

6. 2. 2 大気汚染

1) 発電所周辺の概要

マラヤ発電所は、リサール地方ピリリャ、マラヤ村、ラグナ湖の東岸に位置し、マニラから約70km東南にある。発電所周辺の地形は、北-西-南方向がラグナ湖の水域であり、陸域は北-東-南方向で、発電所の西はセンブラノ山 (Mt. SEMBRANO, 743m) を最高とする山脈が南北に走っている。陸域の内、平坦なところはラグナ湖に沿った幅にして1~4km程度の狭い範囲に水田や居住地などが散在している。従って、発電所の背後地は前述の山脈の裾野がラグナ湖水域近くまで迫っている。発電所周辺の地形図をFigure 6-8に示す。

また、発電所建屋屋上からの周辺の写真をFigure 6-9, 10, 11及び12に示す。発電所周辺の主風向は、近隣に気象観測所がないため正確なデータは得られなかったが、発電所所員の話しによれば、「北東方向（山から湖へ）及び南西方向（湖から山へ）の風が主風向である」とのことであった。また、現地調査の期間中（約1ヶ月）、目視による排煙の観察を行ったが、北東方向及び南西方向が主風向であった。

マラヤ発電所以外の大気汚染源としては、発電所の南側に近隣してPPCの潤滑油精製所（燃料油消費量276ton/日、燃料中の硫黄分3.5%）がある。大気汚染の原因となる車両は非常に少ない。

2) 発電所から発生する大気汚染物質

a. 排出諸元

マラヤ発電所1号機300MW、同2号機350MWが定格運転した場合、排ガスの諸元はTable 6-9に示すとおりである。

Table 6-9 煙突排出ガスのデータ

Unit	M - 1	M - 2	Gas Turbine
Plant Capacity (MW)	300	350	30×3
Fuel	Bunker C Residual		Light Oil
Fuel Consumption (t/h)	71.27	80.80	約10
Sulfur Content in Fuel (%)	3.8	3.8	0.68
Flue Gas Flow Average Dry (m ³ /h) Wet (m ³ /h)	934×10 ³ 1,064×10 ³	1,059×10 ³ 1,186×10 ³	—
Flue Gas Temperature Average (°C)	155	149	—
So ₂ Concentration *1 (Dry Base ppm)	2,030	2,030	—
So ₂ Emission (m ³ /h)	1,896	2,151	48
No _x Concentration (ppm)	na	na	—
Fly Ash : Soot (mg/m ³)	363 *2	300 *3	—
Stack Height (m)	90	90	—
Stack Inside Diameter (m)	4.57	4.57	—
Stack Outlet Emission Speed (m/s)	17.7	20.1	—

注) *1 計算値
*2 2回測定値の平均
*3 5回 "

b. 排出状況

a) SO₂排出

SO₂の排出濃度はTable 6-9に示すように2,030ppmである。これに対してフィリピンの火力発電所のSO₂排出規制は1987年制定された時点では250mg/m³N (87.5ppm)と厳しい値であったが、1993年4月23日改正され、メトロマニラ以外の火力発電所の使用燃料油中の硫黄含有量は3.8%以下(有効期間:1993年7月1日~1996年1月1日)に緩和された。但し、大気拡散シミュレーション及び大気中SO₂の測定が義務付けられている。

b) NO₂排出

NO₂の排出濃度は測定していない。NO₂の排出規制値は1,500mg/m³N (730ppm)で諸外国の排出基準(250~520mg/m³N)と比較すると高い値である。マラヤ発電所の消費重油中の窒素含有量は、0.24%である(一般に重油中の窒素含有量は0.1~0.5%)。排ガス中のNO_xを測定し、排出基準値以下であることを確認する必要がある。

c) ばいじん排出

ばいじんの排出濃度は測定値の平均で、マラヤ発電所1号機は363mg/m³N、2号機は300mg/m³Nである。これに対して既設の発電所の排出基準は500mg/m³Nであり、基準値を満足している。煙突排出ガスのばいじん濃度の測定値をTable 6-10に示す。

Table 6-10 煙突排出ガスのばいじん濃度

ユニット	測定日	出力(MW)	過剰空気(%)	煙突ばいじん濃度 (ng/scm)
M-1	26. Jan. 92'	260	1.6	393
M-1	04. Feb. 92'	250	2.3	332
平均				363
M-2	03. Feb. 92'	290	1.1	274
M-2	14. Feb. 92'	290	2.5	266
M-2	17. Feb. 92'	290	2.1	242
M-2	23. Feb. 93'	200	3.2	351
M-2	25. Feb. 93'	200	4.2	369
平均				300

排出基準 500mg/scm

c. 大気環境濃度

発電所周辺のSO₂, NO₂, 浮遊粉じんの環境濃度の測定がFigure 6-13に示す2地点において実施し、Table 6-11に示す測定結果が得られている。

Table 6-11 発電所周辺の大気環境測定結果

Sampling Station No.	Date of Sampling	Time of Sampling	Wind Direction	Concentration			Plant Operating Data
				SO ₂ μg/scm	NO ₂ μg/scm	SPM μg/scm	
1	6/8/88	14:00 ~ 15:00	SW	(850	190	250)	M-1 213.75MW
		15:02 ~ 16:02		ND	ND	66.51	
	3/22/90	10:20 ~ 11:20	-	ND	ND	---	---
		11:20 ~ 12:20		ND	ND	---	
2	6/8/88	14:30 ~ 15:30	SW	ND	ND	47.24	M-1 213.75MW
		15:40 ~ 16:40		ND	ND	55.79	
	3/22/90	10:30 ~ 11:30	-	ND	ND	---	---
		11:30 ~ 12:30		ND	ND	---	

ND: 測定不能

大気環境濃度の測定結果では、2地点ともSO₂, NO₂の環境濃度はNDであり、SPM（浮遊粉じん）も47~88 μg/scmで環境基準値250 μg/scmを大幅に下回っている。

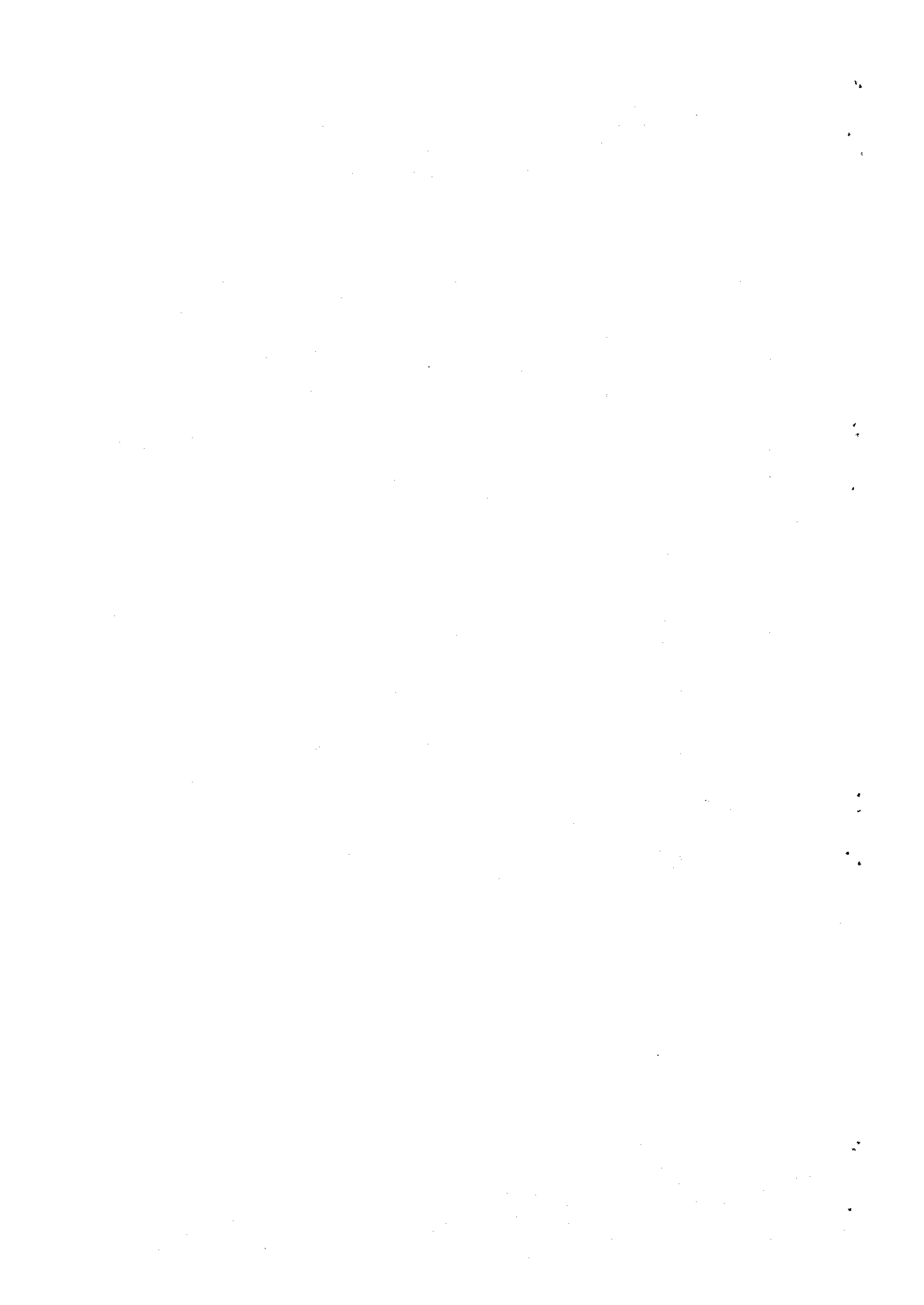


Figure 6-8 マラヤ発電所周辺の地形

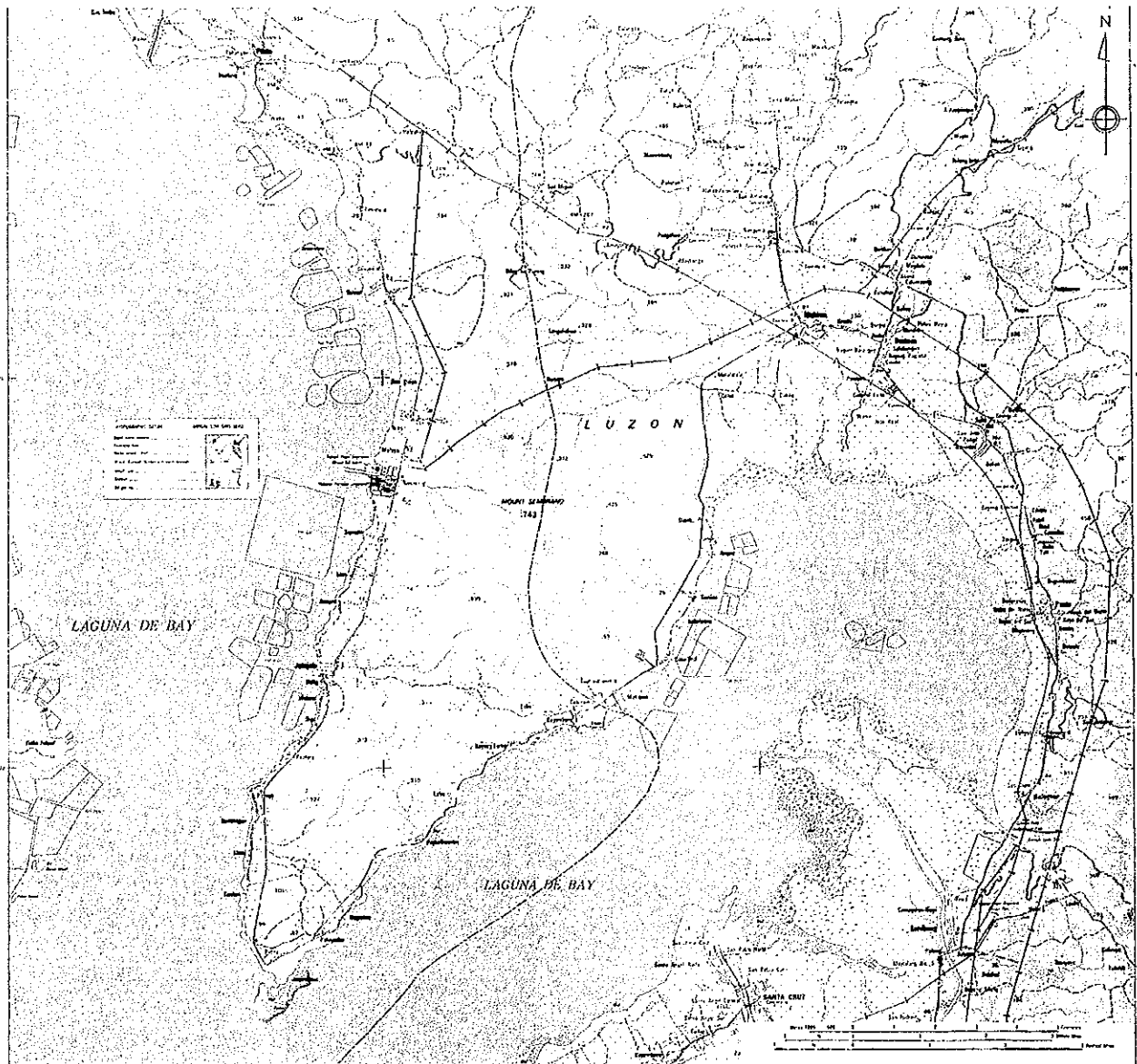




Figure 6-9 View from Malaya TPP (1)



Figure 6-10 View from Malaya TPP (2)





Figure 6-11 View from Malaya TPP (3)

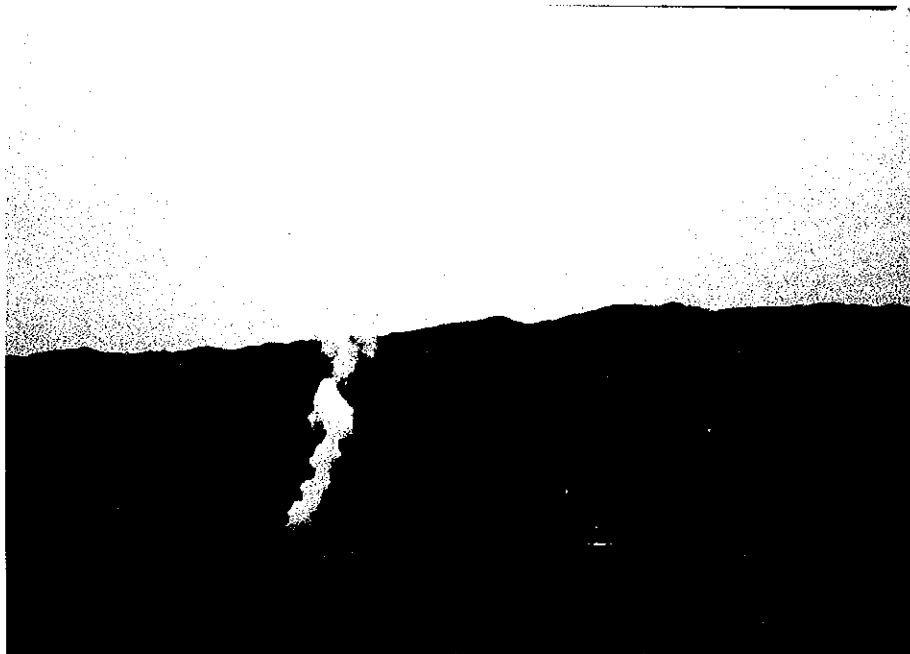
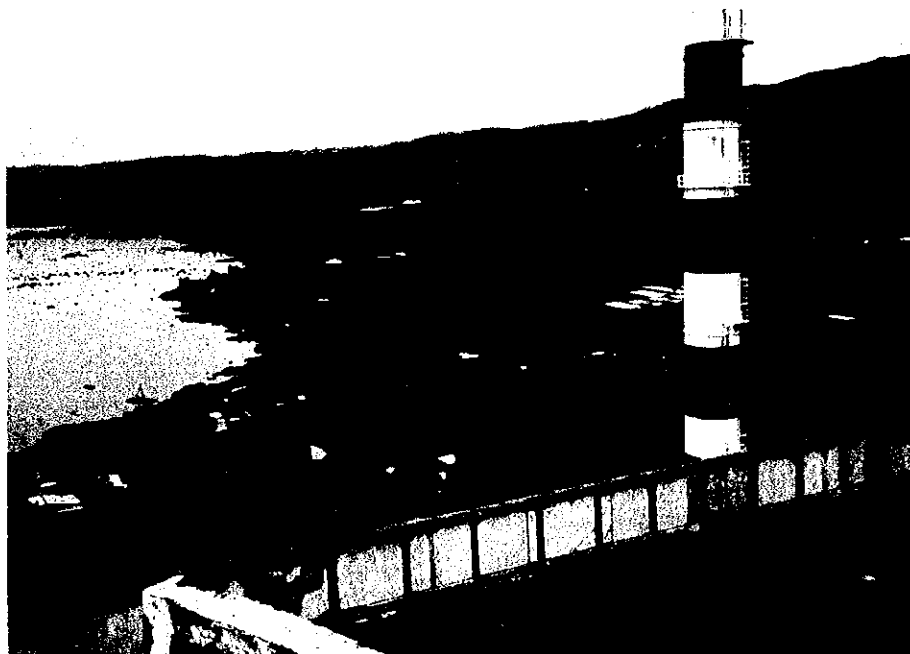


Figure 6-12 View from Malaya TPP (4)



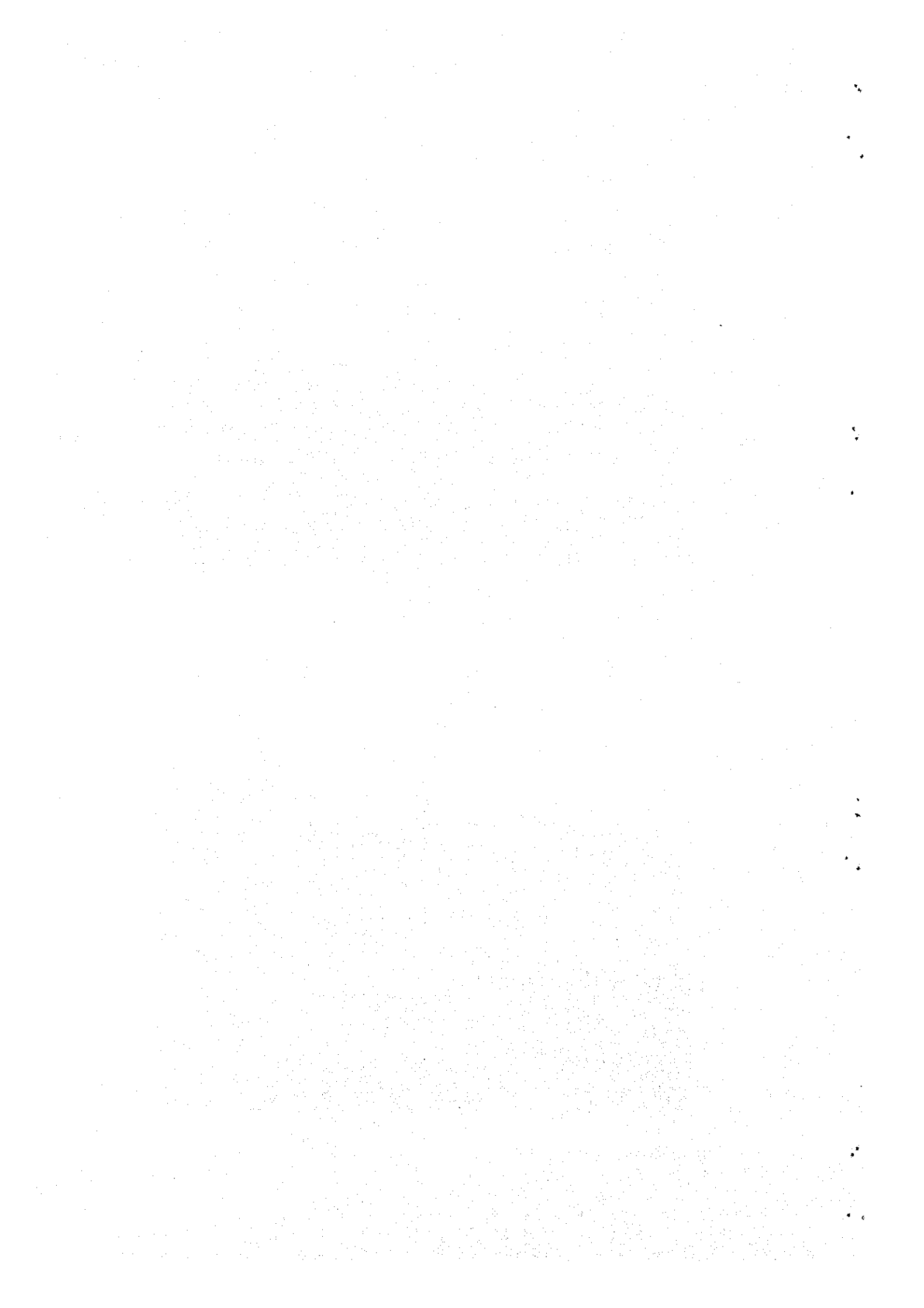
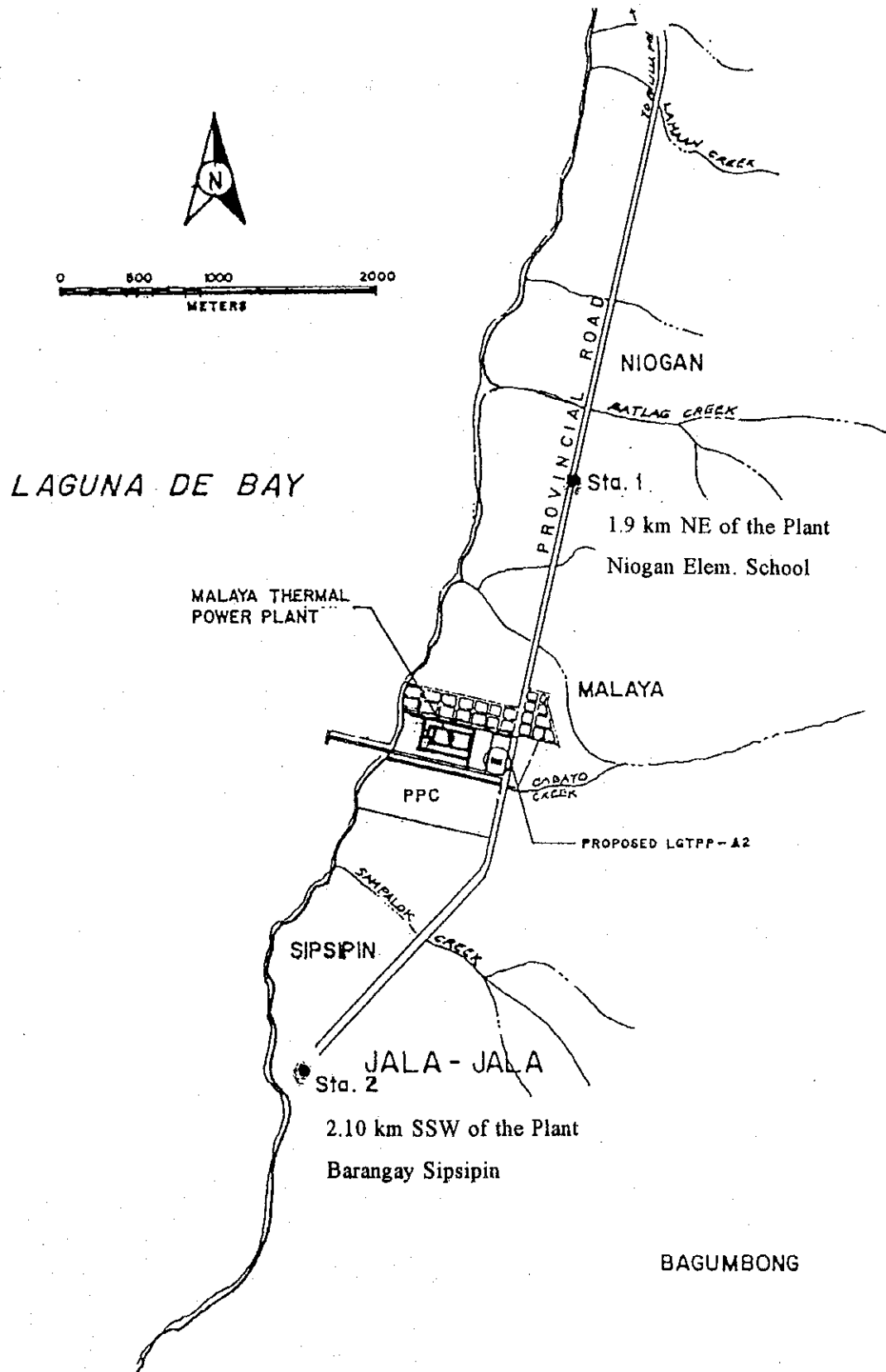


Figure 6-13 Vicinity Map Malaya Thermal Power Plant (Air Quality Monitoring Stations)



d. SO₂拡散予測シミュレーション

a) 概 要

マラヤ発電所（1号機及び2号機）についてSO₂の大気拡散予測シミュレーションを行った。

拡散予測計算には、1号機 300MW、2号機 350MWが定格運転した場合のTable 6-12に示す諸数値を使用した。

拡散予測は短期（1時間値）濃度予測及び長期（年平均）濃度予測を実施した。

Table 6-12 排 出 諸 元

Unit No.		1号機	2号機
plant capacity	(MW)	300	350
Fuel consumption	(t/h)	71.27	80.80
Sulfur content in fuel	(%)	3.8	3.8
Flue gas flow average Dry	(m ³ N/h)	934×10 ³	1,059×10 ³
Flue gas flow average Wet	(m ³ N/h)	1,046×10 ³	1,186×10 ³
SO ₂ concentration Dry base	(ppm)	2,030	2,030
SO ₂ emission	(m ³ N/h)	1,896	2,151
Stack height	(m)	90	90
Stack inside diameter	(m)	4.57	4.57
Stack outlet emission speed	(m)	17.7	20.1
Stack height	(m)	90	90
Stack effective emission height	(m)	299	307

b) 短期（1時間値）の拡散予測

短期（1時間値）の拡散予測は次の2つのモデルを用いた。

- プルーム式（平坦地）
- ERTモデル

各モデルの拡散計算式は、次のとおりである。

プルーム式（有風時、風速0.5m/s以上）

- 拡散式

$$C(x, y, z) = \frac{Q_P}{2\pi\sigma_y\sigma_zU} \cdot \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \cdot F$$

$$F = \exp\left\{-\frac{(z+H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z-H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right\}$$

ここで、
 x : 計算点の x 座標 (m)
 y : 計算点の y 座標 (m)
 z : 計算点の z 座標 (m)
 Q_p : 点煙源強度 (Nm³/s)
 U : 風速 (m/s)
 H_e : 有効煙突高 (m)
 $C(x, y, z)$: 計算点 (x, y, z) の濃度 (ppm)

— 拡散パラメータ

有風時は、Pasquill-Gifford線図を使用し、Table 6-13にその近似関数を示す。

Table 6-13 Pasquill-Gifford線図

$\sigma_y(x) = \gamma_y \cdot x^{\alpha_y}$				$\sigma_z(x) = \gamma_z \cdot x^{\alpha_z}$			
安定度	α_y	γ_y	風下距離 x (m)	安定度	α_z	γ_z	風下距離 (m)
A	0.901	0.426	0~1,000	A	1.122	0.0800	0~ 300
	0.851	0.602	1,000~		1.514	0.00855	300~ 500
B	0.914	0.282	0~1,000	B	2.109	0.000212	500~
	0.865	0.396	1,000~		0.964	0.1272	0~ 500
C	0.924	0.1772	0~1,000	C	1.094	0.0570	500~
	0.885	0.232	1,000~		0.918	0.1068	0~
D	0.929	0.1107	0~1,000	D	0.826	0.1046	0~ 1,000
	0.889	0.1467	1,000~		0.632	0.400	1,000~10,000
E	0.921	0.0864	0~1,000	E	0.555	0.811	10,000~
	0.897	0.1019	1,000~		0.788	0.0928	0~ 1,000
F	0.929	0.0554	0~1,000	F	0.565	0.433	1,000~10,000
	0.889	0.0733	1,000~		0.415	1.732	10,000~
G	0.921	0.0380	0~1,000	G	0.784	0.0621	0~ 1,000
	0.896	0.0452	1,000~		0.526	0.370	1,000~10,000
					0.323	2.41	10,000~
					0.794	0.0373	0~ 1,000
					0.637	0.1105	1,000~ 2,000
					0.431	0.529	2,000~10,000
					0.222	3.62	10,000~

— 拡散パラメータの修正係数

Pasquill-Gifford線図の σ_y は、通常3分間補集値であることから、SO₂濃度の予測をする場合、評価時間値に相当する拡散幅の修正（修正係数）が必要である。

1時間値の予測であるから、Meadeの修正係数0.61を使用した。

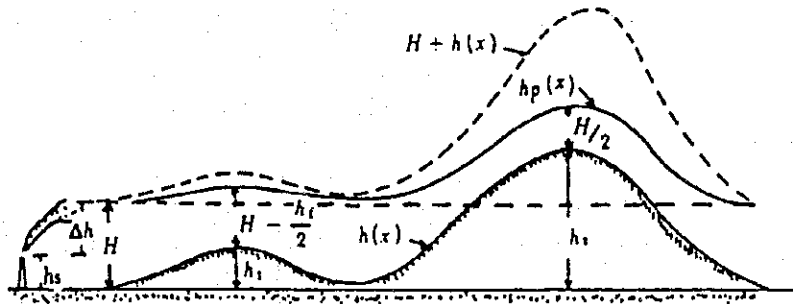
ERTモデル(PSDM)

このモデルは地形による気流の上昇・下降に伴う煙流の軸の変化を考慮したもので、Figure 6-14 に示す通りである。

$$h(x) \leq H \text{ の時 } \quad hp(x) = H + h(x)/2$$

$$h(x) > H \text{ の時 } \quad hp(x) = H/2 + h(x)$$

Figure 6-14 ERTモデルによる煙軸と地形の関係



hs : 実煙突高さ h(x) : 地形高さ Δh : 煙上昇高さ
 hp(x) : 煙軸高さ H : 有効煙突高さ

- 有効煙突高
 有風時はCONCAWE式を用いた。

CONCAWEの式

$$\Delta H = 0.175 \cdot Q_H^{1/2} \cdot u^{-3/4}$$

ここで、ΔH : 排ガス上昇高 (m)
 Q_H : 排出熱量 (cal/s)
 u : 煙突頭頂部における風速 (m/s)

また、 $Q_H = \rho C_p Q \Delta H$

ρ : 0℃における排ガス密度 (1.293×10³ g/m³)
 C_p : 定圧比熱 (0.24cal/°K/g)
 Q : 単位時間当たりの排ガス量 (m³/s)
 ΔH : 排ガス温度(T_c)と気温との温度差(T_c-27℃)

c) 長期 (年平均) 濃度の拡散予測

拡散式

年平均濃度の拡散予測では、次の拡散式 (プルーム長期平均式及び、パフ式) を用いた。

— 有風時 : 風速0.5m/s以上

拡散計算式は次に示す「プルームの長期平均式」を用いる。

$$C(X, Y, Z) = \frac{Q}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_z U \cdot (2\pi r/16)} \times F$$

$$F = \exp \left\{ -\frac{(H_e - Z)^2}{2\sigma_z^2} \right\} + \exp \left\{ -\frac{(H_e + Z)^2}{2\sigma_z^2} \right\}$$

X, Y, Z : 濃度計算点の東, 北, 鉛直方向の座標 (m)

U : 風速 (m/s)

Q : 排出強度 (CC/sec)

H_e : 有効高 (m)

σ_z : 鉛直方向の拡散幅 (m)

r : 煙源からの水平距離 (m)

C(X, Y, Z) : (X, Y, Z)点における濃度 (ppm)

— 無風時 : 風速0.4m/s以下

拡散計算式は次に示す「パフ式」を用いる。

$$C(r, z) = \frac{Q}{(2\pi)^{3/2} \cdot \gamma} \times$$

$$\frac{1}{r^2 + \frac{a^2}{\gamma^2} (H_e - Z)^2} + \frac{1}{r^2 + \frac{a^2}{\gamma^2} (H_e + Z)^2}$$

ただし, a : 無風時の拡散パラメータ

γ : 無風時の拡散パラメータ

— 拡散パラメータ

拡散パラメータはTable 6-13の σ_z を使用した。

無風時の拡散パラメータは、Table 6-14に示す。

Table 6-14 静穏時に係る拡散パラメータ

安定度	α	γ
A	0.948	1.569
A-B	0.859	0.862
B	0.781	0.474
B-C	0.702	0.314
C	0.635	0.208
C-D	0.542	0.153
D	0.470	0.113
E	0.439	0.067
F	0.439	0.048
G	0.439	0.029

出典：窒素酸化物総量規制マニュアル [改訂版]

— 有効煙突高

有風時はCONCAWE式、無風時及び上空風速2.0m/s未満については、窒素酸化物総量規制マニュアルに準じて、Briggs式の風速ゼロの ΔH とCONCAWE式の2.0m/sの ΔH を計算し、上空（煙突高）の風速値を用いて線形内挿し有効煙突高を求める。

— 有風時（風速0.5m/s以上）；CONCAWE式

$$\Delta H = 0.175 \cdot Q_H^{1/2} \cdot u^{-3/4}$$

ここで、 ΔH ：排ガス上昇高 (m)
 Q_H ：排出熱量 (cal/s)
 u ：煙突頭頂部における風速 (m/s)

また、 $Q_H = \rho C_p Q \Delta T$

ρ ：0°Cにおける排ガス密度 (1.293×10^3 g/m³)
 C_p ：定圧比熱 (0.24cal/° K/g)
 Q ：単位時間当たりの排ガス量 (m³/s)
 ΔT ：排ガス温度 (T_c) と気温との温度差 ($T_c - 27^\circ\text{C}$)

- 静穏時 (風速0.4m/s以下) ; Briggs式

$$\Delta H = 1.4 \times Q_H^{1/4} (d\theta/dz)^{-3/8}$$

ここで, $d\theta/dz = 0.003^\circ\text{C}/\text{m}$ (昼)

$= 0.010^\circ\text{C}/\text{m}$ (夜)

- 気象条件

- 風 向

風向は16方位に区分し風速0.4m/s以下は, 静穏として扱う。

- 風 速

風速はTable 6-15に示すとおり7階級に区分し代表風速は各階級の平均値を用いる。

Table 6-15 風 速 階 級 区 分

風速階級	風速階級区分地	備 考
1	0.4 m/s以下	静 穏
2	0.5 ~ 0.9	弱 風
3	1.0 ~ 1.9	有 風
4	2.0 ~ 2.9	有 風
5	3.0 ~ 3.9	有 風
6	4.0 ~ 5.9	有 風
7	6.0 m/s以上	有 風

出典: 日本政府 環境庁 「窒素酸化物総量規制マニュアル」

- 気 温

気温は, 現地の年平均気温 (約27°C) を用いた。

- 大気安定度

大気安定度は, Table 6-16に示すように, 鉛直方向の大気層の区分毎に原安定度を修正して用いる。

Table 6-16 大気安定度区分

安定度の状態	不 安 定						中 立	
	A	A-B	B	B-C	C	C-D	D (昼)	D (夜)
原安定度大気層	A	A-B	B	B-C	C	C-D	D (昼)	D (夜)
上 層	A	B	B	C-D	C-D	C-D	C-D	C-D

安 定			備 考
E	F	G	
D	E	E	固定源

出典: 日本政府 環境庁 「窒素酸化物総量規制マニュアル」

d) 拡散計算条件

— 短期（1時間値）の拡散計算

— 風向

SWの風向とする。

— 風速

地上風2.5m/s, 煙突高さの上空風はベキ指数0.25(P)で補正した。

$$U_z = U_s (Z / Z_s)^p$$

— 長期年平均値の拡散計算

— 排出諸元

排出諸元は、Table 6-12の条件でマラヤ発電所1号機及び2号機が1年間定格運転するものとした。

— 気象条件

年間の気象条件は、現地の観測値がないため、現地の風向風速を参考に日本の観測データを使用した。

観測データは、地形条件が似た海岸部を選定し、現地の風向条件はNE:SW=7:5, 平均風速2.5m/sなので、風向は出現頻度が類似し、角度を変えることにより現地の風向を満たすような地点を選定した。

風速については平均風速（年平均1.8m/s）が現地の平均風速2.5m/sに合うように地上風を補正し、上空の風はベキ乗則0.25で推定した。

風配図・風向別・風速別発生頻度表, 風向別・大気安定度頻度表及び図は、Figure 6-15, Table 6-17, Table 6-18, Figure 6-16に示す通りである。

Figure 6-15 風 配 図

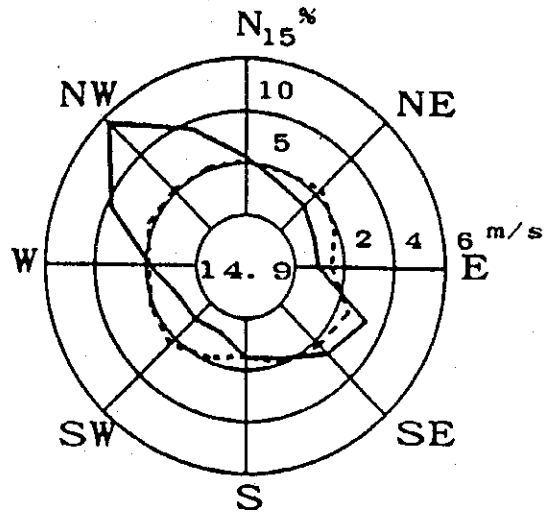


Table 6-17 風向別・風速別発生頻度

Wind Velocity	Wind Direction	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNN	NW	NNW	Calm	Total
0.5 ~ 0.9 m/s		76 (0.9)	41 (0.5)	33 (0.4)	33 (0.4)	35 (0.4)	65 (0.7)	66 (0.8)	62 (0.7)	67 (0.8)	41 (0.5)	34 (0.4)	46 (0.5)	122 (1.4)	207 (2.4)	248 (2.8)	196 (2.2)	-	1373 (15.8)
		185 (2.1)	135 (1.5)	92 (1.1)	89 (1.0)	123 (1.4)	244 (2.8)	237 (2.7)	156 (1.8)	192 (2.2)	56 (0.6)	45 (0.5)	60 (0.7)	115 (1.3)	227 (2.6)	460 (5.3)	279 (3.2)	-	2693 (30.9)
2.0 ~ 2.9 m/s		117 (1.3)	55 (1.1)	97 (1.1)	76 (0.9)	42 (0.5)	166 (1.9)	171 (2.0)	111 (1.3)	60 (0.7)	43 (0.5)	56 (0.6)	55 (0.6)	70 (0.8)	158 (1.8)	216 (1.9)	130 (1.5)	-	1663 (19.1)
		67 (0.8)	40 (0.5)	50 (0.6)	15 (0.2)	5 (0.1)	136 (1.6)	81 (0.9)	44 (0.5)	17 (0.2)	11 (0.1)	17 (0.2)	31 (0.4)	28 (0.3)	62 (0.7)	120 (1.4)	169 (1.9)	109 (1.3)	-
4.0 ~ 5.9 m/s		40 (0.5)	17 (0.2)	22 (0.3)	5 (0.1)		90 (0.1)	34 (0.4)	25 (0.3)	2 (0.0)	8 (0.1)	22 (0.3)	22 (0.3)	27 (0.3)	103 (1.2)	143 (1.6)	90 (1.0)	-	648 (7.4)
				1 (0.0)			11 (0.1)	8 (0.1)						3 (0.0)	10 (0.1)	12 (0.1)	9 (1.0)	-	54 (0.6)
Total		485 (5.6)	328 (3.8)	295 (3.4)	218 (2.5)	205 (2.4)	712 (8.2)	597 (6.8)	396 (4.5)	332 (3.8)	165 (1.9)	188 (2.2)	211 (2.4)	399 (4.6)	825 (9.5)	1248 (14.3)	813 (9.3)	1299 (14.9)	8716 (100.0)
	Avg. Wind Velocity (m/s)	2.1	2.0	2.3	1.9	1.5	2.5	2.2	2.0	1.5	1.8	2.3	2.1	1.9	2.2	2.1	2.1	0.2	1.8

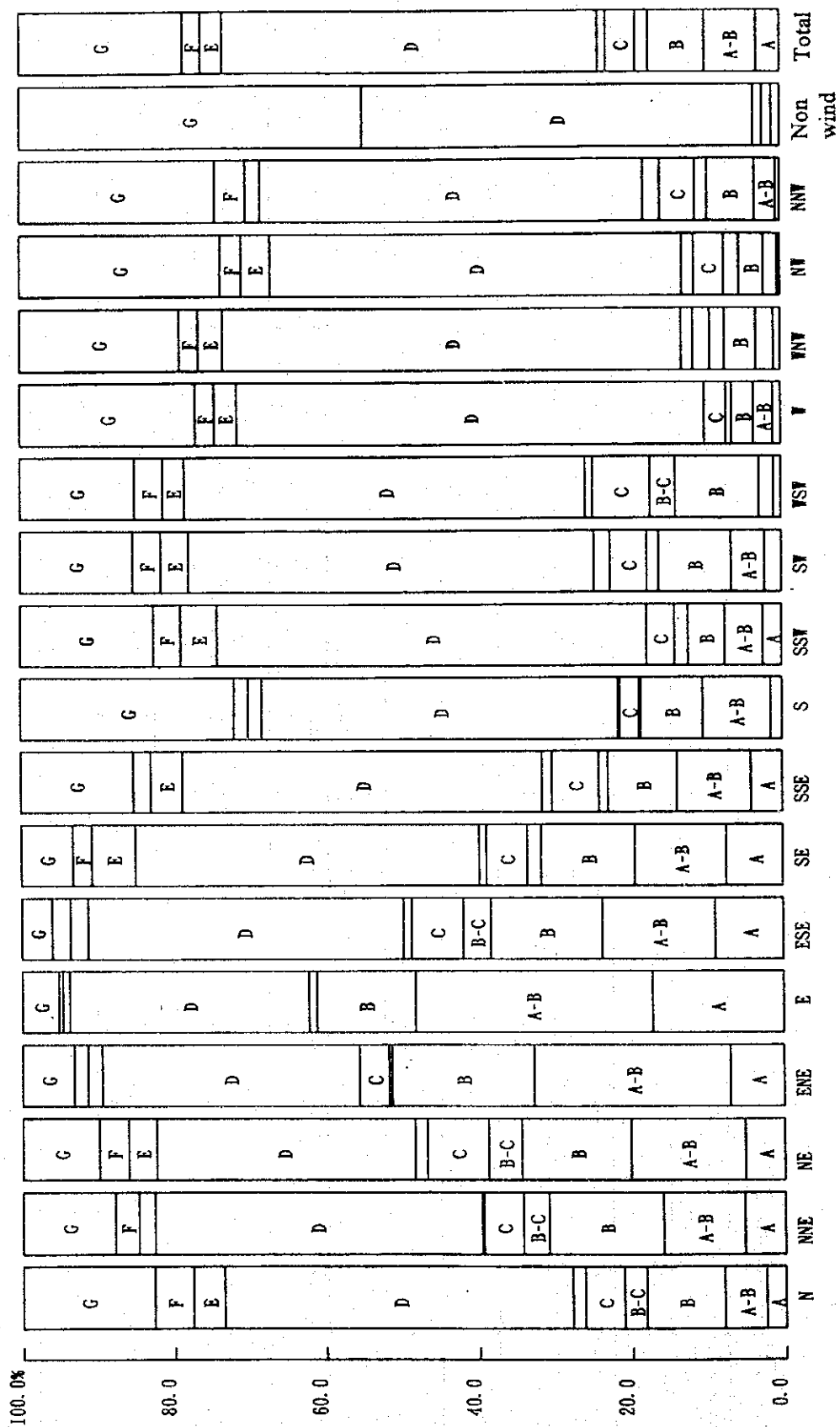
Note: Numbers in the table show frequency and these percentages with ().
Source: Observation data collected in Japan.

Table 6-18 風向別・大気安定度頻度

Wind Direction Stability	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	Calm	Total
A	12 (0.1)	17 (0.2)	15 (0.2)	15 (0.2)	35 (0.4)	62 (0.7)	43 (0.5)	16 (0.2)	5 (0.1)	4 (0.0)	4 (0.0)	2 (0.0)	4 (0.0)	7 (0.1)	4 (0.0)	4 (0.0)	14 (0.2)	263 (3.0)
A-B	26 (0.3)	35 (0.4)	44 (0.5)	56 (0.6)	64 (0.7)	106 (1.2)	72 (0.8)	38 (0.4)	29 (0.3)	8 (0.1)	8 (0.1)	4 (0.0)	10 (0.1)	19 (0.2)	23 (0.3)	23 (0.3)	15 (0.2)	580 (6.7)
B	50 (0.6)	49 (0.6)	42 (0.5)	41 (0.5)	26 (0.3)	104 (1.2)	73 (0.8)	36 (0.4)	27 (0.3)	8 (0.1)	18 (0.2)	23 (0.3)	11 (0.1)	33 (0.4)	39 (0.4)	49 (0.6)	15 (0.2)	644 (7.4)
B-C	14 (0.2)	11 (0.1)	13 (0.1)	1 (0.0)		26 (0.3)	11 (0.1)	5 (0.1)	1 (0.0)	3 (0.0)	3 (0.0)	7 (0.1)	3 (0.0)	16 (0.2)	24 (0.3)	13 (0.1)		151 (1.7)
C	25 (0.3)	17 (0.2)	24 (0.3)	8 (0.1)	2 (0.0)	49 (0.6)	32 (0.4)	24 (0.3)	8 (0.1)	6 (0.1)	9 (0.1)	16 (0.2)	11 (0.1)	18 (0.2)	49 (0.6)	38 (0.4)		336 (3.9)
C-D	8 (0.1)	1 (0.0)	5 (0.1)			8 (0.1)	6 (0.1)	5 (0.1)	1 (0.0)		4 (0.0)	2 (0.0)		13 (0.1)	20 (0.2)	18 (0.2)		91 (1.0)
D	221 (2.5)	141 (1.6)	100 (1.1)	74 (0.9)	65 (0.7)	294 (3.4)	270 (3.1)	187 (2.1)	155 (1.8)	93 (1.1)	100 (1.1)	111 (1.3)	245 (2.8)	496 (5.7)	673 (7.7)	407 (4.7)	658 (7.6)	4290 (49.3)
E	20 (0.2)	7 (0.1)	11 (0.1)	4 (0.0)	2 (0.0)	17 (0.2)	34 (0.4)	17 (0.2)	6 (0.1)	8 (0.1)	7 (0.1)	6 (0.1)	12 (0.1)	27 (0.3)	48 (0.6)	17 (0.2)		243 (2.8)
F	25 (0.3)	10 (0.1)	11 (0.1)	4 (0.0)	1 (0.0)	17 (0.2)	15 (0.2)	9 (0.1)	6 (0.1)	6 (0.1)	7 (0.1)	8 (0.1)	10 (0.1)	21 (0.2)	34 (0.4)	32 (0.4)		216 (2.5)
G	84 (1.0)	40 (0.5)	30 (0.3)	15 (0.2)	10 (0.1)	29 (0.3)	41 (0.5)	59 (0.7)	94 (1.1)	29 (0.3)	28 (0.3)	32 (0.4)	93 (1.1)	175 (2.0)	334 (3.8)	212 (2.4)	583 (6.7)	1888 (21.7)
Total	485 (5.6)	328 (3.8)	295 (3.4)	218 (2.5)	205 (2.4)	712 (8.2)	597 (6.9)	396 (4.6)	332 (3.8)	165 (1.9)	188 (2.2)	211 (2.4)	399 (4.6)	825 (9.5)	1248 (14.3)	813 (9.3)	1285 (14.8)	8702 (100.0)

Note: Numbers in the table show frequency and these percentages with ().
Source: Observation data collected in Japan.

Figure 6-16 風向別大気安定度出現頻度



f. 計算結果

計算結果は、Table 6-19, 20に示す通りである。また、SO₂の濃度コンタはFigures 6-17, 6-18及び6-19に示す通りである。

Table 6-19 1時間値の計算結果

計算モデル	風 向	風 速 (m/s)	上空風速 (m/s)	最大着地濃度 (ppm)	最大着地濃度 出現距離(m)
ブルームモデル	SW	2.5	4.3	0.091	NE 17,800
E R Tモデル	SW	2.5	4.3	0.501	NE 5,100

Table 6-20 年平均値の計算結果

計算モデル	最大着地濃度 (ppm)	最大着地濃度 出現距離(m)
ブルーム・パフ モデル	0.026	NNE 1,100m

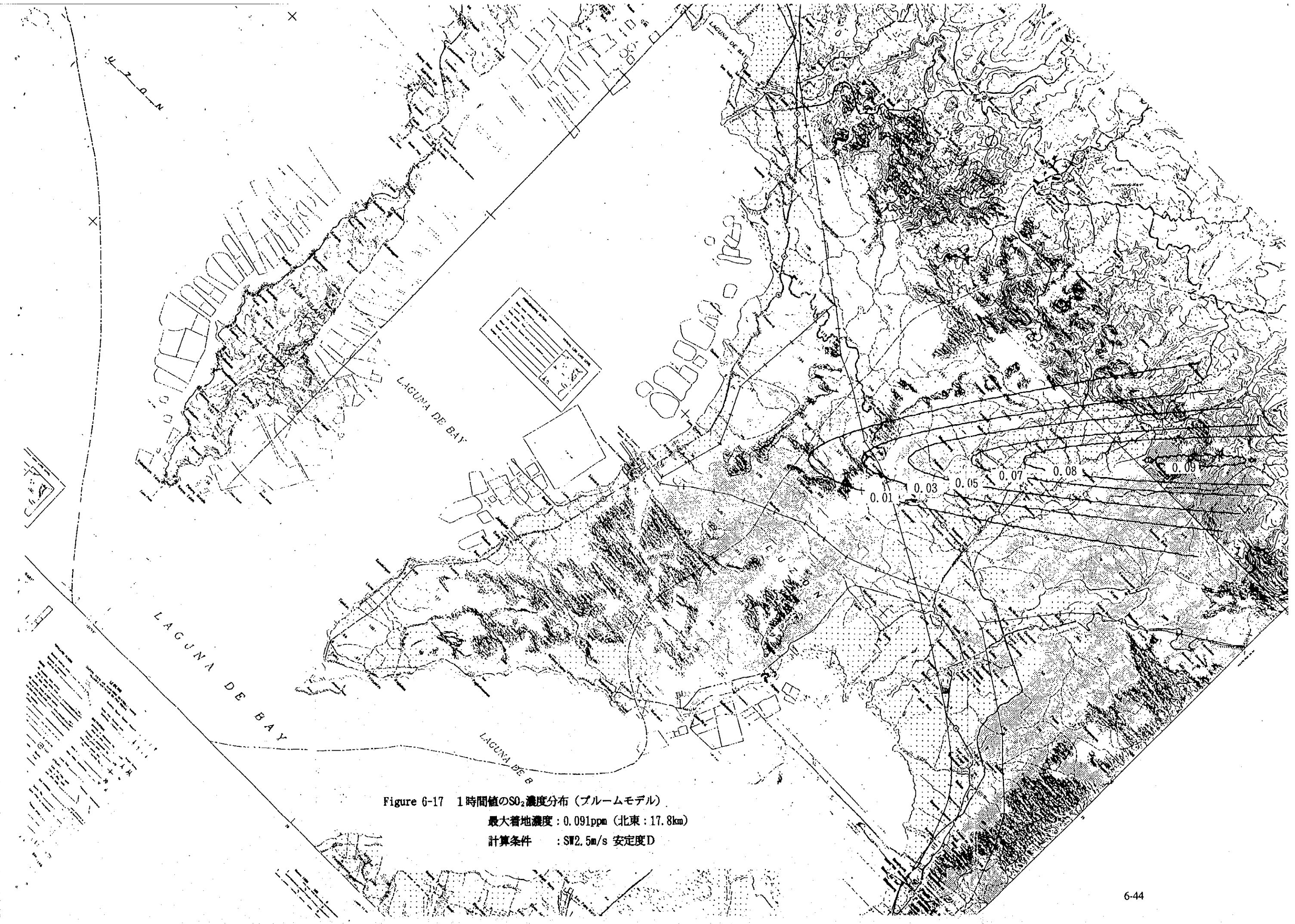


Figure 6-17 1時間値のSO₂濃度分布 (ブルームモデル)
 最大着地濃度 : 0.091ppm (北東 : 17.8km)
 計算条件 : SW2.5m/s 安定度D

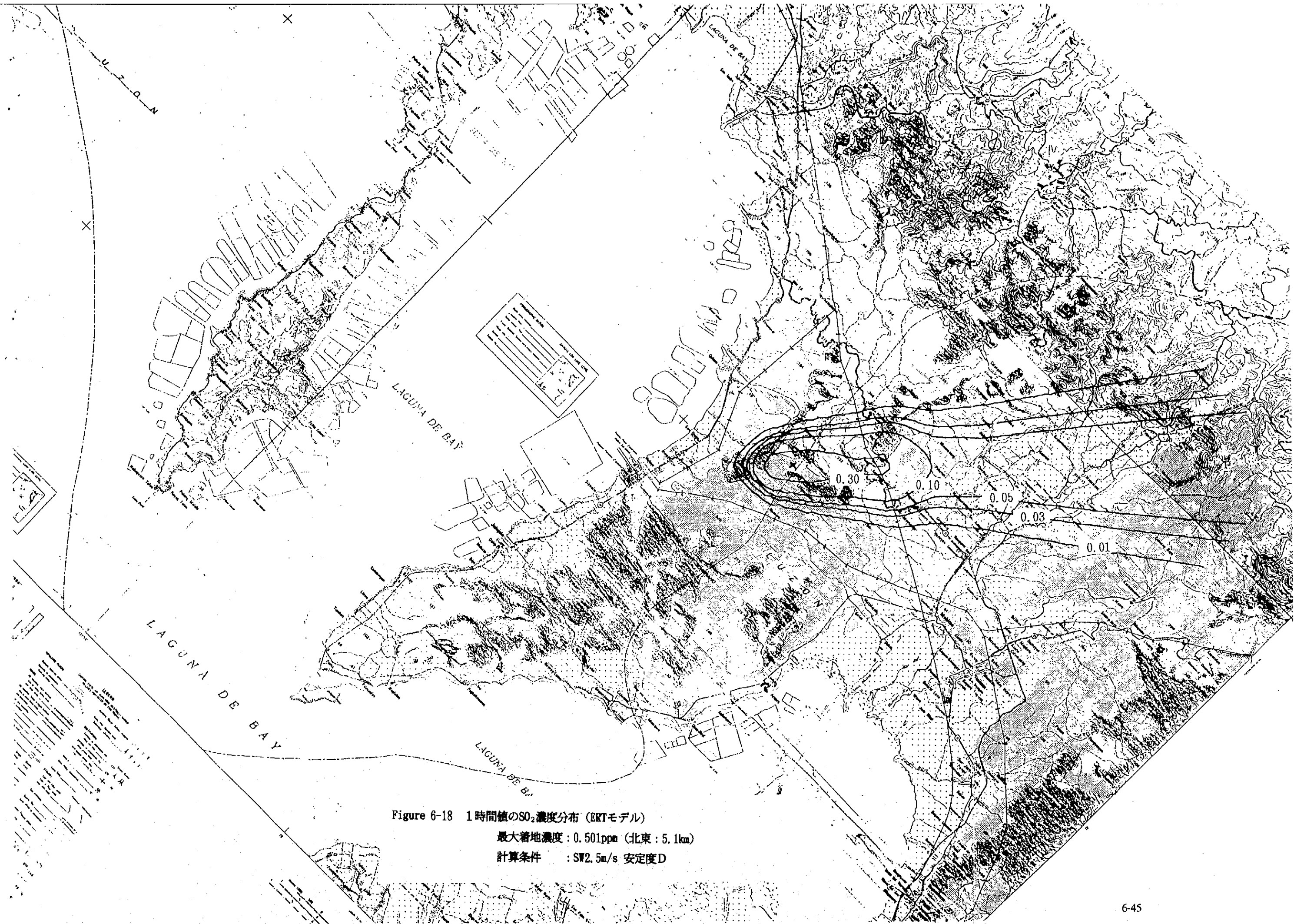


Figure 6-18 1時間値のSO₂濃度分布 (ERTモデル)
 最大着地濃度 : 0.501ppm (北東 : 5.1km)
 計算条件 : SW2.5m/s 安定度D

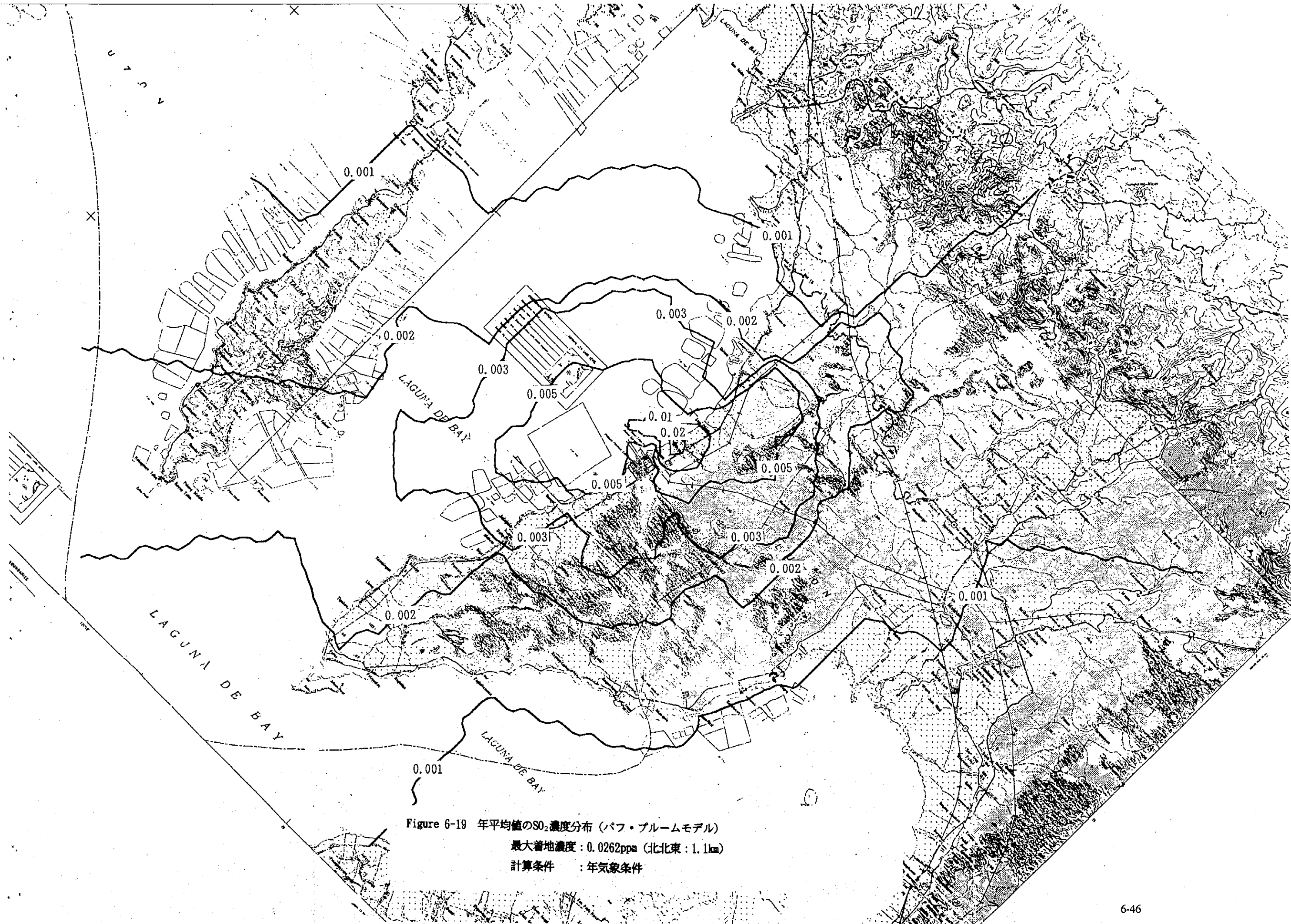


Figure 6-19 年平均値のSO₂濃度分布 (パフ・プルームモデル)
 最大着地濃度 : 0.0262ppa (北北東 : 1.1km)
 計算条件 : 年気象条件

6. 2. 3 水質汚濁

1) 発電用水と排水の現状

マラヤ発電所の発電用水は、7本の深井戸から補給され、河川からの採水はない。

復水器の冷却水は1号機14.4m³/s、2号機20.1m³/sの水量をラグナ湖より取水し、 $\Delta t = 5^{\circ}\text{C}$ 上昇後再び放水路からラグナ湖へ戻している。(Δt：復水器入口と出口の温度差)

発電用水の排水量は、約840m³/日で苛性ソーダによる中和処理後、沈殿池を経由して冷却水放水路へ排水している。沈殿池、中和タンク及び排水口の写真をFigures 6-20、6-21及び6-22に示す。今回の現地調査でポータブル水質チェッカーによる発電所排水の水質測定結果をTable 6-21に示す。また、発電所の排水を日本に持ち帰り水質調査を行った結果をTable 6-22に示す。

Figure 6-20 沈 殿 池

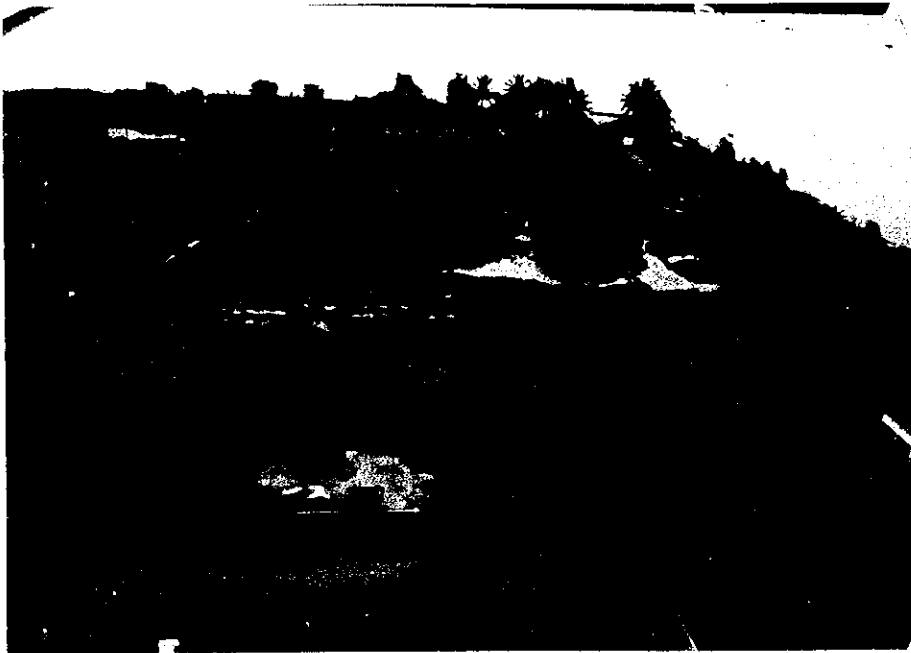




Figure 6-21 中和タンク

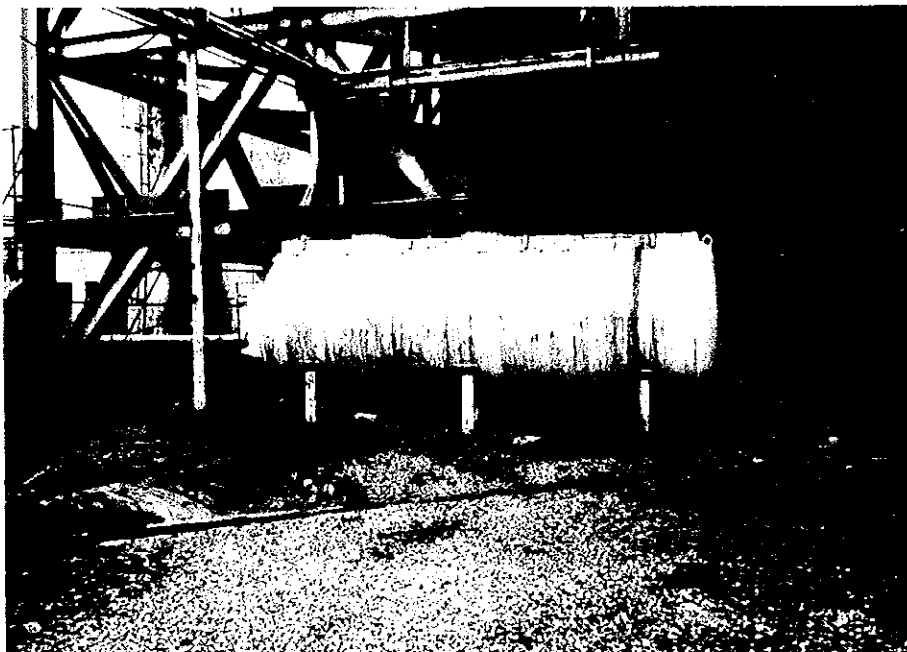


Figure 6-22 排水口



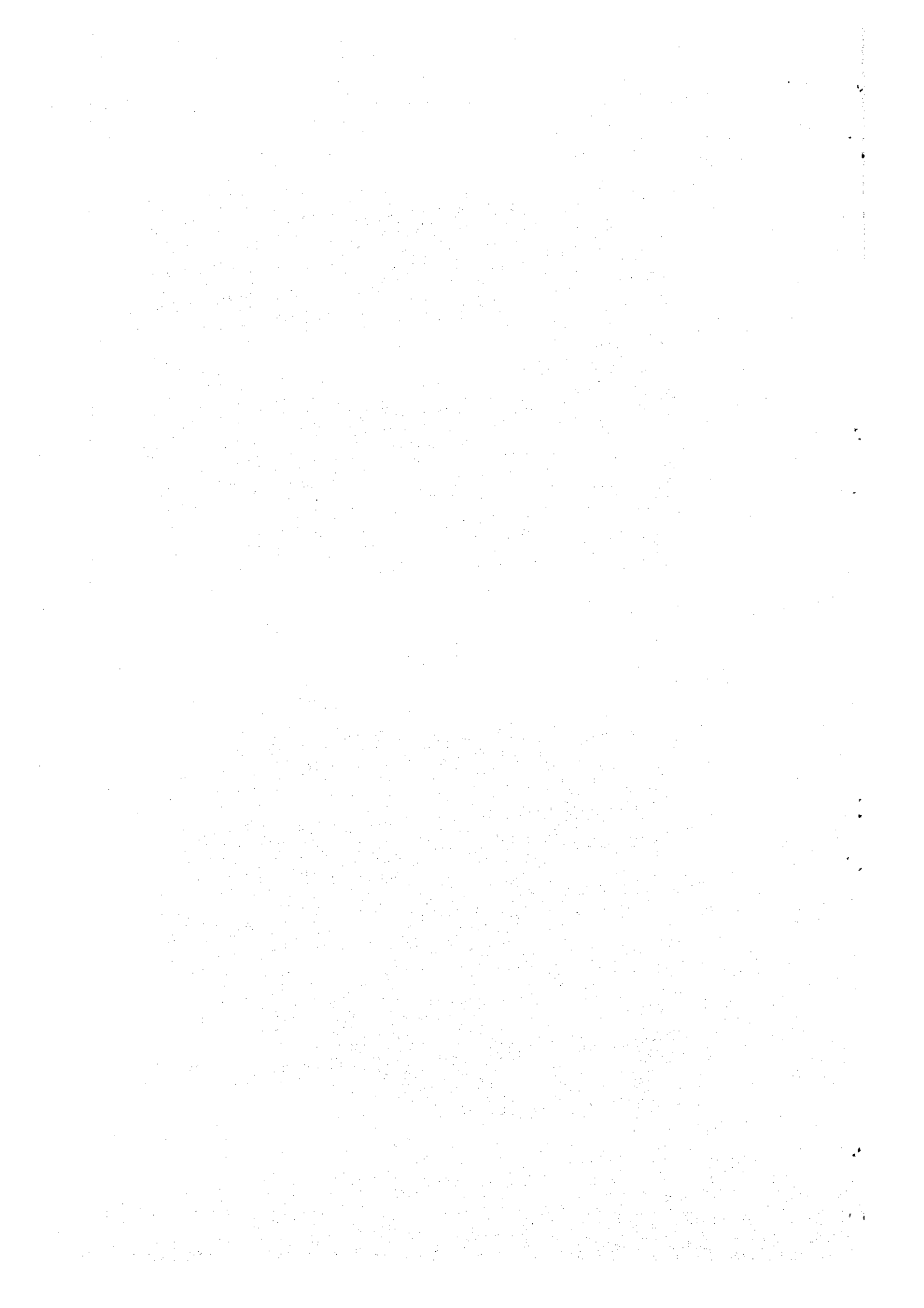


Table 6-21 ポータブル水質チェッカーによる発電所排水の水質測定結果

Item	Waste Water	
	Before Neutralization	After Neutralization
pH	2.34	5.29
Conductivity ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	2,270	1,000
Turbidity (NTU)	159	90
Dissolved Oxygen (mg/ℓ)	6.76	4.42
Temperature ($^{\circ}\text{C}$)	25.5	28.1
Salinity (%)	1.38	0.04

Measuring Date Sept. 8, 1944

Table 6-22 発電所排水分析結果

Item	Unit	Analytical Data	Effluent Standards	Right \bigcirc Wrong \times
pH (25 $^{\circ}\text{C}$)	—	2.5	6.0~9.0	\times
COD (Chemical Oxygen Demand)	mg/ℓ	72.7	150	\bigcirc
SS (Suspended Solids)	mg/ℓ	823	90	\times
TSM	mg/ℓ	4,210	—	—
Conductivity	$\mu\text{S}/\text{cm}$	3,660	—	—
V ₂ O ₅ (Vanadium Pentoxide)	mg/ℓ	20.0	—	—
T-Hg (Total Mercury)	mg/ℓ	< 0.0005	0.005	\bigcirc
Pb (Lead)	mg/ℓ	2.16	0.5	\times
Cr ⁶⁺ (Chromium Hexavalent)	mg/ℓ	1.23	0.2	\times
As (Arsenic)	mg/ℓ	0.022	0.5	\bigcirc
Cd (Cadmium)	mg/ℓ	0.001	0.1	\bigcirc
Turbidity	Degree Kaoline	910	—	—

発電所の排水は重油灰により懸濁しており、また、苛性ソーダで中和しているが、pH 2.5で排水基準値6.0以下であった。また、pH, SS, Pb and Cr⁶⁺の項目が排出基準値に適合していない。発電所内の廃油はAPI油分離装置で油を分離処理後、放水路へ排出している。

2) ラグナ湖の現状

a. ラグナ湖の概要

ラグナ湖は東南アジア最大の湖で、表面積が900km²、湖岸線220km、全保水量32億m³、平均水深は2.8mである。

b. 湖水利用

ラグナ湖は、多目的に利用されている資源である。現在、広範囲に渡って養魚場として利用されており、1970年代の後半にその漁獲高は最大でメトロマニラ及び周辺地域の淡水魚の需要の3分の2以上を供給していた。また、15,000以上の小規模な漁師が釣漁により生計を立てていた。

湖水はまた灌漑用水としても利用されている。現在、約30,000haの灌漑用地がある。12,000ha以上がポンプによる灌漑用水を受けており、Cavite Friar Lands Projectが完工すれば、さらに13,000haの灌漑用地が増える予定である。

いくつかの工業も湖水を冷却用水、発電及び燃料、原材料、製品の輸送に利用している。湖岸及びタリム (Talim) 島の住民の多くは交通手段としてボート及び小舟を利用している。また、1994年の早い時期に湖水をマニラ首都圏の上水道源として利用する計画が進行中である。これらの全ての水利用は湖水の水質次第であるが、残念ながら、湖は周辺の工業、住民及び農業の廃棄物の投棄場としても使用されている。

c. ラグナ湖の水質

ラグナ湖開発公社 (LLDA) はラグナ湖をⅠ西域 (West Bay)、Ⅱ東域 (East Bay)、Ⅲ南域 (South Bay)、Ⅳ中央 (Central Bay) の4区分にして、水質調査を1970年代より毎月2回の頻度で実施している。Figure 6-23水質調査地点を示す。また、Table 6-23にラグナ湖の水質を示す。

Figure 6-23 ラグナ湖水質調査地点

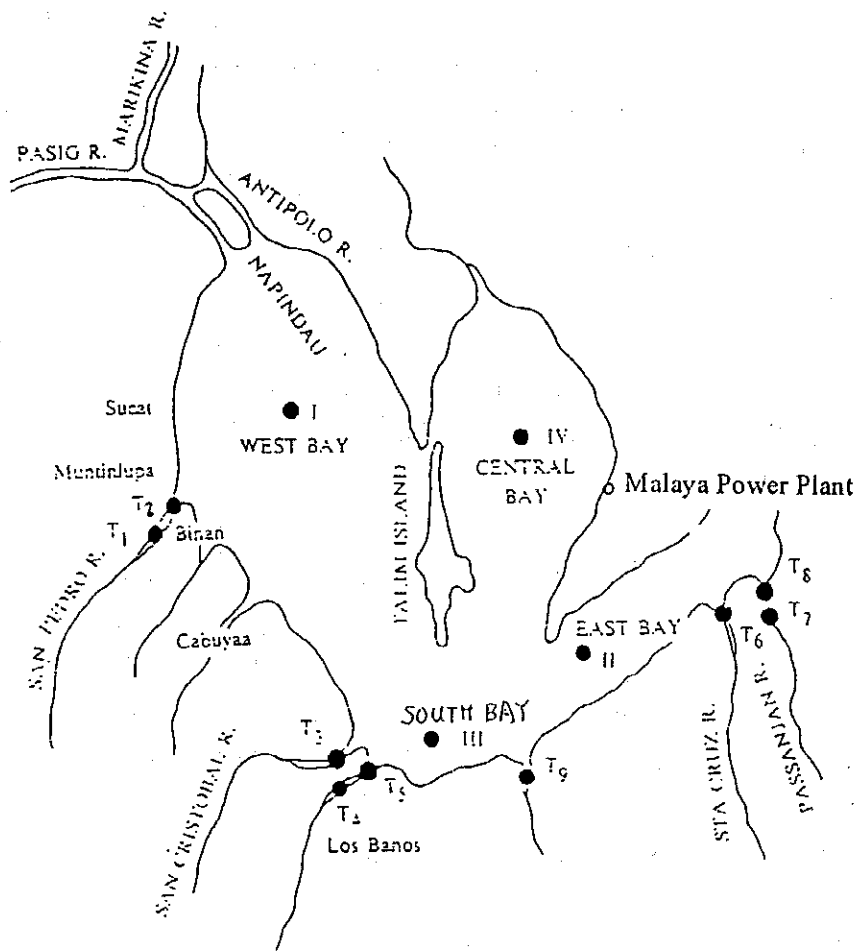


Table 6-23 ラグナ湖の水質

Parameters (Annual Average)	Stations				Class C Standard (1979 NPCC Rules and Regulations)
	West Bay	Central Bay	East Bay	South Bay	
Ammonia($\mu\text{g}/\ell$)	47.5	36.5	37.2	25.9	
Nitrate($\mu\text{g}/\ell$)	150	198	151	145	
Inorganic Phosphate($\mu\text{g}/\ell$)	88.4	104	91.7	91	
Dissolved Oxygen(mg/ℓ)	7.4	7.5	7.6	7.3	5
pH	8	8	8	8.2	6.5-8.5
Temperature($^{\circ}\text{C}$)	29	29.1	29.2	29.6	
Turbidity (mg/ℓ SiO_2)	42	38	38	33	
Total Dissolved Solids (mg/ℓ)	389	384	295	323	1000
MPN Coliform (Thousand/ ml)	1.29	2.75	1.29	4.72	5
Net Primary Production ($\text{cc}/\text{m}^2/\text{day}$)	0.66	0.69	0.6	0.67	

Source: Water Quality Data on the Laguna de Bay and the Tributaries, Vol. 5, LLDA, 1988

ラグナ湖の主な汚染源としては次のようなものがある。

— 漁業

約15,000人の漁業従業者がおり、1,300のFishpenが操業している。

— 工業

湖の集水域には1,075の工場がある。(1990年)

— 生活廃棄物

湖の集水域には9百万人近くの住民がいる。

全世帯の60%が液状または固形廃棄物を放出している。

— 農業

1989年の産業調査では、畜産の生産高がトップであった。

— 水域周辺の無秩序な開発

1966年から1977年までの間に、この地域の土地の約54,000haが伐採された。これらの大部分、全面積の16%以上は非生産性の草地となっている。

今回の現地調査で、ポータブル水質チェッカーによるラグナ湖の水質測定結果をTable 6-24に示す。

また、日本へ持ち帰ったサンプルの分析結果をTable 6-25に示す。

Table 6-24 ポータブル水質チェッカーによるラグナ湖水質測定結果

Item	Laguna Lake Water (at Cooling Water Inlet at MTPP)
pH	7.24
Conductivity ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	1,090
Turbidity (NTU)	93
Dissolved Oxygen (mg/ℓ)	7.28
Temperature ($^{\circ}\text{C}$)	27.0
Salinity	0.04

Measuring Date Spet. 8, 1944

Table 6-25 ラグナ湖水分析結果

Item	Unit	Laguna Lake Water at the Malaya TPP	Class C Standard
pH	—	7.2	6.5~8.5
Conductivity	$\mu\text{S}/\text{cm}$	1,060	
Ca^{2+}	mg/ℓ	12.3	
Mg^{2+}	"	20.6	
T-Fe	"	2.42	
HCO_3^-	"	57.4	
CO_2	"	<1	
SO_4^{2-}	"	30.2	350
Cl^-	"	261	
T-N	"	1.49	
T-P	"	0.254	
COD (Chemical Oxygen Demand)	"	6.8	
SS (Suspended Solids)	"	46	
DO (Disolved Oxygen)	"	7.2	5.0
p b	"	<0.005	0.05
Cr^{6+} (Hexavalent)	"	<0.04	0.01
Cd	"	<0.001	
As	"	0.001	0.05
TSM (Total Suspended Matter)	"	666	
T-Hg	"	<0.0005	0.002
CN	"	<0.1	0.05
T-SiO ₂	"	18.7	
Colloidal SiO ₂	"	0.3	
n-Hexane Extract	"	<0.5	2

参考データとして日本の琵琶湖（測定点 47）の水質データをTable 6-26に示す。

ラグナ湖の水質は琵琶湖に比較して化学的酸素要求量 (Chemical Oxygen Demand) が非常に高い。(ラグナ湖 6.8mg/ℓ 琵琶湖 2.7mg/ℓ)。また、SS(Suspended Solids)も琵琶湖 3.9mg/ℓ の値に対してラグナ湖 46mg/ℓ と非常に汚染している。

Table 6-26 琵琶湖の水質

Item	Unit	Water Quality	
		Range (Min. ~Max.)	Average
pH		7.2 ~ 9.4	—
Dissolved Oxygen	mg/l	7.7 ~13	9.9
Chemical Oxygen Demand	mg/l	1.6 ~ 5.0	2.7
Suspended Solids	mg/l	<1 ~25	3.9
MPN Coliform	MPN/100ml	0.0 ~13,000	319



6. 2. 4 騒音

1) 発電所周辺の状況

マラヤ発電所の敷地境界は北側が冷却水の放水路を隔てて約500mに亘って民家が多数隣接している。東側は道路を隔てて発電所のNo.1燃料油タンクの敷地となっており、居住地はない。西側はラグナ湖である。南側はフィリピン石油会社PPC (Philippine Petroleum Company)の敷地境界と接している。

従って、騒音が環境上問題となるのは発電所の北側敷地境界沿いの居住地である。北側敷地境界の写真をFigure 6-24に示す。また、敷地境界の騒音測定位置図をFigure 6-25に示す。

発電所の騒音はこの北側の民家へ影響を与えらると思われる。主な騒音源はガスタービン (30MW×3)、1号機ボイラー及び2号機ボイラーである。

今回の現地調査で発電所の北側敷地境界で騒音の測定を行った。その測定結果をTable 6-27に示す。

Figure 6-24 マラヤ発電所北側敷地境界



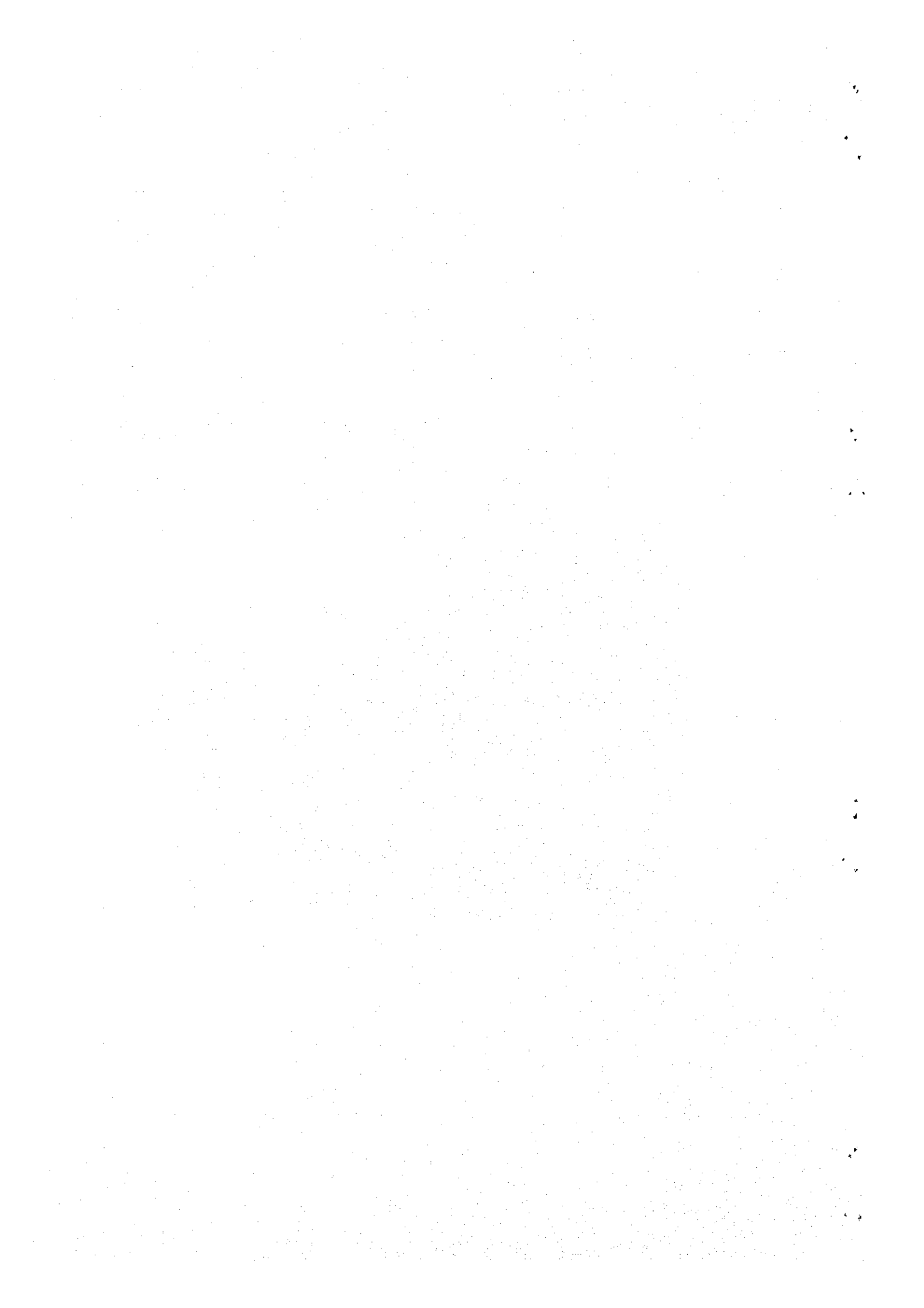


Table 6-27 発電所北側境界線及びガスタービン付近における騒音測定結果

Measuring Point	Noise Level (db)	Main Sources of Noise
1	62	Gas Turbine
2	55	
3	55	
4	57(62)	() ページング中
5	57	
6	59	
7	65	Oil Heater Steam
8	90	Steam Trace Leakage
9	66	2号機ボイラー
10	56	
Gas Turbine Area	90~95	

Measuring Date Sept. 7, 1994 Time 14:00~14:55

1号機：停止中

2号機：運転中

ガスタービン：運転中

(30MW×3)

フィリピンの騒音の環境基準では、マラヤ発電所はクラスD地域、即ち重工業地域に該当する。

Table 6-28にクラスDの基準値を示す。

Table 6-28 クラスD地域の騒音基準値

	Day Time	Morning & Evening	Night Time
Class D	75 dB	70 dB	65 dB

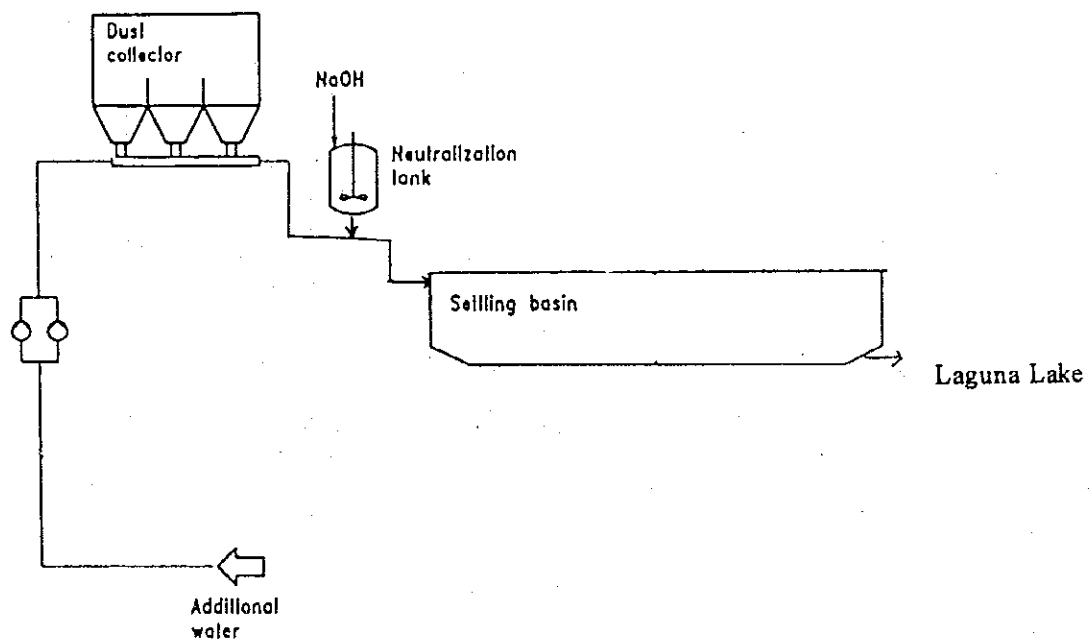
現地調査結果は55~66dBであり、おおむね環境基準値 (Class D Daytime) 75dBを下回っている。

6. 2. 5 重油灰処理

1) 重油灰処理の現状

マラヤ発電所では1号機及び2号機が定格運転すれば約20T/Dの重油灰 (Unburnt Carbon Ash) が発生する。マラヤ発電所は両ボイラとも粉じん対策として集じん装置を設置している。この集じん器は機械方式 (マルチサイクロン) である。集じん器の灰ホッパーに設置されている一連のノズルから、定期的にあたまった灰を水で洗い出すようになっている。灰輸送システムから出る排水は中和され、沈澱池を経てラグナ湖へ排水される。Figure 6-26に灰処理システムを示す。

Figure 6-26 灰処理システム



2) 重油灰の成分及び重油灰処理排水の水質

現地調査の際、2号ボイラーの集じん器灰ホッパーから重油灰のサンプリングを行った。Table 6-29にその分析結果を示す。

中和前の重油灰処理排水は、6.2.3 1) の項、Table 6-21に示すようにpH 2.34、濁度159 (NTU) と非常に汚染されている。この排水は苛性ソーダで中和され、また、沈殿池で濁度成分を除去することになっている。

Table 6-29 重油灰分析結果

Item	Unit	Unburnt Carbon Ash (2号機)
pH (1g Ash/100ml Water)	—	2.78
C	%	74.21
H	%	<0.3
N	%	0.83
S	%	5.74
V	%	0.47
SO ₃	%	2.78
Calorific Value	kcal/kg	5,700
p b	mg/l	2.74
C r (VI)	mg/l	0.57
C d	mg/l	<0.001
A s	mg/l	0.207
T-H g	mg/l	<0.0005
C N	mg/l	<0.1

重油灰の発熱量は、5,700kcal/kgと非常に高カロリーである。また、pHは2.78と低く、排水前に中和剤として高価な苛性ソーダが多量に必要である。

6. 3 環境影響評価と問題点

6. 3. 1 大気汚染

1) 排 出

マラヤ発電所の1号機及び2号機が定格運転した場合に排出するSO₂の濃度は2,030ppm、SO₂排出量は4,047m³/hと大量の放出となる。

しかしながら、現在は排出規制の緩和措置としてメトロマニラ以外の地域の既設設備は、燃料中の硫黄含有量3.8%以下及び周辺の大気環境濃度が基準値を下回れば容認することになっている。

NO_x (窒素酸化物) は排ガス中のNO_xの測定が行われていないので、NO_x濃度は不明であるが、NO_x排出基準はNO₂として1,500mg/scm (730ppm) 以下であり、恐らくこの排出基準値を上回ることはないと思われる。

粉じんの測定値は1号機が平均363mg/scm (max. 393mg/scm)、2号機が平均300mg/scm (max. 369mg/scm) で、いずれも粉じんの排出基準値500mg/scmを下回っている。

火力発電所以外のSO₂発生源としては、発電所内のガスタービンがあるが、SO₂発生量は48m³/hで、火力発電所のSO₂発生量の1%程度である。また、発電所に隣接しているフィリピン石油会社PPCがある。PPCのSO₂発生量は282m³/hで、火力発電所SO₂発生量の約7%程度である。

また、発電所周辺の車輛は非常に少ないので発電所周辺の大気環境に及ぼす影響は殆どないものと考えられる。

2) 発電所周辺の大気環境

マラヤ発電所には気象の観測設備がないので、推測によらねばならないが、発電所従業員の話では、「主風向は南西風(ラグナ湖から山側へ吹く風)及び北東風である。」

南西風及び北東風の風下の地域には居住地や大気汚染に影響されるような農作物は殆どない。

発電所の北側及び南側(いずれも居住地がある)の地点で大気環境の測定が行われてた結果でもSO₂、NO₂の測定値はND(検出なし)であり、SPM(浮遊粉じん)は47~88μg/scmで、環境基準値250μg/scmを大幅に下回っている。

3) 大気拡散予測シミュレーション

SO₂について、拡散予測計算を行った。短期(1時間値)予測では、陸域側の主風向の風下(発電所の北東方向)に向けて行った。

プルームモデル(地形が平坦な場合)では、発電所の北東17.8km地点に最大着地濃度0.091ppmが現れる。ERT(Environmental Research Technology Inc.)モデル(煙軸方向に高い山などが存在する場合)では発電所の北東5.1km地点に最大着地濃度0.501ppmが現れている。

注) ERTモデルはPSDM(the Point Source Diffusion Model)とも呼ばれている。

マラヤ発電所周辺の地形は、北東方向が山地となっているので、プルームよりもERTモデルの値の方が現実に近いと考える。即ち、排煙は上昇拡散し山の斜面に着地するため、比較的近距離地点に高濃度が出現する。これは肉眼の排煙観察とほぼ一致する。

National Ambient Air Quality Standards for Source Specific Air Pollutants from Industrial Sources/OperationではSO₂の基準値は0.1ppmとなっている。従って、ブルームモデルの0.091ppmは基準値以内となるが、ERTモデルでは0.501ppmとなるため、大幅に基準値を超えることになる。しかし、この最大着地濃度地点は山岳の森林地域であり、人あるいは家畜などはいない。従って、環境上全く問題ないと考えられる。また、マヤ発電所は既設で、すでに15年以上経過しており、排煙により森林が被害を受けている状況もないようである。長期（年間平均値）予測では、発電所の北東1.1km地点に最大着地濃度0.0262ppmが出現している。

一方、National Ambient Air Quality Guideline for Criteria PollutantsではSO₂濃度の基準値として長期（年間平均値）が0.03ppmとなっている。最大着地濃度地点は、このSO₂基準値（0.03ppm）を下回っている。

しかしながら、今回の大気拡散予測は、この地域を代表する気象データが全くなく、日本における類似の気象データをインプットして実施したものであることを考慮に入れなければならない。

短期および長期拡散予測結果を総合すると、現状ではSO₂による大気環境汚染を懸念する必要はないと考えられる。ただし、新規に火力発電所を増設する場合は、この地点で1年間の気象を観測し、その気象データをインプットした大気拡散予測が必要と考えられる。

6. 3. 2 水質汚濁

発電所の排水としては復水器冷却水、発電用水排水（純水装置再生排水、機器洗浄水、生活排水等）、重油灰処理排水、油分離槽排水が主なものである。

復水器冷却水の水量は、1号機及び2号機の合計34.5m³/sと大きい。水温が5℃上昇するのみで、水質的には問題ないと考えられる。

発電用水排水と重油灰処理排水は共に沈殿池（30m×80m×深さ不明、殆ど堆積物で埋まっている）に入り、沈殿池の一端からラグナ湖へ排水している。

6.2.3 Table 6-22に示されているようにpH、SS、Pb及びCr⁶⁺の項目が排出基準値に適合していない。排出基準を遵守するように努めて頂きたい。

発電所で生じる廃油はAPI油分離槽（46m×11m）によって分離除去され、油を分離した水がラグナ湖へ排水されている。

この油分離槽の出口には油検知器が設置されていない。油の流出事故、あるいは豪雨などの災害に対処するため油検知器の設置あるいは監視パトロールを強化し、ラグナ湖への油漏洩防止が必要である。発電所の排水先のラグナ湖は非常に汚染が進行しているようである。水質の汚染源は多数あり、一つの発電所からの汚染物質の排出は、汚染源の総量から見るとごくわずかなものと考えられるが、しかし、ラグナ湖の水質汚濁防止は国家的な見地からも重要事項である。従って、水質汚濁発生源の各分野で国の規制を守る姿勢が必要と考えられる。

6. 3. 3 騒音

マラヤ発電所の騒音が環境問題となるのは、発電所北側の敷地境界（約500m）が居住地とブロック塀を隔てて隣接していることである。他の敷地境界は隣接した居住地がないので騒音の環境問題はないと考えられる。

北側の敷地境界線での騒音レベルは55～66dBであった。（但し、1号機停止中時に測定）。これらの値は騒音の環境基準値、クラスD昼間75dBを下回っている。昼間の環境騒音はあまり問題にはならないと考える。

夜間及びユニットの起動時の騒音レベルのデータがないので総合的な評価は出来ない。

なお、発電所内の騒音レベルを測定したデータが多数あったが、所内の騒音レベルの高低は発電所従業員の安全衛生の問題であり、周辺住民に対する環境影響とは切り離して考えるべきである。

6. 3. 4 重油灰処理

マラヤ発電所の重油灰処理は湿式で処理されているため、環境問題としては排水処理が機能していない場合、水質汚染の問題となる。

マラヤ発電所の重油灰発生量は650MW定格運転として約20T/Dである。この発生量を日本の重油火力発電所（375MW、500MW、合計850MW）の重油灰発生量約8.4T/D、650MW換算で約6.2T/Dと比較すると約3倍である。また、日本の発電所では重油灰を乾式（重油灰焼却装置）で処理しており、排水処理上の問題にはなっていない。

重油灰が多い要因は燃料（Bunker C Residual）の劣質のためと考えられる。

重油灰処理の対策としては、

- a. ボイラ燃焼改善による重油灰発生量の軽減化
- b. 重油灰処理方法の改善
- c. 使用燃料の良質化（低粘度、低硫黄の重油）

が考えられる。次節で改善提案を記載する。

6. 4 環境に関する調査結果からの改善提案

6. 4. 1 大気汚染

1) 燃料油硫黄計の購入 (価格 約 400万円)

燃料油硫黄計 (蛍光X線硫黄分析装置) は3~5分の分析時間で燃料重油中の硫黄含有量の測定が可能である。

- a. 国の規制対象となっている燃料油中の硫黄含有量を管理することが出来る。
- b. 排ガス中のSO₂濃度を計算で求めることが出来る。

(計算値は実測値にほぼ一致する)

計算式は次式によって求めることができる。

$$SO_2 \text{ ppm} = \frac{0.7S}{Vd + (m-1)A_0} \times 10^6$$

$$m = \frac{21}{21 - (O_2)}$$

ここに

S : 燃料油硫黄含有量 (wt%)

Vd : 重油1kg当り燃焼ガス量 m³N ≒ 10.0 m³N / 1 kg-fuel

(O₂) : 空気予熱器出口煙道における酸素 (vol. %)

A₀ : 重油1kg当り理論空気量 m³N ≒ 10.6 m³N / 1 kg-fuel

m : 空気比

なお、硫黄計はNPCとして1台購入し、マラヤ、マニラ及びスーカットの各発電所の消費重油中の硫黄分測定に利用することが望ましい。

2) 排ガス中NO_xの測定の実施

発電所の排ガスについては年1回SO₂、ばいじんの測定がMMRCによって実施されているが、NO_xの測定は実施していない。国の排出規制もあるので、是非、測定を実施すべきである。なお、NO_xは燃料NO_xとサーマルNO_xの合量であるため、簡単にNO_x濃度を推定することは出来ない。

3) 風向、風速連続測定装置 (10mのポール及び記録計を含む) の購入

フィリピン政府は既存の汚染源及び新汚染源の環境影響調査 (EIA, Environmental Impact Assessment) で拡散予測計算を要求しているが、当該地における気象データ (特に風向、風速のデータ) がないので拡散予測計算は出来ない。

NPCとして1~2セットの風向、風速計を購入し、各火力発電所及び新規火力発電所設置計画地点における1年間の連続の気象データを取る必要がある。

6. 4. 2 水質汚濁

1) 排水処理中和タンク設置位置の変更及び中和槽の設置

マラヤ発電所では、現在、沈澱池に入る前の重油灰処理排水が流れている側溝で苛性ソーダ (NaOH) を注入し中和を行っている。

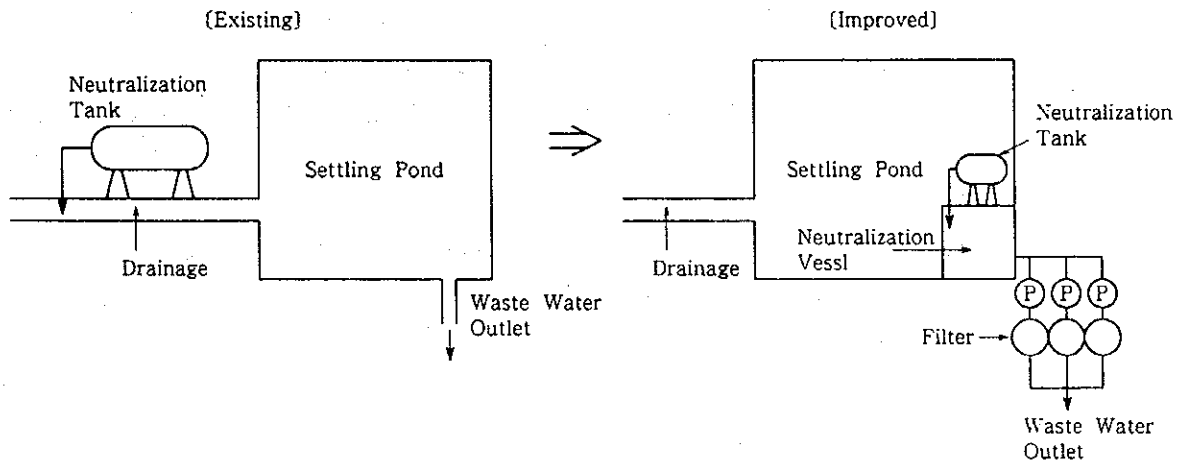
この方法は中和が不確実である。今回の調査でも排水口出口のpHは5.29で、排水規制値6.0を下回っていた。Figure 6-27に示すように、排水出口直前に中和槽を設置し、ここで完全に中和して排水する必要がある。

2) 排水除濁装置の設置

高濃度の重油灰が排水と共にラグナ湖へ排出されている。排水除濁装置を設置し、水質汚濁を防止する必要がある。

なお、コスト節減のため除濁装置として既設の使用していない純水装置 (Permutit) の利用 (イオン交換樹脂をろ過材に変える) も検討してみるかどうか。

Figure 6-27 排水処理方法の提案例



3) API油分離槽からの油漏れ

油の流出はラグナ湖の汚染への影響が非常に大きい。

事故や豪雨などの災害に備えて油検知器の設置、又はパトロール頻度を増加し、油の流出を防止しなければならない。

6. 4. 3 騒音

発電所の北側敷地境界及び発電所周辺（敷地境界から約 500m以内の居住地）の騒音測定を実施されたい。

測定時の条件：

- 1) 1号機及び2号機通常運転中の夜間（北側敷地境界）
- 2) ユニット起動時（北側敷地境界及び発電所周辺の民家）

6. 4. 4 重油灰

6.3.4節に述べたように劣質な燃料のために多量の重油灰が発生している。Table 5-26, Table 5-27で示されるように、マラヤ発電所で使用されている重油は、日本で一般に使用されている重油燃料に比べて粘度がかなり高い（マラヤ発電所：483.6cSt(50℃)、日本81~138cSt(50℃)）。重油灰発生量の低減のためにはより緻密な燃焼管理が重要である。

運転中においては、重油の粘度を低下させるための温度は十分に上がっているか。アトマイズ蒸気の圧力、温度は適性値を保っているか、バーナチップの管理は緻密に行われているか、オーバーホール時には、デフューザーコーンを点検し、不良品の取替又は修繕を確実に実施しているか、これらは良好な燃焼を維持するための重要な要素である。

低粘度の良質燃料を使用すれば、さらにボイラーの燃焼状態が改善されて、重油灰の発生量が低減できる。また、低粘度の重油は硫黄含有率も少なくなるので排ガス中のSO₂濃度も小さくなる。

また、燃料に添加剤を加えることにより、燃焼を改善し、重油灰の量を低減する方法もある。しかしこの場合は、経済性の検討も十分に実施する必要がある。

6. 5 安全防災管理の改善提案

6. 5. 1 安全防災管理の必要性

環境管理と安全防災管理とは区別して対策を講じるのがよいと考える。前者は連続して汚染物質を大気へ放出したり、湖や海へ汚染物質を放流する行為がどのように発電所周辺の環境に影響を及ぼすかどうかを調査検討し、必要に応じて対策を講ずる問題である。後者の安全防災管理は絶対に起こってはならない事故を防止することであり、例えば、人身事故、火災発生、爆発事故、漏油事故などを防止することである。又、万一事故が発生した場合は、その被害を最小限にとどめることである。今回、マラヤ発電所において不幸にして発生したオイル漏洩事故は基本的には安全防災管理上の問題であり、それが発電所周辺の環境に影響を与えるという環境問題になったと考えるべきである。

人身、火災、爆発、漏油などの大きな事故が発生した場合、人命の損失、事故による電力供給の停止、修理・修繕費の増大、更に環境問題となればその補償費等、いずれも貴重な人命及び莫大な金額の損失となる。従って、安全防災管理による事故の防止は発電運用業務と全く同様に重要な業務として扱うべきではないかと考える。

NPCには全社的な安全防災管理委員会のもとに各支店、発電所レベルの小委員会が設置されており、安全管理の業務を実施する組織がある。この機会に、6.5.2項に示す事項に関して再確認の上、安全防災管理を周知徹底し実施される様リコメンドする。

6. 5. 2 具体的な改善提案

安全防災管理の実施方法について次の事項を提案する。

1) 本部安全防災管理委員会 (NPC本社又はMMRCに設置)

a. NPCの幹部を委員会の議長とし、数名の専属者 (又は兼務者) で委員会を構成する。

b. 主な業務

- a) 各発電所の安全防災管理状況の報告を取りまとめ、上層部へ報告すると共に各発電所へ他発電所の状況及び上層部の指示事項等を伝達する。
- b) 各発電所が実施する安全防災訓練の立会、及び各発電所の安全防災管理状況を視察する。
- c) 各発電所の安全防災管理委員会の委員を召集して安全防災に関するセミナーを開催する。
- d) 国内外で発生した災害事故例を調査解説し、各発電所へ周知させると共に類似の災害の発生の可能性について発電所に検討を要請する。
- e) 各発電所から要請される安全防災設備・機器 (例えばオイルフェンス、漏油検出器、消火設備、火災報知器その他) の購入設置について検討する。
- f) 事故発生時における支援体制について検討する。
- g) その他

2) 火力発電所安全防災委員会（各火力発電所）

- a. 委員会は発電所長を議長として課長全員及び各課より1～2名選出し、委員会を構成する。
- b. 主な業務

- a) 委員会において安全防災パトロールのルート、点検箇所^{*1)}、パトロール頻度^{*2)}パトロール実施者^{*3)}、チェックシート様式等について検討し、本部安全防災管理委員会の了承を得て実施する。

注記：※1) 人身事故、火災、爆発、油その他危険薬品の流出等の事故が発生する可能性のある箇所を選定する。

また、ユニットの運転中及び定修作業中（危険作業の監視を含む）の各々について点検箇所を選定する。

※2) 台風、地震の発生後についてはパトロール頻度を増加させる。

※3) パトロール実施者は発電所長及び課長を含めることが望ましい。

- b) 安全防災処置訓練（例えば漏油発生、火災発生など）を立案し、実施する。（年1～2回）
- c) 本部安全防災管理委員会が主催するセミナーに出席すると共に、発電所の安全防災状況について発表する。
- d) 委員会において本部安全防災委員会より送付される安全防災に関する資料に基づき、発電所における類似の災害の発生の可能性について検討し、本部委員会へ報告する。
- e) 委員会において防災設備・機器の購入設置の必要性について検討し、必要ならば本部委員会へ要請する。
- f) 事故発生時は本部委員会へ直ちに報告し、支援等を要請する。
- g) その他

第7章 マラヤ発電所信頼度向上計画

第7章 マラヤ発電所信頼度向上計画

本章は、ハードウェア及びソフトウェアに関する既述の調査結果を踏まえ、それぞれについて、改善計画を策定するものである。

7.1 総論

1) 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画の基本構想

発電所の信頼度向上は、リハビリテーションのみでは達成できない。その信頼度は、まず、計画的に確実に実施される定期点検・修理（以後定修という）によって維持される。しかし、長年の運転により、信頼度は少しずつ低下する。この避け得ない低下した発電設備の信頼度は経年劣化対策としてのリハビリテーション工事によって回復または向上される。

Figure 7-1は、経年劣化と定修及びリハビリテーションの関係を概念的に表したものである。この図から、ハードウェアの信頼度の維持にとって、定修がいかに重要で、経済的にもメリットがあるかわかる。

この調査では、従って、リハビリテーションだけでなく、定修を含めた改善計画を立案する。

a. 計画期間とリハビリ実施時期

この調査では、1、2号機の定修を毎年実施する事を前提に、改善計画期間を5年間とする。リハビリテーション工事は機材の納期及び試運転期間を考慮して、第3年度に着手し、第4年度末までに完了するものとする。

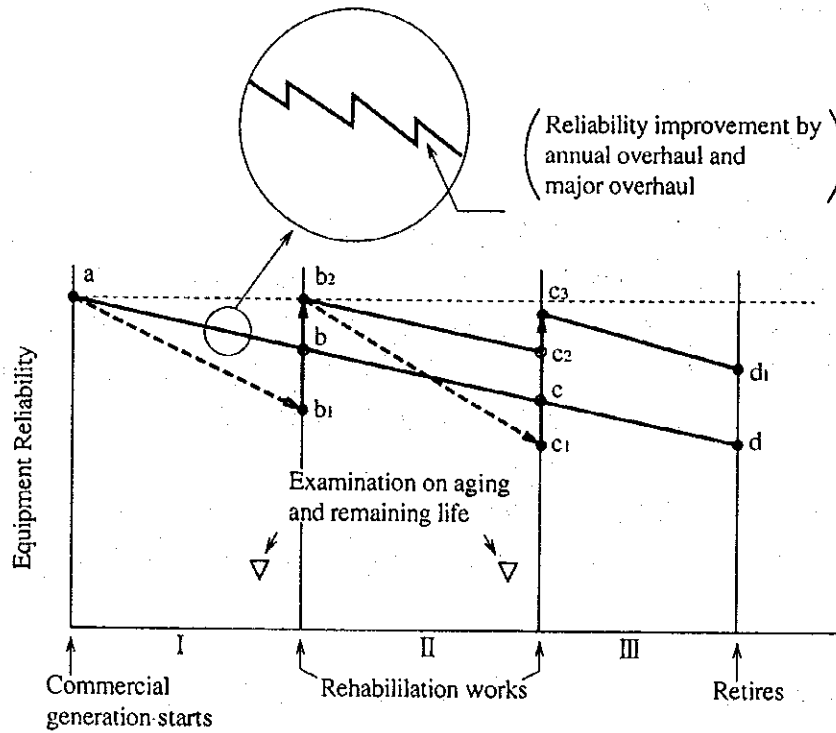
(Figure 4-7, リハビリテーション及び5カ年定検スケジュール参照)

b. リハビリ項目と定修項目

NPCの実施予定定修項目は、リハビリテーション工事項目から除外する。

また、NPCの定修項目に含まれていないが、リハビリテーション工事にも含まれない新たに生じた項目については、計画期間内の定修工事において実施する。(定修工事は修繕費、リハビリテーション工事は設備費)

Figure 7-1 設備の信頼度, 経年劣化及び余寿命



a - b - c - d : 良好な保守の下でも経年によって生ずる通常の劣化

b → b₂及び
c₂ → c₃ : リハビリテーションによる改善

a → b₁及び
b₂ → c₁ : 忠実に適切な定修を実施しないので, 設備は急速に劣化する。

b₁ → b₂及び
c₁ → c₃ : リハビリテーションはこの場合, 通常のリハビリテーション (すなはち
b → b₂又は c₂ → c₃) に比べて, 相当に多くの費用と時間を要する。
これは, c₁ → c₃の場合, 特にそうである。

2) ソフトウェアの改善計画の基本構想

発電所設備ハードウェアの信頼度を向上させるのも、また、それを維持するのも、ソフトウェアの問題である。第5章のソフトウェア改善計画についての勧告の中から、このプロジェクト目標“*No Forced Outage and No Accident*”の達成に必要な「重点実施項目」を選んで改善計画を作成する。

a. 計画期間と実施時期

改善計画期間は、ハードウェアの場合と同様、5年間とする。

項目によって異なるが、第1～2年間のうちに準備を行い、第2～第3年目から実施して第5年目末までに完了するものとする。(Figure 2-1 改善計画全体工程表参照)

b. 重点実施項目

a) 重点実施項目は、次の5項目とする。

- I. 完全な定修計画の実施
- II. 完全な定修の実施
- III. 安全・確実な運転
- IV. 職員の採用及び教育・訓練
- V. モラルの向上

b) 各重点実施項目の内容

本調査を通じて、ソフトウェア及びヒューマンに関しては、それぞれ問題点の背後に多くの改善すべき課題があることが判った。

- Figure 7-2は、発電所の現状とその直接の原因並びに問題の所在を、わかり易く表わしたものである。
- Table 7-1は、ソフトウェア及びヒューマンに関する問題の背後にある課題と対策を、各重点実施項目別に集約したものである。

Figure 7-2 発電所の現状と問題の所在

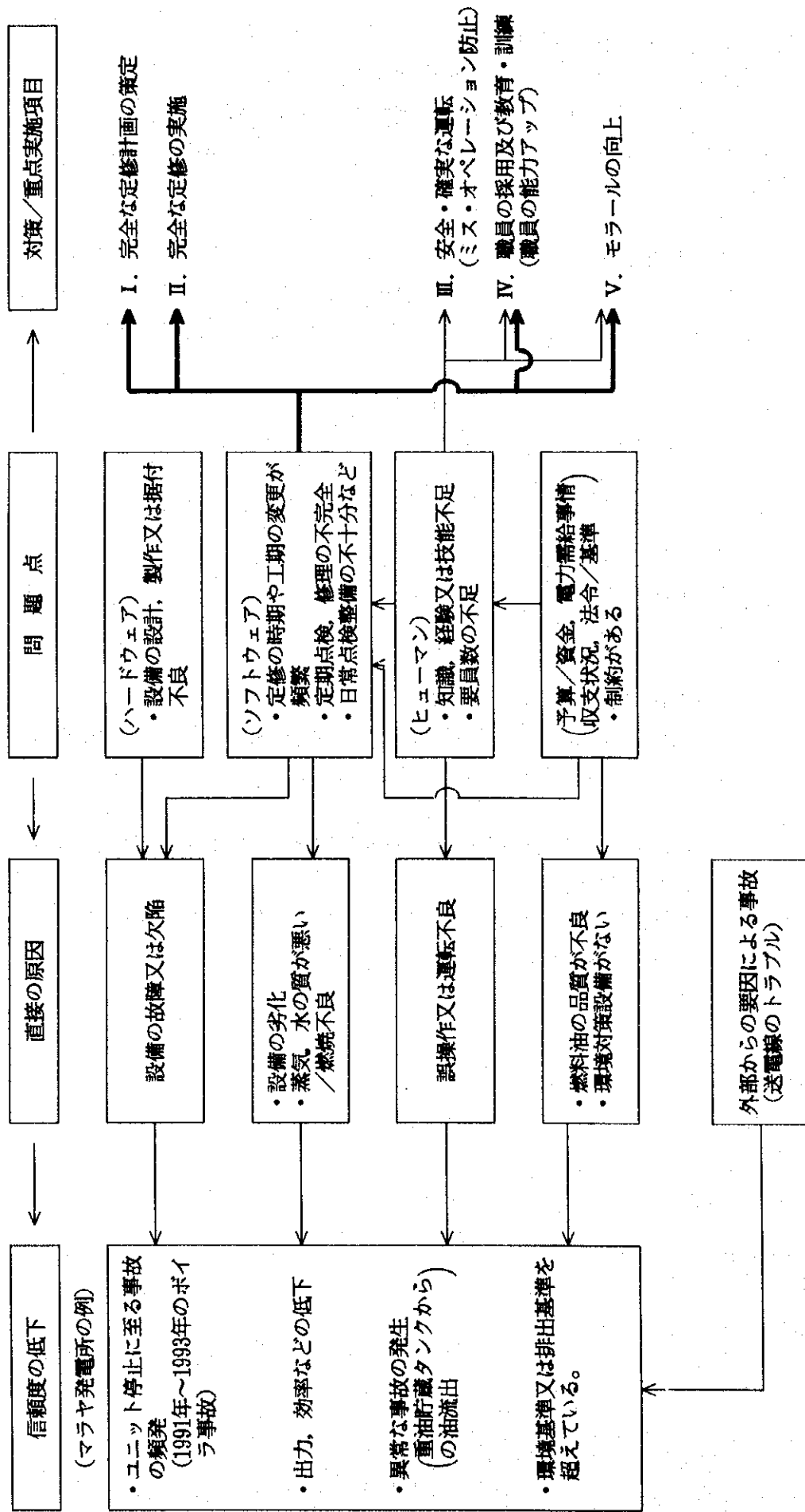


Table 7-1 ソフトウェア改善計画
重点実施項目

I. 完全な定修計画の策定

(課題)

- 1) 定期点検項目や、そのインターバルの基準がない。
- 2) 同上基準の設定を含め、定修計画の担当箇所とその責任範囲を明確にすると共に、その能力の強化が必要と思われる。
- 3) 完全な定修計画作成の「ノウハウ」の習得

(対策)

- 1) 定修計画の内容充実
 - a. 定期点検項目、インターバルの基準の作成/制定
 - b. 同上に関連して、各発電所ユニットの所要定修期間、インターバルの検討
- 2) 定修計画策定機能の強化
 - ・発電所組織、業務分担、教育・訓練についての一層の検討

II. 完全な定修の実施

(課題)

- 1) 定修実施時期や期間がよく変わる。これが通常化している。
- 2) 定期点検項目やそのインターバルに関する法的規則がないことが挙げられる。
- 3) 工事実施能力の不足
要員、工事事用機器、工具類、車輛、現地事務所や宿舍などが、MSDに課せられた作業量やその作業条件に見合っていないようである。
- 4) 機器分解・点検要領書、チェックシート類の整備
- 5) 定修用予備品、その他部品の入荷遅れ
- 6) 工事工程がよく延びる、工事管理の改善
- 7) 工事中又は終了時の検査、試験の確実な実施と記録、報告書の作成（定修計画や安全・適切な運転のために反映させる。）
- 8) 日常点検・保守の充実

(対策)

- 1) 一度決めた定修実施時期、期間は特別な理由が無い限り、変更しない事を会社方針として確立する。
- 2) 定期点検項目、そのインターバルなど、定修に関する要件の法制化。
- 3) MSDの定修工事実施体制の整備
 - ・左記の諸点に関して、MSDの工事実施能力を強化する。
- 4) MSDとして整備する。
- 5), 6) 及び7)
 - 定修工事の責任体制の明確化
 - ・発注品の納期管理（フォロー）
 - ・工事工程管理
 - ・検査、試験の実施と記録、報告書の作成
- 8) 保守要項の整備

Ⅲ. 安全・確実な運転

(課題)

- 1) 運転要項の整備が必要
・教育用としても活用
- 2) 運転員のルーティン業務の励行
- 3) 運転当直体制の見直し

(対策)

- 1) 運転要項の整備
・NPC本社のOMPで作成中の他発電所の運転要項がモデルとなる。
- 2) 同左の実施
- 3) 同左の実施

Ⅳ. 職員の採用及び教育・訓練

(課題)

- 1) 空席補充方式、随時採用には問題が多い。
- 2) 新入社員の集合教育は実施されていない。
- 3) 運転員の同一ポジションが長い。昇進のチャンスが少ない。
- 4) 運転員の訓練は現在 OJTのみ

(対策)

- 1) 採用方法の改善
・長期要員計画に基づく定期採用の検討が必要
- 2) 及び3)
・新入社員教育及びポジション教育、業務ローテーションの実施が必要
- 4) シミュレーターによる運転員の訓練

Ⅴ. モラルの向上

(課題)

- 1) MMRC、発電所内又はその間での業務ローテーションが殆んどない。
- 2) 教育・訓練の結果の評価
・昇級/昇格の資格を与える制度の検討が必要
- 3) 提案、褒賞制度の検討が必要

(対策)

- 1) ローテーションの計画的実施
- 2) 同左の実施
- 3) 同左の実施

7. 2 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画

- － JICA調査後から向う5年間とする。
- － リハビリテーションとその前後の定検（Annual Overhaul）とを効果的に組合せる。
- － リハビリテーションは、同上期間の第4年目末までに完了させる。

1) 実施計画

a. 第1年目

- － 1, 2号機とも本格定検（Major Overhaul）を実施する。
- － ボイラー、タービン及び発電機の余寿命診断を行う。

以上により、第2年目以降の定検及びリハビリテーション工事実施計画を作成する。

b. 第2年目

- － 1, 2号機とも定検を実施する。
工期は比較的短期とする。
- － 第1年目の定検で検査できなかった箇所、経年劣化の進行程度を点検する。その結果をリハビリテーション工事実施計画に反映させる。

c. 第3年目

- － リハビリテーションと定検を実施する。
- － リハビリテーション工事の項目は、第4章4. 3参照。

d. 第4年目

- － リハビリテーション完了後、1年後に簡易定検を実施する。リハビリテーションで実施した修繕、取替、改善箇所の点検を行う。なお、第3年目に実施できなかった事項があれば、これを行う。
- － かくして、リハビリテーション及び第4年目までの定検で、不具合箇所を完全に無くす。

e. 第5年目

- － リハビリ完了後2年目には、本格定検を実施する。
- － 点検結果により今後の定検及び経年劣化調査の標準を策定する。
- － もし、この第5年目の本格定検が、本計画期間の5年以内に入らない場合には、第4年目の簡易定検のときに本格定検を実施する。

2) 全体工程

Figure 4-9に全体工程を示す。

3) 実施方法

a. リハビリテーション

- 主要機器のリハビリテーションは、コントラクター（含むオリジナルメーカー）にやらせる。コントラクターの責任を明確にするため、ターンキーベースとする。
なお、工事全体の監理はコンサルタントが助勢する。

b. 定 検

- 定検作業はNPCによって実施される。
- 余寿命調査及び経年劣化調査は、コンサルタントが計画・監理を助勢する。調査・工事はコントラクターが実施する。

c. コスト

- リハビリテーション及びポストリハビリテーションのコスト（工事費）はローンによって調達されるものとする。

4) 実施内容

a. リハビリテーション

a) 工事範囲

工事範囲の詳細は次の表に示す。

Table 4-18 マラヤ発電所1号機

Table 4-19 " 2号機

Table 4-20 " 共通設備

b) 工事費

単位：千US\$

	1号機	2号機	合計
プロジェクト工事費	101,295	38,794	140,089
コンサルタント・フィー	3,768	1,232	5,000
合計	105,063	40,026	145,089

c) 各年度支出計画

単位：千US\$

	1995	1996	1997	1998	1999	合計
1号機	1,815	15,746	55,316	30,373	1,814	105,063
2号機	1,586	5,862	30,464	1,057	1,057	40,026
合計	3,401	21,608	85,779	31,430	2,870	145,089

7. 3 運転保守管理（ソフトウェア）の改善計画

7. 3. 1 完全な定修計画の策定（重点実施項目, I）

1) 改善計画へのアプローチ

完全な定修計画をたてるためには、何よりもまず、ハードウェアの正確な現状、換言すれば不具合箇所の把握が必要である。Figure 7-3及びFigure 7-4に、日本における定修計画（定修予算決定までの業務フロー）を参考に示す。

今回の調査の結果、火力発電所ハードウェアについての定修基準が確立されていないことが判っている。それ故、ハードウェアの不具合箇所一覧表の作成(Figure 7-3, Item No. ①)と共に、下記の3つの基準の整備が必要である。

- ・定修基準 (Figure 7-3, Item No. ②)
- ・経年劣化調査基準 (Figure 7-3, Item No. ③)
- ・ルーチン保守基準 (Figure 7-3, Item No. ④)

この改善計画では、最初の基準を含む次の3項目を取りあげることとした。なお、各Itemの頭のNo. は、Table 7-1の対策欄におけるNo. に対応している。

- I, 1), a. 定修基準の作成/制定
- I, 1), b. 各発電所ユニットの所要定修期間, インターバルの見直し
- I, 2) 定修計画策定機能の強化

次項に、これらの項目についてのアプローチを述べる。

Figure 7-3 定修計画 (定修予算決定までの業務フロー)

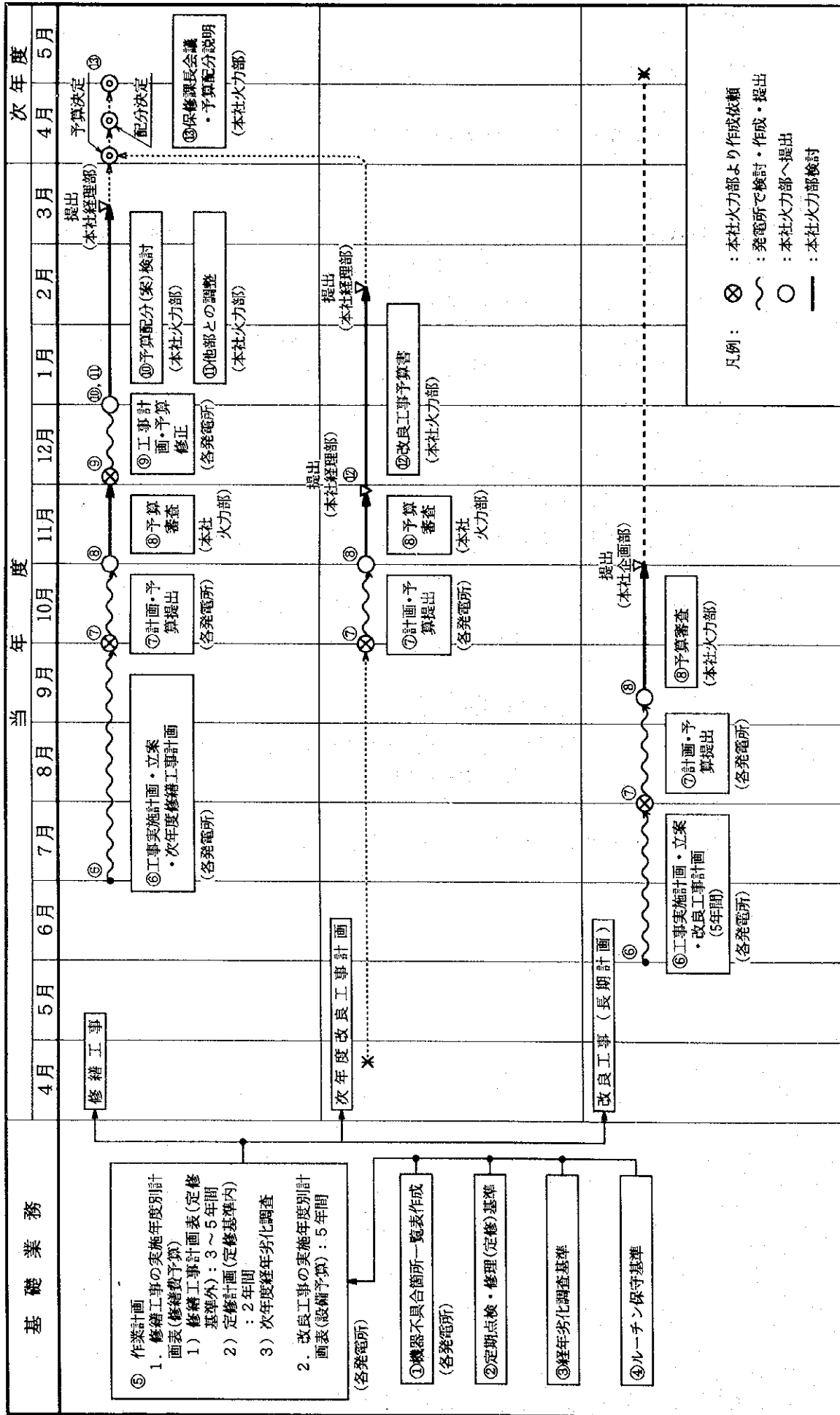


Figure 7-4 定修予算決定までの業務フロー詳細 (1/4)

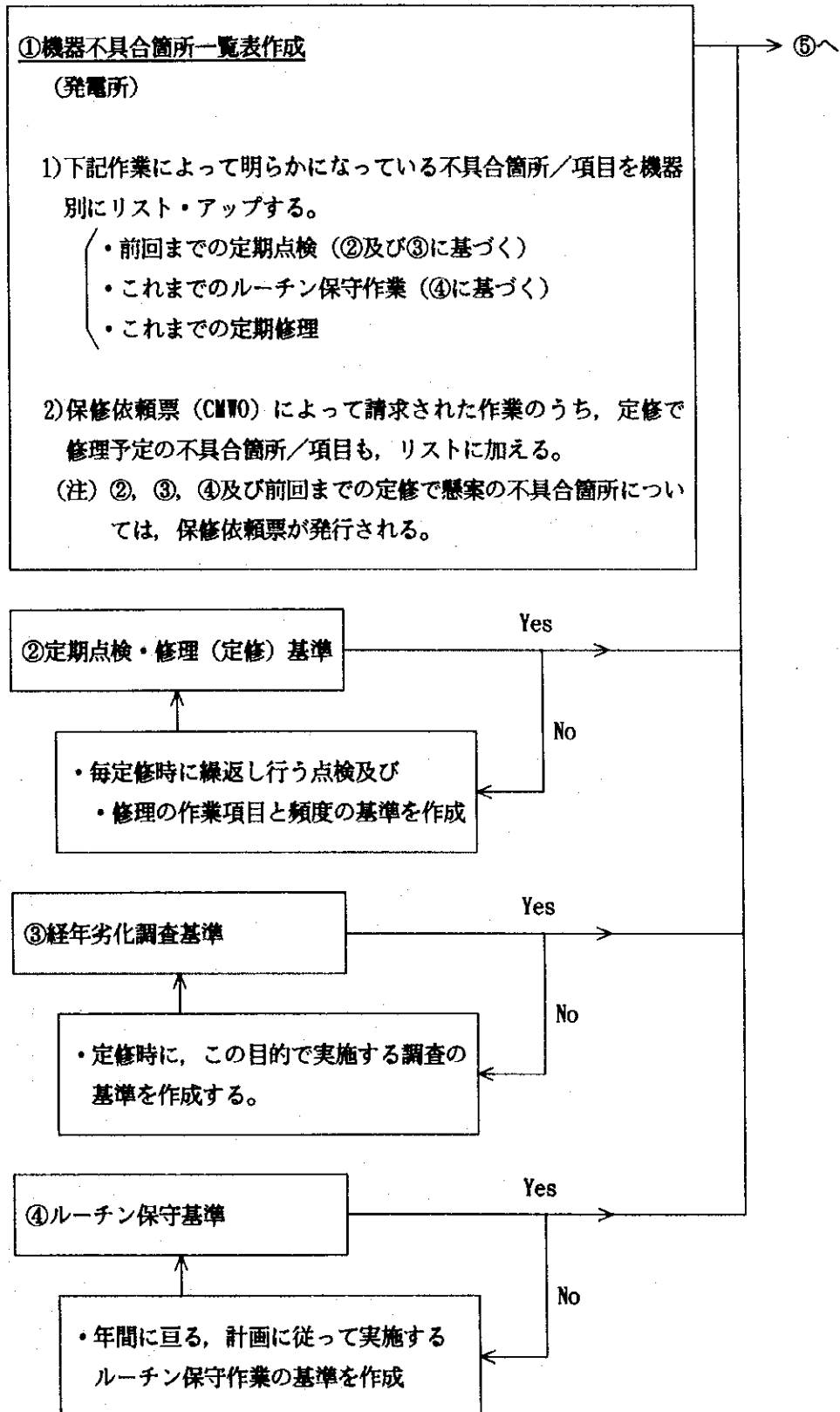
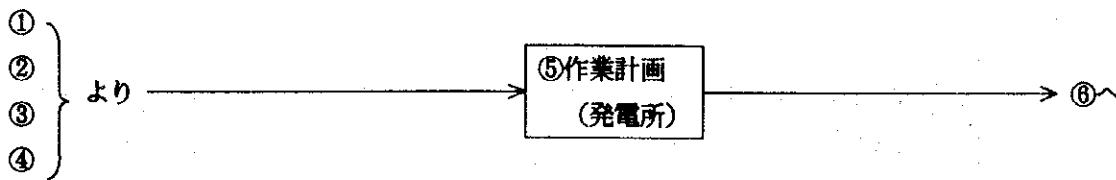


Figure 7-4 定修予算決定までの業務フロー詳細 (2/4)



1. 修繕工事の実施年度別計画表を作成する。
(修繕費予算)

1) 修繕工事計画表 (定修基準外)

- ・ 向う3年間ないし5年間について作成する。
前出不具合箇所リストから選定する。
- ・ 定修時の修繕工事のうち定修基準、ルーチン保守基準によらないものを、特別修繕工事と呼ぶ。

2) 定修計画 (定修基準内)

- ・ 本社火力部は、次年度から向う2年間の各発電所の定修時期を計画している。
- ・ 前出の②の基準に従って発電所は次年度の定修計画を決める。

3) 次年度経年劣化調査

- ・ 前出③によって決める。

4) ルーチン保守作業計画

- ・ 前出④によって年間計画が作成されている。

2. 改良工事の実施年度別計画表を作成する。
(設備予算)

- ・ 向う5年間について作成する。
前出不具合箇所リストから選定する。

Figure 7-4 定修予算決定までの業務フロー詳細 (3/4)

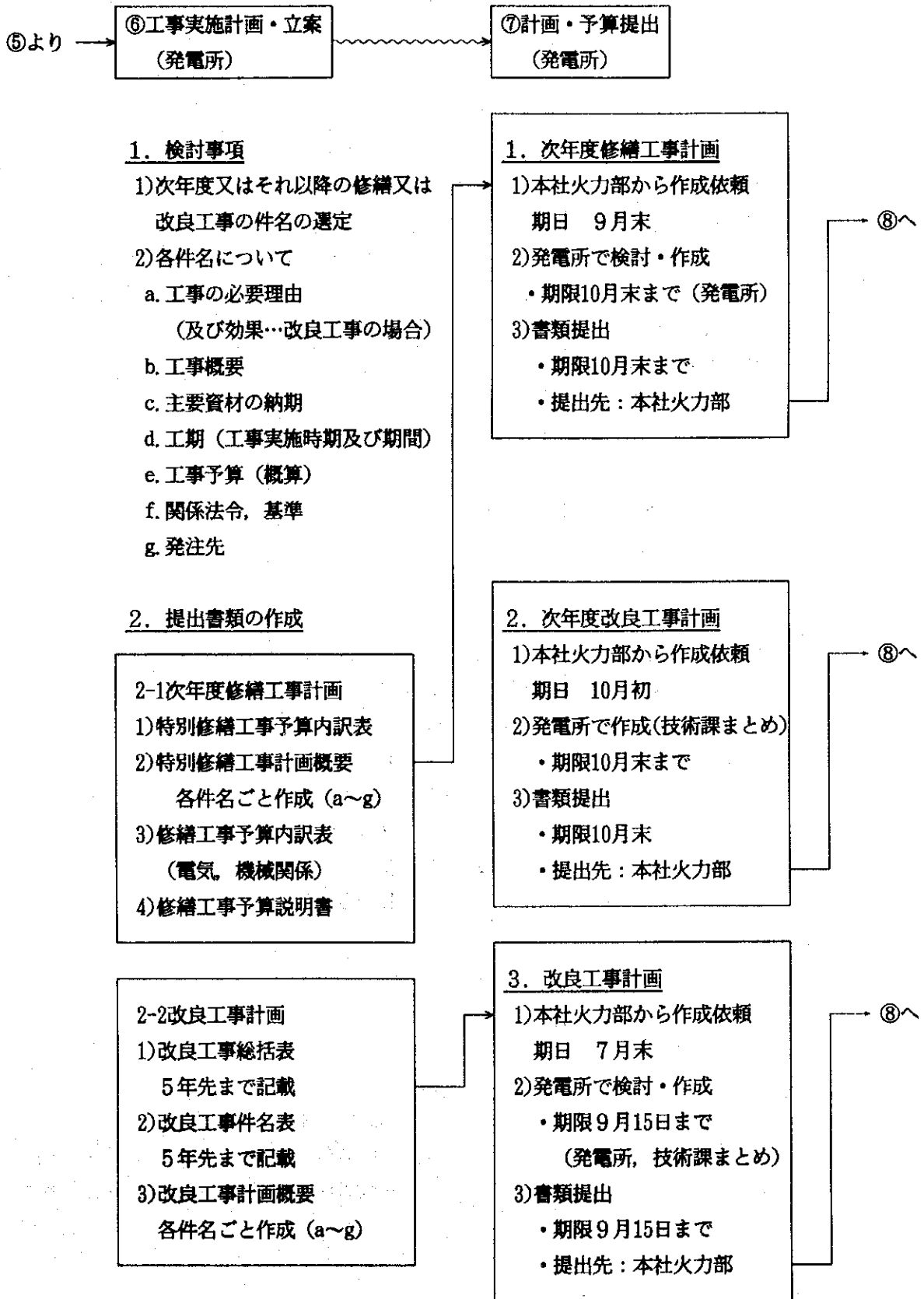
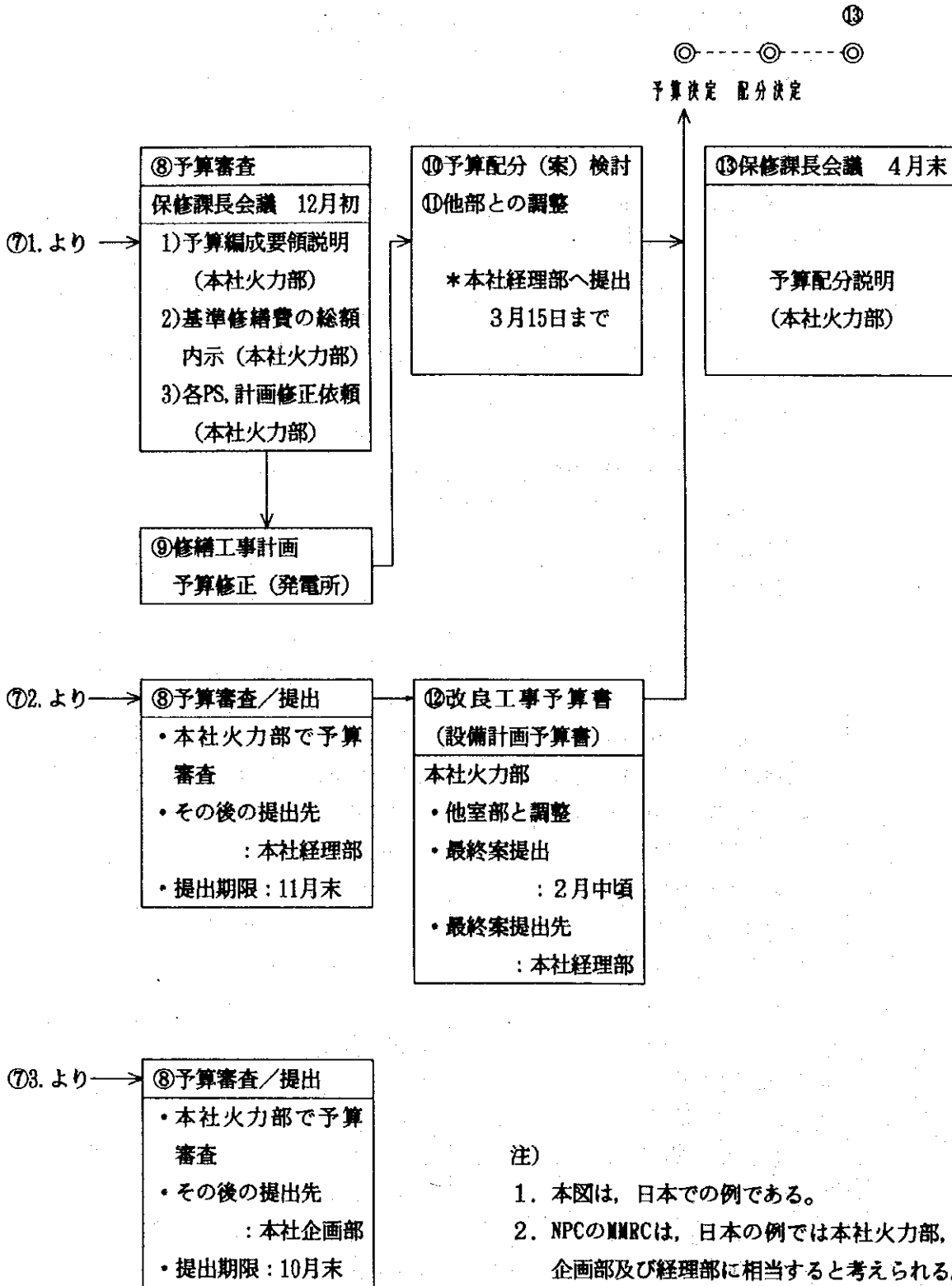


Figure 7-4 定修予算決定までの業務フロー詳細 (4/4)



2) 定修基準の作成/制定 (重点実施項目 I-1) - a.)

a. 目的

- 定期点検の種類とインターバルの基準を設定する。また、
- 毎定修時に繰返し行う点検及び修理の作業項目と、その実施インターバルを設定するものである。

b. 効果

- 定修はいわば我々の定期健康診断である。定期的かつ継続的に指定の重要部位を検査し、そのデータを蓄積する。これによって、現在のコンディションと、その傾向を把握し、適切かつ経済的な修理をタイムリーに行うことができる。
- 定修基準を制定することで、その費用積算及び予算作成の機械化が可能となり、業務の合理化につながる。

c. 作業内容と担当箇所

- 「定修基準作成のためのガイドライン」の作成/制定

担当箇所	本社のERD及びQA
担当責任者	指名されたERD又はQAのマネジャー
担当事項	<ul style="list-style-type: none">・ガイドライン・ドラフトの作成・作業スタッフの指名・作業の統括・管理・発電所、MMRC/MSDとの調整・ガイドライン、ドラフトのオーソライズ・オーソライズ後の各関係箇所への通知、配布、説明

一 各発電所定修基準の作成/制定

担当箇所	発電所	MSD	MMRC
担当責任者	保修部門マネジャー	MMRC副総裁が 指名するマネジャー	MMRC副総裁が 指名するマネジャー
担当事項	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所担当点検機器について作成する。 ・同上に係わる一切の事項 	<ul style="list-style-type: none"> ・MSD担当、点検機器について作成する。 ・同上に係わる一切の事項 	<ul style="list-style-type: none"> ・作成作業のモニタリングと指導 ・必要に応じて、本社のERD, QAの協力を得る。

- 注) 1. 発電所, MSDは夫々前述のガイドラインに従って, 「定修基準(案)」を作成する。
 2. 各発電所はMSDが作成した分を含めて, 「定修基準(案)」をまとめる。
 3. MMRCは, 各発電所がとりまとめた「定修基準(案)」を審査し, オーソライズするものとする。

d. 定修基準案

a) 定期点検区分とインターバル

定修基準の作成に資するため, 定期点検区分及びインターバルについて一つの案を参考に提示する。

Table 7-2参照

1993年末現在で本表を適用した場合, マラヤ発電所1, 2号機とも長期使用期定期点検(S点検)となる。

(累積運転時間, 運転開始以降=10万時間オーバー)

	累積運転時間 (Hr.)	累積起動回数 (回)
1号機	116,089.01	359
2号機	101,510.93	213

Table 7-2 定期点検区分の基準案（参考用）

定期点検区分	点検のレベル ^{1/}
標準期定期点検 ^{2/}	A 点 検
	B 点 検
	C 点 検
長期使用期定期点検 ^{3/}	A 又は B 点 検 プラス S 点 検

注) 1・点検のレベル

A点検：次回定期点検までの期間を蒸気タービンにあっては4年，ボイラ等にあっては2年とすることが出来る点検レベルをいう。

B点検：次回定期点検までの期間を蒸気タービンにあっては3年，ボイラ等にあっては1.5年とすることが出来る点検レベルをいう。

C点検：次回定期点検までの期間を蒸気タービンにあっては2年，ボイラ等にあっては1年とすることが出来る短期間で実施する点検レベルをいう。

S点検：Appendix 5-4の「Periodic Inspection after Long-Term Operation」に示した追加点検をいう。

2・運転開始2年目以降10万時間（試運転開始以降の累積運転時間）又は2,500回（試運転開始以降の累積起動回数）の間は，設備（ハードウェア）の定常段階と位置付け，標準的な定期点検（A又はB又はC）を行う。

なお，初回定期点検は，標準的な定期点検に加え，初期トラブル及び設備固有の問題点を把握するための詳細点検を行なう。

3・「標準期定期点検」期間を超えた場合は，設備の経年段階と位置付け，標準的な定期点検（A又はB）に加え，経年劣化状況及び今後の運用を勘案した対応策等の把握のための詳細点検（S点検）を行う。

b) 定期点検区分の組合せ

定期点検の順序及び組合せは，種々のパターンが考えられる。

設備の管理者は，タービン，ボイラなどの設備の使用状況によって，定期点検の実施時期を勘案し，適切に計画する必要がある。

定期点検の順序は，以下の定めによる。

- ①－A点検とB点検は交互に行うことを原則とする。
- ②－初回定期点検においては，A点検を行う。
- ③－定期点検の実施時期延長直後の検査として，C点検を行わない。
- ④－C点検を連続して行うことは認めない。
- ⑤－C点検の前後はどちらか一方がA点検でなければならない。

上記の定めに基づく組合せの考え方(例)をTable 7-3及びTable 7-4に示す。

Table 7-3 標準期定期点検の場合(例)

		年	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
基本	ボイラ	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	
	タービン	A		B		A		B		A		
運用例 1	ボイラ	A	…B	…A	…B	…A	…B	…A	…B	…A	…B	…A
	タービン	A			…B			…A				…B
運用例 2	ボイラ	A	C	B	C	A	C	B	C	A		
	タービン	A		C		B			C	A		
運用例 3	ボイラ	A	C	A	C	A	C	A	C	A		
	タービン	A		C		A		C		A		

注) この表は、ボイラと蒸気タービンのいずれもA点検を実施した年を起点としている。

Table 7-4 長期使用期定期点検の場合(例)

基本は、標準期定期点検の場合と同じである。経年劣化調査基準による特別点検(S点検)をA又はB点検に加えて実施する。

		年	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
基本	ボイラ	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	
	タービン	A		B		A		B		A		
運用例 1	ボイラ	A	B	A	B	A	B	A	B	A		
	タービン	A	B	A	B	A	B	A	B	A		

注) この表は、ボイラと蒸気タービンのいずれもA点検を実施した年を起点としている。

c) 定期点検作業項目

- 定期点検はA又はB又はC点検の3つに大別される。各々の点検内容についての基準とS点検の内容についての基準を作成する。
- 基準案は、ボイラ設備及びタービン設備について作成する。
- 基準案作成には、既に実用されている基準を利用するのが簡単で便利である。そのサンプルが添付資料 5-4である。

(出典、事業用火力発電所の定期点検指針、1987年12月、火力原子力発電技術協会発行、日本)

d) 定期点検作業要領 (参考)

前項の基準作業項目については、周期及び分解の程度、点検内容、作業要領などを記載した点検要領が前述の指針に含まれている。

3) 各発電所ユニット標準定修期間の設定 (重点実施項目 I-1-b.)

a. 目的

- 定修基準の制定と共に、標準定修期間 (日数) を設定する。
- 標準定修日数は、発電所のユニット容量、主機 (ボイラ、タービン) のタイプ、燃料の種類に応じて、また定期点検区分とその組合せに応じて設定する。

b. 効果

- 標準定修日数が設定されると、発電所及びMSDは長期定修計画を立てやすくなり、MMRCにとっても、各発電所の定修計画の集約、すなわち全体計画が容易になる。
- 標準定修日数、従って、そのベースとなっている標準工程の設定は、標準定修作業項目毎の工数設定を可能とする。すなわち、その予算作成の機械化、標準化への道が開ける。

c. 作業担当箇所と担当事項

作業担当箇所	発電所	MSD	MMRC
担当責任者	所長が指名するマネジャー	MMRC副総裁が指名するマネジャー	MMRC副総裁が指名するマネジャー
担当事項	<ul style="list-style-type: none"> • 本作業に係わる事項一切 • 各発電所はMSDと協議して、自らの発電所の標準定修工程及び日数を策定する。 • MMRCの主催する会議に参加するなどして、MMRCの作業に協力する。 		<ul style="list-style-type: none"> • 下記参照

MMRCの担当事項

- 本作業の方針を本社関係箇所、各発電所に示し、社内を確認する。
- 各発電所の作業着手及び完了予定日を設定し、各発電所へ指示する。
- 同上作業の進み具合をモニタリングし、必要な助言を与える。
- 各発電所から提出された案をもとに検討し、全体としての基準 (案) を作成する。
- 同上 (案) をMMRCの中及び本社関係箇所と調整する。
- 調整済 (案) を社内ですらうし、MMRC副総裁の名で実施に移す。

d. 標準定修期間の検討

- 定修基準 (標準定修作業項目及び定期点検区分) をベースに標準定修期間、すなわち標準日数及び工程を検討する。
- 検討に当たって注意すべき点は次のとおりである。

- a) 過去の定修工程や日数の記録を参照する場合、標準定修以外の工事、例えば特別修繕工事や改良工事などは除外する必要がある。更に購入部品の入荷遅れなどによる工期の延長は加味しない。
- b) 工事を担当するMSDや発電所保修グループの定修計画あるいは、工事実施能力・能率は、これを考慮に入れる必要がある。その理由は、これらが問題の日数を左右する重要なファクターであるからである。

• Table 7-5は、定修の標準日数の例（日本）である。
これは、NPCにとって、検討上、一つの参考になるであろう。

Table 7-5 標準所要定修日数（日本の例、参考用）

火力発電所		定期点検区分		
出力(MW)	燃料	a-A	a-B	b-B
500	重油	53	45	36
375	〃	50	42	32
250	〃	48	37	27
700	石炭	70	70	55

(注) 定期点検区分

- a…ボイラA点検 A…タービンA点検
 - b…ボイラB点検 B…タービンB点検
- A又はB点検の内容については、Table 7-2参照。
所要日数とは必要な実働日数で休日は含まない。

e. 標準定修日数（案）

a) MMRC年間定修スケジュール

NPCは、1995年の定修スケジュール（1994年12月6日付）を作成している。

（Figure 4-8参照）これによれば、

- 既設火力発電所の定修日数は、発電所ユニット容量には無関係に90日となっている。
- 定修間には、6日間の補修停止（Maintenance Outage）が2回計画されている。
- 1ユニットの年間停止日数は、合計102日でその稼働率は72%である。
- 90日の定修日数は、これまでの実績を踏まえた最大公約数的なものと考えられる。

b) 標準定修日数（目標案）

- 標準定期点検項目は、日本の標準並みと考える。本レポートにより提案しているMSD及び発電所における定修計画及び実施能力の改善が実行された場合の標準定修日数（目標案）として、Table 7-6を提案する。

Table 7-6 標準定修日数 (目標案)

火力発電所		定期点検区分		
出力 (MW)	燃料	a-A	a-B	b-B
350	重油	55	41	36
300	重油	50(85)	37	35
200	重油	45(85)	32	30
300	石炭	60	50	40

注) 表中の () 内はシーメンスタービンの場合

a-A: ボイラA点検 タービンA点検

a-B: ボイラA点検 タービンB点検

b-B: ボイラB点検 タービンB点検

Table 7-7 分解点検所要日数の内訳

(日本での定修ベース: 参考用)

	GE, WB系 タービン (375MW例)	シーメンスタービン
冷却	5日	5日
分解	10日	30日
点検手入	7日	7日
組立	15日	30日
オイルフラッシング~運転再開まで	13日	13日
計	50日	85日

4) 定修計画策定機能の強化〔重点項目I-2〕

a. 目的

- ・発電所及びMSDにおける定修計画担当箇所とその責任範囲を明確にする。
- ・前項に関連して、必要と思われる組織及び人員配置の見直しを行い、改善を図る。

b. 効果

完全な定修計画の策定が促進される。

c. 見直し作業の担当箇所と担当事項

作業担当箇所	発電所	MSD	MMRC
担当責任者	所長が指名する マネジャー	MMRC副総裁が指名 するマネジャー	MMRC副総裁が指名 するマネジャー
担当事項	<ol style="list-style-type: none"> 1. 職務記述書の見直し <ul style="list-style-type: none"> ・完全な定修の実施の観点から、定修計画（作業内容、工程、予算等一切）において各セクションが担当する範囲を見直し、調整する。 ・上記の作業の結果に基づき、現行の職務 <ul style="list-style-type: none"> ・業務記述書の改訂案を作成する。 2. 同上の改訂に関連して必要な組織及び人員配置を検討する。 3. 以上の作業に関し、MMRCが主催する会議に参加する。 4. MMRCのとりまとめ作業に協力する。 		<ul style="list-style-type: none"> ・本作業の方針を本社関係箇所、MSD及び各発電所に示し、社内で確認する。 ・各発電所の作業着手及び完了予定日を設定し、MSD及び各発電所へ指示する。 ・同上作業の進み具合をモニタリングし、必要な助言を与える。 ・各発電所から提出された案をもとに検討し、全体としての改訂案を作成する。 ・同案をMMRCの中及び本社関係箇所と調整する。 ・調整済（案）を社内でオーソライズし、MMRC副総裁の名で広報・実施する。

d. 職務記述書の見直し

発電所の定修計画はそれぞれのメンテナンスグループの責任で行なうべきものである。メンテナンスグループの一つのセクションであるP&S (Planning&scheduling) は、完全な定修計画の実施において重要な役割を担わなければならない。各メンテナンスグループとP&Sとの役割分担を職務記述書上で明確にする。

a) P&S 現行職務について

現 行	見直しのポイント
1. 予想 予防, メンテナンス, 簡易及び本格定修のプランニング及びスケジューリング	<p>1. 現行と同じ。但し、以下を確実にすること。</p> <p>(1) 個別の計画, 工程を作成するのは, P&Sの任務ではなく, 各担当セクションの任務である。P&Sは発電所メンテナンスグループ及びMSD各セクション間の調整と進捗状況のモニターを発電所全体の立場から行う。</p> <p>(2) P&Sセクションの長は, 発電所メンテナンスグループ及びMSDの各セクションに対して, その任務遂行上, 必要な要請をすることができる。各セクションは, その要請に従うものとする。</p>
2. 発電所内の他セクションとの調整	2. 発電所内の他セクションとの調整のみならず, 発電所とMSDとの間の調整も行う。
3. 予備品, 材料の発注手続き後のモニタリング及びフォローアップ	3. 発注した部品, 材料のフォローアップは, P&Sではなく発注元である各セクションの責任とする。ただし, P&Sは発注品の状況をモニターすること。

b) P&S及び各メンテナンス・セクションの職務分担

- 完全な定修計画の実施の観点から, Table 7-8, 「定修に係わる業務の分担」を参考に, 各グループ又はセクションの業務分担を, より詳細に明確にする。

- 以上の結果に基づいて, 職務記述書及び業務記述書の改訂案を作成する。

e. 組織及び人員の配置の検討

以上の業務分担の見直しに関連して、必要と思われる組織及び人員配置についても検討する。

現在の P&S の配員は下記の通り。

Superintendent A	(課長)	1名
Principal Eng' r B	(係長)	1名
Principal Eng' r C	} (担当)	3名
Sr. Eng' r		1名
Sr. Draft-man	(製図担当)	1名
Data Controller/Encoder	(書類担当)	1名

Table 7-8 定修に係わる業務の分担 (Figure 5-3及びTable 5-7参照)

業 務	P&S	メンテナンスグループ 各セクション
<p>1. 計 画</p> <ul style="list-style-type: none"> • 工事項目, 範囲及び内容 • 工 程 • 予 算 • 部品, 材料の購入計画 • エンジニアリング 経年劣化調査, 重要機器の余寿命診断を含む 	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所及びMSDの各セクションに計画方針を伝え, 作成を要請する。 • 各セクション作成分を調整し, まとめる。 • MSDの分も含めて必要な調整を行い, 発電所としての計画にまとめる。 • 全体工程のバーチャートとPERT-CPMを作成する。 • 計画/工程の変更に伴う関係グループへの対応 	<ul style="list-style-type: none"> • 各セクションが, それぞれの担当分を実施する。 - 保守機械 - 保守電気 - 保守計装制御 - 化 学
<p>2. 物品請求</p> <ul style="list-style-type: none"> • 購入仕様書作成 • 見積書作成 • 関係先の承認申請書類作成 • 購入依頼書の作成・発行 - 予備品, 材料, 装置等 - 工事関係 	<ul style="list-style-type: none"> • 予防保全と定修に必要な部品, 材料の在庫状況のモニター • 必要な購入依頼書の準備・着手 	<p style="text-align: center;">同 上</p>
<p>3. 実 施</p> <ul style="list-style-type: none"> • 工事の準備 	<p style="text-align: center;">—</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所及びMSDの各セクションは, それぞれの担当分を実施する。
<ul style="list-style-type: none"> • 調達品の受入れ - 検査 - 検収証 	<p style="text-align: center;">—</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 受入れは, エンドユーザーの責任者及びQ. C. と一緒に行う。
<ul style="list-style-type: none"> • 実施計画全般 	<ul style="list-style-type: none"> • タグ付けや工事対象システムの切離しを含む全グループ間の調整はP&Sの責任である。 	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所及びMSDの各セクションは, それぞれの担当分を実施する。
<ul style="list-style-type: none"> • 工事の実施 		<p style="text-align: center;">同 上</p>
<ul style="list-style-type: none"> • 工程管理 	<ul style="list-style-type: none"> • P&Sは, 全体工程の進捗具合をモニターし, 必要に応じてバーチャートとPERT-CPMを更新する。 	<ul style="list-style-type: none"> • 各セクションは, 担当工事の工程管理をする。進捗状況をP&Sに提出する。
<ul style="list-style-type: none"> • 性能試験 計画/実施/報告書作成 	<ul style="list-style-type: none"> • 担当はEfficiency & Controlであり, これに協力する。 	<ul style="list-style-type: none"> • 担当はEfficiency & Controlであり, これに協力する。
<p>4. 報告書及び資料管理</p> <ul style="list-style-type: none"> • 報告書作成 • 定修中の測定, 検査などの記録の収集・整理 	<ul style="list-style-type: none"> • 各セクション作成分をとりまとめる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所及びMSDの各セクションが, それぞれの報告書を作成する。 • P&Sに提出する。

7. 3. 2 完全な定修の実施（重点実施項目 II）

1) 改善計画へのアプローチ

完全な定修の実施に必要と思われる対策は、Table 7-1に述べられている。それ等の中で、特に重要な項目は次の3点であろう。

- ① 定修基準による定修実施の義務づけ
- ② MSDの工事能力不足を検討し、改善計画を立案すること
- ③ 定修工事の実施体制、責任体制を見直し、改善すること。

以下に、これらの項目についてのアプローチを述べる。

2) 定修基準に依る定修実施の義務づけ

a. 目的

- ・定期検査の実施を義務づける社規の作成/制定
- ・同社規をサポートする何らかの法的な措置について検討し、もし可能なら、プロポーザルを作成し、上申する。

b. 効果

- ・設備の施設者による定期点検が、確実に実施されることになり、発電所の信頼性向上、ひいては電力の安定供給に資する。
- ・新規電源の開発によって、電力需給バランスが改善され、いわゆるブラウンアウトが殆ど無くなった今こそ、完全な定修を実施する好機である。この機会を逃しては、効果は期待できない。

c. 作業担当箇所と担当事項（案）

作業担当箇所	本 社 ERD/QA	MMRC
担当責任者	ERD/QAの担当副総裁が指名するマネジャー	副総裁が指名するマネジャー
担 当 事 項	<ul style="list-style-type: none"> ・定期点検の実施を義務づける社規（案）の作成 ・同社規をサポートする法的措置についての検討及びプロポーザル作成 	<ul style="list-style-type: none"> ・本社と作業担当箇所の作業に協力する。

d. 定期検査の実施を義務づける社規の内容（参考）

- a) 定期検査を行う発電所設備及びその範囲又は部分を特定する。
- b) 定期検査の実施時期、インターバルの基準

c) 検査責任者 (例えばMMRC又はERDから選任)

e. 定期検査に関する法的措置の検討, プロポーザル作成

a) 他国における実施例の調査及び検討

b) プロポーザルの作成. 上申

3) MSDの工事能力不足検討及び改善提案

a. 目的

・MSDの工事能力を改善するための提案作成

b. 効果

・完全な定修の実施に資する。

c. 作業担当箇所と担当事項 (案)

作業担当箇所	本社人事部(Human Resources)	MMRC/MSD/発電所
担当責任者	副総裁が指名するマネジャー	副総裁が指名するマネジャー
担当事項	1. 発電所/MSDの要員及び教育・訓練に関する本報告書の勧告又は改善計画について検討する。 2. MMRCの検討結果も考慮し, MSDの要員及び教育・訓練に関する改善計画をまとめて上申する。	1. 同左, なお, 検討結果をとりまとめ, 本社(人事部)へ提出する。 2. MSDの工事能力向上に必要な施設や機材に関する本報告書の勧告又は改善計画についても検討する。検討結果をまとめて上申する。

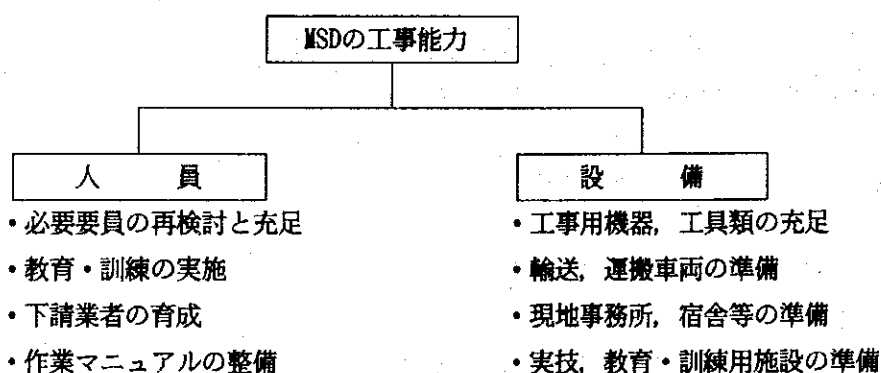
(注) 次項以降に示す改善計画の検討のため, 副総裁が指名するマネジャーを中心とするタスク・フォースを指名する。夫々のタスク・フォースは, 作業計画を作成し, 合同打合せで, 作業計画を設定する。

d. MSDの工事能力改善計画

a) 改善検討分野とテーマ

工事能力の向上のためには, 次のような多くの検討課題がある。タスク・フォースは, これらの問題について検討し, 改善計画をまとめる。

Figure 7-5 MSDの工事能力改善



b) 必要要員の再検討と充足

ー 年間定修スケジュール, 1995年

Figure 4-8 (サイン入り) は, MMRCが取りまとめた火力発電所の1995年, 年間メンテナンススケジュールである。

- ・本格定検(Major Overhaul)の多忙期が2発電所以上重ならないよう計画されている。これは, MSDの現在の工事能力が一つの本格定検と一つの簡易定検(Minor Overhaul)を実施できる程度であると言われていることと符号する。
- ・また, 年1回, 定修を実施するとの方針も伺われる。ただし, 1月に多くの発電所ユニットの定修が重なっているのを除けばである。

ー 必要なMSD要員数

前述の年間メンテナンススケジュールをベースに必要なMSD定修要員数を, 年間に亘って, マクロ的に試算した。Figure 5-22は, その結果であり, 本図においては, ガスタービンの定修も含まれている。

同図において, MSDの技術要員合計 189名 (MSDの組織表 Figure 5-11による) を越えるハッチング部は, 要員補充の必要を示している。

・MSDにとって補充が必要な総数 (試算)

- ピーク時 熟練工約200名 (350MW, 200MW & 100MW 3ユニットとガスタービン)
- 中間 熟練工約100名 (350MWを含む2ユニットとガスタービン)
- オフピーク時 熟練工約 20名 (100MW/150MW 2ユニットとガスタービン)

従来, これらの補充は, 社外からの臨時雇用によって賄われている。

(検討方針)

- ・年間に亘って考えると, ピークの期間は比較的短い (1ヵ月程度) ので, MSDの要員補充は, 中間の100名(最多)を目標とし, 半分 (約50名) の補充を第1段階とする。その結果をみて, 第2段階へ移る。
- ・ピーク時及び中間の残りの要員は, 従来と同様社外から補充する。

一 必要要員の社内での補充方法

社内各発電所から補充するのが現実的である。そのための手順について、一つの試案を以下に提案する。

- ① 各発電所運転員の直当り要員数を見直す。
- ② 同上の結果により、運転員の一部を保修グループへ異動
- ③ 増加した保修グループの中から、増加した人数相当の保修員をMSD所属とする。
- ④ 運転から保修へ異動した人に対しては、教育・訓練を計画的に行う。
- ⑤ MSD所属の保修員は、現在勤務している発電所の定修時には、その定修に従事するが、他所の定修時には出張して、そこでの定修に従事する。

一 上記についての検討

① 発電所運転員の直当り要員数の見直し

マラヤ発電所の運転当直定員数/1直制度は、現在次のとおりである。

	マラヤ1, 2号機	
当直運転員数 全員/直当り	105/20	
当直長	1	3
副長	2 (1+1)	
ボイラ	6 (3+3)	8
同補機	2	
タービン	4 (2+2)	6
同補機	2	
電気	3	3

() 内の数字は各ユニット毎の数を示す。化学を除く。

マラヤ発電所の現状に見合った運転当直定員の見直しを行う。

その試案は次のとおり。

	現在	見直し後	差
・ボイラ運転員	3+3=6名	(2+2)+1=5名	1名
・タービン運転員	2+2=4名	(1+1)+1=3名	1名
・化学運転員	3名	2名	1名

マラヤ発電所以外の発電所も平均的には、同様の見直しが考えられる。

各発電所当りでは、3名×5直=15名の減員となる。

これを目標に、必要な対策を検討する。

② 保修グループへの異動

各発電所は、上記15名が保修グループを含む他グループへ異動することを検討する。

保修グループへの異動は化学運転員を除き10名と予想する。

全既設火力発電所で考えれば、10名×5発電所中央制御室=50名の異動となる。

③ MSD所属員の選抜

保修グループ（運転員からの異動者を除く）の中から、MSD要員を選抜する。

目標：1発電所当り 10名

全既設火力発電所で考えれば、10名×5発電所中央制御室=50名

④ 教育・訓練の実施

・運転課から保修課へ異動した人に対しては、各担当グループによる教育・訓練を計画的に実施する。

・本社人事部は、この教育・訓練に協力するため、人事部が企画する教育・訓練にこれらの人達を参加させる。

⑤ MSD所属の保修員は、現在勤務している発電所の定修時には、その定修に従事するが、他所の定修時には出張して、そこでの定修に従事する。

以上の計画によるMSD要員充足を、5年間で実施する。

4) 下請業者の育成計画

a. 目的

MSDの工事能力を効率的に経済的に補完する方法として下請業者の育成を図る。

b. 効果

・NPCの監督者は、下請業者の現場責任者を通じて工事の管理をすることができるので、定修時のように多くの工事が並行して実施される場合、むしろ全体の工程や品質管理をやり易くなる。

・工事仕様書により発注することで、工事实施者の責任範囲が明確にできるので、必要要員の手配や工所用機器、材料の準備なども含めてやらせれば、MSD要員の増強が少なくてすむ。

c. 下請業者の育成計画

a) MSD内に下請業者の育成担当箇所を設ける。

b) 同担当箇所は、MMRCの関係部課と協議して育成計画を立てる。

・下請業者候補のリスト作成及び選定

－ 火力発電所の定修作業の経験又は類似プラント機器の分解点検、修理作業の経験を有する等から総合的に判断して適当と思われる下請業者（複数）と、その担当作業を決める。

・選定された企業に対しては、各発電所の定修の一部を分担させ、これを継続的に行うことで、下請業者として育ててゆく。

c) 下請業者の能力と業務範囲を逐次向上拡大する。

7. 3. 3 安全・確実な運転（重点実施項目、Ⅲ）

1) 一般

7.2節で述べた発電設備（ハードウェア）のリハビリテーション及び保守・定修方法の改善を実施しても、もし、発電設備運転が上手いかずミスオペレーションにより設備を損傷することがあれば、発電所の信頼度を維持することはできない。

発電所の運転は、常に経験豊富なベテランの運転員が行うとは限らず、若く経験の浅い運転員が担当することもあるため、この様な場合でも安全・確実な運転が可能となる体制を整える必要がある。

2) 対策

a. 運転要項類の整備

5章で既に述べている様に現在発電所で使用されている運転要項（Operation Manual）類は、内容が不十分なため、より総合的な運転要項を作成し、全ての運転員に周知徹底させる必要がある。

このためには、OMP（Operations Management Program）の組織を有効に活用し、発電所職員の協力のもとに作成することが必要である。

b. 日常巡視点検・ルーチン業務

a) 運転員による日常巡視点検

マラヤ発電所の設備は老朽化し、監視計器、警報装置も不十分なので、異常状態の早期発見のためにも、1時間毎の巡視点検は欠かせないが、巡視項目については、合理化し、重点パトロールすることは可能である。

安全で確実な巡視点検を実施するために、パトロール通路の整備、照明設備の改善、ガス・蒸気リーク個所の修理を実施し、故障個所を長期間放置することがないように努力すべきである。

b) 予備機切替テスト等の定期ルーチン操作

ユニット補機の予備機切替テストや、タービンルーチンテストのインターバルについては、現状で問題ないと思われる。誤操作防止と切替時の運転実績記録のために、ルーチン操作チェックシートを作成する必要がある。また、定期ルーチン業務の総括的な管理のために、月間ルーチン表を作成し、定められたルーチン操作を、確実に実行する必要がある。

c. 運転当直体制

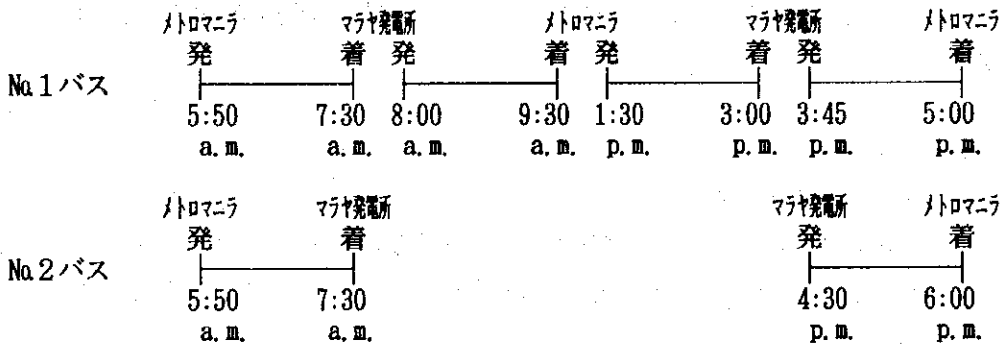
a) 運転要員及び直員構成

マラヤ発電所は、中央制御方式であるが、古い設備なので発電設備の自動化、省力化が考慮されていない。定修要員確保のため、設備を自動化し、運転要員を減らして余った人員を保修要員とし、保修体制を強化することも発電所信頼度向上の一つの有効な方法と考えられる。

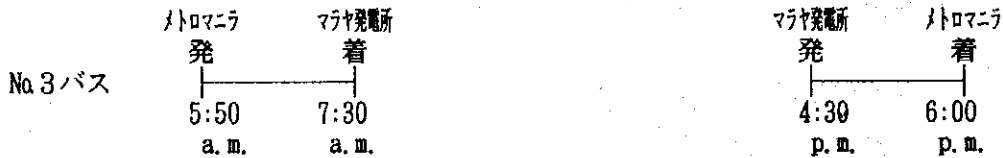
b) 当直勤務態様と通勤バスの運行

メトロマニラの交通渋滞は益々深刻化し、通勤時間の短縮は望めないで、通勤バスの増便と道路整備を行い、通勤に伴う苦勞を減らす必要がある。根本的対策として、マラヤ発電所周辺に社宅、寮を建設することをリコメンドする。

通勤バスの増便の例として台数を1台増やし、3台とする。



No. 3バスは、No. 2バスと同じ運行をする。



7. 3. 4 職員の採用及び教育・訓練（重点実施項目, IV）

1) 一般

マラヤ発電所信頼度低下の現状は、様々な要因がからみあって生じたものであり、全ての原因を取り除くための総合的な改善策が必要である。

しかしながら、種々の問題を解決するのは結局人であり、この人にかかわる問題をそのままにしては、マラヤ発電所の信頼度向上は期待できない。NPCにおいても、この問題は、最近その重要性がよく認識され、Cadetship Program, Apprenticeship Program, Student Traineeship Program, 経年社員の教育・訓練プログラムなど種々の改善策が検討されている。

したがって、NPC職員の採用方法、教育及び訓練方法について、これらのNPC独自の改善策を補完強化するため、以下に述べる改善策を早急に実施する必要がある。

2) 対策

a. 職員の採用方法

a) 定員の見直し

現在の発電所組織やMMRC, 各部署の定員が適切かどうか詳細な見直しを行う。

b) 長期採用計画の策定

将来の欠員や増員（定年退職者、中途退職者による減員及び電力開発計画にもとづく増員）を予測し、長期採用計画を策定する。

c) 採用方法

欠員（Vacancy）が生じて初めて新規採用を行うという現在の方式を改め、上記の長期採用計画に基づいて毎年新卒者を一定時期に一括採用する。

定期採用の実施方法の一つとして、見習プログラムにおけるポジションを定期採用者のポジションに変更することが、NPCによって検討されている。

b. 教育・訓練

教育・訓練については新入社員と経年社員のそれぞれについて実施する必要がある。

a) 新入社員教育

— 新入社員集合教育

新採用の各発電所要員とMMRCの技術職員の集合教育を、先に提案した年一回定期採用と合せて、NPCの研修所にて実施する。（本社採用の技術職員と合同で実施できれば、その方がより望ましい。）

研修の内容は下記が考えられる。

－ 基礎教育

・意識・態度：学生生活から、社会生活への円滑な転換を図るとともに、社会人・組織人としての意識の高揚をはかる。

・知識・技能：電気事業及びNPCに関する知識並びに仕事の基本的な進め方に関する技能を付与する。

－ 専門教育

業務遂行に必要な専門知識・技能を幅広く実務に即して付与する。

－ 発電所における教育

上述の研修所での集合教育のあと、全ての技術系新入社員を各発電所に分散して配員し、それぞれの発電所におけるオリエンテーションを行う。

－ その後、運転の各当直に見習い運転員として入れ、約6ヵ月OJTを実施する。

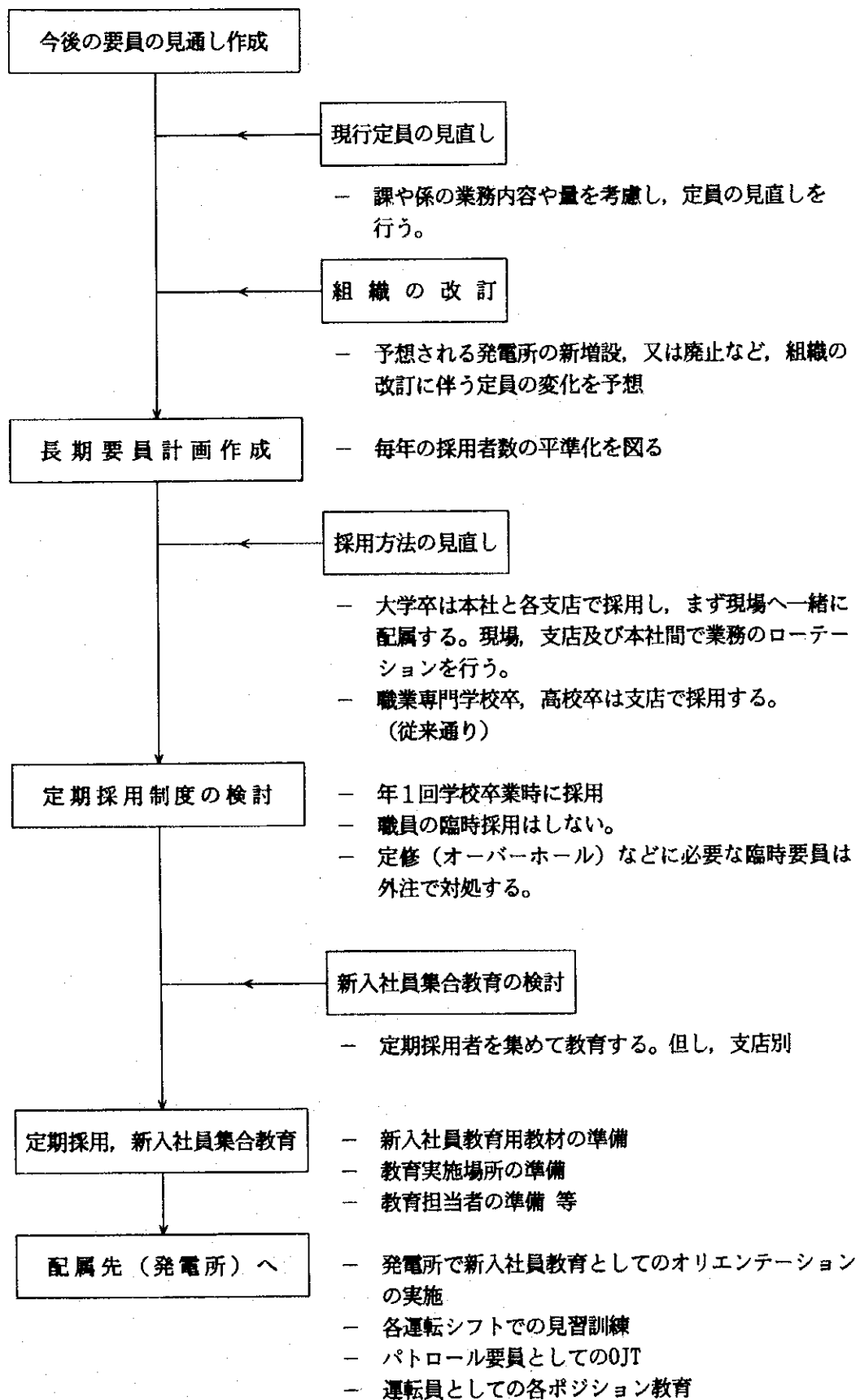
－ 上記の訓練が完了したあと当直のパトロール要員として正規に要員化し、3ヵ月勤務したのち運転員としてのポジションを与える。こののち1年間運転員として、各ポジションのOJTを行う。

－ シュミレーターによる運転員教育を行う。

－ その後、発電所の各課及びMMRCへ配員する。

c. 以上 a, b に示す新入社員採用及び教育・訓練の実施手順はFigure 7-6のフローチャートの通り。

Figure 7-6 定期採用制度の採用と新入社員集合教育の実施



d. 経年社員教育

a) 専門技術教育

発電所の各課における専門技術のための教育を研修所、メーカー、各種研究機関などで適当な期間実施する。

b) 運転員ポジション教育

ポジション教育は、運転員の退職などによる空席を埋めるための異動に関連して行うのではなく、こうした異動と関係なく、運転員の教育計画を作成して、それに従って計画的に行う。

特に若手運転員の教育を目的として、その実施計画を作成する。

c) 運転員シミュレーター研修

－ バタンガス発電所2号機で建設されるシミュレーターによって研修をする。
(1995年第3四半期までに運用開始となる予定。)

－ 運転員の経験年数によって、次のコースを研修する。(参考)

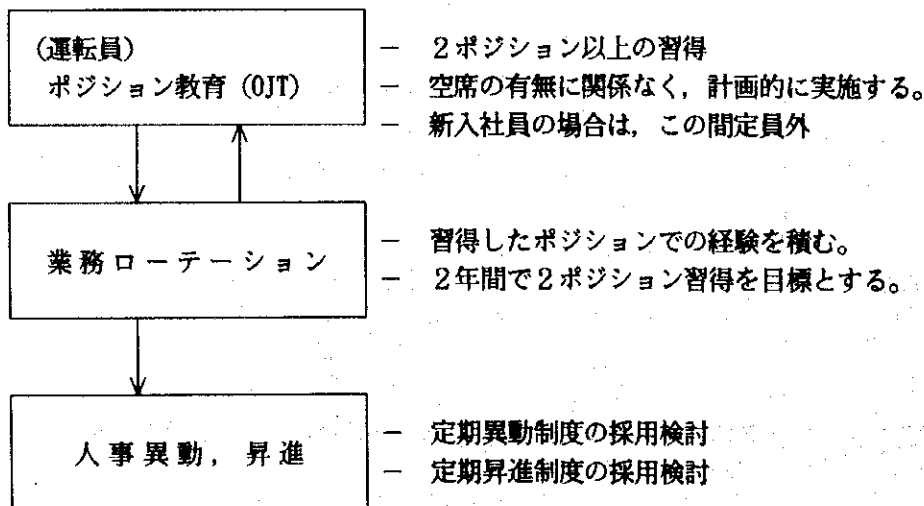
基礎コース	入社2年目	5日/回	6人/回	1/
中堅者コース	入社3～5年目	3日/回	6人/回	1/
リーダーコース	運転主任	4日/回	4人/回	1/
職場コース	運転当直長と運転員	3日/回	6人/回	2/

注) マラヤ発電所の運転員：105名=21人/直×5直

1/ マラヤ発電所以外の運転員を含む

2/ マラヤ発電所のみของกลุ่ม

d) 人事異動、業務ローテーションとポジション教育



e) 中堅運転員／保修員の海外研修

- 派遣時期 運転員：リハビリテーション工事期間中など発電所が長期停止時期
 保修員：リハビリテーション工事以前
- 期 間 (例えば) 2ヵ月
- 派遣先 (例えば) 日本の重電機メーカー

e. 運転・保修コンサルタントの受入れ

時 期	期 間 と 人 数	
	第 1 段 階	第 2 段 階
リハビリテーション前	2 年 間 2 名	—
リハビリテーション後	—	2 年 間 2 名

- 指導員：コンサルタント及び専門技師（メーカー等）の組合せとする。
- 定修の完全実施の実現に必要な一切のことについて、NPCの担当責任者と一体となって、強力な指導を行う。
- 費用は、リハビリテーション費用に含める。

7. 3. 5 モラルの向上

1) 一 般

調査中NPCから出た意見として職員のモラル低下があった。NPCの人事部でもこの事は充分認識され、種々の努力がなされている。モラル低下の原因は種々考えられるが、主なものとして下記が挙げられる。

- a. 昇進・昇級は、上級職に欠員がでないといけない。
- b. 発電所職員のモラル向上のための教育・訓練が未だ充分でない。
- c. 特に発電所では同じ職場、同じ職種に長期間勤務し、マンネリ化が進行している。
- d. 自主的な創意・工夫を奨励する提案・報奨制度が効果的に機能していない。
- e. 政府の事務・諸手続が非効率かつ官僚主義的である。

2) 対 策

前述の1) 項に述べた原因を除去するためには、下記の対策が必要と考えられる。

a. 現在の人事制度の中に資格制度を取り入れ、学科・実技の両方の資格試験に合格したものに資格を与え、優先的に昇進させる。

(運転員の資格制度は、現在NPCで近い将来実施すべく検討中である。)

b. モラル向上のための教育・訓練を定期的実施し、順番に全発電所職員に受講させる。

c. 同じ発電所内の各職場間及び可能な場合は、異なる発電所間及びMMRCとの人事交流を制度化し、マンネリ化を防ぐ。

d. QCサークルやそれに類似の自主的提案のためのグループを各職場に結成し、報奨制度と組み合わせて職場全員が創意・工夫の意欲を持つ様奨励する。

3) 信頼度向上運動とその目標

「すべての事業においてそうであるように、この計画も成功への最後の扉を開く鍵は“人”である。」

第4章から第6章でハードウェア及びソフトウェアについて、それぞれ改善提案が述べられているが、その実施に当っては、発電所幹部から従業員までが一丸となって取り組む必要がある。従って、経営者はその業務努力を評価し、改善への取り組みを奨励し、支援する運動を起すよう要請される。

この運動の目標として“**No Forced Outage and No Accident**”を提案したい。

JICAは、第一次現地調査でフィリピンを訪問した時、NPCのタスクフォースに“**No Forced Outage**”を信頼度向上計画の目標として提案した。これは、次のAnnual Overhaulまでの間に、発電所に起因するユニット停止を起さないというものであった。

また、第一次現地調査時に燃料タンクからの油漏洩事故が少し前に発生したことを知った。そこでユニット停止事故だけでなく、こうした公害につながりかねない事故を起さないことも目標とする。

a. 運動の方法、期間

“**No Forced Outage & No Accident**”を目標に掲げて、各発電所で、独自の運動を展開する。向こう5年間、毎年運動のスローガンを各発電所で自主的に決め実施する。

下記スローガンは参考である。

(運転課) ・パトロール点検を確実に実施しよう。

・ミス・オペレーション防止

操作時の指さし呼称をしよう。

・安全や危険タグ使用を確実にしよう。

- (保修課) ・作業前及び作業後の連絡を確実に。
・作業前ミーティングの励行
・ルーチン点検整備を確実にしよう。

b. 運動の奨励策

本運動の成果は、Forced Outage & Accidentの減少、その他によって評価し、表彰する。
その方法は前述の報奨制度のなかで検討する。

7. 4 実施方法

マラヤ発電所の信頼度向上計画の実施は前述の様に発電設備のリハビリ工事と運転・保守の改善計画を並行して行う必要があり、この考え方にもとづき下記立案した。

7. 4. 1 計画内容

1) 計画に含んでいる重点項目

- a. 発電設備のリハビリテーションプロジェクト
- b. 運転・保守の改善
 - a) 完全な定修計画の策定
 - b) 完全な定修の実施
 - c) 安全確実な運転
 - d) 職員の採用, 教育・訓練
 - e) モラルの向上

2) 実施計画の分類

実施に際しては、上記重点項目を下記の3つのプログラムに分けて行うものとする。

プログラムⅠ：発電設備リハビリテーションプロジェクト

プログラムⅡ： a. 定修計画方法及び体制の改善

b. 定修実施方法及び体制の強化

c. 安全・確実な運転のための対策

プログラムⅢ： a. 職員の採用, 教育・訓練

b. モラルの向上

3) 各プログラムの目的

a. プログラムⅠ

これは過去 NPCが実施してきた発電設備のリハビリテーションプロジェクトと同じ考え方のもので設備の出力、性能及び信頼性を所期の値まで回復させる目的で実施する。

b. プログラムⅡ

このプログラムはプログラムⅠにより性能が回復した発電設備の出力、性能及び信頼性が再び急速に低下しないよう維持するために是非とも必要な運転・保守管理の改善を目指すプロジェクトで緊急且つ短期間に実施する必要がある。

c. プログラムⅢ

このプログラムはプログラムⅡを成功させるためには必須のプロジェクトで主として人に関わる項目（職員の採用、教育・訓練、モラルの向上）についての問題の解決を目的としている。緊急に実施する必要があるが効果が表われるのは、かなり長期を要すると考えられる。

7. 4. 2 プロジェクトの実施

1) 実施方法

a. プログラムⅠ

従来の発電設備リハビリテーションプロジェクトと同様、業者の請負契約をベースに実施する。

b. プログラムⅡ

NPC 本社、MMRC、発電所、MSD、MECなどの運転・保守関係者をメンバーとするタスクフォースを編成し OMP及び MMPグループと協力しながら実施する。

このプログラムは完全な定修を実施するためのMSDの強化が必須条件の1つであり、このためには人的強化と並行して定修用の工具・器具、溶接機、足場材、クレーンなどの機材及び輸送用車両の購入、各発電所附属の事務所、定修時の作業員宿舎、資材センター、研修所の建設などのハード面並びに定修規則、各種マニュアル作成等のソフト面での多岐に亘る詳細検討が必要である。

従って他の二つの重要項目“完全な定修計画”及び“安全確実な運転方法”のソフト検討と合わせて1つの調査プロジェクトを形成し緊急にF/Sを実施したのちその結果に従って改善計画を実施するのが適当と考えられる。

但し、プログラムⅡに含まれる項目の中には、下記に挙げる様な“安全・確実な運転”にかかわる問題など早急な実施が必要で且つNPCの体制が整い次第実行できるものもある。

- ・運転要項類の整備
- ・日常巡視点検・ルーチン業務の見直し
- ・運転当直体制の見直し など

従って、これらをまとめてプログラムⅡ-第Ⅰ段階（プログラムⅡ-PhaseⅠ）とし、NPCのタスクフォースが中心となり、コンサルタントの支援のもとに前述のF/Sと並行して実施することを勧告する。

c. プログラムⅢ

NPC 本社人事部 (Human Resources) MMRC人事課が中心となり発電所の関係者を交えてタスクフォースを編成し当調査報告書の勧告により具体的改善策を検討し実施することが望ましい。

2) 実施スケジュール

上記3種のプログラム実施スケジュールはFigure 7-7マラヤ発電所信頼度向上計画, 実施スケジュールに示す通り。

7. 4. 3 支出計画

支出計画は発電設備 (ハード) リハビリテーションプロジェクトについてのみ計上している。ソフト改善のためのコストはプログラムⅡに必要なものが主でありF/Sを実施しないと見積りが困難なため今回は計上していない。

Table 7-9 支出計画

単位: 千US\$

年	1号機	2号機	1・2号機合計
1995	1,815	1,586	3,401
1996	15,746	5,862	21,608
1997	55,315	30,464	85,779
1998	30,373	1,057	31,430
1999	1,814	1,057	2,871
合計	106,063	40,026	145,089

Figure 7-7 マラヤ発電所信頼度向上計画スケジュール

	第1年目 1995	第2年目 1996	第3年目 1997	第4年目 1998	第5年目 1999
1. プログラムI リハビリテーション 1号機 2号機	本機定検 本機定検	通常定検 通常定検	リハビリテーション リハビリテーション	リハビリテーション 通常定検	本機定検 本機定検
2. プログラムII 1) プログラムIIについての フィジビリティ・ス タディー	_____				
2) プログラムIIの実施	第一段階		第二段階		
a. 定修計画方法・体制 の改善	タスクフォース	詳細検討		実施	
b. 定修実施方法・体制 の強化		詳細検討		実施	
a) 定修実施に関する 社規制定等	タスクフォース	準備	増員・訓練		
b) MSDの強化対策	タスクフォース	同上	購入		
・要員及び体制		同上	建設等		
・定修用工具、機 械車輛等の購入					
・設備の建設等 (各発電所事務所、資材セン ター、研修所、等)					
c) 各種マニュアルの 整備	準備		実施		
c. 安全、確実な運転の ための対策	タスクフォース	詳細検討		実施	
3. プログラムIII 1) 職員の採用、教育・訓 練に関する改善	詳細検討計画 タスクフォース			実施	
2) モラル向上対策	同上 タスクフォース			実施	

第8章 經濟評估

第8章 経済評価

8. 1 経済評価

8. 1. 1 評価方法

調査の結果、調査団は本リハビリテーションプロジェクトを実施することにより、出力の回復、信頼性の改善その他のメリットがあると結論づけた。このメリットにより、マラヤ発電所のリハビリテーションを実施した後同等の役務を社会に対して提供可能な代替プロジェクト (Without Project) とを比較することにより、本プロジェクト (With Project) の経済的実行可能性を評価するものである。経済的内部収益率を求め、これとフィリピンにおける電源開発プロジェクトに用いられる割引率 (ディスカウントレート) と比較することにより、プロジェクトの経済性を評価する。

しかしながら、今回の技術的調査の実施は理想的な程調査が行われた訳ではなく、殊に詳細な調査にとって時間的、またタイミング的に不十分であったことを留意されたい。稼働中のプラント (2号機) に於いて不具合な部品、機器を判断すること、さらに両ユニットがリハビリ工事を実施することになっている1997年にどのような運転状況にあるかを予測することは非常に困難なことである。調査団の、日本及びフィリピンでの同様なリハビリプロジェクトの経験をもとにマラヤ発電所2ユニットについてリハビリを実施した場合と、しなかった場合の稼働状況を予測した。本経済評価はこのような予測に基づいて実施されているため、このリハビリプロジェクトに関し管理者が企業的な判断を下す際には実際の稼働状況とリハビリ対象項目、それらの見積金額等を見直すことを勧告する。

この見直しを容易にするため、調査団はプロジェクトコスト、稼働率、プラント効率、燃料費その他経済、財務評価にとって重要なパラメータを変化させることにより計算結果 (経済的及び財務的内部収益率) が即座に得られるようコンピュータによる表計算を用いた。これらの表計算ファイルはファイナルレポート提出時同時にディスクットに納めNPCカウンターパートに引き渡される。

8. 1. 2 マラヤ発電所運転状況

もっとも根本的な仮定としては、今後もルソン電力系統にとってマラヤ発電所の運転、発電をできるだけ必要としており、かつリハビリを実施しなかった場合、現状の劣化が進行してもなお両ユニットは運転し続け余命を全うするものとする。

両ユニットの運転状況及び運転経費をTable 8-1及び8-2に示すが、基本的な想定運転状況を下記にまとめた。

1) プロジェクトを実施した場合

- 低下していた出力は定格出力に回復する。
- 各ユニットはプロジェクトの期間中（廃止予定年まで）70%の利用率を保つものとする。
- プラント効率は1988年レベルまで回復するものとする。すなわち、1号機：33.27%，2号機：34.90%
- リハビリ工事を実施した後も効率の自然劣化は避けられず、年平均の効率劣化率を0.08%とした。

2) プロジェクトを実施しなかった場合

- リハビリを実施しなかった場合、出力、効率とも劣化する。
- リハビリを実施する1997年及び1998年の時点にて両ユニットの出力、効率は1992年レベルに劣化するものと想定する。
- プラント劣化はますます進行すると予測されるが、両ユニットとも計画退役年の1号機が2005年、2号機が2009年まで稼働するものとする。

リハビリが完成した時点での両ユニットの運転状況をTable 8-1にまとめた。

8. 1. 3 代替案

1) 第一代替案

経済評価においてプロジェクトに対する最初のオプションはプロジェクトを実施しないことである。(Without Project)。この場合、プロジェクトと同等のサービスを社会に提供するためには、NPCは自社の他の発電所の出力を上げ、供給を増加させるか、プライベート電力発電会社からの電力購入に依存しなければならない。

2) その他の代替案

マラヤ発電所がリハビリを実施しない場合、不足の電力量は電力の購入もしくは他の発電所からの追加供給によって賄われるであろうが、マラヤ発電所が退役した後はそれに代わる発電量を維持するために新電源の確保が必要となって来る。また不足分の電力量を確保するために短期間で建設が可能なディーゼル、ガスタービン等の新電源を建設することも代替案の一つにあげられる。これらの想定は、新電源の運転期間、投資額を時系列的に算術調整することにより計算は可能ではあるが、両ユニットのリハビリ後の耐用年が比較的短期間であるため、この案は非現実的であると判断した。更に、NPCでは自社の発電設備により発電原価、及び他社からの購入発電原価のデータを整備しており、これらを有効に利用することがより現実的であると判断した。

3) 適用した代替案

調査団は上記を考慮し、今回の経済評価の代替案として上記2案を組み合わせたもの、即ち、プロジェクトを実施した場合の経費（プロジェクトコストと燃料費）をプロジェクトのコストと捕らえ、プロジェクトを実施しなかった場合の経費（燃料費と補充電力供給もしくは購入）をプロジェクトの便益と捕らえた。運転維持費、利息返済、その他本店経費は両ケースに掛かるものとして考慮しなかった。

8. 1. 4 評価想定条件

1) ハードルレート

本経済分析のハードルレートはNEDAがフィリピンにおけるこの種のプロジェクトに対し設定している15パーセントとする。現実的には、堅実な経済の伸び、外国資本の流入に支えられ現在のフィリピンの実勢割引率は12パーセント前後で推移している。

2) 燃料費及びデータ

経済評価に用いる燃料費はNPCが現実に購入している価格ではなく通常国境価格を用いる。フィリピンの場合ほとんどの化石燃料は国外からの輸入に頼っており現在の平均的国際価格を使用する。現在の国際原油価格は約15ドル前後であり、この価格をベースケースとし、価格の変化は感度分析にて検証する。この経済評価に使用したバンカーCオイルのデータは下表の通り。

タイプ	価 格	高 位 発 熱 量	比 重
バンカーC*	15.00 US\$/bbl.	10,240 kcal/kg**	0.951**
輸入石炭***	42.268 US\$/ton	6,825 kcal/kg	

注：* : マラヤ発電所にて使用。また代替コンバインドにて使用。

** : 調査団がマラヤ発電所にて採集し日本にて分析したもの。

*** : 参考

3) その他運転経費

With-Without分析の場合、燃料費以外の経費は両ケースとも等価の経費がかかるものとして無視する。次項にNPCのルソン電力系統におけるさまざまな発電所、及びNPC以外の電源によるNPCの発電タイプ別購入電力単価を示す。これと比較する目的で過去5年間の運転経費をもとに求めたマラヤ発電所の発電原価とその5年間の平均をTable 8-2に掲げた。

4) 補充供給発電原価

WithとWithout間の不足電力量の補充源としては、自社の他の電源による補充もしくは他社の電源（主にBOO, BOTによる発電会社）からの購入となろう。これらの使用に際しては、マラヤ発電所の運転想定条件と同一化するため、電力送変電経費を差し引いた。またこの種の内部収益率計算には利息は考慮しないという原理により発電原価に含まれている利息分も差し引いた。内部収益率計算に用いた発電原価は次の通り。

単位：ペソ/kWh (1994年6月現在)

	グロス A	送電コスト B	利 息 C	ネットD=A-(B+C)
NPCルソン系統				
-平均	1.3483	0.0640	0.2046	1.0797
-石油火力	1.2991	0.0826	0.1655	1.0510
-石炭火力	1.6390	—	0.5126	1.1264
-地 熱	1.2271	0.0010	0.1736	1.0525
-ガスタービン	2.3889	0.1567	0.1442	2.0880
他社より購入				
-平均	1.8780	—	—	1.8780
-石油火力	1.6809	—	—	1.6809
-石炭火力	1.5742	—	—	1.5742
-ガスタービン	2.5209	—	—	2.5209

出典：NPC本社