

## 4. 2 現状、問題点及び対策

### 4. 2. 1 機械設備

機械設備の現状、問題点及び対策をマラヤ1号機についてはTable 4-6に、2号機についてはTable 4-7に、及び共通設備についてはTable 4-8にまとめている。

マラヤ発電所の1、2号機共通の問題点として、まず激しいガスリークがある。使用している燃料中の硫黄含有率が3～4%と非常に高いために、ボイラケーシング、空気予熱器、ガスダクト部での低温腐食がいたるところで発生して、甚しいガスリークを引起している。このリークしたガスが発電所建屋内にボイラ室のみならず、タービン室まで充満しており、周辺機器にいたるところで腐食の二次的な損傷を招いている。また、運転員の日常パトロールや保守要員の日常メンテナンスの大きな障害になっている。ガスリーク箇所を詳細に点検し、記録を整理してリーク箇所の修理の方法及びその頻度等を十分に検討し、定期的な修理を計画・実行する必要がある。

一方、低温腐食軽減のために、硫黄分の少ない良質燃料の調達について環境対策の面からも検討する必要がある。

#### 1) マラヤ1号機

マラヤ1号機に関しては1987年のリハビリテーション以来、6年間本格的な定検が実施されていないため、発電設備全体の劣化が甚しい。一見して、1987年のリハビリテーション直前の状態とほぼ同様な程度に劣化している様である。

ボイラ火炉壁チューブは前回のリハビリテーションで不良部分の部分的な取替えが実施されたが、劣化がかなり進行していると予測されるので、サンプルチューブの分析、各部の外観、肉厚検査等を実施する必要がある。マラヤ発電所の前回のリハビリテーション及びスーカット発電所のリハビリテーションの経験から、火炉壁チューブの全面取替え及び化学洗浄が必要と推定される。

今回の調査で火炉水冷壁のサンプルチューブ1本を採取し、日本に持ち帰って、外観状況、寸法、断面マイクロ組織、硬さ、内面スケール等について検査を実施した。検査の結果、 $Fe_3O_4$ を主成分とする内面スケールが70mg/cm<sup>2</sup>付着しているのが認められた。このスケール付着量はボイラーの化学洗浄が必要な状況にあることを示している。サンプルチューブ検査の詳細報告書については、Appendix 4-4に示す。今回のサンプルチューブ検査では前述の内面スケール以外は特に異状は認められなかった。しかし、今回のサンプル採取は一箇所のみに限られているため、より広範囲な抜管調査を計画的に実施し、ボイラーチューブの経年劣化の把握及び水質管理の指針とすることを推奨する。

空気予熱器のエレメントが前述の低温腐食により平均2年の寿命しかない様である。

灰処理装置は現状水スラリーによる湿式を採用しているが、低温腐食のためかなり損傷している。水質汚濁防止の環境対策も考慮した改善が必要である。

煙突の内面ライニングが損傷している。内面ライニングの全面取替え、外面塗装完全なリハビリテーションが必要である。

高中圧タービンは1987年のリハビリテーション以来、本格的な開放点検が実施されていない。早急に詳細な開放点検を実施すべきである。また、中圧タービンのローターは、中央部にクラックが

現状に生じており詳細検査が必要である。ローターを取替える必要があるかもしれない。

低圧タービンは動翼にクラックが発見されたため最終2段が短く切断されている。タービン翼のクラックは前回のリハビリテーション以前からの問題であり、オリジナルメーカーにも問合せて恒久的な対策を講ずる必要がある。

マラヤ1号機は運転時間が10万時間を超えているので主要機器について余寿命診断を実施する必要がある。余寿命診断の概要については、Appendix 4-5参照。

## 2) マラヤ2号機

マラヤ2号機は1993年6月から1994年3月にかけて本格定検と、広範囲のリハビリテーション工事が実施されたので、不具合点は比較的少ない。

低温腐食に関する空気予熱器、灰処理装置、煙突等は1号機と同様な対策を検討する必要がある。

また、2号機も運転時間が10万時間を超えているので主要機器の余寿命診断を実施する必要がある。

余寿命診断の概要については、Appendix 4-5参照。

## 3) 共通設備

補助ボイラのマッドドラム部のチューブが堆積した灰のために外部から腐食して、リークが多発し、定格の性能が発揮できなくなっている。補助ボイラは2号機が停止中に1号機を起動するために必須であるから、早急に対策すべきである。

取水路の鋼製のシートパイルが腐食のため損傷しているので取替えが必要である。

Table 4-6 現状 問題点及び対策 (1号機械設備) (1/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 1 Waterwall Tubes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Frequent tube leak especially at burner zone</li> <li>- Sample tubes were taken for analysis.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tube thinning due to corrosion from outer surface</li> <li>- Boiler chemical cleaning has not been conducted for 7 years since the last rehabilitation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Total replacement of waterwall tubes</li> <li>- Study on adoption of fuel additive</li> <li>- Reduction of sulfur contents in fuel</li> <li>- Sample tube analysis</li> <li>- Chemical cleaning</li> </ul>	<p>○</p> <p>○</p> <p>○</p>	
B - 2 Secondary SH	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement history</li> <li>- <u>1987 Rehab.</u></li> <li>- 72 pnls. (all) replaced</li> <li>- 51 pnls. NPC supply</li> <li>- 21 pnls. BHK supply</li> <li>- <u>1992 ~ 1993 Overhaul</u></li> <li>- 35 pnls. replaced</li> <li>- MEC fabricated</li> <li>- BHPI fabricated</li> <li>- <u>1994 Overhaul</u></li> <li>- 37 pnls. replaced</li> <li>- 9 pnls. MEC fabricated</li> <li>- 28 pnls. BHPI fabricated</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hard soot deposit at roof SH nose portion</li> <li>- Mis-aligned panel tubes</li> <li>- Tube leak</li> <li>- Study on unbalance of steam flow</li> <li>- Corrosion of support rugs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Removal of deposit periodically</li> <li>- Monitoring of tube metal temperature</li> <li>- Installation of unitary design panels</li> <li>- Detailed inspection of existing panels including sample tube analysis</li> <li>- Study on improved design</li> <li>- Investigation of root cause of the problems</li> <li>- Study on adoption of fuel additive</li> <li>- Reduction of sulfur contents in fuel</li> </ul>	<p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p>	

Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機械設備）（2/15）

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 3 Boiler Casing and Gas Ducts	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Heavy gas leak</li> <li>- Damaged insulation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Corrosive flue gas because of high sulfur contents in fuel.</li> <li>- Corrosion at expansion joints, sootblower box, furnace hopper, manholes, inspection holes, corners, etc.</li> <li>- Worn-out gaskets of manholes, inspection holes, sootblower port.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reduction of sulfur contents in fuel</li> <li>- Study on adoption of fuel additive</li> <li>- Thorough inspection and comprehensive repair</li> <li>- Daily patrol inspection and periodical planned repair</li> <li>- Study on up-graded material for expansion joints</li> <li>- NPC has a plan to install reverse insulation (inside insulation) for gas duct.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
B - 4 Forced Draft Fan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FDF 1B has damaged rotor and casing and derated capacity.</li> <li>- FDF 1A has deteriorated parts due to aging.</li> <li>- Overheating of bearing</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotor blades are cut and shorter than original length because blades contact with deformed casing.</li> <li>- Aged deterioration</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement with new rotor assembly and casing (new assembly to be delivered from Sucat-4 spare or by I.O. No. 3127.)</li> <li>- Replacement of deteriorated (worn out) parts</li> <li>- Overhaul of bearing, check and adjustment of alignment, inspection of lubricating oil and cooling system</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> <li>'94 Overhaul</li> </ul>
B - 5 Gas Recirculation Fan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Normal condition</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular maintenance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Overhaul and replacement of deteriorated parts (spare parts available)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> </ul>

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機械設備) (3/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 6 Air Heater	- Deteriorated heating elements	- Severe corrosion of heating elements, seals, frame, rotor, etc. - Life of heating elements is around 2 years.	- Total replacement of cold end element (MEC fabrication) - Reduction of sulfur contents in fuel - Study on adoption of fuel additive - Total replacement of heating elements (cold, intermediate and hot ends) and seals - Inspection and repair of rotor - Comprehensive overhaul of accessories	○	'94 Overhaul
B - 7 Main Fuel Oil Pump	- Normal condition	- Regular maintenance	- Overhaul and replacement of deteriorated parts (spare parts available)	○	'94 Overhaul
B - 8 Light Fuel Oil Pump	- All 3 sets of LFOPs were replaced with screw type pump from gear type pump. - Normal condition	- Regular maintenance - Regular maintenance	- Overhaul and replacement of deteriorated parts (spare parts available) - Cleaning and hydrostatic test No leakage was confirmed in '94 overhaul.	○	'94 Overhaul
B - 10 Fuel Oil Heater Burner	- Damaged diffuser	- Damaged diffuser	- Overhaul and replacement of damaged diffuser (spare parts available)	○	'94 Overhaul

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機機械設備) (4/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 11 Sootblower	- Deterioration of parts	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Oversize nozzles and valve orifice</li> <li>- Corroded and clogged sealing device</li> <li>- Worn-out of drive unit parts</li> <li>- Slag deposits are accumulated fast at sec. SH portion.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Re-building of nozzles and oversize orifice</li> <li>- Fabrication of sealing boxes and cleaning of sealing line</li> <li>- Replacement of worn-out parts</li> <li>- Installation of additional sootblowers</li> <li>- Study on adoption of fuel additive</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> <li>'94 Overhaul</li> <li>'94 Overhaul</li> </ul>
B - 12 Control Air Compressor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deteriorated control air piping system</li> <li>- 2 sets of new screw type compressors were installed in 1994.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leakage of control air</li> <li>- Atmosphere around compressors is poor due to dust and leaked gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Repair and revision of control air piping system</li> <li>- Construction of compressor house</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
B - 13 Dust Collector	- Corroded dust collector cyclones, hopper casing	- Easy corrosion of dust collector components due to corrosive ash and flue gas with high sulfur contents	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fabrication of deteriorated components by MEC and repair/replacement by MSD</li> <li>- To study on adoption of fuel additive.</li> <li>- To reduce sulfur contents in fuel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	'94 Overhaul
B - 14 Ash Handling System	- Severe corrosion of ash conveying piping	- Severe corrosion of piping due to corrosive ash and existing water wash conveying system	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement of corroded piping and valves</li> <li>- Improvement of ash handling system including re-utilization of collected ash</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	'94 Overhaul

Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機械設備）（5/15）

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 15 Smoke Stack	- Damaged inner lining	- Damaged inner lining	- Repair of inner lining and insulation - Complete rehabilitation of inner lining, insulation & painting	<input type="radio"/>  <input type="radio"/>	Selective repair was carried out in '94 Overhaul.

Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機械設備）（6/15）

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 1 HP Turbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The whole turbine can neither be barred manually nor be operated by turning device.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- When the unit tripped on July 7, 1994, the turbine was operated on turning until July 30, 1994. After repair of oil line leakage the turbine was able to be barred manually but could not be rotated by turning device on July 31, 1994.</li> <li>- On August 24, 1994, catch finger of barring device was broken and repaired. After the repair the manual barring became very hard, and finally the turbine could not be rotated by manual barring.</li> <li>- HP turbine have not been overhauled for 7 years since the last rehabilitation in 1987, and various parts deteriorated probably.</li> <li>- Worn-out thrust pads of thrust bearing # 2</li> <li>- Total operation time is more than 100,000 hours.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Overhaul and inspection of turbine internal, bearing, turning device, oil system</li> <li>- Comprehensive overhaul should be carried out for detailed examination, reconditioning, repair and replacement of deteriorated parts.</li> <li>- Replacement of thrust pads</li> <li>- To study complete replacement of HP turbine rotor and inner casing with improved design</li> <li>- Life expectancy analysis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>HP turbine was not disassembled in '94 Overhaul.</li> </ul>



Table 4-6 現状, 問題点及び対策 (1号機械設備) (7/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 2 IP Turbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Un-reliable IP turbine rotor because of cracks on damping grooves and bent rotor with heavy balancing weight of 5 kg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- IP rotor has cracks on damping grooves.</li> <li>- IP rotor has heavy balancing weight (5 pcs., 3 kgs).</li> <li>- Complete overhaul of IP turbine has not been performed for 7 years since the last rehabilitation in 1987, and various parts deteriorated probably.</li> <li>- Total operating time already exceeds 100,000 hours.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Detailed inspection of cracks and study on repair possibility</li> <li>- "Run out check" should be conducted to verify straightness of rotor.</li> <li>- Comprehensive overhaul should be carried out.</li> <li>- To study on complete replacement of IP rotor, inner casing and blade carrier with improved design.</li> <li>- Life expectancy analysis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- IP turbine was not overhauled in 1994.</li> <li>- PR for new rotor will be prepared by NPC.</li> </ul>

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機械設備)

(8/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 3 LP Turbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- LP-1 turbine rotor 8th stage blades are all out.</li> <li>- LP-1 turbine rotor 7th stage 2 blades were twisted/deformed.</li> <li>- LP-2 turbine rotor 9th stage 1 blade was deformed.</li> <li>- LP-2 turbine rotor 7th stage blades were eroded (2mm depth along blade length).</li> <li>- LP-1 stationary blades at last stage were partially chipped.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- LP 1 &amp; 2 turbine rotor blades were replaced with non-hardened blade during the rehabilitation in 1987. But blade failure recurred at the LP-1 8th stage blades in September 1991, and the blades were cut to 395 mm as a remedial measure.</li> <li>- 4 rotor blades of LP-1 7th stage, 2 defective blades and 2 opposite side blades, were cut by 230mm from tip in 1994.</li> <li>- 2 rotor blades of LP-2 9th stage, 1 defective blades and 1 opposite side blades, were cut by 250mm from tip in 1994.</li> <li>- LP-2 inner casing has radial cracks, 5 on lower casing and 6 on upper casing, and repaired by Metallock during rehabilitation in 1987.</li> <li>- Total operating time already exceeds 100,000 hours</li> <li>- With leaks</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement of LP-1 rotor 8th stage blades</li> <li>- Examination of rotor blades</li> <li>- Study on recurrence of blade failure even non-hardened blade adoption. (to consult the original manufacture, Siemens.)</li> <li>- To inspect repaired cracks. If cracks develop again, replacement of casing will also be considered.</li> <li>- Life expectancy analysis</li> <li>- Reconditioning of parts</li> <li>- Life expectancy analysis</li> </ul>	<p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p>	<p>'94 Overhaul</p>
T - 4 HP Stop Valve					

Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機機械設備）

(9/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 5 HP Control Valve		- With leaks	- Reconditioning of parts - Life expectancy analysis	○ ○	'94 Overhaul
T - 6 IP Stop Valve		- With leaks	- Reconditioning of parts - Life expectancy analysis	○ ○	'94 Overhaul
T - 7 IP Control Valve		- With leaks	- Reconditioning of parts - Life expectancy analysis	○ ○	'94 Overhaul
T - 8 Cross-over and Cross- under Pipe		- Deterioration	- Inspection of compensators	○	
T - 9 Turbine Oil System	- On normal operation	- Regular maintenance necessary	- Regular maintenance	○	
T - 10 Gland Steam Regulator	- Gland steam is regulated manually.	- Gland steam regulator can not be operated in automatic mode.	- Replacement of gland steam regulator and control system	○	Refer to IC-23 of Malaya Unit No.1

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機械設備) (10/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 11 Main Condenser	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Condenser tube leak</li> <li>- Partial corrosion of tube sheets</li> <li>- Leak on make-up water piping to hotwell</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No. of plugged tube is 631 pcs. or 1.8% of total 34,000 tubes as of February 1993.</li> <li>-</li> <li>- Pipe was attacked by Ammonex drain and corroded.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Complete retubing (tubes available)</li> <li>- To study on causes of frequent tube leak and selection of adequate tube material.</li> <li>- To conduct eddy current test periodically</li> <li>- Plastocor Coating for partial corroded tube sheets were performed in '94 overhaul.</li> <li>- Rehabilitation and installation of piping above ground</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	'94 Overhaul
T - 12 Aux. Condenser	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubes were replaced, and eroded tube sheet was coated with epoxy paint.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plugged tube is more than 6 % of total 2,800 tubes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Partial re-tubing and protective coating (Plastocor) on tube sheets were performed in '94 overhaul.</li> <li>- To study on causes of frequent tube leak and selection of adequate tube material.</li> <li>- To conduct eddy current test periodically.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	'94 Overhaul
T - 13 LP-1 Feedwater Heater	<ul style="list-style-type: none"> <li>- LP-1 Heater was replaced with new one (China make) in 1991.</li> </ul>				

Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機機械設備）

(11/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 14 LP-2 Feedwater Heater	- LP-2 Heater was replaced with new one (China make) in 1991, but plugged tube is already 14.58%.	- Tube leak and plugged 30 tubes (14.58%) in October 1992	- Replacement of tube bundle or whole assembly  - To study on cause of tube leak within a few years.	○	
T - 15 LP-3 Feedwater Heater	- LP-3 Heater was replaced with new one (Hitachi make) in 1987 rehabilitation, but the heater is isolated due to excessive leak.	- LP-3 Heater is isolated due to excessive leak. Total 334 tubes were plugged (34.54%) in 1991 overhaul.	- Replacement of tube bundle assembly with improved tube material (SUS tube) supplied by YUBA  - To study on cause of frequent tube leak.	○	In '94 Overhaul, heater tube bundle was removed already, but new bundle was not yet delivered to site because L/C was not opened.
T - 16 HP-5 Feedwater Heater	- HP-5 A/B Heaters were replaced with new ones (Hitachi make), and recently tube leak started.	- Possible cause of tube leak is tube outside damage due to detached turbine seal strip piece in extraction steam. - Plugged tube in 1992 overhaul HP-5A : none HP-5B : 15 tubes	- Installation of strainer along extraction steam line to heaters	○	'94 Overhaul
T - 17 HP-6 Feedwater Heater	- Tube leak	- Tube leak due to same cause of HP-5 heaters probably	- To monitor effect of strainer for HP-5 heaters		

Table 4-6 現状 問題点及び対策 (1号機械設備)

(12/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 18 Deaerator	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deformed condensate distributor of deaerator</li> <li>- Detached heating coils in feedwater tank</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deformed condensate distributor may increase pressure loss of condensate system.</li> <li>- Heating coils were detached due to hammering during operation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement of distributor or modification of deaerator to spray type</li> <li>- Reinforcement of heating coil support and replacement of heating coils with improved design</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
T - 19 BFP Turbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Derated capacity due to damaged rotor and stationary blades and limited unit output of 80 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Damaged rotor and stationary blades at last 4 stages</li> <li>- Damaged turning device</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reblading damaged rotor and stationary blades (rotor blades available on stock and stationary blades to be delivered in middle of October 1994)</li> <li>- Replacement of damaged parts of turning device</li> <li>- Aux. condenser tubes should be investigated on damage due to broken piece of blades.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> <li>'94 Overhaul</li> </ul>
T - 20 T-BFP	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deteriorated parts</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement with new assembly (overhaul, new complete assembly available)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> </ul>
T - 21 T-BFP Booster Pump	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Normal condition</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- To be overhauled.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular overhaul and replacement of worn-out parts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> </ul>
T - 22 M-BFP	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insufficient capacity to attain 1/3 MCR feedwater flow</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Probably damage of pump inner components</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Complete overhaul and replacement of inner parts (spare parts available)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>'94 Overhaul</li> </ul>

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機機械設備) (13/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 23 M-BFP Lub. Oil Pump	- Driven gear is always detached from main oil pump shaft.	- Enlarged key was installed during a previous maintenance for emergency repair.	- Restoration of main components	○	'94 Overhaul
T - 24 BFP Minimum Flow Valves	- Manual operation of minimum flow valve of T-BFP during change over of M-BFP and T-BFP because of big disturbance of feedwater flow by quick open/close of minimum flow valves	- Unstable feedwater flow during change over of M-BFP and T-BFP - Reliability of BFP protection during change over	- Study on modification of BFP minimum flow system with minimal disturbance of feedwater flow and reliable pump protection during BFP change over	○	
T - 25 Condensate Pump	- Normal condition		- Regular maintenance (spare parts available)	○	'94 Overhaul
T - 26 Circulating Water Pump	- CWP 1A is under rated. - CWP 1B has defective planetary gear.	- CWP 1A is under rated due to deteriorated parts. - CWP 1B has defective planetary gear, and tripped on July 7, 1994, which resulted unit shutdown due to low vacuum. Various parts deteriorate.	- Complete overhaul - Complete overhaul and replacement of planetary gear - NPC plans replacement of CWP with direct drive type in future	○ ○ ○	'94 Overhaul '94 Overhaul Procurement of new CWP under process
T - 27 Raw Water Pump	- RWP 1A has rough vibration.	- RWP 1A has rough vibration.	- Inspection/overhauling and repair (spare parts available)	○	'94 Overhaul

Table 4-6 現状、問題点及び対策 (1号機械設備) (14/15)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 28 House Service Cooling Water Pump	- Normal condition		- Regular maintenance (spare parts available)		
T - 29 House Service Heat Exchanger	- Standby shell & tube type heat exchangers 1A & 1B have plenty of tube leak.  - Plate type HE is in normal condition.	- HE 1A & 1B have plenty of tube leak. - Plugged tubes as of 1992 October HE 1A : 198 pcs. (9.7%) HE 1B : 218 pcs. (10.7%) (Total No. of tubes: 2,040 pcs.)  - Plate type HE can only be overhauled during long shutdown of unit because of unreliable standby HE 1A & 1B	- Installation of one additional plate type HE with 100 % capacity	○	Under procurement, bided & evaluated
T - 30 Main Steam Pipe	- Total operating period exceeds 100,000 hrs.	- To investigate aged deterioration.	- Examination of T-piece, elbows, nozzles, support lugs by PT, MT, UT, and replica for crack, fatigue and creep damage - Life expectancy analysis	○	
T - 31 Hot Reheat Pipe	- Same as above	- Same as above	- Same as above	○	



Table 4-6 現状、問題点及び対策（1号機械設備）（15/15）

Malaya Unit No. 1 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 32 Cold Reheat Pipe	- Same as above	- Same as above - Mis-aligned CRH pipe due to water hammer	- Same as above - Improvement of draining system - Inspection and adjustment of piping supports and hangers - Check of piping alignment	○ ○ ○ ○	'94 Overhaul

Table 4-7 現状、問題点及び対策（2号機機械設備）

(1/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 1 Water Wall Hopper Tube	<ul style="list-style-type: none"> <li>- During 1993 overhaul, W/W hopper tubes were inspected.</li> <li>- Severe pitting corrosion on tube outer surface</li> <li>- Pitting of max. depth of 2.5 mm ~ 3 mm affects tube thickness less than tsr. of 5.9 mm.</li> <li>- None of hydrogen attack on tube internal surface</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- W/W hopper tube thickness is less than tsr. of 5.9 mm due to severe pitting corrosion on outer surface, and reliability is low because of tube leak possibility.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement of W/W hopper tubes (straight tubes available at Malaya, to be fabricated at MEC.)</li> <li>- Sample tube analysis</li> <li>- Boiler chemical cleaning</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
B - 2 Primary SH	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Damaged all vibration bars due to excessive radiant heat.</li> <li>- Weak primary SH tube</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Damaged all vibration bars due to excessive radiant heat.</li> <li>- Tube leak was experienced after start-up in 1994 March.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Repair of all damaged vibration bars by welding with new bar pieces (SUS 304)</li> <li>- Replacement of identified weak primary SH tubes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
B - 3 SH Attenuator	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cracks on spray nozzles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cracks on spray nozzles due to thermal shock</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement with new spray nozzles. New spray nozzles should be ordered.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	
B - 4 Eco. FW Shut-off Valve (BO-6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valve stem had broken and was repaired by welding.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Broken valve stem was repaired by welding.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replacement of valve stem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> </ul>	

Table 4-7 現状、問題点及び対策（2号機機械設備）

(2/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 5 Boiler Casing	- Gas leak area was repaired during overhaul 1993 and 1994, but heavy gas leak was still observed at boiler rear casing.	- Fast corrosion of casing and recurrence of gas leak due to high sulfur contents in fuel	- Steady inspection of gas leak, grasp of leak area and tendency, preparation of detailed records with drawing, and plan of periodical preventive repair schedule - Study on adoption of fuel additive - Reduction of sulfur contents in fuel	○	
B - 6 GRF	- Inspected during 1993 overhaul	- Rotor has tendency to bend.	- Operating procedure was changed, rotor is put in turning during shutdown. - Replacement of rotating internal parts	○	PR was already prepared for bidding.
B - 7 Gas Duct	- All damaged portions of duct were repaired by patch work, and 75 % of expansion joints were replaced in 1993 overhaul.	- Gas leak due to low temperature corrosion	- Same as item B-5 Boiler Casing	○	
B - 8 Air Heater	- Corroded heating elements and seals - All hot end and intermediate heating elements of AH 2A and 2B were replaced with new baskets fabricated by MEC in 1993 overhaul	- Corrosion of heating elements and seals	- Same as M-1 item B-6		

Table 4-7 現状, 問題点及び対策 (2号機械設備) (3/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 9 Steam Coil Air Heater	- SCAH 2B was inspected, and 2 bundles were replaced with new spares because of steam leak during 1993 overhaul. - No work was done on SCAH 2A in 1993 overhaul.	- Deteriorating SCAH	- Replacement of both SCAH bundles	○	
B - 10 Sootblowers	- All sootblowers were overhauled in 1993 overhaul. All lance tubes were replaced.	- Regular maintenance	- Regular maintenance	○	
B - 11 Dust Collection	- Corroded D. C. cyclones, hopper casing	- Easy corrosion of D. C. components due to corrosive ash and flue gas	- Repair of D. C. casing and replacement of cyclones - To study on adoption of fuel additive - To reduce sulfur contents in fuel	○	
B - 12 Ash Handling System	- Repair during 1993 overhaul	- Corrosion of ash line due to corrosive ash and present water wash conveying systems	- Improvement of ash handling system including re-utilization of collected ash	○	
B - 13 Smoke Stack	- Damaged inner lining	- Aged deterioration and damaged inner lining	- Repair of inner lining - Complete rehabilitation of smoke stack including inner lining	○	

Table 4-7 現状、問題点及び対策 (2号機機械設備) (4/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
B - 14 Main Steam Pipe	- Total operating time exceeded 100,000 hours.	- Aged deterioration because of long operating hours - Fatigue - Creep	- Life expectancy analysis and examination by PT, MT, UT, Replica	○ ○	
B - 15 Hot Reheat Pipe	- Same as above	- Same as above	- Same as above	○ ○	
B - 16 Cold Reheat Pipe	- Same as above	- Same as above	- Same as above	○ ○	
B - 17 Boiler Drum		- Severe leakage at root valves of level transmitters at left and right sides of drum	- Replacement of defective root valves during next unit shutdown (spare valve available)	○	To be replaced during scheduled shutdown in December 1994.

Table 4-7 現状、問題点及び対策 (2号機械設備) (5/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 1 Condenser	- Partial re-tubing was performed in 1993 overhaul with only 789 tubes out of 1,002 plugged tubes of condenser 2B. No re-tubing was carried out for condenser 2A. No. of tube plugged: 2A - 663 tubes 2B - 277 tubes Total 940 tubes	- Condenser tube leak - Unstable lake water quality is one of reasons for frequent tube leak because selection of adequate tube material is difficult.	- NPC plans total re-tubing (CuNi 90 - 10). - To study on selection of adequate tube material - To conduct eddy current test periodically	○  ○ ○	
T - 2 LP - 2 Feedwater Heater	- LP-2 Heater was replaced with new one (China make) during 1993 overhaul.		- To study on cause of tube leak		
T - 3 LP - 3 Feedwater Heater	- LP-3 Heater was replaced with new one (China make) during 1993 overhaul.		- Same as above		

Table 4-7 現状、問題点及び対策 (2号機械設備) (6/6)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
T - 4 Raw Water Pump	<ul style="list-style-type: none"> <li>- RWP 2B is unreliable because of negative suction horizontal type.</li> <li>- RWP 2A was replaced with new turbine type pump (Fair Bank Morse, USA make) because casing crack had been temporary repaired during 1987 rehabilitation.</li> <li>- RWPs 2A &amp; 2B were overhauled during 1993 overhaul.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- RWP 2A has high vibration (325 <math>\mu</math>m with un-coupled condition). Modification of discharge head is being studied by manufacturer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- NPC plans replacement of RWP 2B with turbine pump in future.</li> </ul>	○	
T - 5 Control Air Compressor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- One screw type control air compressor (Hitachi) was installed in 1987 rehabilitation.</li> <li>- Two additional screw type compressors were installed (Atlas Copco.).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Two screw type compressors (Atlas Copco.) and three screw type compressors (2-Atlas Copco. &amp; 1-Hitachi) are used as common air supply source for control &amp; station air system of Malaya TPP units No. 1 &amp; No. 2.</li> <li>- Control air piping installed underground has air leakage.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- To provide individual air system for units No. 1 &amp; No. 2 and control &amp; station air system respectively</li> <li>- Installation of above ground piping</li> </ul>	○	

Table 4-8 現状、問題点及び対策 (共通機械設備)

Malaya Common Facilities Mechanical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
CM - 1 Aux. Boiler	- Insufficient capability to attain 200 psig. steam pressure.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Many tube leak at mud drum connecting portion due to heavy corrosion of tube outer surface by accumulated acidic soot</li> <li>- Unit No. 1 start-up is impossible without unit No. 2 operation, if aux. boiler can not operate for Unit No. 1</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Total retubing of aux. boiler (PR prepared already)</li> <li>- Modification of construction of soot accumulated portion at mud drum with sealed type</li> </ul>	○	
CM - 2 Intake Channel	- Corroded intake sheet pile	- Corroded intake sheet pile	- Installation of concrete pile in future	○	



## 4. 2. 2 電気設備

電気設備について全般的に言えることは、空調が完備している中央制御室及び電気室に設置してある機器、計器、継電器類以外は、ボイラ室、本館内とも電気設備は、ボイラ及びガスダクトからの漏洩ガスにさらされ、ダスト及びSO<sub>2</sub>ガスの影響により、汚れ及び劣化が進んでいるものが多く見受けられる。早急に全ての電気機器について清掃及び詳細点検を実施し、劣化箇所の抽出、取り替え又は修理箇所の特定及び所要工事の計画実施が必要である。

又、長期的な対策としては、定期的な清掃点検をルーチン化すると共にボイラガスリーク箇所の修理及び防止策が不可欠である。

マラヤ発電所1号機及び2号機の電気関係主要問題点を以下に述べると共に、全般的な状況をTable 4-9 (1号機) 及びTable 4-10 (2号機) にそれぞれ示す。

### 1) マラヤ1号機

#### a. 発電機

マラヤ1号機の発電機は下記に述べる様なかなり大きな問題を抱えている

特に固定子のホットスポット、鉄心端部過熱の問題は、前回のリハビリで予算不足により、該当箇所に温度センサーを設け、温度上昇の程度を監視できる様にしているが、励磁装置の故障や誤操作などにより、固定子コイルの制限温度値を超える可能性があり、できるだけ早い時点でスーカット4号機で実施したと同様の固定子改造工事を実施することが望ましい。

励磁装置はオリジナルとしては、シーメンス製のブラシレスタイプが採用されていたが、1987年の励磁機、ローター、バインド線切断事故が発生した際、静止型への改造が提案され、1989年改造工事が実施された。

しかし、改造後、運転中にスリップリングのスパーク等の問題が生じ、現在は静止型としては使用せず、改造前の状態に戻して運転中である。

自動電圧調整装置 (AVR: Automatic Voltage Regulator) も長期に亘り、ボイラからの漏洩ガスにさらされ劣化しているため、取り替える必要がある。

励磁機の故障は、マラヤ1号機の運転後10年を経過して生じており、又、同様の型式のものを採用しているスーカット4号機及びスーカット2、3号機の励磁機には問題が生じていないことから、設計に問題があるとは考えにくいから、静止形に改造する前に十分な原因究明が必要と考えられる。

又、発電機回転子軸第8ベアリングジャーナル部に傷があり、軸のジャッキアップが不十分となる恐れがあるため、今回 (1994年9月～11月) のOverhaulでの詳細検査及び修理が必要である。

b. 4,160Vメタルクラッド開閉装置及び480V開閉装置は現在予備の開閉器ユニットが既に使用されて予備がないため、増設が必要である。

#### c. 4,160V及び480Vモーター

FDFモータ、1A、1B (4,160V) のベアリング温度が高く、原因の究明と対策が必要である。

又、原水ポンプ1A、1B (480V) 異常振動があるので対策が必要。

## 2) マラヤ2号機

マラヤ2号機の電気設備は大きな問題はない。改善を要する項目としては、下記のものあげられる。

### a. 4, 160V及び480V開閉装置

特に大きな問題はないが、予備ユニットが既に他に使用されているので、予備ユニットの追設がそれぞれ4, 160V及び480V開閉装置について必要である。

又、パワーセンター用の変圧器(2,000kVA)は冷却が不十分で、温度上昇する時があるため、既設変圧器に冷却ファンを付けるか、又は火災予防のためモールドトランスとの取り替えを検討する。

### b. 4, 160V及び480Vモーター

4, 160V CWP-2Aモーターの固定子鉄心に損傷がある。モーターの取り替えが必要か、オーバーホール時に詳細調査・検討が必要。

480V固定子冷却水ポンプ用モーター2A, 2Bの軸受温度が高いため、対策の検討が必要。

## 3) 共通設備

### a. 230kV変電所

ディスコンスイッチは現在、現場での手動操作となっているが、変電所運用の省力化と安全性(特に雨天時)の向上のため、電動式とすることが必要である。

### b. 所内照明

発電所内の照明設備も設備自身が不足していたり、又保守が不十分のため、暗くて所内パトロールによる点検や安全性の点から、問題がある箇所が多く見られる。特にボイラー室パトロール時の要点検部や通路部は早急な照明設備の見直し整備が必要である。

Table 4-9 現状、問題点及び対策 (1号機電気設備)

(1/3)

Malaya Unit No. 1 Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 1 Generator Rotor	Still in good condition	Bearing No. 8 journal with scratched which may affect jacking oil lift	Re-machining	○	To be implemented during the rehabilitation  (To be consulted with Siemens)
E - 2 Generator Stator	Derated Capacity (300 → 290 MW) due to core end overheating	Can not attain full capacity	Maintain required cooling system	○	Recommend repair of core end to the manufacturer during the rehabilitation to attain full capacity of the unit.
E - 3 Exciter & AVR: Static EX	Stand-by due to damaged slip-ring	Poor designed. It was damaged during pre-commissioning.	Slip ring to be re-designed by competent manufacturer	○	Good coordination in the design, material etc. between Siemens and ABB seems to be essential, otherwise serious problems might be anticipated.

Table 4-9 現状、問題点及び対策 (1号機電気設備) (2/3)

Malaya Unit No. 1 Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 3 Exciter & AVR. Existing EX	AVR-on manual mode of operation. Exciter is still in good condition.	Unavailability of spare parts. Rotating rectifier is locally repaired by ABB.	Close monitoring on manual operation of AVR.	○ ○	Recommend replacement of existing AVR w/ new model by the manufacturer. (Siemens)
E - 4 4160 V SWGR and Transformer	Still in good condition	No spare cubicle w/ breaker	Additional installation be made for the future additional loads when existing get damaged.	○	To be implemented during the rehabilitation. (Spare cubicle is needed.)
E - 5 480 SWGR and Transformer P/C	Still in good condition	1. Can not implement inspection/overhaul because it has only one (1) person. 2. No spare breakers. 3. ISI transformer winding was locally repaired. 2,000 kVA 4,160 → 440/277	1. Split bar with tie breaker to be installed. 2. Provide spare breaker. 3. Replace the transformer with dry type (mold type).	○ ○ ○	Countermeasure be implemented during the rehabilitation. Additional cubicle to enable double bus system is recommendable.
E - 5 480 SWGR and Transformer MCC	Same as above Are all in good condition	Corrosive environment causing internal of MCC to be rusty including parts of the breaker and contactors.	Provide enclosure with adequate Ventilation	○	To be implemented during the rehabilitation period.

Table 4-9 現状、問題点及び対策 (1号機電気設備) (3/3)

Malaya Unit No. 1 Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 6 Motors 4160 V	All are in good condition.	FDF 1A & 1B motor bearings temperature are above normal (overheating) due to no provision of lubrication recirculations	Additional forced oil recirculator of lubrication be installed.	○	Implement during rehabilitation.
E - 6 Motors 440 V	All are in good condition except RWP 1A & 1B and Hydrovever pump motor No. 1A.	Always vibration occurs.	Replace with new motors.	○	Replace w/ new model during rehabilitation.
E - 7 Battery	Are all still in good condition.	Battery room not properly ventilated such that frequent addition of distilled water in made especially during summer when the temperature is high.	Renovate the room and provide w/ adequate room air condition.	○	Implement during rehabilitation. Repair the battery in 1995 for reliability.
E - 8 Main/house Transformer	Are all still in good condition.	The transformers are mineral oil filled which are flammable. And these transformers are installed just beside the building and are endangered falling objects.	Re-insulate the bushing terminals and wires which are near the bldg.	○	Implement during rehabilitation. To be studied.

Table 4-10 現状、問題点及び対策 (2号機電気設備) (1/2)

Malaya Unit No. 2 Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 1 4160 V SWG R and Transformer	Good condition	No spare cubicle with breaker.	Install bus extension for future additional load.	○	Implement during rehabilitation.
E - 2 480 SWGR and Transformer P/C	Are all in good condition.	480 volt SWGR is locally manufactured. Circuit breaker sliding guides are misaligned. Ventilation of transformer vault is inadequate.	To check/fix alignment. Additional installation of cooling fans, or replacement with dry type transformer.	○ ○	Implement during rehabilitation. - do -
E - 2 480 SWGR and Transformer MCC	Same on above. Are all in good condition.	All MCC are locally fabricated. Circuit breakers/contactors sliding guides are not rigid/sturdy or misaligned. Environment is corrosive and hot.	To check/fix alignment. MCC should be provided with enclosure with sufficient ventilation.	○	- do -
E - 3 Motors 4160 V	Are all in good condition.	CWP 2A motor stator core with scratch caused during pump cutless bearings were damaged.	To be replaced.	○	With PR

Table 4-10 現状、問題点及び対策 (2号機電気設備) (2/2)

Malaya Unit No. 2 Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 3 Motors 440 V	Are all in good condition, except stator cooling pump Motors 2A & 2B.	Bearings temperature are above normal due to high speed of motor (3,600 rpm).	To verify design of cooling for the bearings or a possible design of lower speed (rpm).	○	
E - 4 Battery	Still in good condition.	Inadequate room cooling such that frequent addition of distilled water is made especially during summer season when with higher temperature.	Additional installation of ventilation fans.	○	Implement as soon as possible. The battery should be replaced in 1994 for reliability.
E - 5 Main/house Transformer	Are all in good condition.	The transformers are mineral oil filled which are flammable. And then transformers are installed adjacent to the bldg. of which possible falling objects might affect and damaged the transformers.	Insulate the bushing terminal and portion of the lines to protect from falling objects which may cause short circuit.	○	Recommend to be implemented during the rehabilitation.

Table 4-11 現状、問題点及び対策（共通電気設備）

Common Electrical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
E - 1 230 kV Equipment	All still in good conditions	Disconnect switches are manually operated and can not do switching during rainy reason.	Modify with motor operated disconnect switches.	○	Implement during rehabilitation.
E - 2 Lighting System	1. Many fixtures at the boiler room are either with corroded sockets and fittings. 2. Inadequate perimeter fence and street lighting fixture.	Existing fixture lamp socket are not available locally. Environment in corrosive and hot. Not provided during the construction.	Replace with locally available sockets. Additional installation.	○	Implement during rehabilitation.  - do -



#### 4. 2. 3 計装・制御設備

計装・制御設備の一般的な状況としては、電気設備と同様ボイラ及びガスダクトからの漏洩ガスによる腐蝕、汚損があり、早急な設備機器の清掃、不良箇所の発見及び修理が必要と考えられる。

しかし、1986～1988の間に実施されたリハビリテーション工事により、その当時の全ての不具合箇所について、修理・取り替え工事が実施され、さらに2号機については、1993年7月より約8ヵ月間の特別修理が施工されたため、今回の調査で明らかとなった不良箇所は比較的少なかった。

長期的には電気設備のところでも述べた様に早急にボイラ及びガスダクトのガスリーク箇所の修理及び恒久的なガスリーク防止対策が必要である。

マラヤ1号機及び2号機の計装・制御設備主要問題点を以下に述べると共に、全般的な状況をTable 4-12（1号機）及びTable 4-13（2号機）にそれぞれ示す。

##### 1) 1号機

###### a. 蒸気式空気予熱器制御

空気温度が所定の温度に上昇しない。

原因を究明し、対策が必要。NPCの意見では蒸気コイルの取り替えが必要と言っているが、温度制御側に問題ないか、再度詳細な原因調査を実施したが良いと考えられる。

###### b. 制御空気配管ラインの腐蝕

1987年のリハビリテーション以前は、制御空気が充分乾燥しておらず、湿分が多かったため、制御空気管の内部に錆が生じていた。配管ラインは殆ど取り替えられていないため、制御空気に未だ錆が混入しており、この原因除去のため、配管ラインの取り替えが必要である。次回の工事でのどの部分を取り替えるか、いくつかの部分の配管サンプルを取り、調査後所要部分の取り替えを実施する。

###### c. FDF 1B, 入口ベーン制御

50%以上のユニット負荷で高い振動が生じている。今回の定修で、原因調査をする必要がある。

###### d. GRF入口/出口ダンパー制御アクチュエータ

入口/出口ダンパー制御用アクチュエータが老朽化し、動作不良なので取り替えの必要がある。

###### e. 再熱器スプレー弁シートリーク

再熱器スプレー弁のシートリークがあるのでスーカット4号機で採用したシートリークの少ない新型のスプレー制御弁に取り替えることをリコメンドする。

f. ボイラメタル温度測定装置

サーモカップル及び記録計共に老朽化し、取り替えの必要がある。

正確な温度の読み取り及び警報発信の面から考えて、記録計はハイブリッド型のものが望ましい。

g. 煙突用監視テレビ

煙突用監視テレビが老朽化し、故障しているため、取り替えが必要である。

h. ストブロー蒸気圧力制御

コントローラーが不調であるので取り替えが必要。

i. タービン駆動ボイラ給水ポンプのミニフロー弁制御

ユニット起動時、M-BFPからT-BFPへ切り替える際、このミニフロー弁がON-OFF制御のため、弁作動時に大きくボイラへの給水量が変動し、ユニット出力もそれと共に変動するため、安定な運転ができなくなっている。従って、現在は手動コントロールのみにて使用している。

自動運転が可能となる様、制御システムの再検討が必要でスーカット4号機で採用した改造案を参考として新しい改善策を立案する。

j. 第3低圧給水加熱器のドレーン弁制御

制御弁のグランドリーク、シートリークが大きいので、制御弁を取り替える。

k. 低温再熱ドレーンレベル制御

この制御は、現在適用されておらず、手動となっている。自動制御装置を新設した方が良い。

l. 所内用冷却水補給水レベル制御

自動水位制御が不調なので、原因を究明し必要な対策を講ずる。(ポジションナーの故障と考えられる。)

2) 2号機

a. ボイラ自動制御装置(ABC)

現在設置してあるABCは空気式の旧型であり、予備品の入手が困難となってきたので新しいデジタル式のINFI-90システム(ベーレー社製)に取り替える。

b. 制御空気配管ライン

1号機と同様配管ライン内部の発錆があるので配管ラインの状態を調査の上、必要部分の取り替えを行う。

Table 4-12 現状、問題点及び対策（1号機計装制御）

(1/5)

Malaya Unit No. 1

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 1 SCAH Control	Operational in Auto Mode	Operational temp. cannot be attained. It might be of the bundle of coils that are isolated.		○	The real cause should be identified.
IC - 2 Fuel Oil Heater	Good condition	Fuel Oil temperature controller malfunction when F. O. heater heating steam pressure transmitter and controller air supply fail		○	Control air pipe line should be replaced.
IC - 3 Fuel Oil Control	Operational in Auto mode	Sometimes area meter (F.O.) stuck-up		○	After long shut-down
IC - 4 Control Air Back-up	Tie between M1 & M2 is not in service.	Pressure regulating valve operates inconsistently.	To be overhauled this coming over-hauling.	○	
IC - 5 Dust Collector By-pass Damper Control	Not operational in remote manual	Motor & damper stuck-up	Actuator - to be overhauled Motor - for checking at electrical shop. Damper - to be inspected/overhauled by mechanical maintenance.	○ ○ ○	Mechanical problem
IC - 6 FDF Cooling and Sealing Air Damper	Operational but need of total overhauling	Manual operation most of the time	Motor - to be inspected/overhauled by electrical maintenance. Actuator - to be inspected/overhauled by instruments. Damper - to be inspected/cleaned and overhauled by CMD.	○ ○ ○	

Table 4-12 現状、問題点及び対策 (1号機計装制御)

(2/5)

Malaya Unit No.1

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 7 Control GRF Cooling and Sealing Air Damper Control	Operational but need of total overhauling	Manual operation	Sealing air cylinder to be overhauled.	○	
IC - 8 FDF Air Flow Control	Operational in auto mode. FDF 1B not operate normally with respect to its opening	Air flow control on automatic with high demand signal due to FDF 1B inlet vane problem. Combustion air leakage	Detail inspection needed.	○	High vibration at 50% load or higher
IC - 9 GRF Inlet/Outlet Damper Control	Operational in auto mode	Actuator sometimes malfunction	Recommended for replacement of actuator assembly. Awaiting delivery of new control drive.	○	
IC - 10 AH Gas Inlet Damper Control	A - side operational at remote manual B - side always open because motor control is defection.	Control interlock not functioning	To be overhauled & limit switch adjustment	○	
IC - 11 Automatic Boiler Control (A.B.C.)	Operational in auto mode but because CV 101 is not normally operated there are configuration that made in N - 90	- Due to unit de-rated & depressurized, MSP demand signal re-programmed to 2300 psi - MST demand signal re-programmed to 970 °F	To be put back to original program after overhauling	○	

Table 4-12 現状、問題点及び対策 (1号機計装制御) (3/5)

Malaya Unit No.1

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 12 Steam Temp. Control	Control can operate in auto mode SH Spray CV - OK RH Spray CV - by-pass	Defection valve shift	RH spray CV is to be replaced with new valve. Awaiting delivery sometime Oct '94.	○	
IC - 13 Boiler Metal Temp. Measurement	Recommended for replacement in 1994 overhauling. Many thermocouple are suspected defective.	Recorder obsolete (New one is already ordered.)	- Recorder to be replaced with hybrid type. Awaiting delivery sometime Nov '94 - Sensor - Defective ones to be replaced.	○	
IC - 14 Smoke Stack Monitoring TV.	CCTV camera not functioning	Defective camera	To be replaced with new one Awaiting delivery	○	Replacement (PR issued but not yet ordered.)
IC - 15 Soot Blow Steam Press Control	Regulator operate in auto mode	Operating pressure is not enough due to system design.	Regulator still to be overhauled.	○	Aux. steam pressure is low due to the steam supply from flush tank.
IC - 16 Flue Gas Oxygen Measurement	Inconsistent measurement	Sensor output different to portable analyzer reading	Sensor to be overhauled/cleaned & calibrated.	○	Cleaning/calibration is needed.
IC - 17 Deaerator Level Control	Operate at remote manual	Slow response	Level controller & control valve to be calibrated.	○	Auto is only for condenser level control.

Table 4-12 現状、問題点及び対策 (1号機計装制御) (4/5)

Malaya Unit No.1

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 18 H.S.C. Make Up Water Level Control	Regulator unserviceable	Control valve positioner problem, beyond repair.	To be replaced with new one. For P.R. preparation	○	Positioner to be replaced.
IC - 19 Condenser Recorder	Temperature recorder - good Flow & vacuum - newly installed (OKYRA)	Limited spare parts		○	Make up flow sensor (transmitter are defective, PR are prepared and waiting for delivery.)
IC - 20 Local Gauge	Some local gauges defective & wrong indication		For calibration & replacement of defective gauges. Some gauges to be replaced	○	
IC - 21 Draft Gauge	Good condition	Other spare part is not available. Existing hose are brittle.	- Cleaning & calibration - Replacement of flexible hose	○	
IC - 22 Control Room Board Recorder	Good but obsolete	Low quality, obsolete, poor indication. No.1 Frequency recorder to be replaced. Boiler metal temp. recorder to be replaced. Equipment bearing temp. recorder, Steam temp. recorder are to be replaced in the on going O/H	Replacement with new one. Awaiting delivery of new recorder	○	All ordered. November 1994 to be delivered.

Table 4-12 現状 問題点及び対策 (1号機計装制御)

(5/5)

Malaya Unit No.1

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 23 Turbine Steam Seal Control	Admission inoperable at remote leak-off valve operate at remote manual.	- No spare parts available	For study for replacement of valves.	○	To be replaced.
IC - 24 Turbine Valve Position Indicator	Erratic indication	Position indicator defective	To be replaced with new one. Awaiting delivery of newly purchased.	○	
IC - 25 Min. Flow Valve for BFP	Operated only in manual mode.	To be brought back to automatic operation. Leak at control valve	Modification of automatic control system. Control valve repacking	○	Detailed study on the modification to automatic operation should be made.
IC - 26 Hydrogen Purity Measurement	Measure inconsistently	Erratic/poor indication	To be replaced with new transmitter.	○	
IC - 27 Control Air Piping	Need re-piping	Clogging	Replacement of clogged pipe to be done this coming O.H.	○	50 ~ 70 meters length to be replaced. New air dyers are being installed.
IC - 28 Chemical Monitoring Instrument	Silica analyzer malfunctioning	No spare parts.	Chemical section preparation of part/unit	○	

Table 4-13 現状、問題点及び対策（2号機計装制御） (1/2)

Malaya Unit No.2

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 1 Auxiliary Steam System	Operational in Auto mode Pneumatic Control System.	Control Valve Leaking	Replace with new C.V.	○	
IC - 2 Fuel Oil Meter/Integrator	Integrator - Operational Main Fuel Oil Meter - Operational Return Flow Meter - Out of calibration	Reading High	For calibration at factory	○	
IC - 3 Light Oil Control	Operational in manual mode	Light oil control valve leaking through seat.	Repacking of C.V.	○	
IC - 4 FDF Air Flow Control	On automatic control	Sometimes air supply to inlet & outlet damper clogged-up & dirty (slow response)	Replace air supply filter & retubing (stainless steel)	○	
IC - 5 GRF Inlet/Outlet Damper Control	Always on manual operation	Output always going down & hunting (Inlet damper on auto mode)	Replacement of controller.	○	
IC - 6 Automatic Boiler Control (A.B.C.)	Pneumatic control system using Bailey type AD controllers. Still operable in auto mode	- Slower response and spare parts no longer available	Replacement with INFI-90 system micro processor base programmable control (but unit master only)	○	



Table 4-13 現状、問題点及び対策 (2号機計装制御) (2/2)

Malaya Unit No.2

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
IC - 7 Smoke Stack Monitoring TV.	Camera out of order (for Smoke Stack) Camera for furnace front & rear operational & in good condition	Camera is defective.	Make purchase requisition (P.R.) Replace two (2) new cameras & tubing house for cooling.	○	T.V. camera has been replaced.
IC - 8 H.S.C.C. Make Up Water Level Control	Operational in manual mode	Cannot operate in design level.	Replace level controller	○	
IC - 9 Draft Gauge	Now all in good condition	Sensing line (local) deteriorating	Replace all sensors (stainless steel)	○	Sensor: all stainless with copper tuning. (Bailey)
IC - 10 Boiler Drum Level Gauge	Hydrostep Level monitoring A-side: Leaking on 3rd port of sensor, isolated since 8/31/94. B-side: Leaking on isolating valve and flange. (water side)		Detailed inspection and replace defective packing and/or flange.	○	

#### 4. 2. 4 化学関係設備

化学関係設備の現状、問題点及び対策をマラヤ1号機についてはTable 4-14に、2号機についてはTable 4-15にまとめている。

##### 1) マラヤ1号機

復水脱塩装置の自動運転が不能になっている。全装置のオーバーホールと共に自動運転を回復する必要がある。

水質管理向上のために電磁フィルターの設置を検討することを推奨する。スーカット発電所ではリハビリテーションプロジェクトで電磁フィルターを設置して、特にユニット起動時の鉄分の除去に威力を発揮している。

1987年のリハビリテーションで設置された純水装置と前処理装置は、以来本格的なオーバーホールが実施されていないので、詳細点検を実施すべきである。また、シリカ分析計が作動していないので早急に復旧すべきである。

純水装置への原水は、深井戸により現在まかなっているが、深井戸の水質は使用が長くなるにつれて低下する。また水量も減少していく。純水装置はラグナ湖の水も原水として使用できる様に設計されていたが、その後、渇水年にラグナ湖に海水を導水したために原水として使用するのが難しくなっている、原水の安定供給について検討・対策する必要がある。

##### 2) マラヤ2号機

サンプリングラックが老朽化しており、正確な水質管理のために全面取替える必要がある。

Table 4-14 現状、問題点及び対策 (1号機化学設備) (1/2)

Malaya Unit No. 1 Chemical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
CH - 1 Condensate Polishing Plant			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comprehensive overhaul should be carried out.</li> <li>- Recovery of automatic operation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	
CH - 2 Chemical Feed System	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Still in normal operating condition</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular maintenance and cleaning</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular maintenance</li> </ul>	○	
CH - 3 Sampling Rack	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Normal condition</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular maintenance and cleaning are necessary.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular maintenance</li> </ul>	○	
CH - 4 Magnetic Filter	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Magnetic filter is not provided in the existing system.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Condensate polishing resin is contaminated by Fe especially during start-up.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- To study on installation of Magnetic Filter</li> </ul>	○	
CH - 5 Pre-water Treatment Plant	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pre-water Treatment Plant was installed during rehabilitation in 1986 and 1987.</li> <li>- Pre-water Treatment Plant is not used.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comprehensive overhaul has not been carried out since installation.</li> <li>- Not in service, intrusion of colloidal silica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comprehensive overhaul should be carried out and be put in service.</li> </ul>	○	
CH - 6 Deminceralizing Plant (Organo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Organo Deminceralizing Plant was installed during rehabilitation project in 1986 and 1987.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comprehensive overhaul has not been conducted since installation, and various devices and parts have probably deteriorated.</li> <li>- Silica analyzer is not working</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comprehensive overhaul should be carried out</li> <li>- Repair of Silica analyzer immediately</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○</li> <li>○</li> </ul>	

Table 4-14 現状 問題点及び対策 (1号機化学設備) (2/2)

Malaya Unit No. 1 Chemical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
CH - 7 Raw Water Supply for Demi. Plant	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deepwells # 5, 6 &amp; 7 supply raw water to Demi. plant</li> <li>- Lake water is not utilized as raw water due to high conductivity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deepwell water has high conductivity of 700 ~ 1000 <math>\mu</math>S, which is almost same conductivity of present lake water of 1,000 <math>\mu</math>S.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- To study on installation of stable raw water supply system, for example R. O., lake water flash evaporating system, etc.</li> </ul>	○	
CH - 8 Chemical Laboratory	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insufficient chemical apparatus</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insufficient chemical apparatus</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Replenishment of chemical apparatus</li> </ul>	○	

Table 4-15 現状、問題点及び対策（2号機化学設備）

Malaya Unit No. 2 Chemical

Equipment	Present Condition	Problem	Basic Countermeasure	RH OH	Remarks
CH - 1 Sampling Rack	- Existing sampling rack is deteriorated and obsolete.	- Deteriorated and obsolete sampling rack affects proper chemical monitoring and control.	- Total replacement with new complete set including chemical instrument.	○	
CH - 2 Chemical Feed System	- Still in normal position	- Regular maintenance	- Regular maintenance	○	

#### 4. 3 リハビリテーションと5ヵ年定検計画

##### 4. 3. 1 プロジェクト概要

###### 1) プロジェクトの効果

###### a. 定格出力の回復

ユニットの出力を1号機は300MW, 2号機は350MWの定格出力に回復する。

###### b. プラント効率の回復

プラント効率は前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルまで回復する。

###### c. 信頼度の向上

信頼度が向上し, ユニットは前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルの利用率で運転できるものとする。

###### d. 寿命

両ユニットとも当初計画されていた運開後30年である廃止時期の1号機2005年, 2号機2009年まで運用される。

###### 2) 工事範囲

前項に述べたプロジェクトの効果を達成するために各発電設備の詳細な本格定検に加えて, 次に示す様な主要工事を実施する。

###### a. マラヤ1号機

設 備	主 要 工 事
ボイラ関係	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 火炉壁チューブの全面取替</li><li>・ 化学洗浄</li><li>・ 二次過熱器の点検</li><li>・ ボイラケーシング, ガスダクトの完全修理</li><li>・ 空気予熱器エレメントの取替</li><li>・ 灰処理装置の改善</li><li>・ 煙突内面ライニングのリハビリテーション</li><li>・ 燃料添加剤の検討</li><li>・ スートブロワーの追加設置</li></ul>
タービン関係	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 余寿命診断 (高・中・低圧タービン, 主要弁, 主蒸気管, 再熱蒸気管)</li><li>・ 高圧タービン完全オーバーホール又は高効率タイプとの取替 検討</li></ul>

設 備

主 要 工 事

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中圧タービン完全オーバーホール</li> <li>・中圧タービンローター取替</li> <li>・低圧タービン完全オーバーホール及び切損翼の取替</li> <li>・復水器チューブ渦流探傷検査</li> <li>・低圧給水過熱器チューブ取替又は一式取替</li> <li>・脱気器復水分配器の取替又はスプレー式脱気器の取替</li> <li>・循環水ポンプの取替</li> <li>・プレート式熱交換置の追加設置</li> </ul>
電気関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電機固定子コアエンドの修理</li> <li>・4,160V予備キュービクルの据付</li> <li>・480V予備コントロールセンターの据付</li> </ul>
制御関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ボイラメタル温度計取替</li> <li>・その他制御弁, 計器類の取替他</li> <li>・ボイラ給水ポンプミニマムフロー制御システムの改善</li> </ul>
化学関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・復水器脱塩装置の自動運転復旧及び完全オーバーホール</li> <li>・電磁フィルターの設置</li> <li>・純水装置, 前処理装置の完全オーバーホール</li> <li>・原水の安定供給対策</li> <li>・化学分析室の器具類の整備</li> </ul>

b. マラヤ2号機

設 備

主 要 工 事

ボイラ関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ボイラホッパーチューブの取替</li> <li>・過熱器スプレーノズル取替</li> <li>・節炭器入口給水弁取替</li> <li>・ボイラケーシング, ガスダクトの完全修理</li> <li>・ガス再循環ファンのローター取替</li> <li>・空気予熱器エレメントの取替</li> <li>・蒸気式空気予熱器劣化セクションの取替</li> <li>・灰処理装置の改善</li> <li>・煙突内面ライニングのリハビリテーション</li> <li>・燃料添加剤の検討</li> <li>・主蒸気管, 再熱蒸気管の余寿命診断</li> </ul>
タービン関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・高・中・低圧タービン, 主要弁の完全オーバーホール及び余寿命診断</li> </ul>

設 備	主 要 工 事
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・復水器チューブ取替及び渦流探傷検査</li> <li>・軸冷クーラ用原水ポンプ取替</li> </ul>
電気関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・480Vモーターコントロールセンター全面取替ほか</li> </ul>
制御関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ガス再循環 (GRF) ファンダンパーコントローラー取替</li> <li>・ボイラ自動制御装置 (ABC) の取替ほか</li> </ul>
化学関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・試料採取分析装置の全面取替</li> </ul>
共通設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・補助ボイラのチューブ全交換、腐食防止対策</li> <li>・コンクリート式取水口シートパイルの据付</li> <li>・ボイラ、タービン建屋内照明設備増設及び修理</li> </ul>

プロジェクトの工事範囲は、1号機関係はTable 4-16、2号機関係はTable 4-17、共通設備はTable 4-18にまとめている。

#### 4. 3. 2 プロジェクト実施計画

発電設備の信頼度向上計画は、JICA調査後5ヵ年で完成することを目指す。

大規模な改良・取替工事を含むリハビリテーションとその前後の通常の定検(Annual Overhaul)を効果的に組合わせて、発電設備を健全な状態に復帰すると同時に、運転・保守方法の改善を含む総合的なソフトウェアの改善計画を実施することにより、発電所の信頼度の向上と維持が実現できる。プロジェクトのスケジュールをFigure 4-7に示す。

JICA調査完了後の最初の年は、本格定検 (Major Overhaul) を実施し、ボイラ、タービン、発電機を始めとする主要機器はもちろん、補機類についてもオーバーホールを実施し、不具合点を摘出する。主要機器についてオリジナルメーカーのエンジニアによる点検報告は有意義と考える。

また、1号機は運開以来20年、2号機は15年が経過している。両ユニット共運転時間は既に100,000時間を超えているので、機械設備の高温、高圧部、高応力部については、クリープ及び疲労強度等について、経年劣化、余寿命診断を実施する必要がある。余寿命診断の結果により、リハビリテーション時に取替が必要な主要機器 (タービンローター、ケーシング、タービン弁、主蒸気管、高温再熱蒸気管等) については、納期等も考慮して、早急に調達に取掛かるべきである。この第一回目の本格定検により、以降の通常点検及びリハビリテーションの工事内容とスケジュールがほぼ決定できるであろう。

第二回の定検はボイラーを主体とした比較的短期間の点検修理を実施する。第一回の本格定検で検査できなかった箇所及び劣化の進行の程度等を点検し、リハビリテーション実施の参考とす



る。

第三回目の定検をリハビリテーションとし、実施計画に従って、不具合点の完全修理、取替或いはシステムの改良工事を実施する。主要機器の工事はオリジナルメーカーによるリハビリテーションの実行によるのが、品質、信頼性、工程の面からも良策と考えられる。

リハビリテーション完了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理、取替、改善箇所の点検を行う。また、リハビリテーション中、或いはその後に新たに発見された不具合箇所でもリハビリテーションに完全に処置できなかった箇所について対策を実施し、不具合箇所を完全になくす。

リハビリテーション2年後には本格定検を実施し、各部の開放点検を実施する。リハビリテーション1年後の定検で開放点検した場所も含めて、リハビリテーションで修理、取替した箇所の点検を行い、その後の状態を調べる。点検結果により、運転操作方法の改良、次回の定検の工事内容を検討する。

リハビリテーション2年後の定検が5ヵ年定検計画の期間中に入らなければ、リハビリテーション後1年の定検を本格定検として、上述の詳細点検を実施する。

上述の定検の実施と並行してプロジェクト資金の手続き、定検及びリハビリテーションのための資機材、機器の調達、購入手続き及び工事の実施計画を進める。

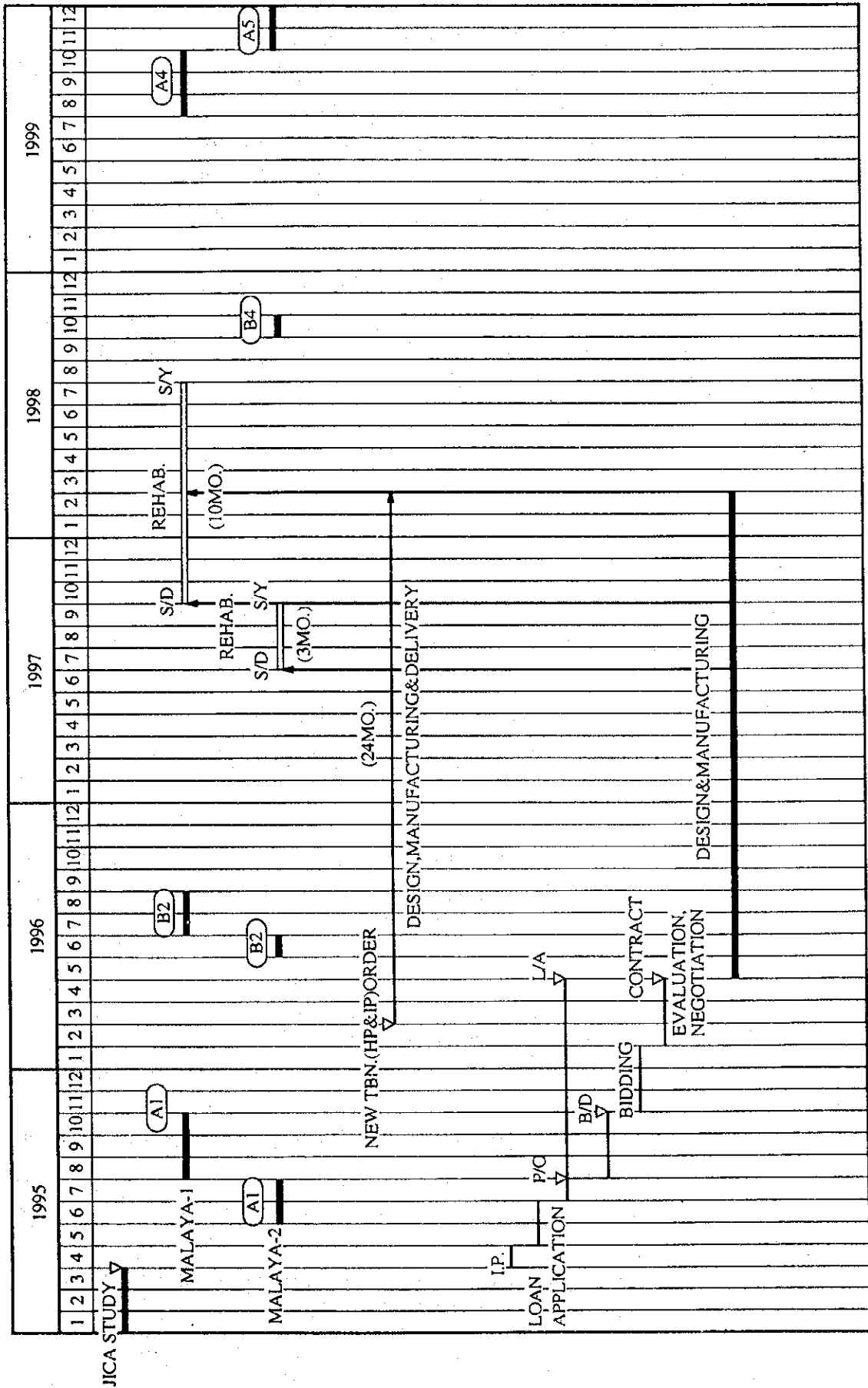
JICA調査完了後、プロジェクト実施計画書を作成してローンの申請をする。

P/O (Preliminary Offer) が出たら、直ちに購入仕様書を作成し、リハビリテーションプロジェクトの入札の準備をする。購入仕様書は、JICA調査後の第1回定検の点検伝票をベースに作成する。

リハビリテーションプロジェクトの契約は1996年の上半期には契約調印し、プロジェクトのための設計・製作期間を考慮すると、リハビリテーション工事は1997年下半年期～1998年上半年期にかけて実施されることになるであろう。リハビリテーション後の定検にもリハビリテーションを実施したコントラクターのエンジニアによる点検を実施し、リハビリテーション後の発電設備のアフターケアを考慮する。

また、プロジェクトの推進に当たって、コンサルタントにエンジニアリング業務を助勢させる。

Figure 4-7 リハビリテーションと5ヵ年定検のスケジュール



#### 4. 3. 3 プロジェクト調達計画

プロジェクトはJICA調査後、5年間で完了する様実施する。プロジェクトはリハビリテーションの工事範囲決定の為に2回のリハビリテーション前定検とリハビリテーションのフォローアップのための、リハビリテーション後定検によって構成される。

リハビリテーション前後の定検はNPCが主体となって定検工事を実施する。但し、リハビリテーション後の定検には工事指導の為にコントラクターのエンジニアの派遣を含むこととする。リハビリテーション工事は入札により選定されたコントラクターによって“ターンキー”ベースで実施される。

リハビリテーション前の定検の費用は主要機器の余寿命診断のためのオリジナルメーカーから派遣されるエンジニアの費用も含めてNPCにより別途準備されるものとする。リハビリテーションとその後の定検の費用はローンにより調達される。検討のため本報告書では日本輸出入銀行を仮に融資先として想定する。

#### 4. 3. 4 工事費及び支出計画

##### 1) 工事費見積

本報告書の工事費は仮見積りである。また、ソフトウェアの費用は含んでいない。

工事費は外貨ポーションにより構成されるが、次に示す換算率を用いてUS\$で表示している。

USドル	日本円	フィリピンペソ
1	100	26.3132

##### 2) エスカレーション

プロジェクトは4. 3. 2節に述べた様に本調査完了後、5年間で完了すると見込まれるので、次に示すエスカレーションを考慮して費用を見積った。

	年平均
エスカレーション率 外貨分	3.0%
エスカレーション率 現地貨分	9.9% (1994年9月現在)

##### 3) 工事費

プロジェクトの実施に必要な資金はTable 4-19に、その支出計画をTable 4-20に示す。見積りの条件は以下に述べる通りである。

##### a. 税

税に関しては、国家開発プロジェクトの性質上、輸入品については免税とした。

b. コンサルタント費用

購入仕様書作成、入札評価の助勢、リハビリテーション工事の工事管理のためにコンサルタントが雇用されるものとし、その費用を工事費の中に含めた。

c. 予備費

リハビリテーション工事は、フィージビリティスタディ又は購入仕様書作成時では予期できない追加の機器やサービスが通常発生する。このため総工事費の10%の予備費を考慮している。

Table 4-19 工 事 費

[単位：千USドル]

	1 号 機			2 号 機			合 計		
	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計
プロジェクト工事費	96,134	5,161	101,295	36,817	1,977	38,794	132,951	7,138	140,089
コンサルタント費用	3,580	188	3,768	1,170	62	1,232	4,750	250	5,000
合 計	99,714	5,349	105,063	37,987	2,039	40,026	137,701	7,388	145,089

Table 4-20 支出計画

[単位：千USドル]

	1995	1996	1997	1998	1999	Total
1 号 機	1,815	15,746	55,316	30,737	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

4) 資金調達

a. 調達方法

プロジェクトの資金融資元として、日本輸出入銀行を仮に想定する。

b. 融資条件

Source	Interest/Rate of Return	Repayment Period	Grace Period	Commit. Fee
Equity	8%			
Local Loan	NA (14% Inter Bank Rate as of July 1994)			
Exim Japan	5.8%	10 years	None	0.5%

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (1/7)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
B - 1	Watervall 1) Sample tube analysis 2) Total replacement of W/W 3) Boiler Chemical Cleaning	○ ○ ○			
B - 2	Sec. SH 1) Sample tube analysis 2) Tube metal temp. monitoring system	○ ○			
B - 3	Boiler Casing Comprehensive repair & replacement of inner casing, insulation & outer casing	○			
B - 4	Gas Duct Comprehensive repair & replacement of duct plates, expansion joints, dampers, insulation & outer casing	○			
B - 5	AH 1) Total replacement of heating elements (cold end, intermediate portion & hot end), seals, etc. 2) Inspection & repair of rotor 3) Comprehensive overhaul of accessories (drive unit, lub. oil system, sootblower, washing device, etc.)	○ ○ ○			
B - 6	Sootblower Additional sootblowers at Sec. SH panel		○		
B - 7	Control Air System 1) Revision of control air piping 2) Installation of compressor house and relocation of compressors & accessories		○ ○		
B - 8	Ash Handling System Improvement of ash handling system including ash reclaiming system		○		

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (2/7)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
B - 9	Smoke Stack Complete rehabilitation of inner lining, insulation & painting		○		
B - 10	Fuel Additive Installation of fuel additive equipment		○		
T - 1	HP Turbine 1) Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis 2) Replacement of improved rotor & inner casing for higher efficiency & reliability or comprehensive overhaul	○			
T - 2	IP Turbine 1) Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis 2) Replacement of improved rotor & inner casing for higher efficiency & reliability or comprehensive overhaul	○			
T - 3	LP Turbine Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○			
T - 4	HP Control & Stop Valve 1) Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis 2) Comprehensive overhaul	○			

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (3/7)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
T - 5	IP Control & Stop Valve 1) Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis 2) Comprehensive overhaul	○			
T - 6	Gland Steam Regulator Replacement of gland steam regulator & control device	○			
T - 7	Main Condenser Eddy current test of tubes	○			
T - 8	Aux. Condenser Eddy current test of tubes	○			
T - 9	LP-2 FWH Replacement of tube bundle or whole assembly	○			
T - 10	Deaerator 1) Replacement of condensate distributor or modification of deaerator to spray type 2) Improvement of heating coil & supports in feedwater tank	○			
T - 11	BFP Turbine 1) Fact finding by original manufacturer & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis 2) Comprehensive overhaul	○			
T - 12	BFP Minimum Flow Valves Modification of BFP minimum flow valve system with minimal feedwater disturbance during change over of BFP	○			

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (4/7)

Malaya Unit No. 1 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
T - 13	CWP Replacement of CWP & motor with direct drive type	○			Bid has been awarded.
T - 14	House Service Heat Exchanger Installation of 1 additional plate type heat exchanger with 100% capacity	○			PR process is in progress.
T - 15	Main Steam, Hot Reheat & Cold Reheat Pipes 1) Life expectancy analysis including examination on fatigue and creep damage and necessary remedy 2) Inspection, examination of supports, hangers and vibration eliminators and necessary remedy 3) Improvement of Cold Reheat pipe draining system to prevent water hammering	○			
	Boiler & Auxiliary Comprehensive overhaul	○			
	Turbine & Auxiliary Comprehensive overhaul	○			



Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (5/7)

Malaya Unit No. 1 Electrical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
E - 1	Generator rotor shaft at No. 8 bearing journal scratch	○			
E - 2	Generator stator core modification work to avoid overheating	○			
E - 3	AVR replacement	○			Brushless type exciter should be retained before the detail study of the applicability of newly installed static type exciter.
E - 4	Spare cubicle for 4,160V SWGR.		○		
E - 5	480V SWGR. spare breaker		○		One (1) set of spare shall be added.
E - 5 - (1)	Power Center transformer replacement with dry (molded) type		○		
E - 5 - (2)	480V SWGR. and MCC enclosure house		○		
E - 6	FDF 1A & 1B 4,160V motor bearing overheating repair	○			Forced recirculation of lube oil will be needed
E - 6 - (1)	RWP 1A & 1B 480V motor replacement	○			

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (6/7)

Malaya Unit No. 1 Electrical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
IC - 2	Fuel oil heater control valve control air line replacement	○			
IC - 8	Repair of FDF high vibration over 50% load in automatic operation	○			
IC - 12	RH spray control valve replacement	○			
IC - 15	Soot blower steam pressure control system modification	○			
IC - 18	HSCC make-up water level control valve replacement	○			
IC - 22	Control room board recorder replacement	○			10 sets
IC - 23	Turbine steam seal control replacement	○			
IC - 25	Mini. Flow Valve control for BFP	○			
IC - 26	Hydrogen purity measurement replacement	○			
IC - 27	Control air piping replacement	○			
IC - 28	Chemical monitoring instrument	○			

Table 4-16 マラヤ1号機リハビリテーション工事 (7/7)

Malaya Unit No. 1 Electrical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
CH - 1	Condensate Polishing Plant 1) Recovery of automatic operation 2) Comprehensive overhaul	○ ○			
CH - 2	Chemical Feed System Comprehensive overhaul	○			
CH - 3	Sampling Rack Comprehensive overhaul	○			
CH - 4	Magnetic Filter Installation of Magnetic Filter	○			
CH - 5	Pre-water Treatment Plant Comprehensive overhaul	○			
CH - 6	Demineralizing Plant (Organo) 1) Repair of Silica Analyzer 2) Comprehensive overhaul	○ ○			
CH - 7	Raw Water Supply to Demi. Plant Installation of stable raw water supply system; R.O., lake water flash evaporating system or others		○		
CH - 9	Chemical Laboratory Replenishment of chemical apparatus		○		

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (1/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
B - 1	Waterwall Hopper Tube 1) Sample tube analysis 2) Boiler Chemical Cleaning 3) Replacement of waterwall hopper tubes	○ ○ ○			
B - 2	Primary SH 1) Repair of damaged all vibration bars 2) Inspection & examination of primary SH tubes and replacement	○ ○			
B - 3	SH Attemperator Replacement with new spray nozzle	○			
B - 4	Eco. FW Shut-off Valve Replacement of valve stem	○			PR under preparation by NPC
B - 5	Boiler Casing Comprehensive repair & replacement of inner casing, insulation & outer casing	○			
B - 6	Gas Duct Comprehensive repair & replacement of duct plates, expansion joints, dampers, insulation & outer casing	○			
B - 7	GRF Comprehensive overhaul and replacement of rotating internal parts	○			
B - 8	AH 1) Total replacement of heating elements (cold end, intermediate portion & hot end), seals, etc. 2) Inspection & repair of rotor 3) Comprehensive overhaul of accessories (drive unit, lub. oil system, sootblower, washing device, etc.)	○ ○ ○			

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (2/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item		Priority		Remarks
	Steam Coil Air Heater		○		
B - 9	Replacement of deteriorated bundles		○		
B - 10	Revision of control air piping		○		
B - 11	Improvement of ash handling system including ash reclaiming system		○		
B - 12	Complete rehabilitation of inner lining, insulation & painting		○		
B - 13	Installation of fuel additive equipment		○		
B - 14	Main Steam, Hot Reheat & Cold Reheat Pipes	1) Life expectancy analysis including examination on fatigue and creep damage and necessary remedy	○		
		2) Inspection, examination of supports, hangers and vibration eliminators and necessary remedy	○		
T - 1	HP Turbine	Fact finding by original manufacture & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○		
T - 2	IP Turbine	Fact finding by original manufacture & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○		
T - 3	LP Turbine	Fact finding by original manufacture & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○		

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (3/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority		Remarks
T - 4	Main Stop Valve & Control Valve Fact finding by original manufacture & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○		
T - 5	Reheat Stop Valve Fact finding by original manufacture & reporting recommendable remedies including life expectancy analysis	○		
T - 6	Main Condenser 1) Replacement of all condenser tubes with improved material 2) Eddy current test of tubes	○ ○		
T - 7	Raw Water Pump Replacement of RWP 2B with turbine pump	○		
	Boiler & Auxiliary Comprehensive overhaul	○		
	Turbine & Auxiliary Comprehensive overhaul	○		

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (4/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
E - 1	Spare cubicle for 4,160V SWGR.		○		
E - 2	480V P/C transformer replacement with dry (molded) type.		○		
E - 3	480V MCC replacement	○			All MCC replacement

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (5/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
E - 1	Modification of Disconnecting Switch to Motor operated.		○		
E - 2	Repair and Addition of Lighting System	○			



Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (6/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
IC - 1	Aux. steam control valve replacement	○			
IC - 5	GRF Inlet/Outlet Dampcr controller replacement	○			
IC - 6	ABC replacement with INF1-90 system	○			
IC - 8	HSCC make-up water level controller replacement	○			
IC - 10	Boiler drum level gauge repair	○			

Table 4-17 マラヤ2号機リハビリテーション工事 (7/7)

Malaya Unit No. 2 Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
CH - 1	Sampling Rack	○			
CH - 2	Chemical Feed System	○			

Table 4-18 共通設備リハビリテーション工事

Malaya Common Facilities Mechanical

No.	Rehabilitation Item	Priority			Remarks
		1st	2nd	3rd	
CM - 1	Auxiliary Boiler 1) Total retubing of auxiliary boiler 2) Modification of construction of soot accumulated portion at mud drum 3) Reduction of sulfur contents in fuel or fuel conversion for auxiliary boiler	○	○	○	
CM - 2	Intake Channel Installation of concrete pile at intake channel	○			

## 第5章 運転、保守に関する発電所維持管理(ソフトウェア)改善計画



## 第5章 運転、保守に関する発電所維持管理（ソフトウェア）改善計画

### 5.1 現状と問題点

#### 5.1.1 運転管理

##### 1) 運転要項

###### a. 運転要項の必要性

発電所の運転管理は、運転目標値の適正管理が行われ運転性能の維持及び事故の未然防止を図ることから始まる。熟練した運転員が、理に適った操作を行い、常に事故、故障の予防に心掛けながら、運転を行うことが肝要である。

このためには、ユニットの起動・停止要領書、特殊運転要領書、各機器毎の運転要領書、事故処置要領書等が整備されている必要がある。

###### b. 運転要項の整備状況

###### a) ユニット起動・停止要領書

NPCの水力、火力、地熱、ディーゼル発電設備、変電所を対象とした Standard Operating Procedures (SOP)が作成済みである。火力関係は貫流ボイラユニットとコンベンショナル（ドラム）ボイラユニットに分かれ、フローチャート方式で、起動・停止要領の概要が記載されている。

###### b) 特殊運転要領書

マラヤ1号機の変圧運転要領書が作成されているのみで、他の特殊運転要領書は作成されていない。

###### c) 各機器毎の運転要領書

各機器毎の運転要領書は、製造者供給の取扱説明書をそのまま使用しており、発電所の関連機器やシステムを考慮してNPCで作成した運転要領書はない。

フローダイアグラム、ロジックダイアグラム、インターロックダイアグラム等も、製造者供給の図面をそのまま使用している。

これらの取扱説明書は、プラント固有のものよりも、一般的なものになっていることが多い。

###### d) 事故処置要領書

NPCの水力、火力、地熱、ディーゼル発電設備、変電所を対象としたEmergency System Standard Operating Proceduresが作成済みで、主要な事故処置要領の概要が記載されている。

マラヤ発電所の各機器について、NPCで作成した事故処置要領書はなく製造者の取扱説明書をそのまま使用している。

この取扱説明書には、各機器の事故処置要領が、記載されている。

e) ユニット起動停止曲線

ユニット起動曲線はコールド起動のみ作成されている。ウォーム起動、ホット起動の起動曲線は作成されていないが、コールド起動曲線を基準に、製造者の取扱説明書のフローチャートから、昇圧・昇温率、ローリング時間、昇速率、負荷変化率等を当直長 (Operations Superintendent) が決め、運転員に指示している。

各起動停止パターン毎の所要時間一覧表は作成されていない。

f) ユニット長期停止保管要領

MMRCで作成された "Equipment Preservation Methods" によりボイラ、脱気器、給水加熱器、復水器、タービン、発電機、電動機等の保管要領を、停止期間に応じて定めている。

2) 日常巡視点検・ルーチン業務

a. 日常巡視点検及びルーチン業務の目的

運転中機器の事故、故障の予防には、機器が常に健全な状態で運転されているか、圧力、温度、振動、音などに異常がないかを監視し、異常があれば早急に適切な措置を講じる必要がある。このためには、機器の巡視点検を怠るわけにはいかない。

日本の発電所においては、通常運転員及び保修員がそれぞれ専門的な立場で巡視点検を行い、クロスチェックにより万全を期している。

これらのパトロールは、ただ漠然と巡ることのない様、パトロール・チェックシートにより管理している。また機器への給油、重油バーナチップの掃除などの日常保修作業、予備機の定期的な切替テストなどのルーチン業務も、月間ルーチン表、ルーチン・チェックシートなどにより管理されている。

b. 日常巡視点検及びルーチン業務の実施状況

a) 運転員による日常巡視点検

運転員の15ポジション (M1/M2-配電盤, M1/M2-ボイラ×2, M1/M2-タービン×2, M1/M2-ベースメント, スクリーン, ブースタポンプ, 現場電気設備) それぞれに、当直パトロール・チェックリストが作成され、毎時間パトロール点検を実施している。

また、当直長と当直副長 (Operations Principal Engineer) には引継簿があり、直1回記入して引継ぐようになっている。

マラヤ発電所では、現場パトロール項目と回数が多過ぎて、日常運転業務の負担になるという意見が出ているが、NPC本社及びMMRC側では、この程度のパトロール点検は実施すべきであるという意見である。

なお、保修員による日常巡視点検は行われていない。

b) 予備機切替テスト等の定期ルーチン操作

- ・燃料油ポンプ等, 100%容量2台の場合は, 1台運転, 1台予備を原則とし, 主燃料油ポンプは, 月1回予備機と切替えている。復水ポンプ, 原水ポンプ, 軸受冷却水ポンプ, 空気圧縮機等は, 週1回切替えている。
- ・タービン・ルーチンテストとして, タービン保護装置テストは週1回実施し, 主要弁開閉テストは毎日実施している。
- ・その他の補機のルーチンテストやルーチン操作については, Preventive Maintenance Work Order(PMWO)により管理しているが, 月間ルーチン表, ルーチン操作チェックシートは作成されていない。

c) 機器への給油, 清掃

運転中機器への給油, 清掃は運転員が実施し, PMWOにより管理しており, 総合的な潤滑油給油管理表が作成されている。

d) 重油バーナチップの管理

マラヤ発電所では1週間インターバルでバーナチップの分解点検及び掃除を実施している。

バーナチップは, 3種類のゲージで検査し, 不良品は新品と取り替えている。

3) 運転当直体制

a. 運転要員

マラヤ発電所は, 300MW及び350MWユニット各1台を有する合計出力650MWの重油火力発電所で, 1中央制御室から2ユニットの監視・制御を行っている中央制御方式である。また1989年, 発電所構内に30MW×3ユニット, 合計出力90MWのガスタービン発電所を増設したが, その制御室はガスタービン横に設置されている。

230kV変電所(NPC設備)及び115kV変電所(MERALCO設備)にもそれぞれ専用の制御室が設置されている。

ガスタービン発電所及び230kV変電所の運転員は, マラヤ発電所に所属している。

運転要員数(定員)は次の通りである。

a) 運転マネージャー室	2
b) 発電所運転	105
c) 化学	22
d) ガスタービン/変電所運転	23
e) 燃料	9
f) 合計	161名

各ポジション毎の要員数及び在籍数は, 次項の直員構成に示す通りである。



b. 直員構成

発電所運転及びガスタービン/変電所運転の直員構成は、Table 5-1 及び Table 5-2の通りである。

Table 5-1 発電所運転の直員構成

ポ ジ シ ョ ン	直要員	在籍/要員
Operations Superintendent A (当直長)	1	5/5
Operations Principal Engineer B (当直副長)	2	10/10
<u>ボイラ</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	2	10/10
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	10/10
Plant Equipment Operator C (プラント設備運転員C)	2	9/10
<u>タービン</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	2	9/10
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	10/10
<u>電気・制御 (配電盤)</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	1	5/5
Electrical Control Operator B (電気制御運転員B)	1	5/5
Sr. Plant Electrician (上級プラント電気員)	1	5/5
<u>補 機</u>		
Basement Operator B (1階運転員B)	2	10/10
Screen House Operator (スクリーン室運転員)	1	4/5
Booster Pump Operator (ブーストポンプ運転員)	1	5/5
Wharf Operator (埠頭運転員)	0	0/5
		(97/105)
<u>化 学</u>		
Principal Chemical Engineer C (上級化学員C)	1	4/5
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	11/15
		(15/20)
合 計	23	112/125

注) ・直要員は2ユニット運転時の要員数を示す。

定修時等, 1ユニット運転時の予備要員は, 日常巡視点検, 日常保守業務を実施する。

・燃料油をスーカットからバージで受入れる場合, 以前はNPCで受入れていたが, 現在はPPC (フィリピン石油会社) で受入れ, NPCへ供給するようになったので, 燃料グループの要員は不要になった。PPCからの燃料油タンクへの受入れは, プースターポンプ運転員が担当する。

・化学運転員は水質試料のサンプリング・分析, 給水処理装置の運転及び化学関係装置の日常整備業務を担当する。

Table 5-2 ガスタービン/変電所運転の直員構成

ポ ジ シ ョ ン		直要員	在籍/要員
<u>ガスタービン</u>			
Principal Engineer B*	(当直副長B)	1	4/4
Sr. Control Operator B	(上級制御運転員)	1	4/4
Plant Equipment Operator B	(プラント設備運転員B)	1	3/4
Sr. Plant Electrician	(上級プラント電気員)	1	2/3
<u>変電所</u>			
Principal Engineer B*	(当直副長B) (ガスタービンと兼務)	(1)	
Sr. Control Operator B	(上級制御運転員)	1	3/4
Electrician, Control Operator B	(電気制御運転員B)	1	2/4
合 計		6	18/23

c. 当直勤務態様

各直の勤務時間は一律に各8時間である。マラヤ発電所の特殊性として, 地域の治安状況が悪いので, 1989年以降, 深夜の通勤バスの運行を停止し, Na3シフトとNa1シフトは連直勤務となっている。

Na1シフト (夜勤) 11:00PM - 7:00AM

Na2シフト (昼勤) 7:00AM - 3:00PM

Na3シフト (準夜勤) 3:00PM - 11:00PM

この間に休憩時間は与えられず, 拘束8時間, 勤務8時間であり, 通勤バスの到着時間により若干変動がある。食事は制御室内でとっている。

d. 当直スケジュール

当直勤務表の例（1994年10月）をTable 5-3に示す。

Table 5-3 当直勤務表（1994年10月）

日	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
曜	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月
A	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1	3	1	2	×	×	2	3	1	3	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1
B	2	2	3	1	×	×	2	3	1	3	1	×	×	3	1	3	1	2	×	×	2	2	2	3	1	×	×	2	3	1	3
C	3	1	×	×	2	3	1	2	2	×	×	3	1	2	3	1	×	×	2	3	1	3	1	×	×	2	3	1	2	2	×
D	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×	2	2	3	1	2	×	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×
E	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2

注) ・ 1…夜 勤 (11PM - 7AM)                      2…昼 勤 ( 7AM - 3PM)

3…準夜勤 ( 3PM - 11PM)

○…日 勤 (7:30AM - 4:30PM)              ×…休 日

- ・当直体制は、5直3交替制で、内一つの直は、5ヵ月毎に日勤となり、土、日曜が休日、月曜は、昼勤となる。
- ・当直する4直は、5日連続して勤務し、2日連休となる。準夜勤-夜勤は地域の深夜の治安状況を考慮し、連勤する。
- ・当直長と運転員の組み合わせは、日勤の月は固定しているが、当直の月は他のグループの組合せになる。

e. マラヤ発電所従業員の居住状況と通勤手段

a) マラヤ発電所の従業員は、メトロマニラ地区に約96%、町村地区に約4%居住しており、自宅が約70%、借家が約30%である。

マラヤ発電所の社宅はないが、ケソン市のNPC本社の社宅に30名程度居住している。

b) 通勤手段

NPCサービスの通勤バスで95%、自家用車、徒歩等5%で、殆んどの従業員が通勤バスでメトロマニラ及びラグナ湖沿岸の町村から通勤している。通勤バスの所要時間は1時間30分～2時間で、これに自宅から通勤バス出発地点までの通勤時間が加算される。

c) 通勤バス運行スケジュール

Figure 5-1 通勤バス運行スケジュール

	メトロマニラ		マラヤ発電所		メトロマニラ	
	出発		到着	出発		到着
No.1バス	5:50AM	○→	7:30AM	8:00AM	○→	9:30AM
	1:30PM	○→	3:00PM	3:45PM	○→	5:00PM
No.2バス	5:50AM	○→	7:30AM	4:30PM	M→	6:00PM

注) O : 運転グループが利用

M : 保修グループが利用

通勤バス : 大型バス2台レンタル, 乗車定員 65名/台

d) 通勤バス運行ルート

通勤バス2台の運行ルートは次の通り。

No.1バス

ケソン (M) → マラヤ発電所 → EDSA → マラヤ発電所 → EDSA → ケソン (車庫)

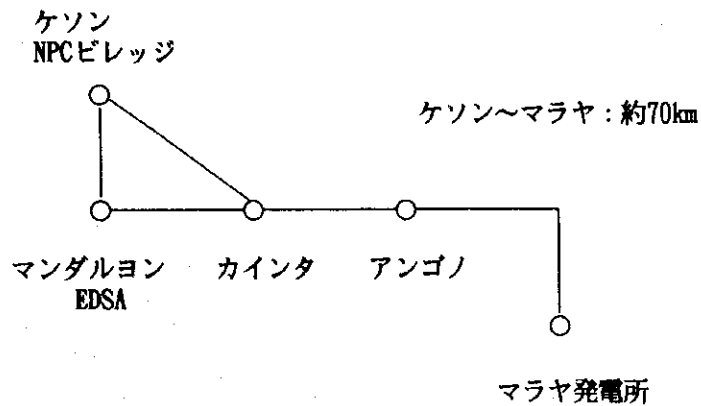
No.2バス

ケソン → EDSA → マラヤ発電所 → EDSA → ケソン (車庫)

ケソン : タンダン ソラ NPC ビレッジ

EDSA : マンダルヨン, EDSA(Epifanio De Los Santos Ave.)-SHAW交差点

Figure 5-2 通勤バス運行ルート





## 5. 1. 2 保守管理

### 1) 保守作業要領書

#### a. Managed Maintenance Program (MMP) の現状

NPC は発電所の利用率と信頼性を改善する目的で、1990年7月に MMP 開発を担当するプロジェクトを発足させた。

1994年9月現在、Table 5-4に示すように、一部の発電所を除き大部分の発電所の MMP は開発済である。

火力発電所に関しては、全ての既設発電所で、既の実運用に入っている。

Table 5-4 MMP 開発状況

プラント区分	発電所数	現 状
火力発電所	6 (*1)	開発完了 Table 5-5参照
地熱発電所	4	
ディーゼル発電所	5	
水力発電所	10	
変電所 (*2) 及び発電船	6 + 6	1994年現在開発中

(\*1) バターン火力、マニラ火力、マラヤ火力  
スーカット火力、バタンガス石炭火力、ナガ火力

(\*2) MMP 作成が新たに追加された。

#### b. マラヤ発電所における MMP の運用状況

MMP は次の3つのプログラムから構成されているが、マラヤ発電所については、予備品管理プログラムを除き、実際に使用されており、要領書は50%程度完成している。Appendix 5-1 参照。

- Preventive Maintenance (PM) Program
- Corrective Maintenance (CM) Program
- Spare part Management (SM) Program

Table 5-5 MMP を実施している事業所

1. Magat 水力発電所
2. Binga 水力発電所
3. Pantabangan/Masiway 水力発電所
4. Angat 水力発電所
5. Bataan 火力発電所
6. Manila 火力発電所
7. Malaya 火力発電所
8. Sucat 火力発電所 (1号機及び4号機のみ)
9. Kalayaan/Botocan/Caliraya 水力発電所
10. Mak-Ban 地熱発電所
11. Batangas 石炭火力発電所
12. Tiwi 地熱発電所
13. Panay I ディーゼル発電所
14. Leyte 地熱発電所
15. Naga 火力発電所
16. Cebu II ディーゼル発電所
17. Bohol ディーゼル/Loboc 水力発電所
18. Palinpinon 地熱発電所
19. Aplaya ディーゼル発電所
20. Agus 1 & 2 水力発電所
21. Agus 4 & 5 水力発電所
22. Agus 6 & 7 水力発電所
23. Pulangi 4 水力発電所
24. General Santos ディーゼル発電所
25. 発電船101
26. 発電船103
- \*27. Banilad 変電所

\* : MMP 作成業務追加

c. 保守作業要領書

MMP 開発プロジェクトの任務は、既述のプログラムの開発の他にもう一つの重要な任務があった。それは、保守作業要領書の集大成である。

MMP の PM あるいは CM 作業指示書によって実施する作業のための要領書のみならず、保守管理の見地から、管理要領書も作成している。

a) 保守作業要領書の構成

現在作成されている保守作業要領書の構成は次の通り。

管理関係要領書

ADP : Administrative Procedures

技術関係要領書

MMP : Mechanical Maintenance Procedures

EMP : Electrical Maintenance Procedures

ICP : Instrument and Control Procedures

RTP : Results Testing Procedures

CAP : Chemical Analysis Procedures

TDC : Technical Document Control Procedures

b) マラヤ発電所で完成している要領書

ADP : 21項目

MMP : 9項目

EMP : 14項目

ICP : 8項目

RTP : 8項目

CAP : 29項目

TDC : 7項目

c) マラヤ発電所保守作業要領書の検討結果

作成済の保守作業要領書の検討は、各分類における作成項目を、日本の例と比較した。

なお、マラヤ発電所の MMP 要領書のリストは Appendix 5-1のとおりである。

なお、要領書そのものの内容の検討は実施しなかった。

( MMP プロジェクトが長時間かけてまとめたものでボリュームも多い。 )

検討結果は次の通りである。

管理関係要領書

発電所に係わる管理手順は日本では法律により規定されているものがあり、これらの中には設備の技術基準、点検要領なども定められている。



下記にそれ等の主要例を示す。

- 電気事業法
  - － 発電用設備の技術基準
  - － 溶接に関する技術基準
  - － 保安規程（保安業務の内容、保安管理組織、主任技術者の設定など）
  - － 定期検査
- 労働安全衛生法
  - － クレーンの安全規則
  - － 酸欠防止
  - － 作業環境測定など
- 消防法
  - － 消防設備の技術上の規格
  - － 危険物の規制に関する規則
- 高圧ガス取締法
- 建築基準法
- 大気汚染防止法、水質汚濁防止法、騒音規制法

NPC でもこれらの管理関係要領書を作る必要があろう。今までに作成されている21項目の中にこれに相当するものは無い。

日本の発電所の要項類と対比して追加する必要があると考えられるもの

- 予算運用要領書
- 工事の手続き
- 請負先の管理、指導
- 点検要領書

マラヤ発電所でも点検プログラムとして作成されているが、日本の例のように「計画  
保修管理表」「月間点検スケジュール」の様な点検計画の整理方法が判りやすい。

Appendix5-2, 5-3参照

- 保修運用要領書
  - － 保修員の呼出し
  - － 立会い
  - － 機器内部作業管理
  - － タービン発電機及び主要回転機械の振動管理
  - － 天井クレーン運用
  - － 埋設物標示
  - － 炉内作業環境管理
  - － 主要機器経年劣化管理
- 防災対策
- 環境関係管理

## 技術関係基準及び要領書

- MMP の殆どの要領書が分解点検要領、試験要領でしめられている。
- RTP の各種性能テスト要領は、日本とほぼ同様に作成されている。
- 日本では分解、組立は殆ど専門の請負業者で実施しているので、分解、組立要領書は主に請負業者が管理している。MSD も主要機器については要約した要領書を作成している様である。
- 定期点検基準

日本では、ボイラ、タービン等は定期的に通産大臣による検査（定期検査）を受けなければならないことが法律で規定されている。この法律に基づいて、所轄官庁は定期検査の運用に関する通達を発行している。この通達にはボイラ、タービン設備の定期検査の時期及び内容を記載した運用要領が示されている。Appendix 5-4は、その運用要領である。電力会社等は、この運用要領に従って、定期点検手入れ基準を作成しているが、ボイラ、タービンのみならず電気関係、制御関係、その他についても自主的に基準を作成している。

フィリピンでは、定期検査に係わる法律の規則がないこともあり、NPC は、定期点検手入れ基準を作成していない。

## 2) 日常保守

### a. Preventive Maintenance (PM) と Corrective Maintenance (CM)

MMP の紹介用に作成された文書には、次の定義がある。

PM とは、設備及び構成部品を、本来の設計能力あるいは効率で使用できる状態に維持するために必要な日常の繰返し作業と定義している。

CM とは、劣化した設備及び構成部品を交換するなどして、設備及び構成部品本来の設計能力あるいは効率を同等の状態に回復させることである。

日本では、上記の PM と CM とを合わせて日常保守又は日常整備と言っている。

Table 5-6は、MMP の定義による PM と CM との比較表である。

いずれもその目的は、設備及び構成部品の性能又は効率の維持であるが、PM は異常の早期発見を、CM は不具合箇所の修理又は取替を主眼にしていると言える。

Table 5-6 Preventive 保修と Corrective 保修の比較

項 目	PM	CM
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 担当部門又はグループ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 発電所の保修グループ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 発電所の保修グループ</li> <li>• MMRC Maintenance Service Division (MSD)</li> </ul>
<p>(実施内容)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 対象設備</li> <li>• 実施インターバル</li> <li>• Work Order</li> <li>• 実施項目及び実施要領</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• プラント全般</li> <li>• 毎日又は週間、月間</li> <li>• PM Work Order による</li> <li>• 設備に異常がないかを定められた項目について、定められた方法により、備え付けの、またはテスト用の計器等を使ってチェックする。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• プラント全般</li> <li>• 必要時</li> <li>• CM Work Order による</li> <li>• 分解点検すなはち点検と整備を行う。</li> <li>• 経年劣化した部品、材料の取替え</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 効 果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 異常の早期発見、これにより計画的に修理ができる。</li> <li>• 予測外の故障による大修理が少くなる。結果としてメンテナンスコスト低減。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 修理必要部位の確認、現状がわかる。</li> <li>• これにより計画的修理ができる。</li> <li>• 設備の信頼性、効率が回復する。</li> <li>• 予測外の故障による大修理が少くなる。結果としてメンテナンスコスト低減。</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• MMPの狙い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• コンピュータープログラムによって上記の実施内容を、システムティックかつ効率的に実施する。</li> <li>• 点検データを蓄積することにより次回点検や、メンテナンス計画に反映する。</li> <li>• その他</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 修理必要部位の確認、検査をし、修理方法を決定するためのシステムを確立する。</li> <li>• 修理必要部位、その修理に必要な機材、残工事、メンテナンス統計などの状況報告書の作成</li> <li>• その他</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• MMPのケーパービリティ (MMPの開発計画書による)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 会社の方針及び実施計画を組込む</li> <li>• 業務計画の作成</li> <li>• Work Orderシステムを効率化、簡素化して、コンピュータ処理する。</li> <li>• 報告書作成</li> <li>• 保修履歴の継続的記録</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 同 左</li> <li>• 発電所不具合箇所報告書作成の簡素化</li> <li>• 同 左</li> <li>• 報告書作成</li> <li>• 設備保修記録の維持・蓄積</li> </ul>

b. マラヤ発電所における PM プログラムの運用状況

a) PM プログラム要領書

要領書は登録 No. MYTP/ADP-04, dated Jan. 24, 1992に定められている

b) PM ワークスケジュール

- PM ワークスケジュールには次の2種類がある。

週間 PM スケジュール (Appendix 5-5参照)

月間 PM スケジュール (Appendix 5-6参照)

- 各スケジュールリストには、点検する設備毎に、PM Work Order の番号、点検事項、点検日などが記載されている。
- スケジュールは、保修グループの Planning and Scheduling (P&S) セクションによって作成発行される (コンピュータでアウトプット)。スケジュールは保修グループの各セクション毎になっている。これらのスケジュールは同グループ内の P&S セクションによって確認され、課長によって承認された後、実施される。

c) PM Work Order とそのシステム

- PM Work Order の実施例を Appendix 5-7に示す。

PM Work Order は、PM スケジュールに記載されている設備毎に P&S セクションによって発行される。

PM Work Order には点検事項のほか、点検結果が記入される。

- PM Work Order フローチャートを Appendix 5-8に示す。

c. マラヤ発電所における MMP の検討結果

MMP の検討は次によった。

a) PM スケジュールに登録されている設備と、その点検項目、頻度を日本の例と比較。

但し、マラヤ発電所での完成度は20%程度とのことである。

b) CM Work Order については、データベースが入手出来なかった。

c) PM スケジュールについての検討結果は次の通りである。

- ボイラ関係

— FDF, GRF などの大型ファン、重油ポンプの PMWO がある。

— その他に下記設備の点検業務の追加が必要と考える。

ボイラ本体点検、バーナ廻り点検

バーナチップ掃除、ダンパ駆動装置点検

燃料系統弁類、タンク廻り点検

— 点検頻度はマラヤ発電所と日本の発電所ではほぼ同等で、週間、月間に点検している。

・タービン関係

— 下記の設備については PMWO がある。

給水ポンプ、復水ポンプ、循環水ポンプなどの主要ポンプ類。

タービングランド蒸気、軸冷水ポンプ、スクリーン洗浄ポンプ、タービン排水ポンプ

— その他に下記設備の点検業務の追加が必要と考える。

タービン本体、潤滑油系統、主要弁など。 Appendix 5-2参照

・電気関係

— バッテリーと固定子冷却用ポンプのみ PMWO がある。

— その他に下記設備の点検業務の追加が必要と考える。

発電機、変圧器、高・低圧電動機の点検、主要機器の絶縁測定など。

Appendix 5-2参照

・計装・制御関係

— レコーダの整備が主で、その他はフレームデテクター点検が有るのみである。

— 下記の重要な点検整備が残っている。

A B C 装置、バーナ制御装置、ローカル制御装置、タービン監視計器、現場制御盤など。

d. マラヤ発電所における CM プログラムの運用状況

a) CM プログラム要領書

要領書は登録 No. ADP-05, Revision No. 2, dated Jan. 30, 1992に定められている。

b) CM Work Orderとそのシステム

Appendix 5-9は CM Work Order の例である。

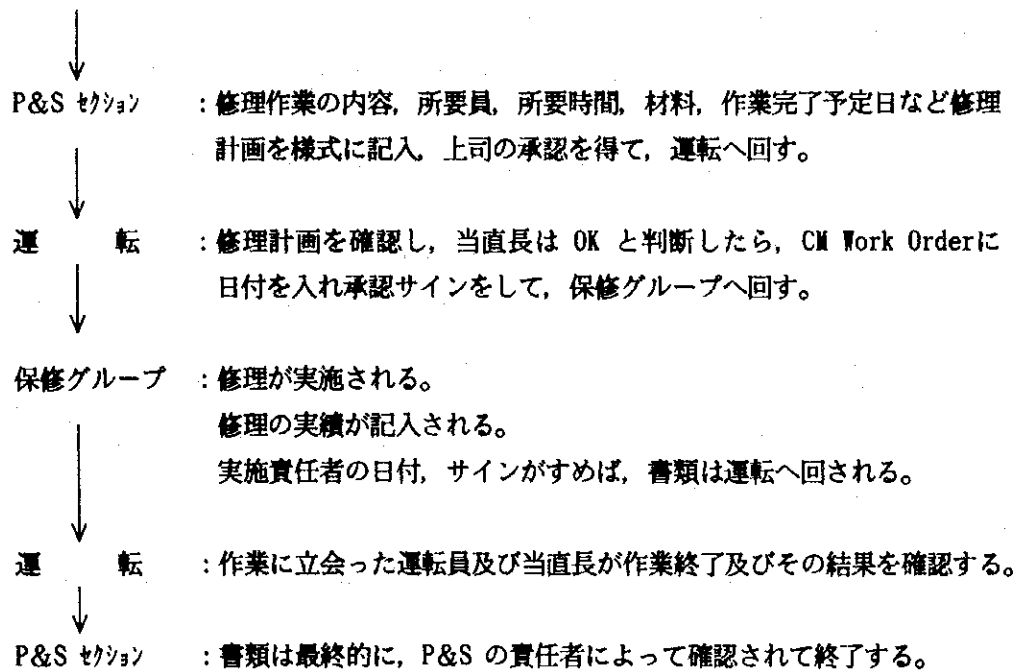
発行された CM Work Order は、用紙の上から下へ次のプロセスで処理される。Appendix

5-10 は CM Work Order のフローチャートである。

— CM Work Order フロー

発 行 者 : CM Work Order を発行する必要がある様な問題が生じていることを  
↓  
発見した人。

運 転 : 当直長は、不具合の状況により処置の緊急性を判断し、必要な作業  
↓  
指示及び日付を記入して保修グループの P&S セクションへ回す。



このシステムは, 基本的には, 日本における保修依頼票方式と同じである。

#### c) MSD 所掌作業

緊急を要する場合, 発電所で処置出来るものは前述の CMWO により修理するが, 処置出来ないものは MSD に電話で緊急依頼する。(運転マネージャー → MSD 所長)  
緊急を要しないものはオーダーシートを MSD に送付し, 修理を依頼する。

#### e. 年間保修費の計画

毎年5～6月に MMRC に次年度予算を申請し, 12月に予算額を決定する。  
申請内容は APEX (人件費), OFEX (燃料費), CAPEX (修繕費, 予備品) があり, CAPEX は例年5%程度カットされている。

### 3) 定修・予防保全計画

#### a. 定修計画の現状

NPC の火力発電所では毎年定期開放点検 (以後定期点検という) を行うことにはなっているが, 実際には計画とおりに行われていない。これは, 日本の様な法的規制が無いため給電事情の悪化に伴って延期をくり返しているのが実情の様である。又, 定期点検時の点検項目についても基準化されたものが無い。機器を長期的に管理して行くためには, 長時間運転, 頻繁な発停に伴う変化を監視し, 管理して行くことが重要で, これらについてのチェックポイントに対する基準を設定するなど, 完全な定修計画を行うための基準やノウハウを整備して行く必要がある。NPC における現状の定期点検計画は, 次の様に行われている。

b. 定期点検計画の担当部署

a) 発電所が立案。(作業内容, 所要期間, 実施時期等)

b) MMRCのOperations Projects ServicesがMMRC管轄の計画を集約。

c) NPC 本社のSystem Operation Department が定期点検時期を決定。

この計画は5年分を長期点検計画として作成し, 毎年, 更新して行くとのことである。

c. 主要機器の主な点検内容

a) ボイラ蒸発管(バーナゾーン)の抜管検査は毎年実施, 内面スケール付着量 $37\text{mg}/\text{cm}^2$ を限度に化洗を計画。

b) SH, RH, Eco 管の抜管検査については定例的基準はない。異常が認められた時などに抜管検査する。

c) バーナーゾーン蒸発管は毎年肉厚測定を実施し, 蒸発管取替時期の推定を行っている。

d) タービンの開放検査は3年毎とし, ロータ取出し検査は5年毎で MT, UT, PT などの非破壊検査を実施する。

e) 発電機の絶縁検査は毎年実施する。

f) 主要ポンプの開放検査は3年毎に実施する。

d. 定修準備

a) 定修3ヵ月前より発電所内部打合せ及び発電所と MSD で打合せを開始し, 発電所と MSD との作業担当区分などの調整を行う。

b) 定修1ヵ月前に連絡調整打合せを行い, 作業内容, 工程, MSDの作業担当区分などの確認などを行う。

メンバーは, 発電所の保修グループ, MSD, MEC, MMRC の Operation Projects Services NPC 本社の Efficiency Reliability Department で構成する。

c) 作業内容は下記の要素から決めている。

- 主要機器の定期点検計画スケジュール
- CMVO など運転グループからの情報
- 運転中問題個所の検討, 運転データの検討

- 定修前の総合巡視点検  
定修着工1ヵ月程前に運転グループと保修グループでタスクフォースを編成し、総合巡視点検を実施する。
- 類似事故の情報  
MMRC を通じて他発電所のトラブル情報などが伝達されている。重要なトラブルは NPC 本社より伝達されている。これらの内、開放点検に必要な情報は参考にする。

e. 定修資機材の準備

- a) 開放点検に必要な物品は、MSD 所掌工事のものも含め、全て発電所で準備する。
- b) MSD が使う工具、機材、材料、給与等は MSD が手配並びに負担する。
- c) 輸入品購入の場合、大物は2～3年、小物は1年、国産品は6ヵ月の調達期間を見込んで手配する。
- d) 発電所長権限（10万ペソ）以上の物品の購入は、発電所長から MMRC 所長へ申請する。

f. 予防保全計画

予防保全（Preventive Maintenance）の内容を経年劣化管理、余寿命診断などと解釈していたが、NPC では日常、週間、月間の保修作業、給油スケジュール並びに故障の兆候があつて週末に停止して修理する様な範囲までを含めて Preventive Maintenance と言っている。

マラヤ発電所で過去に経年劣化検査を実施した例としては、1992年、1号ボイラ・チューブの硬度測定と UT を実施（MEC が実施）、1993年～1994年、2号タービンの経年劣化検査を実施し、高温ボルトの UT 検査、並びに異常あるものの取替を実施した例がある。

NPC では、経年劣化検査に関する認識があまり無く、リハビリ時にメーカーが実施するものと考えている向きもある。従つて、経年検査対称設備リストも作つてなく、経年検査記録もない。上記2件の経年検査記録は開放点検記録の中に残してある。

g. 保修経歴の管理状況

機器の事故、修理、改良などの記録は定期点検記録として残されてはいるが、機器1台毎の設備保修履歴台帳の様なものはない。唯一、主要回転機器について1992年から採用し始めたとのことである。

日本では、定期点検記録に加えてこの様な記録も作っている。（記載内容は当然重複する。）



#### 4) 定修要領・実施体制

##### a. 定修時の業務区分

定修時において、MSD と発電所保修グループとの業務区分は大別して、

MSD : 主タービン, 発電機, 励磁機, ボイラ耐圧部, 空気予熱器, 復水器(チューブ洗浄),  
ガスダクト, 所内ボイラなどの主要機器並びに大型機器

発電所保修グループ : ポンプ, ファン類, スートブローア, 弁類などの補機に分けている  
が, 両者のマンパワーと作業量によって定修着工前に業務区分を調整している。

##### b. 定修作業の安全管理

MMP の中に作業タグの運用の規定があり, 電源並びにコントロールスイッチへの危険タグ掛け, アイソレート弁へのタグ掛け, 溶接作業用タグなどが定められている。

又, 火気使用及び高温作業の許可などの管理も, 規定されている。機器の内部作業管理については, MMP には規定されていないが, 管理はしているとのことである。これらは今後 MMP の中に整理されて行くものと思われるが, 酸欠などの人災防止, 機器内部への土砂の持込み, 工具類の落下, 置き忘れ等, 品質管理上重要な事項であるので早急に作成することが望まれる。

##### c. 主要機器の分解点検要領書

MMP の中に10項目ほどの機器分解点検要領書が作成されていた。今後逐次追加されて行くものと思われる。主タービン, ボイラ耐圧部, 給水ポンプ等の主要機器については MSD の所掌範囲であるため, 発電所の MMP には含まれていなかった。

一方, MSD では次の機器について分解点検要領書が作成されている。

- ・発電機
- ・シーメンスのタービン
- ・2次過熱器
- ・循環水ポンプ
- ・ボイラ給水ポンプ
- ・ボイラ安全弁

これらは, 概して要約版であり, 日本のものほど詳しくない。又, 安全対策, 品質管理についての記述が欠如している様にみられた。又, 上記機器以外の分解点検要領書は無いとのことである。あとは, 人の経験に頼っているのが実情の様である。

##### d. 機器の点検手入作業内容及び作業範囲

日本では全国大で保修作業の標準化が進んでいるが, NPC ではまだ標準化されていない。NPC の点検作業計画は, それぞれの部門もしくは指導員の経験などから得られたノウハウにより作成されている。

作業内容については, 日本に比べてかなり粗い様である。例えばドラムの内部点検は, 日本では内装品を部分的に取外してその奥にある溶接線を点検するとしているが, NPC では, 内装品は取外さないで見える範囲で検査する, としている。

この日本での例は, 経年劣化管理の一部として検査しているので今のところ NPC と差が有るのは当然かもしれない。

e. 定修インターバルの実状と今後の計画

各発電所の定期点検計画は MMRC と NPC 本社 の System Operation Department とで決定する。既述の様に NPC の火力発電所は毎年、定期開放点検を実施する予定であったが、給電事情が悪かったため、計画通り実施されず、マラヤ発電所の1号機は本年迄の過去8年間に4回、2号機は過去9年間に3回しか実施されていない。今後は毎年実施する計画とのことである。

f. 定期点検記録の整備

メーカーから提出された記録を集大成したものが残されている。最近では、これらを参考に発電所でも作成している。

g. 定修工事組織及び体制

マラヤ発電所の今回定修時の組織並びに各ポストの責任分担記述書を発電所で入手した。定修時特有の機能的な体制を作っている。Figure 5-3, 及びTable 5-7参照

a) 総括責任者は発電所長

b) 発電所長の下に定修全体の調整/監督役として、プロジェクトコーディネータ並びにアシストプロジェクトコーディネータを置いている。

プロジェクトコーディネータは運転マネージャーもしくはは保修マネージャーが任命される。定修総合工程の調整及び実質的に総合指揮を行う。

c) 保修現場作業は発電所の保修グループの他に MSD の電気、機械が加わる。

d) プロジェクトコーディネータの下にスタッフとして下記の4ポストを置く。

- 運転系統アイソレート並びにタグ掛けグループ  
定修期間中のみ機械、電気、計装グループより選抜して構成。  
アイソレート、安全タグ、試運転結果の最終判定などを行う。
- 計画並びに工程管理グループ
- 安全管理者
- 資機材の手配グループ

e) 総合試運転の総指揮は、プロジェクトコーディネータがとるが、実質的には、運転系統アイソレート並びにタグ掛けグループが行う。

Figure 5-3 マラヤ発電所1号機定修の体制

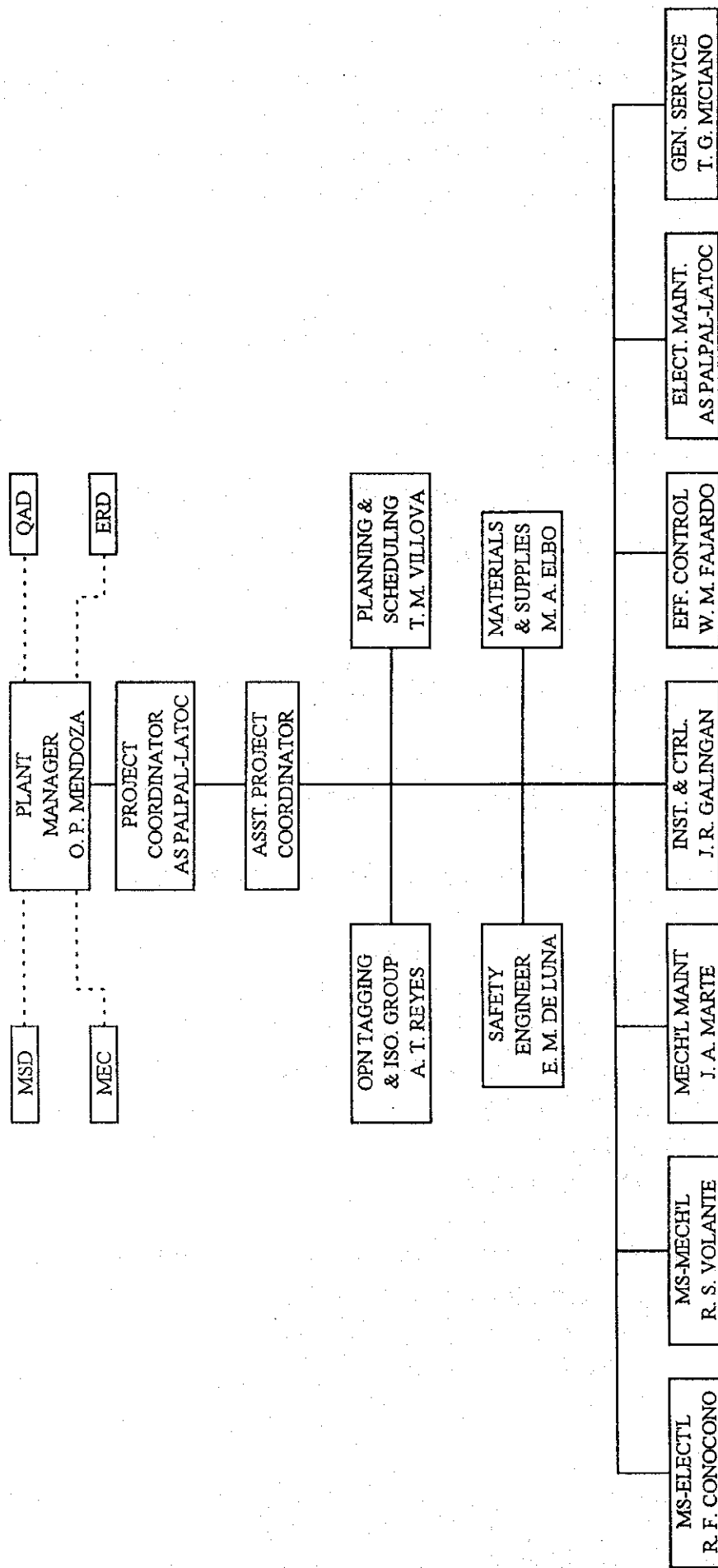


Table 5-7 マラヤ発電所1号機定修の責任分担

DUTIES AND RESPONSIBILITIES	
1.0 PLANT MANAGER	OVERALL RESPONSIBLE FOR THE ACCOMPLISHMENT OF THE WHOLE PROJECT.
2.0 PROJECT COORDINATOR	COORDINATE/OVERSEE THE SMOOTH IMPLEMENTATION OF THE WHOLE PROJECT.
3.0 PLANNING AND SCHEDULING	ASSIST THE PROJECT COORDINATOR FOR THE SMOOTH IMPLEMENTATION OF EACH ACTIVITY. MONITOR THE PROGRESS OF WORKS. AND PREPARE WEEKLY OVERALL REPORT FOR UPPER MANAGEMENT INFORMATION.
4.0 OPERATION/ISOLATION AND TAGGING GROUP	RESPONSIBLE FOR THE OVERALL ISOLATION/TAGGING OF ALL SYSTEMS AND EQUIPMENT UNDER THE OVERHAUL PERIOD UP TO THE START-UP OF THE UNIT.
5.0 SAFETY ENGINEER	ASSIST THE PROJECT COORDINATOR IN OVERSEEING/MONITORING THE ADHERENCE TO SAFETY RULES AND PRACTICES OF ALL PERSONNEL/WORKING GROUPS INVOLVED IN THE OVERHAULING.
6.0 FUNCTIONAL WORKING GROUPS	
6.1 MECHANICAL MAINTENANCE	
6.2 ELECTRICAL MAINTENANCE	
6.3 INSTRUMENTS AND CONTROL	
6.4 EFFICIENCY AND CONTROL	
6.5 GENERAL SERVICES	
6.6 OTHERS (MS. TS. ETC.)	
7.0 MATERIALS AND SUPPLIES GROUP	ASSIST THE PROJECT COORDINATOR FOR THE ISSUANCE OF NECESSARY MATERIALS/EQUIPMENT NEEDED BY EACH WORKING GROUP.

APPROVED

ORLANDO P. MENDOZA  
Plant Manager

#### h. 定修工事の実状

上述の様に組織としては申し分のない機能的なものと思うが、実際はユニットが停止しているにもかかわらず MSD グループの来所が遅れ、定修の実質的着工が遅れていた。

原因は MMRC 管内発電所の定期点検ユニットが重複したため、MSD のマンパワーが不足し、マラヤ発電所への投入が遅れたとのことであった。

この様な問題こそが NPC 全体の業務管理として最も重要な事項であり、定修着工前にマラヤ発電所、MSD、MMRC、SOD などの関係者が集って問題解決のための対策をたてておくべきである。

更に、機器分解工具を探すのに手間取ったことも着工が遅れた原因の一つとのことである。これも MSD が事前に準備する余裕が無かったためと思える。又、工専用機材、工具類、車輛なども大巾に不足している。

なお、MSD の現状のマンパワーとしては、本格定検 1 件と簡易点検 1 件が限界とのことである。

— 本格定検とは 100 日程度かかる様な大きな工事をいう。

— 簡易定検とは、例えばタービンを開放し、翼の点検もしくは軸受の開放点検程度の工事を言う。

#### i. 外注の問題点

MSD はマンパワー不足を外注もしくは臨時雇用で補っている。しかし、一部の溶接工、半熟練工を除けば大多数がヘルパーであり、実質的に戦力となっているか問題がある。

日本においては、定修元請業者が下請を使っているが、下請はそれぞれ単独でも工事の請負が出来る専門の技術を備えた企業体であり、十分に戦力になっている。

MSD 及び下請の宿泊設備が準備されていない。このため殆どの人が長時間をかけて通勤しており、残業が出来ないなど労働意欲に影響を与えている。

日本の場合、定修応援者に対しては寮設備が完備している。又、下請に対しても元請会社が全面的に面倒をみるか、もしくは宿泊設備が不要な地元の下請を採用している。

#### j. 定修の心得

定修のためにユニットを停止したら、ボイラ、タービン等の主要機器は 1 日も早く開放点検する様に心掛けるべきである。

問題となりそうな部分を早急に点検し、問題点を発見し、残りの定修期間で可能な限り修理を完了する様に心掛けるべきであり、問題点を残したまま復旧し、修繕は次回開放点検時まわしとする様な事は、基本的には考えるべきではない。もっとも、日本の場合、国内にボイラ、タービンメーカーが存在し、緊急工事発生の場合は、部品、材料、マンパワーなどメーカーの協力が得やすいので、殆どの工事が定修期間内か、定修工程を少し延長する程度で完了しているケースが多い。

( 但し、この様な場合、工事契約を所定の手続きで行っていたのでは間に合わないので、  
メーカーとの精算業務はあとまわしとなっている例も多い。 )

NPC は、日本と事情は異なるが、とにかくユニットが停止したら主要機器は早急に点検し、  
問題点を発見して、残りの定修期間を有効に活用すべきである。

k. 定修に使用する物品並びに工事の発注、検収権限

a) 予算の獲得

- 年度予算は、次年度分を5～6月に MMRC に申請し、12月ごろ決定する。
- MSD 所掌工事に使用する部品の購入予算並びに MEC が発電所のために製作する部品の  
原材料購入予算も発電所で申請する。

b) 発注要領、権限

- 定修に必要な物品は MSD 所掌工事分も含めて発電所が手配する。但し、仕様、購入量等  
は MSD がアドバイスする。
- MSD が発電所に派遣するための人件費等諸費用は MSD の費用。

• 発注権限

発電所長	100,000ペソまで
MMRC 所長	5,000,000ペソまで
総 裁	50,000,000ペソまで
Board	50,000,000ペソ以上

- 100,000ペソ以上の物品並びに工事の発注は発電所の要請に基づいて MMRC が行う。  
MMRC 所長権限以上のものも MMRC で購入手続をし、MMRC から総裁に直接申請する。

5) 定修・予防保全工事外注方法

a. MSD の外注実績

MSD は定修時にマンパワー不足を補うために溶接工、配管工、半熟練工、助手などを雇用  
している。

a) 耐圧部溶接有資格者を WITCO から10~20人雇用  
WITCO=Welding Inspection Testing Company

b) 構造物溶接工を20~30人雇用  
ダクト, 構造物などの溶接作業を行う。

c) WITCO の配管工を雇用し, 配管, 足場掛け作業などの業務を行う。

d) X-ray 検査は III, WITCO, エコイシャなどに外注  
耐圧部溶接部は全て X-ray 検査を実施  
MT, UT は MSD が実施, PT は発電所でも実施

b. MEC の外注実績

MEC では, ボイラーパネルなども製作しているが耐圧部溶接有資格者が MEC に4名しかいないため, WITCO, BHPI (バブコック日立フィリピン) から有資格溶接工を雇用している。

c. 発電所の外注実績

日常保守で外注した例はない。全て発電所保修グループが実施している。

定修時は人を雇っている。

但し, 工事を請負わせるのではなく, 不足した人数を補う形で助手として人材会社から雇っている。







5. 1. 3 化学管理

1) 水質管理基準とユニット運転中の水質分析値

マラヤ発電所における1号機及び2号機の水質管理基準とユニット運転中の水質分析値(1994年3月から8月までの6ヶ月間の毎日の記録の平均値)はTables 5-8, 5-9及び5-10に示すとおりである。

Table 5-8 給水の水質基準値と分析値

項目	ユニット	基準値		分析値	
		1号機(貫流ボイラ)	2号機(ドラムボイラ)	1号機	2号機
エコマイザー入口給水					
pH		9.2-9.4	9.2-9.4	9.2	9.2
導電率(μS/cm)		0.3以下	0.3以下	0.08	0.3
全鉄(ppb)		10以下	10以下	6	5
全銅(ppb)		5以下	5以下	チータなし	チータなし
シリカ(ppb)		20以下	20以下	10	20
溶存酸素(ppb)		7以下	7以下	6	6
ヒドラジン(ppb)		30-70	40-70	55	56
ボイラー水					
pH		—	8.9-9.2	—	9.2
導電率*(μS/cm)		—	20以下	—	9
シリカ(ppb)		—	200以下	—	63
リン酸塩又はリン酸イオン(PO <sub>4</sub> ), (ppm)		—	1~2	—	—

\*陽イオン樹脂未通過

Table 5-9 軸受冷却水水質基準(純水使用)

項目	基準値
pH	8.5 - 9.0
ヒドラジン(ppm)	0.05 - 2.0

Table 5-10 純水の水質基準値と分析値

項目	基準値	分析値
導電率	25℃におけるμS/cm	0.20以下
シリカ	SiO <sub>2</sub> ppmとして	0.02以下

2) ユニット運転中の系統水の水質管理状況

a. 一般

マラヤ発電所におけるユニット運転中の系統水の水質管理状況はTables 5-11, 5-12及び5-13に示すとおりである。

Table 5-11 水質試験の項目と頻度 (1次処理)

試料	項目	1号機 2号機共通
原水 (深井戸水)	pH	W
	導電率	W
	シリカ	W
	全アルカリ	W
	塩化物	W
	硬度	W
ろ過水タンク	pH	W
	導電率	W
	シリカ	W
	全アルカリ	W
	塩化物	W
	硬度	W
純水装置	導電率	D
	シリカ	D
	溶存酸素	E
純水	導電率	E
	シリカ	E
復水タンク	溶存酸素	E
軸受冷却水	pH	W
	薬品濃度	W
湖水 (放水路出口)	残留塩素	W

D : 毎日 (4時間毎)

W : 毎週

M : 毎月

E : 異状時

Table 5-12 水質試験の項目と頻度（2次処理）

試料		項目	1号機	2号機
復水		pH	D	D
		導電率	D	D
		シリカ	D	D
		鉄	W	W
		銅	W	W
		ナトリウム	D	D
		溶存酸素	D	—
給水（エコノマイザー入口）		pH	D	D
		導電率	D	—
		シリカ	D	D
		ヒドラジン	D	D
		鉄	W	W
		銅	W	W
ボイラー水		pH	—	D
		導電率	—	D
		シリカ	—	D
		塩化物	—	D
		リン酸イオン	—	D
主蒸気		pH	D	D
		導電率	D	—
		シリカ	D	D
復水脱塩装置	入口	鉄	E	—
	出口	鉄	E	—

D：毎日（4時間毎）

W：毎週

M：毎月

E：異状時

また、化学課日常点検項目は、Table 5-13に示すとおりである。

Table 5-13 化学課日常定検項目

M-1 & M-2 DAILY ACTIVITIES	DAY	MON		TUES		WEDNES		THURS		FRI		SATUR		SUN		FREQUENCY	
	SHIFT	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		3
<b>A. SAMPLING AND ANALYSIS</b>																	
a) C, N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , SiO <sub>2</sub> , PO <sub>4</sub> , COND, Na																	Every 4 Hrs
b) Fe (at ECO.)																	Once
c) Cu (at ECO & C. P.)																	Once
d) D. O. (at ECO C. P.)																	Once
e) STATOR COOLING WATER																	Once
f) CATHODIC PROTECTION																	Once
g) DEEPWELL/FILTERED WATER																	Once
h) LAKEWATER																	Once
i) SETTLING BASIN																	Once
j) COOLING WATER																	Once
<b>B. OPERATION PER SOP</b>																	
a) PRIMARY WATER TREATMENT PLANT-ODP																	Any Shift as Regd
b) SECONDARY WATER TREATMENT PLANT																	Any Shift as Regd
c) PRIMARY WATER TREATMENT PLANT-PDO																	Same
<b>C. CHARGING OF CHEMICAL</b>																	
a) BOILER & PRE-BOILER WATER TREATMENT																	Any Shift as Regd
b) H. S. C. S.																	AS Regd
c) LAKEWATER CHLORINATION																	Everyday
<b>D. INVENTORIES-CONSUMPTIONS</b>																	
a) NaOH, H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , NH <sub>4</sub> OH, NaOCl																	AS Regd
b) DEM. WATER PRODUCTION AND STOCK																	Every Shift/as Regd
c) CHEMICAL REAGENTS																	AS Regd
d) LABORATORY SUPPLIES																	AS Regd
<b>E. HOUSEKEEPING</b>																	
a) CHEMICAL LABORATORY																	Every Shift
b) PDP AREA																	Every Shift
c) AMMONEX AREA																	AS Regd
d) SAMPLING RACK M-1 & M-2																	
e) CHEMICAL INJECTION PUMP AREA M-1 & M-2																	AS Regd Every Shift
<b>F. OTHER ROUTINE JOB</b>																	
a) H. S. G. S. SAMPLING AND ANALYSIS																	Once
b) NH <sub>3</sub> ANALYSIS OF M-1																	Once
c) CALIBRATION OF M-1 SAMPLING RACK INSTRUMENT (pH, DO <sub>2</sub> , COND, N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )																	Every 15th & 16th of the Month
d) CALIBRATION OF M-2 SAMPLING RACK INSTRUMENT (pH, DO <sub>2</sub> , SiO <sub>2</sub> & COND)																	17th & 18th of the Month
e) CALIBRATION OF ALL LAB INSTRUMENTS (Na ANALYSER, pH & COND METER)																	Every 15th of the Month
f) CHARGING OF CHEMICALS TO PRE-TREATMENT PLANT																	
g) SAMPLING & ANALYSIS OF FUEL ADDITIVE PARAMETERS																	

特長としては毎日、1号機、2号機合せて8試料のpH、導電率、シリカ、塩化物、リン酸イオン、ヒドラジン、ナトリウムイオンなどの項目を4時間毎(1日6回)に採取し、分析を行うことになっているが、実際には完全には実施されていないようである。

日本では、一般に、毎日の分析頻度は1日1回(土、日、祭日は分析しない)であるが、確実に実施されている。

分析の頻度など、今後十分に検討すべき問題である。

Tables 5-8, 5-9, 5-10に示すように日常の水質分析値はほぼ水質管理基準値を満足している。但し、銅の分析は実施していない。

b. 原水 (深井戸水)

現在、原水として深井戸水を使用している。深井戸は7本あるが、この内2本は使用されていない。深井戸の用途及び導電率は、Table 5-14に示すとおりである。

Table 5-14 深井戸の用途及び導電率

井戸	用途	導電率( $\mu\text{s}/\text{cm}$ )(分析日:1994年9月)
1	軸受冷却水用	706
2	ガスタービン用	—
3	未使用	—
4	"	—
5	発電所補給水	605
6	"	814
7	"	—
フィルター水	"	824*
* No.5及びNo.6の混合水		

第一次現地調査で採取し、日本で分析した深井戸 (No.5とNo.6の混合水) の水質分析結果をTable 5-15に示す。

Table 5-15 深井戸水の水質分析結果

項目	単位	分析値
pH	—	7.6
導電率	$\mu\text{s}/\text{cm}$	795
TSM	$\text{mg}/\ell$	521
浮遊物質	"	<2
Na	"	63.3
K	"	16.2
Ca	"	47.7
Mg	"	24.8
全Fe	"	0.20
$\text{Cl}^-$	"	124
$\text{HCO}_3^-$	"	247
$\text{NO}_3^-$	"	0.042
$\text{CO}_3^-$	"	<1
$\text{SO}_4^{2-}$	"	19.1
全シリカ	"	93.9
コロイダルシリカ	"	3.2
溶存シリカ	"	90.7

### c. 純水装置

純水装置は、Organo (27m<sup>3</sup>/h×2) とPermutit (15.4m<sup>3</sup>/h×2) の4系列があるが、Organoで十分補給水がまかなえるため、Permutitは使用していない。

Organo純水装置を設置した当時は、補給水としての深井戸水不足のため、濁度の高いラグナ湖水を使用していた。その後、掘削で再び深井戸水を使用することになり、現在、除濁装置はバイパスさせている。

深井戸水の中にコロイダルシリカが存在すると、純水装置では除去できないため、純水中にシリカが混入するので注意する必要がある。第一次現地調査時に採取した純水の水質をTable 5-17に示す。純水の分析データは、コロイドシリカ分が0.02mg/lと基準値ぎりぎりの値となっている。

また、純水装置出口に監視計器シリカ計が設置されているが、1年以上故障で稼働していない。現在、サンプリングして手分析でシリカを測定している。シリカ計は水質管理上、重要な計器なので、直ちに修理すべきである。

なお、陽イオン、陰イオン交換樹脂は、共に、年間5～10%補給されている。純水タンクは6基あり、その容量は合計4,080トンである。ユニットの起動時には多量の水を必要とするが、これだけの純水が確保できれば十分である。

Table 5-16に純水タンク容量を示す。

Table 5-16 純水タンク容量

タンク No	容 量 (トン)
1	570
2	450
3	1,140
4	1,140
5	570
純水装置出口タンク	210
合 計	4,080

Table 5-17 純水の分析値

項 目	単 位	分 析 値	基 準 値
導電率	$\mu\text{s/cm}$	—	0.20
Na	$\text{mg/l}$	0.00028	
K	"	<0.00002	
Ca	"	0.00033	
Al	"	<0.005	
Cl	"	0.00007	
SO <sub>4</sub>	"	0.00040	
T-SiO <sub>2</sub>	"	0.02	0.02
C-SiO <sub>2</sub>	"	0.02	
S-SiO <sub>2</sub>	"	<0.01	



d. 復水脱塩装置

1号機は、貫流ボイラーのため、復水脱塩装置が設置されている。

復水脱塩装置の運用状況は良好である。Table 5-18に1号機復水脱塩装置のデータシートの1例を示す。

Table 5-18 1号機復水脱塩装置データシート

DATE: JUNE 14 1994

TIME AND DATE		DATA SHEET FOR M-1 CONDENSATE POLISHER									
ITEM	RESIN	MAX	1AM	4AM	7AM	10AM	1 PM	4PM	7PM	10PM	
FLOW RATE PHX+K gallon/min	A R-3	140									
	B R-4	140	71	71	70	70	70	70	70	70	
	C R-5	140									
	D R-6	140	80	81	82	79	82	81	80	86	
FLOW COUNT	A	PEW									
	B	4 DAYS	21643	22500	23415	24194	25111	25823	26588	27502	
	C	CAP									
	D	6 DAYS	44949	45998	46880	47732	48733	49540	50348	51345	
CONDUCTIVITY us/cm	INLET	6.7	4.36	4.32	4.3	4.3	4.3	4.3	4.32	4.6	
	OUTLET	0.2	.100	.093	.095	.110	.092	.100	.100	.100	
	A	0.2									
	B	0.2	.089	.087	.087	.088	.082	.088	.090	.090	
	D	0.2	.093	.093	.093	.092	.084	.092	.097	.097	
DIFF. PRESS	PSI.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	
INLET TEMP.	°F	120	111	111	111	110	111	111	111	112	
SHIFT TIME		REMARKS									
11PM-7AM SHIFT		R-2 FOR INTRO									
7AM - 7PM SHIFT 37662145 37646280 15,865		Performed chemical intro to R-2 for cleaning.									
5PM - 11PM SHIFT 37663400 37602145 1355		R-2 ON AMMUNITION @ 7PM									

e. 薬品注入

薬品注入は、1号機（貫流ボイラ）でヒドラジン（ $N_2H_4$ ）とアンモニア（ $NH_4OH$ ），2号機（ドラムボイラ）でリン酸（水素）ナトリウム（ $Na_3PO_4$ ， $Na_2HPO_4$ ）とヒドラジン（ $N_2H_4$ ）を注入している。また、コンデンサーの冷却水には、次亜塩素酸ナトリウム（ $NaClO$ ）を注入している。薬品注入の状況は、Table 5-19に示すとおりである。

Table 5-19 薬品注入の状況

ユニット	種類	薬品注入点	目的
1号機	$N_2H_4$ 及び $NH_4OH$	アンモネックス出口	pH管理及び溶存酸素
2号機	$N_2H_4$	脱気器	同上
	$Na_3PO_4$ 及び $Na_2HPO_4$	ドラム	pH管理及びコンデンサーリーク対策
1号機 2号機	$NaClO$	ロータリースクリーン後	有機物の処理

注) \* 注入方法：2日間に30分間 濃度：6 ppm 残留塩素：0.2～0.5 ppm

3) コンデンサーチューブリーク対策

マラヤ発電所は、1号機、2号機ともに運転開始以来コンデンサーチューブリークに悩まされている。

例えば、1982年のJICA調査団の報告によれば2号機のコンデンサーチューブの閉栓率（メクラ率）は23%（1号機は3%）と驚異的な数値で、いかにコンデンサーチューブリークが頻発したかを示している。

その後、コンデンサーチューブ材質の変更などでチューブリークの頻度は減少しているが、現在でも、年間数回のコンデンサーチューブリークが発生している。

コンデンサーチューブリークは早期に発見し、直ちに処置を講じないと塩素イオンによるボイラーチューブの腐食、塩類によるボイラーチューブスケールの生成などの要因でボイラーチューブが噴破し、ユニット停止に至る事故の原因となる。

マラヤ発電所では、コンデンサーチューブリークの早期発見のため、1号機では復水ポンプ出口に、2号機ではコンデンサーホットウェルA側、B側に導電率計（カチオンパス）を設置している。更に、毎日4時間毎にサンプリングをして塩素イオンとナトリウムイオンの分析を行いチェックを実施している。

日本ではコンデンサーチューブリークが非常に少ないため、日常分析で塩素イオンとナトリウムイオンを分析することはない。

マラヤ発電所でも導電率計（サンプリングシステムを含む）の信頼性を高めること及び警報システムの充実によって塩素イオンとナトリウムイオンの日常分析を省略することが可能である。但し、導電率計が異常値を示した場合は頻繁に塩素イオン濃度の分析を行いリークの傾向を把握する必要がある。

第一次現地調査で停止中の1号機のコンデンサーホットウェル及び水室リターン側点検を実施した。その点検結果をTable 5-20に示す。

Table 5-20 1号機のコンデンサホットウェル及び水室リターン側点検結果

点 検 箇 所	点 検 結 果
コンデンサー ホットウェル	内部はきれいで、溶接片、スラッジ、チューブの小片等の異物がわずかに認められた以外は良好であった。
水室リターン側	大量のビニール、プラスチック、小さな貝殻及びスラッジが見られ、非常に汚染していた。細管の内部もスライムで汚れていた。 一般にリターン側は汚れが少ないのが普通である。 入口側の汚染は更にひどいと想定される。(Figure 5-4参照)

上記のような異物(貝類、プラスチック、ビニール等)がコンデンサーに入ることはロータリースクリーンの水洗圧力が低いため異物が除去されないものと考えられる。早急に水圧を高める必要がある。

なお、コンデンサーに異物が入ると次のトラブルが発生する可能性がある。

- a. ビニール等がチューブを閉塞し、冷却効率が悪くなると同時に、他チューブの管内流速が増加し、チューブリークの要因となる。
- b. 異物がチューブ入口につまるとインレットアタックの要因となる。
- c. 異物がチューブ内にとどまると渦流をおこし、チューブが潰食しチューブリークの要因となる。
- d. 貝殻などがチューブ内部を通過する際にチューブ内部を傷つけチューブリークの要因となる。

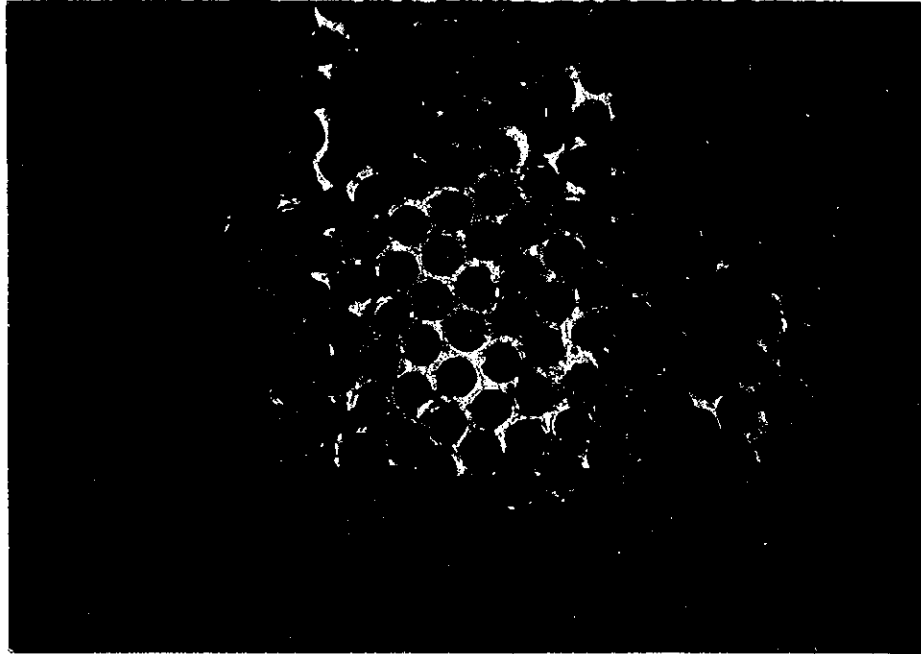
上記のほかにコンデンサーのチューブリークには、空気冷却部のアンモニアアタック、バクテリアなどの有機物による局部腐食、スライムの固化などによるデポジットアタック等多くの要因がある。現在、実施している次亜塩素酸ナトリウム(NaClO)の注入で効果が上がっているかどうかを含め、今後詳細な調査検討が必要であり、コンデンサーチューブリーク対策が必要と考えられる。

#### 4) ユニット停止中の機器腐食防止方法

ユニットの停止中の腐食防止は、Table 5-21に示す運用指針によって実施されている。

ユニットの各機器は停止中に空気と接触すると急速に腐食する。これを防止するため機器の保全対策は重要である。実施に当たっては、ヒドラジン、アンモニアの注入濃度、N<sub>2</sub>(窒素)消費量などの記録を残して置くべきである。

Figure 5-4 M-1 Condenser Water Box Conditions (1/2)



·

·

·

·

·

·

Figure 5-4 M-1 Condenser Water Box Conditions (2/2)



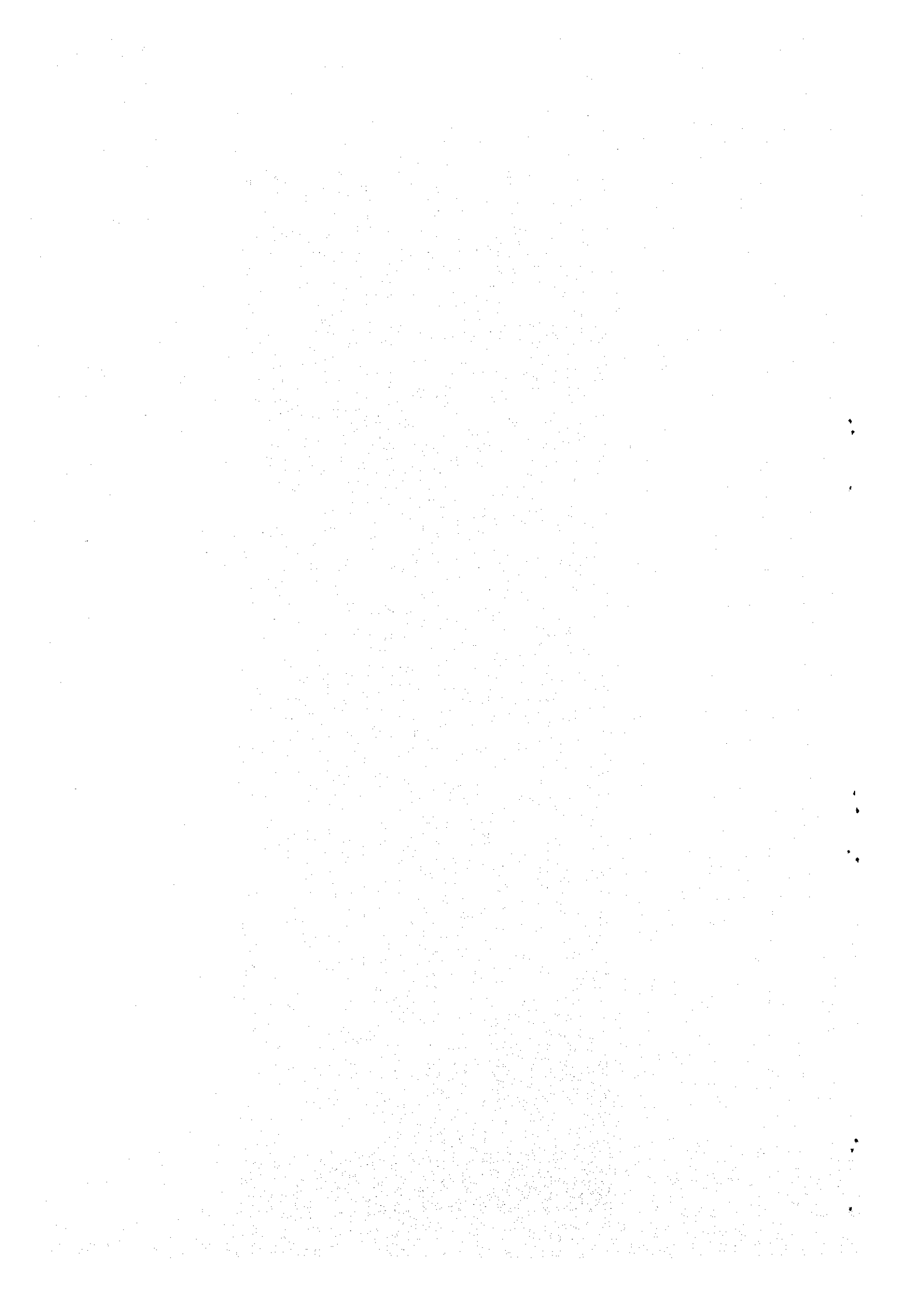


Table 5-21 Equipment Preservation Methods (1/5)

EQUIPMENT	OUTAGE PERIOD	STANDARD METHOD		ALTERNATIVE METHOD		REMARKS
		ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	
1. Boiler Circuits	< 100 hrs.	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 5-10 ppm	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hot Banking, when cooling is not necessary.</li> <li>- Wet Storage, when cooling down is necessary.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intermittent firing, when cooling down is not necessary.</li> <li>- Nitrogen Blanketing, when cooling down is necessary.</li> </ul>	Refer to the attached procedures.
		Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 10-20 ppm	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 10-20 ppm	N <sub>2</sub> purging and Blanketing	same as above	
	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 50 ppm NH <sub>3</sub> = 5 ppm pH > 10	N <sub>2</sub> purging and blanketing	- do -	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 20-30 ppm		
	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	Dry Storage with Desiccant	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 100 ppm NH <sub>3</sub> = 5 ppm pH > 10	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 20-30 ppm		
2. Superheater	< 100 hrs.	N <sub>2</sub> Purging and Blanketing	<ul style="list-style-type: none"> <li>- N<sub>2</sub> Purging and Blanketing, when cooling down is necessary.</li> <li>- Hot Banking, when cooling down is not necessary.</li> </ul>	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 5-10 ppm	Intermittent Firing when cooling down is not necessary.	



Table 5-21 Equipment Preservation Methods (2/5)

EQUIPMENT	OUTAGE PERIOD	STANDARD METHOD		ALTERNATIVE METHOD		REMARKS
		ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	
2. Superheater (cont.)	> 100 hrs.	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	Wet Storage		
	< 10 days			N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 10-20 ppm NH <sub>3</sub> = 5 ppm pH > 10		
	> 10 days	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	Wet Storage	Wet Storage	
	< 1 month			N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 50 ppm NH <sub>3</sub> = 5 ppm pH > 10	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 50 ppm	
> 1 month	N <sub>2</sub> Purging and Blanketing	Dry Storage with Desiccant	Wet Storage	Wet Storage		
3. Reheater	< 10 days	N <sub>2</sub> Purging and Blanketing	- Hot Baking, when cooling is not necessary. - N <sub>2</sub> Purging and Blanketing, when cooling down is necessary.	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 100 ppm NH <sub>3</sub> = 5 ppm	- Intermittent firing, when cooling down is now necessary. - N <sub>2</sub> Purging and Blanketing, when cooling down is necessary.	Refer to the attached procedures.
	> 10 days	N <sub>2</sub> Purging and blanketing	N <sub>2</sub> Purging and Blanketing			
4. Deaerator	< 100 hrs.	Storage Tank: Deaerating Heater:	Wet Storage N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 5-10 ppm N <sub>2</sub> Blanketing			

Table 5-21 Equipment Preservation Methods (3/5)

EQUIPMENT	OUTAGE PERIOD	STANDARD METHOD		ALTERNATIVE METHOD		REMARKS
		ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	
4. Deaerator (cont.)	> 100 hrs. < 10 days	<u>Storage Tank:</u> Wet Storage $N_2H_4 = 5-10$ ppm <u>Deaerating Heater:</u> $N_2$ Blanketing Except $N_2H_4 = 10-20$ ppm				Refer to the attached procedures.
		Same as above Except:				
		> 10 days < 1 month	$N_2H_4 = 50$ ppm $NH_3 = 5$ ppm $pH > 10$	$N_2H_4 = 20-30$ ppm		
5. Feedwater Heaters, LPH/HPH (Shellside)	> 1 month	Dry Storage with Desiccant for both tank and heater.		<u>Storage Tank:</u> Wet Storage $N_2H_4 = 100$ ppm $NH_3 = 5$ ppm, $pH > 10$		Refer to the attached procedures.
				<u>Deaerating Heater:</u> Nitrogen Blanketing		
		< 100 hrs. > 100 hrs. < 10 days	Steam or $N_2$ Blanketing	Same as above	Wet Storage $N_2H_4 = 5-10$ ppm  Wet Storage $N_2H_4 = 10-20$ ppm	

Table 5-21 Equipment Preservation Methods (4/5)

EQUIPMENT	OUTAGE PERIOD	STANDARD METHOD		ALTERNATIVE METHOD		REMARKS
		ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	
5. Feedwater Heaters, LPH/HPH (Shellside) (cont.)	> 10 days	N <sub>2</sub> purging and blanketing		Wet Storage	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 20-30 ppm	Refer to the attached procedures.
	< 1 month					
6. Main/Aux. Condenser	> 1 month	N <sub>2</sub> purging and blanketing		Wet Storage	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 20-30 ppm	
	< 10 days					
7. Turbine	> 10 days	Flooding N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 10-20 ppm	Manual Cleaning	Dry Lay-up with hot air circulation	Manual Cleaning	Refer to the attached procedures.
	< 1 month					
7. Turbine	> 10 days	Flooding N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 20-30 ppm	Manual Cleaning including drying and painting of water boxed	Dry lay-up with hot air circulation	Manual Cleaning including drying and painting of water boxed	Refer to the attached procedures.
	< 1 month					
7. Turbine	> 1 month	Hot Air Circulation		Dry lay-up with hot air circulation	Manual Cleaning including drying and painting of water boxed	Refer to the attached procedures.
	> 1 month					

Table 5-21 Equipment Preservation Methods (5/5)

EQUIPMENT	OUTAGE PERIOD	STANDARD METHOD		ALTERNATIVE METHOD		REMARKS
		ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	ONCE-THRU UNITS	CONVENTIONAL UNITS	
8. Generator	during overhaul	Stator - Heating Rotor - Enclosure with desiccant				When generator is dismantled.
9. Exciter	> 1 month	Static - Dry lay-up with desiccant Rotating - Hot air circulation				
10. 4160V Motors	> 1 month	Heating				Refer to the attached procedures
11. Air Heater and Dust Collector	< 10 days	Washing and drying if $\Delta P$ across air heater exceeded allowable limit				
	> 10 days	Washing and drying even if $\Delta P$ limit is not exceeded				
12. Steam Coil Air Heater (SCAH)	< 10 days	Steam Sealing		Nitrogen Blanketing		Refer to the attached procedures
	> 10 days	Nitrogen Blanketing				
13. Force Draft Fan (FDF)	< 1 month		Water washing and drying			
14. Gas Recirculation Fan (GRF)	> 1 month	Water Washing, Drying and Painting				
15. Demi-Plant Resins	> 1 week	Exhaust and Drain. Do not allow to dry.				
	< 1 month	Exhaust and immerse in 10% NaCl solution				
	> 1 month					

## 5) 起動時の水質基準値及び水処理

1号機(貫流ボイラ)と2号機(ドラムタイプボイラ)の起動時の水質基準値一覧表をTable 5-22及びTable 5-23に示す。

ユニットの起動時の水処理は運転中の給水処理と同じように重要である。各ステップ毎に十分なフラッシングを行い、各ステップの基準値以下になったことを確認して次のステップへと進めなければならない。

このためにはユニットの起動前に、フラッシングに必要な十分な純水を確保しなければならない。

例えば日本では、長期停止後のユニットの起動時は1,000~2,000トンの純水を使用している。また、ユニット起動準備から全負荷までの所要時間は30~48時間と長時間で、十分なフラッシングを実施している。不十分なフラッシングはボイラーチューブ付着物増加の要因となり、ボイラーチューブ噴破の原因となる。

起動時の水質分析記録は、運転中の毎日の水質分析記録とは別に作成すべきである。この記録には各ステップ毎に各基準値に対する水質分析値を記録し、合せて各ステップ毎に時間の経過記録も必要である。また、フラッシング終了までの純水の消費量も記録に残して置くべきである。

Table 5-22 Start-up Water Quality Standard of M-1 (Once through Boiler)

SAMPLING POINT	CP OUT				AMMONEX OUT				DEAERATOR OUT				ECONOMIZER INLET						FLASHTK		MAIN STEAM	
	pH	Fe	DO <sub>2</sub>	Fe	SiO <sub>2</sub>	μS/cm	pH	Fe	DO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Fe	DO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Cu	SiO <sub>2</sub>	μS/cm	Fe	Fe	SiO <sub>2</sub>			
START-UP STEP																						
1 HOTWELL FLUSHING		< 500	< 200																			
2 LP SYSTEM FLUSHING		< 500	< 100																			
3 LP CLEAN UP (LPCU)		< 100	< 100	< 50	< 20	< 0.3																
4 HP SYSTEM FLUSHING		< 100	< 100	< 50	< 20	< 0.3																
5 HP COLD CLEAN UP (HPCCU)		< 100	< 100	< 50	< 20	< 0.3																
6		< 50	< 50	< 50	< 20	< 0.3	9.2 to 9.4	< 50	< 10	50 - 100	< 50	< 10	50 - 100	< 10	< 50	< 0.5	< 50	< 10	< 50	< 0.5		
HP HOT CLEAN UP (HPHCU)		< 50	< 50	< 20	< 20	< 0.3	9.2 to 9.4	< 50	< 10	50 - 100	< 50	< 10	50 - 100	< 10	< 50	< 0.5	< 50	< 10	< 50	< 0.5		
7 SYNCHRONIZATION UP TO 1/2 LOAD		< 20	< 20	< 10	< 20	< 0.2		< 20	< 10	10 - 30	< 7	< 7	10 - 30	< 5	< 30	< 0.5	< 30	< 30	< 30	< 0.5		
8 FULL LOAD		< 10	< 20	< 10	< 20	< 0.2		< 10	< 10	10 - 30	< 7	< 7	10 - 30	2	< 20	< 0.3	< 10	< 10	< 20	< 0.3		

NOTE: All units in parts per billion (ppb) except pH and conductivity. All conductivity values are passing through cation resin.

\* 1 - 3 PPM N<sub>2</sub>H<sub>4</sub>

Table 5-23 Start-up Water Quality Standard of M-2 (Drum Type Boiler)

STEP	ANALYSIS ITEM	CP OUT			DEAERATOR OUT			HP FEEDWATER/ ECO. INLET					BOILER SALINE				SAT'D/MAIN STEAM	
		pH	cation $\mu\text{s/cm}$	Fe ppb	cation $\mu\text{s/cm}$	Fe ppb	DO <sub>2</sub> ppb	cation $\mu\text{s/cm}$	Fe ppb	DO <sub>2</sub> ppb	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ppb	pH	Direct $\mu\text{s/cm}$	SiO <sub>2</sub> ppm	Fe ppb	cation $\mu\text{s/cm}$	SiO <sub>2</sub> ppm	
HOTWELL FLUSHING				< 500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
LP SYSTEM FLUSHING		8.6 - 8.9	-	< 500	-	< 500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BOILER FLUSHING **		8.6 - 8.9	1.0	< 500	< 1.0	< 100	< 1.0	< 100	< 50	1000 - 3000				< 300b	-	-	-	
BOILER FIRING & PRESSURIZATION		8.6 - 8.9	1.0	< 100	< 1.0	< 100	< 1.0	< 100	< 50	50 - 100	8.9 - 9.25			*	-	-	-	
TURBINE ROLLING & SYNCHRONIZATION TO 1/2 LOAD		8.6 - 8.9	0.5	< 50	< 0.5	< 50	< 0.5	< 20b	< 7	10 - 30	8.9 - 9.25	< 20	< 0.2		< 0.5	20		
FULL LOAD		8.6 - 8.9	0.5	< 50	< 0.5	< 20	< 0.5	< 10b	< 7	10 - 30	8.9 - 9.25	< 20	< 0.2		< 0.5	20		

NOTE: PO<sub>4</sub> injection starts at boiler flushing step to maintain 2-4 ppm at 2.6 Na to PO<sub>4</sub> ratio. Total solids, conductivity and silica in excess of limit in drum water can be reduced by CBD.

\* Silica limit according to drum pressure (from silica concentration vs. drum pressure curve).  
 \*\* Flushing through downcomer bottom drain to waste

## 6) 定修時の検査

火力発電所の化学要員にとって定修時の検査は最も重要な業務である。

これまでに記載した運転中の水質管理、停止中の機器の保管及び、起動時の水処理が実際に良く運営されているかどうかの最終判断は、この検査の結果によって判明するからである。

例えば、タービンブレードにシリカや塩化物のスケールが付着していたり、脱気器やドラムに腐食生成物が多い等の場合では給水処理において何らかの問題があり、付着生成物によるボイラーチューブ噴破事故の原因となる可能性もある。

検査箇所としては、コンデンサーホットウェル及び水室、脱気器、高圧ヒーター、フラッシュタンク（1号機）、ドラム（2号機）、タービンブレード等は必ず定修毎に実施すべきだと考える。

点検結果が良くない場合は、どこに問題があるか、すべての化学管理記録をチェックし原因を究明すべきである。また、各点検記録（スケール、マッド、スラッジの量、及び分析データ）、観察記録、写真撮影を残し、次回以降の点検結果との比較資料としなければならない。

## 7) ボイラー化学洗浄

マラヤ発電所における最近のボイラー化学洗浄は、1号機：1987年5月、2号機：1994年2月に実施されている。

2号ボイラー水冷壁管の噴破は、水素ぜい化（水素によるダメージ）が原因であると考えられる。水素ぜい化は、下記の要因で起こることがある。

- a. コンデンサーチューブリーク
- b. ボイラー化学洗浄時の残留塩酸

ボイラー化学洗浄には、大変危険が伴うので、迅速でかつチームワークがとれ、しっかりした命令系統のもとでの作業が要求される。したがって、ボイラー化学洗浄は、専門技術者の指導のもとで行わなければならない。

ボイラー化学洗浄において、不首尾や怠惰な行動は、ボイラーに重大なダメージを与える原因となることもある。

日本においても電力会社のボイラー化学洗浄は、殆どすべて専門技術者がいる会社に委託して実施している。

## 8) 化学計器とサンプリングラック

火力発電所において化学計器は重要な監視計器である。化学計器が十分に、その機能を果たしていれば、連続して正確なデータを得ることができる。また、運転中の給水処理の異常（例えばコンデンサーチューブリーク、薬品注入異常、純水装置の再生不良他）を迅速に発見し、処置をとることが可能である。

化学計器の信頼性を向上することによって、現在、マラヤ発電所の化学グループが実施している4時間毎の試料採取、分析業務を大幅に削減することが可能である。例えば日本における重油火力発電所(375MW及び500MW)の化学要員は5名である。この5名で平日に1日1回手分析と化学計器類のパトロールを実施している。化学要員は平日の昼間勤務のみである。中央制御室には化学計器として、特に重要な警報の機能を持つ導電率及びpHの記録計があり、運転員が監視を行っている。



なお、純水装置、復水脱塩装置の監視・操作及び薬品注入等は、化学要員ではなく運転員の業務となっている。

上記のようにマラヤ発電所の化学の要員及び業務内容と日本のそれらと同じように比較することは出来ないが、化学計器の信頼性を高めることはユニットの安定運転の向上及び化学業務量の低減のためにも検討の必要があると考える。

マラヤ発電所の化学計器の稼働状況をTable 5-24及びTable 5-25に示す。

純水装置のシリカ計が1年前から故障し稼働していない。1号機の化学計器及びサンプリングラックの稼働状況は良好であるが、2号機の方は両者とも非常に悪い。設備の取替が必要と考えられる。

Table 5-24 化学計器の稼働状況 (純水)

試料採取場所	導電率	シリカ	備考
原水	○	—	
陰イオン交換樹脂出口A	○	—	
陰イオン交換樹脂出口B	○	—	
MB-P出口 A	○	×	1年前より故障中
MB-P出口 B	○	×	同上

○ 稼働中    × 故障中

#### 9) 燃料油と潤滑油

マラヤ発電所では、燃料油として重油とディーゼル油（軽油）があり、燃料の受入れ時にAPI (American Petroleum Institute) の測定方法で比重、動粘度、発熱量、硫黄分を分析している。

第一次現地調査で現在消費している燃料油（重油）を採取し日本へ持ち帰った。その分析結果をTable 5-26に示す。

Table 5-25 化学計器の稼働状況 (ユニット系統水)

試料採取場所	ユニット計器	1号機				2号機			
		導電率	pH	溶存酸素	ヒドラジン	導電率	pH	溶存酸素	ヒドラジン
コンデンサー	Main	○	○	○	-	CP出口	×	-	-
CP出口	Aux.	○				○			
コンデンサー	A	-	-	-	-	○	-	-	-
ホットウェル	B	-				○			
脱気器入口		-	○	-	○	×	×	×	×
エコマイザー入口		○	○	-	○	×	×	×	×
主 蒸 気		○	-	-	-	×	×	-	-
再熱蒸気	高温	○	-	-	-	×	×	-	-
	低温	○				×			
ボイラー水 (ドラム)		-	-	-	-	×	×	-	-
過熱蒸気		-	-	-	-	×	×	-	-

○ 稼働中 × 故障中

Table 5-26 重油の分析結果

試料項目		単位	重 油
性 状 試 験	比 重	15/4℃	0.951
	動 粘 度	cSt(50℃)	483.6
	水 分	Vol%	0.46
	残 留 炭 素	wt%	11.1
	灰 分	wt%	0.02
	総 発 熱 量	kg/cmf	10,240
元 素 分 析	炭 素	%	85.09
	水 素	%	11.02
	硫 黄 分	%	3.59
	窒 素 分	%	0.24
	バナジウム	mg/kg	35

日本における油焚ボイラー用の燃料として使用されている一般的な重油の性状をTable 5-27に示す。

Table 5-27 日本における重油性状実績例

性状 銘柄	引火点 ℃	粘 度 cSt(50℃)	流 動 点 ℃	残留炭素 wt%	イオウ分 wt%	比 重 15/4℃	発 熱 量 kcal/kg	
一 般 重 油 ( C 重 油 )	A	110以上	138	7.5	9.1	2.24	0.948	10,410
	B	110以上	138	7.5	9.2	2.23	0.948	10,450
	C	110	106	15.0	8.8	2.32	0.945	10,420
	D	110以上	107	7.5	8.2	2.09	0.949	10,430
	E	110以上	127	10.0	9.1	2.31	0.949	10,420
	F	96	101	7.5	9.3	2.57	0.947	10,460
	G	110以上	99	5.0	9.2	2.35	0.947	10,440
	H	96	104	12.5	9.9	2.38	0.949	10,430
	I	100	103	0.0	2.8	2.35	0.946	10,410
	J	91	91	2.5	9.2	2.38	0.946	10,400
低 イ 重 オ ウ 油	A	104	81	- 5以下	8.5	1.28	0.946	10,460
	B	-	123	- 5以下	-	1.58	0.957	10,370
	C	94	95	15.0	6.6	0.86	0.943	10,460

各項目ともマラヤ発電所使用の重油は日本の一般的な重油の品質より劣っている。特に粘度が高く、燃焼に際しては注意が必要である。バナジウムは高い方ではない。

潤滑油は運転課の要請で年に3~4回、APIの測定方法で粘度、引火点、水分その他を分析している。また、1~2年に1回Petron社(国営)の分析データをもらっている。

#### 10) その他

2号ボイラーは、約14トン/日(約336トン/日)連続ブロー(ボイラーブロー)を行っている。この数値は、ボイラー蒸発量の約1.2%に相当する非常に大きなブロー量である。

このブローを必要とする理由がはっきりとしていない。凝集沈殿装置をバイパスさせているのでコロイダルシリカが純水装置を通過し、給水中のシリカが上昇するため、ブローが必要となることも考えられる。いずれにしても損失が大きいので理由をはっきりさせる必要がある。また、このブローが必要な場合はブロー水の熱源を利用して逆浸透装置(RO)の設置に代わる、深井戸水の蒸発方式による脱塩も可能と思われる。



