を行い、十分出所確かなものを採用すること。発電所ユニット出力、熱効率の算定に当たっては、NPCと協議して決定すること。特に1号機は給水ポンプのスペア部分が無いばかりに出力を下げているが、リハビリテーション後の出力復帰を100MWから300MWとすると、極めて多額の投資が可能となり、実状ないしは、NPCの受入可能額ともくい違ふ可能性がある。妥当な数値を協議決定すること。また、1

号機は90日間の停止・点検・修理を行うので、かなりの機器が修理されると考えられる。
最終的な状態を適格に把握し、リハビリテーションに計上することが必要である。

別添 1 収集資料リスト

	ページ
Malaya Thermal Plant No.1 Boiler Blowing Out Report	1- 8
Malaya Thermal Plant Operation Foreman's Daily Log Book	9- 85
Malaya Thermal Plant Maintenance/Overhaul Activitis	86- 89
DENR Administrative order No. 34	90-105
Malaya Thermal Plant Maintenance Costs	106
Metoro Manila Regional Center Maintenance Costs	107
Metoro Manila Regional Center Opration Project Services	108-109
Malaya Thermal Plant Fuel Oil Analysis Date	110
" Feed/Boiler Condition	111
" Thermal Efficiency	112
" Fuel and Steam Cost	113
Metoro Manila Regional Center Average Power Rates	114
Malaya Thermal Plant Operation Costs	115
Maintenance Engineering Center Table Organization	116
Maintenance Service Table of Organization	117
Metoro Manila Regional Center Table of Organization	119
National Power Corporation Table of Organization	120
List of Environmental Permits/Licenses to Power Plant	121-122
Philippine Emission Standards Relevant to Power Plant	123-124
DENR Ambient Quality and Emission Standards for Noise	125
DENR Effluent Regulations of 1990	126
DENR Water Quality Criteria 1990	127-129
DENR Water Classification and Usage	130
OPN/Maint Superintendant A	131-132
PR and PO Flow Chart (Public Bidding)	133
Purchase Order (PO) Flow Process Chart	134-136
NPC (1992) Annual Operation Performance	137-139
NPC (1993) Annual Operation Performance	140
Manila Thermal Plant Specification of Major Equipment	141-142
Technical Specification for Malay Thermal Plant	143-156
BTPP Unit NO.1 Major Equipment Data	157-158
BTPP Unit NO.2 Major Equipment Data	159-161

Sucac Thermal Plant Technical and Operation Data	162-167
Calaca Plant's Vital and Major Systems and Components	168-169
DENR Administrative NO. 26 Amending Memorandum Circular	170-187
DENR Administrative NO. 14 Revised Air Quality Standards	188-211
DENR PO-1586 Amending the Revised Rules and Regulations	212-225
Procedure for the Conduct of the Environmental Impact Assessment	226-231
Department of Environmental and Natural Resources	232-234
Failure Analysis of Malaya-2 Boiler Waterwall Tubes	235-249
Power Plants, Result of Chemical Analysis of Boiler Tubes	250-267
Malaya-2 Tube Leak Records (1879-1993)	268-269
Malaya 1 and 2 Outage Records (Latest 3 years)	270-276
Malaya Thermal Plant Equipment Specifications	277-298
Malaya Thermal Plant Site Layout	299
Present Actual Capacity and Cause of Limiting Capacity	300-301
Malaya Monthly Generation Summary (Latest 3 months)	302-311
Malaya Actual Thermal Efficiency and Design Heat Balance	312-320
Malaya Boiler Water Analysis Report	321-322
Malaya Failure Analysis of M-1 SSH Panel 15	323-332
Philippine Power System Development Map	334
Exam Data Auto Distillate Oil as of Nov. 24, 1993	333
NPC Power Development Program	335