

第4章 発電設備の修復計画

第4章 発電設備の修復計画

4.1 発電設備修復計画の前提

4.1.1 既設発電所の現況

(1) 火力発電所

第一次現地調査期間中、調査団は「シ」国側との協議に基づき、下記の火力発電所の調査を実施した。

- ・ティシュリン発電所
(1, 2号機)
- ・カテネ発電所
(3, 4, 5, 6号機)
- ・メハルデ発電所
(1, 2, 3, 4号機)
- ・バニアス発電所
(1, 2, 3, 4号機)
- ・ハメ発電所 (PEDEEEに所属する)
(1, 2, 3号機)

このうち、ティシュリン発電所は運転開始が1号機は1993年2月、2号機は1994年4月で、両方とも(1994年11月5日現在)定格出力200KWを確保して運転しており、又、ボイラの蒸気条件も計画値通りで、良好な運転を維持しているため、本調査ではティシュリン発電所はリハビリテーションの検討対象設備としないこととする。ティシュリン発電所の設備概要は、下記の通りである。

ティシュリン発電所の概要

Equipment Capacity

Steam Generation Plant	200MW×2sets
Gas Turbine	100MW×2sets(Design Capa. 128MW×2)
Type of Boiler	Natural Circulation
Boiler Output Condition	
Super Heater Outlet	
Steam Temperature	540°C + 5, -10
Steam Pressure	125Bar.

Reheater Outlet	
Steam Temperature	540°C + 5, -10
Steam Pressure	25Bar.
Steam Flow Rate	660t/h at 200MW 590t/h at 180MW
Feed Water Temperature	247°C at 200KW
Fuel	Unit No.1 HFO Unit No.2 HFO,NG Gas Turbine NG,Distillate Oil
Condenser Cooling Water	Air Cooling Tower System
Draft System	Balanced Draft System(With FDF, IDF, GRF)
Type of Air Heater	Regenerative Air Heater
Unit Control/Operation	Remote Manual Operation System for Boiler, Turbine, Generator and Auxiliary, Automatic Operation System for Cooling Tower.
Make Up Water Treatment	
Type	Anion, Cation and Mixed Bed Demineralizer Reverse Osmosis Equipment for Pre-Water Treatment
Capacity	60m ³ /h × 2 SETS
Water Quality	
Operating Performance	0.2 μs/cm
SIO ₂	0.02ppm Expected
Auxiliary Boiler for Start Up	50t/h × 1

Note:

HFO = Heavy Fuel Oil

NG = Natural Gas

1) カテネ発電所の現況

カテネ発電所の現況を表4.1.1-1に示す。カテネ発電所は1994年11月6日現在、4機（3, 4, 5, 6号機）が設備されているが、全機とも停止中であった。

（1号機と2号機は既に撤去されている。）停止の理由は、3号機と5号機はオーバーホール中であり、4号機と6号機はリザーブ停止中であり、NCC（National Control Center）の要請があれば、運転に入れる状態である。以下、第一次現地調査時の各施設の状況を示す。

Table 4.1.1-1 Current Conditions of Existing Power Plant
Name of power Plant: Katteneh Power plant

Unit No.	Capacity (MW)			Year Commissioned	Years Since Start of Operation	Total Operating Hours	Number of Start-Up	Fuel	Thermal Efficiency %		Manufacturer	
	Installed	Rating	Max. Available						Guarantee Performance	Performance in 1993	Boiler	Turbine
3	30		0	1969	25	98,296		HFO	29.5	22.3	Czecho-Slovakia Skoda/ First Bro	Skoda
4	30		12	1969	25	60,000		HFO	29.5	22.4	"	
5	30		0	1970	24	89,580		HFO	29.5	22.8	"	
6	64		50	Apr. 1981	13	88,824		HFO	32	24.1	SKODA /ABB	SKODA/ ABB

Note (1) Thermal Efficiency is Based on Low Calorific Value.

Note (2) Thermal Efficiency is of Net Efficiency (%).

Note (3) Maximum Available Capacity is as of Nov. '94.

Note (4) HFO: Heavy Fuel Oil.

Note (5) Thermal Efficiency Data Received from PEEGT.

Note (6) Maximum Available Capacities of Unit No.3 and Unit No.5 are 18 MW and 24 MW respectively as of Jun '95.

①1994年11月6日現在の各機の最大許容出力は、3号機、5号機は0MWで、4号機は12MW、6号機については50MWである。各機とも出力の低下が著しい。

②3号機、4号機、5号機は運転開始後、24～25年が経過している。又、延運転時間をみると、60,000～98,296時間、一方、6号機は、運転開始後13年経過で、88,824時間であり、3号機、4号機、5号機は比較的停止期間が長い事を示している。

③熱効率についても、性能保証値に比較し低下が著しい。

④延運転時間は、3号機が98,296時間、5号機が89,580時間、6号機が88,824時間で、各設備共一般的に詳細点検を要する100,000時間に近づきつつある。

2) メハルデ発電所の現況

メハルデ発電所の現況を表4.1.1-2に示す。メハルデ発電所の1994年11月7日現在の各施設の状況は以下の通りである。

1号機は所内トランスの油もれにより停止中。2号機はリザーブ停止中。3号機及び4号機は各々出力95MWで運転中であつた。

Table 4.1.1-2 Current Conditions of Existing Power Plant
Name of Power Plant: Mehardeh Power Plant

Unit No.	Capacity (MW)			Year Commissioned	Years Since Start of Operation	Total Operating Hours	Number of Start-Up	Fuel	Thermal Efficiency %		Manufacturer	
	Installed	Rating	Max. Available						Guarantee Performance	Performance in 1993	Boiler	Turbine
1	150	140	120	Apr. 1979	15	92,025	558	HFO, NG	37.5	28.9	(France) Stein Industrie	K.W.U
2	150	140	120	Dec. 1979	16	92,777	570	HFO, NG	37.5	31.2	"	"
3	165	160	160	Dec. 1988	6	41,794	336	HFO, NG	39.3	32.4	(Austria) SGP	BBC
4	165	160	160	Mar. 1989	5.5	47,341	320	HFO	39.4	32.4	"	"
GT	30			1987								

Note (1) Thermal Efficiency is Based on Low Calorific Value.

Note (2) Thermal Efficiency is of Net Efficiency (%).

Note (3) Maximum Available Capacity is as of Nov. '94.

Note (4) HFO: Heavy Fuel Oil, GT: Gas Trubine, NG: Natural Gas.

Note (5) Thermal Efficiency Data Received from PEEGT.

- ① 1号機、2号機は、3号機、4号機と比較して出力低下が著しい。
- ② 熱効率についても、1号機が他の2号機、3号機、4号機に比較して低下が著しい。
- ③ 1号機、2号機は、運転開始後15年を経過し、運転時間も各々、92,025、92,777時間と一般的に言われている詳細点検を必要とする100,000時間に近づきつつある。
- ④ 1993年の計画出力に対する実際出力の状況は以下の通りであつた。

		1号機	2号機	3号機	4号機
Electric Power Generation(Mwh)	① Actual	462,430	713,740	918,600	846,985
	② Planned	690,336	855,984	1,112,706	1,098,583
	(①/②)× 100	67	83	83	77

計画出力に対する実際出力の割合が、1号機が著しく低下している。この原因は小さな事故が積み重なり、計画にない長期の修理が発生したためである。

- ⑤ 3号機、4号機の年間の停止回数が1号機、2号機に比較して多い。エンジニアの説明では、全体的にこの発電所は小さな事故の繰り返しが多いとのことであつた。

た。

3) バニアス発電所の現況

1994年11月9日現在のバニアス発電所の状況は、表 4.1.1-3の通りであり、以下の点が特記される。

Table 4.1.1-3 Present Situation of Existing Power Plant
Name of Power Plat: Banias Power Plant

Unit No.	Capacity (MW)			Year Commissioned	Years Since Start of Operation	Total Operating Hours	Number of Start-Up	Fuel	Thermal Efficiency %		Manufacturer	
	Installed	Rating	Max. Available						Guarantee Performance	Performance in 1993	Boiler	Turbine
1	170	170	147	Oct. 1982	12	82,503	315	HFO	40	31.6	(Italy) Ansaldo/Breda	(Italy) Ansaldo
2	170	170	85	Mar. 1983	11.5	78,223	433	HFO	40	30.0	"	"
3	170	170	150	Apr. 1989	5.5	44,250	107	HFO	41.6	37.9	(Japan) Mitsubishi	(Japan) Mitsubishi
4	170	170	150	Aug. 1989	5	42,858	72	HFO	42.0	38.6	"	"
GT	(F6) 35	35		1989	5							Japan Hitachi

Note (1) Thermal Efficiency is Based on Low Calorific Value.

Note (2) Thermal Efficiency is of Net Efficiency (%).

Note (3) Maximum Available Capacity is as of Nov. '94.

Note (4) HFO: Heavy Fuel Oil, GT: Gas Turbine, NG: Natural Gas.

Note (5) Thermal Efficiency Data Received from PEEGT.

Note (6) Maximum Available Capacity of Unit No.2 is 150 MW as of Jun '95.

①ボイラ給水ポンプ1台で運転中のため2号機の最大許容出力が85KW(50%Load)と出力が制限されている。

②非常用ガスタービンは、1.5年間停止中で部品待ちの状態である。

③1号機、2号機の出力低下の主な原因は、ボイラにある。

3号機、4号機は運転開始後5~5.5年の経過で、出力低下の原因はコンデンサーチューブのトラブルでこれを除けば殆ど重大な問題になっているものはないと報告されている。

④3号機、4号機のコンデンサーにチューブ事故が起こったが、その事故は幸いにしてボイラ火炉管の事故に至っていない。これは、以前に1号機、2号機のコンデンサーチューブ事故により海水がボイラ給水及びボイラ水に混入し、ボイラ火炉管の事故を引き起こした経験が生かされ、事故を未然に防止出来たことによる。当発電所のボイラ運転関係者及び化学エンジニアが努力している事が理解された。

⑤3号機のコンデンサーチューブは、約2,350本交換された。

4号機のコンデンサーチューブは、約2,000本交換された。

⑥ 1号機、2号機のコンデンサーチューブの材質は銅-ニッケル合金で、3号機、4号機の管材質はアルミプラスである。発電所関係者のこれまでの経験から、管材質はアルミプラスの方が1号機、2号機の管材質である銅-ニッケルより管腐食傾向が高いのではないかとみられている。

⑦ 下表は、過去5年間の各機の起動回数を示す。

	'89	'90	'91	'92	'93
1号機	28	17	31	23	24
2号機	48	36	38	25	23
3号機	20	9	9	15	11
4号機	15	10	18	12	13

1号機、2号機は、3号機、4号機に比較して起動回数が多い。

⑧ 1号機、2号機の効率の低下が、3号機、4号機に比較して大きい。

4) ハメ発電所の現況

ハメ発電所の現況を表 4.1.1-4に示す。

Table 4.1.1-4 Current Conditions of Existing Power Plant
Name of Power Plant: Hameh P.S.

Unit No.	Capacity (MW)			Year Commissioned	Years Since Start of Operation	Total Operating Hours	Number of Start-Up	Fuel	Thermal Efficiency %		Manufacturer	
	Installed	Rating	Max. Available						Guarantee Performance	Performance in 1993	Boiler	Turbine
1	5		Retired in '93	1956	38			HFO				Siemens
2	15		"	1973	21			HFO				BBC
3	15		5.5	1973	21			HFO				BBC

Note (1) Thermal Efficiency is Based on Low Calorific Value.

Note (2) Thermal Efficiency is of Net Efficiency (%).

① 1号機、2号機は停止状態で、3号機が許容出力として5.5KW期待されているが、1994年11月20日よりチューブ事故により停止し、修理中であった。

② 過熱器管事故が3～4ヶ月に1度、繰り返し発生している。

③ 制御室の計器類、又、現場盤の殆どの計器が故障しており、手動運転で行っている。

④ コンデンサーについても、ボイラ同様に頻繁に事故が発生している。

⑤タービンは運転開始以来、メーカーの指導による定期点検を一度も実施していない。

⑥発電所エンジニアの見解

- 1号機：ボイラ及びコンデンサーの修理が必要。
- 2号機：ボイラの修理が必要。コンデンサーの状態は問題なし。
- 3号機：ボイラ更新。

*当3号機については、新しいボイラに交換する事と、メーカーの技術者によるタービンの定期点検を行うことで、許容出力が13MW位まで復旧するだろうと予想していた。

⑦その他

- a.予備品：特に問題ないとの事だが、点検を行っていない為に殆ど使われていない状態にあると考えられる。
- b.ボイラ水：川の水を処理せず、そのまま使用。排水は川に戻している。
- c.非常用電源：ディーゼル発電機600～700kWのものが設置されている。

【注】：

当発電所に対する位置づけは全く低く、MOE及びPEEGTは、電源設備とは考えていないと察する。ジャンダールのコンバインドサイクル等が本格運転に入り、電力に余裕が出来てくればこの種の小規模既存発電所は衰退の一途をたどる事は明らかである。他の既存発電所もこの様な状態に成る前に定期点検及びリハビリにより、電力設備として安定した位置づけを確立する必要がある。

設備の老朽化、上記の現状並びに重要度を考慮した場合、当発電所を今回のリハビリ対象にすることは難しい。

(2) ガスタービン発電所

ガスタービン14台の配置内訳

ダマスカス地区	5台
ホムス地区	2台
ハマ地区	2台
アレppo地区	3台
ラタキア地区	2台

1994年11月16日、ダマスカス地区の5台中の1台、ザマルカ発電所を調査した。詳細は表4.1.1-5に示す。

Table 4.1.1-5 Current Conditions of Existing Power Plant
Name of Power Plant: Zamalka P.S.

Unit No.	Capacity (MW)			Year Commissioned	Years Since Start of Operation	Total Operating Hours	Number of Start-Up	Fuel	Thermal Efficiency %		Manufacturer	
	Installed	Rating	Max. Available						Guarantee Performance	Performance in 1993	Boiler	Turbine
GT	(F5) 24	20	17	1974	20	98,000	3,755	Distillate Oil		25		GEC Alsthom
						$\frac{98,000}{3,755} = 26.1$						

Note (1) Thermal Efficiency is Based on Low Calorific Value.

Note (2) Thermal Efficiency is of Net Efficiency (%).

①総てのガスタービンプラントは、リザーブ停止の状態である。

(ガスタービン設備はPEDEEEに所属する。)

②ザマルカ発電所は、4ヶ月前に修理を実施し、バケットノズルを全部交換した。

4.1.2 修復対象発電設備の選定

(1) 修復対象発電設備の選定基準

本調査で修復計画の検討対象とする発電設備の選定に当たっては、以下の基準を適用した。

機器による選択基準

1. 性能低下（出力、効率）
2. 事故歴（事故記録）
3. 運転開始年
4. 累積運転時間
5. 累積起動停止回数
6. 最近の主機運転状況（振動、騒音、温度上昇等）
7. 補機制御装置の状況
8. 予備品の補完状況及び調達の難易
9. 既設主要機器製作者の有無
10. 図面の保管状況（補修歴）

社会環境条件による選択基準

1. 発電所の重要度（重要負担地域、電力系統上の重要性）
2. 発電所の容量（供給地域受益者の数）
3. 公害発生（煙、油、水）の程度
4. 使用燃料
5. 保守管理体制及び管理の実態（要員の質、機材）

(2) 選定された修復対象発電設備

前項(1)の選択基準に従い、第一次現地調査結果を基として「シ」国側との協議の結果、下記の発電所の各機が選定された。

- 1) カテナ発電所 3号機、4号機、5号機、及び6号機
- 2) メハルデ発電所 1号機、2号機
- 3) バニアス発電所 1号機、2号機

4.1.3 選定された修復対象発電設備の現状と問題点

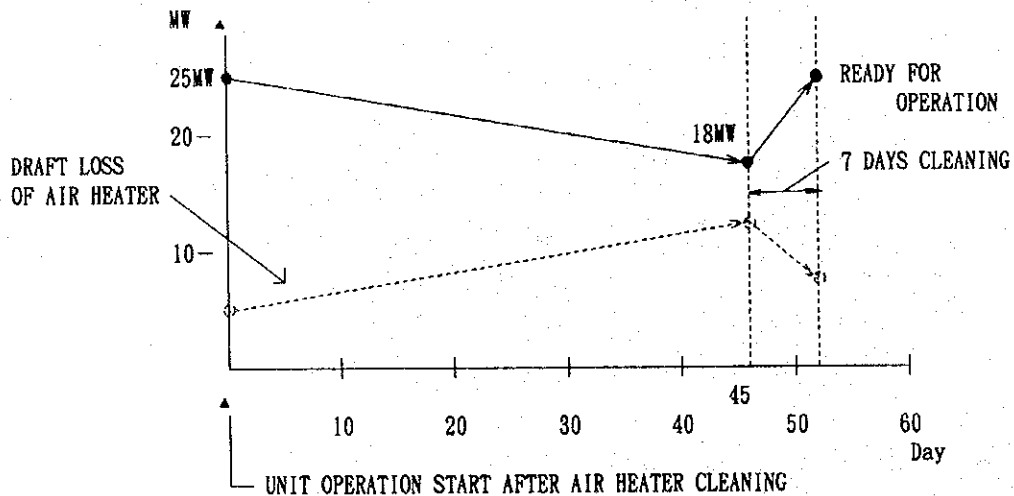
(1) 各設備の問題点と原因の調査

1) カテネ発電所

①カテネ発電所の3号機、4号機、5号機の共通の問題点として、ボイラの出力低下、効率低下現象がある。その原因としては、3機共10年前よりボイラのショットクリーニング（煤除去装置）を使用しておらず、現在は運転中に煤を除去できないボイラになっている。（ショットクリーニング装置の使用を中止した理由は、 1 m^3 のショットを落下させても 0.5 m^3 のショットしか回収されず、未回収のショットは空気予熱器管内のガス通過部につまり、クリーニング効果が得られず、ボイラの運転継続が出来ない状態になるためである。）

従って、1.5ヶ月に一度はボイラを停止し、空気予熱器の管2,000~3,000本の内面を手作業の清掃及び水洗いによる清掃をしなければならず、同時にエコマイザの一部も清掃しなければならない状況にある。

この現象を下図で説明する。



上記のクリーニングサイクルを1年間繰り返すと、それだけで約49日の停止期間を要することになる。

上記に示す通り、空気予熱器のガス通過部分のドラフトロスが増加し、誘引通風機の設備能力を超過し、その結果として火炉内ガス圧力を安全に保持するためには燃焼用空気量を少なくする事が必要となる。従って、空気と燃料量のバランスから燃料量を絞り込むために、ボイラの出力低下となる。このバランスを崩した運転は、不完全燃焼による黒煙の発生等、危険な状態となる。空気予熱器の煤のつまりにより、空気予熱器の熱交換のための伝熱面積が有効に働かず、充分なる熱回収が行われず、ボイラの効率低下につながるものである。

又、ショットクリーニング装置を撤去し代替装置がないため、一次過熱器管、エコマイザ管の伝熱面積が煤により有効に働かず、特にエコマイザ及び空気予熱器の性能低下及びドラフトロスの増加の原因になっている。

② 3号機、4号機、5号機のエコノマイザーチューブの外面腐食現象についての検討

5号機は、1994年11月現在、エコノマイザーチューブの交換作業を実施中であった。3号機は1993年、4号機は1992年に交換された。いずれもチューブの外面腐食による交換である。

その原因は、燃料（HFO）の中に含まれる約4%の硫黄による低温腐食によるものであると推定される。腐食の発生メカニズムとしては、運転中にチューブ表面に付着した煤がボイラ停止中に大気地中の湿分より水分を吸収し、硫酸腐食を起こすことが原因となっている。これら設備は表No.4.1.3-1によれば、運転開始後25年を経過しているが、停止している期間が4号機は18相当年、3号機は14相当年、5号機は14相当年、停止しており、硫酸成分により低温腐食の機会は充分にあったと推定される。その原因は、運転中に付着した煤を付着したまま長期間停止していたために発生した腐食であると推定される。

③ カテネ発電所 6号機の出力低下、効率低下現象について

③-1 6号機は設備容量64MWを現在50MWで運転している。

運転員は最大限の燃焼用空気をボイラに供給し、黒煙を発生する限界に近い所で燃料供給をおさえて運転している。燃焼用空気量低下の原因として、

(a) 空気フローシステム、ガスフローシステムのシステムドラフトロスの増大

(b) 燃焼用空気のシステム外への洩れ

が考えられる。(a)の中で比較的大きい値を占めるのが、回転再生式空気予熱器（以下、回転式空気予熱器と略す）の空気及びガスのドラフトロスである。つまり、ヒーティングエレメントに付着した煤によってロスが次第に増加してきて、運転中のスチームブローイングではなかなか落とせなくなった状態である。(b)の空気の洩れの原因としては、ダクトの接続部、ダクトの熱歪によりクラック部からの空気洩れ等もあるが、比較的大きい値を占めるのが回転式空気予熱器の空気洩れである。この例は、圧力の高い空気側から、圧力の低いガス側に空気が回転部分のギャップからと、キャリオーバーとして洩れる事である。空気洩れの量は、一般に5～15%程度であるが、運転開始後時間、年数が増えるに従って、空気の漏れの量が増大する傾向を示す。

③-2 6号機の1994年11月23～24日現在のコンデンサーの運転状態は以下の通りであった。

	11月23日	11月24日
出力	46MW	47MW
コンデンサー 真空度	-85Kpa (=637.5mmHg)	-90Kpa (=675.1mmHg)

④ 3号機、4号機、5号機に対する、特に注目すべき問題点

3号機、4号機、5号機は、延運転時間を表No.4.1.1-1で見ると、下記の通りであり、運転開始後24～25年を経過している。

それらの関係を下表にまとめる。

表4.1.3-1 3, 4, 5号機の運転状況

ユニット	Total Operating Hours (A)	Years from Start of Operation(B)	Total Shut Down Hours (C)	Operatin(%)(A) × 100 (B)hr
3	98,296	25 (219,000hr)	120,704 (13.8Years)	45
4	60,000	25 (219,000hr)	159,000 (18.2Years)	27
5	89,580	24 (210,240hr)	120,660 (13.8Years)	43

問題点(a) 各機とも、運転している時間より停止している時間の方が長い。

運転停止期間はリザーブ停止と、事故による運転停止が考えられるが、第一次現地調査の結果から推定すると、事故による停止が多いと推定される。

(b) 運転停止中は、特別に防錆処理はしていない。

(c) 一般的に連続運転で使用している機の方より、起動・停止・停止保持・再スタートを繰り返している機の方が腐食、亀裂が発生しやすい。

⑤ 全機に共通の問題の一つに、計器の故障が多い事である。どの機も燃焼状態を管理するガスO₂計が故障中である。(これは、他のメハルデ、バナース各発電所も同じ状況である。) O₂計が故障中の状態では、運転員は不完全燃焼を防止するために、空気量と燃料を煙突の煙色を見ながら燃焼調整を行わざるを得ない。運転のプロセスとしては正しい運転方式であるが、燃焼状態の安全管理を運転員が時々煙色を目で見ながら、過剰空気率を管理している。ボイラの効率向上を図るためには、出来るだけ低い過剰空気率で運転する事が要求されるのが一般的で、O₂計なしでは不可能に近い。又、過剰空気率を低く押さえることは、空気量、ガス量を少なくする事になり、ボイラ効率の排ガスを少なくし、又、システムロスを少なくすることから、出力の向上にもつながるものである。

特に、3号機、4号機、5号機は計器類の形式も古く、修理するにも各部品の手入れの問題があり、殆どの計器が信頼出来ない状態であると運転員から報告されている。

2) メハルデ発電所

①メハルデ発電所 1号機、2号機の出力低下現象について

1994年11月21日現在の1号機の出力は、70MW、2号機は103MWの運転であった。ガスO₂計は、エコノマイザー出口（空気予熱器入口）で計測する事になっているが2号機のO₂計は故障中、空気予熱器入口及び出口のガス温度計も故障中で、運転中の燃焼状態、過剰空気率の管理を行う事は出来ず、燃焼状態の管理は煙突の出口の煙色によって行われていた。

1号機は、出力（MW）メーターが故障中であつたが、燃料消費量からみると前記の70MWは、100MW相当の発電と推定される。

第一次現地調査時の2号機及び4号機の運転状況は以下の通り。

ユニット	項目	11月21日	11月22日	備考
2号機	出力	103MW	70MW	
	Oil	36m ³ /h	25.5m ³ /h	
4号機	出力	80MW	—	多すぎる
	Oil	15m ³ /h	—	少なすぎる

上記の結果より、4号機のオイル流量計精度をチェックする必要がある。ガスO₂計、空気予熱器入口及び出口のガス温度計は3号機、4号機についても故障中の状態であった。

②1号機の減圧運転について

1号機タービン入口の蒸気流量コントロールシステムに問題があり、蒸気流量のコントロールが出来なくなっている。現実の運転は、ボイラの運転圧力を下げている。減圧運転時の各性能データについて製造メーカーの確認を要する。

③1号機、2号機の出力低下の原因として、かなりの高過剰空気率の状態でも運転しているものと推定出来る。何故ならば1号機が103MW、69%負荷運転状況で、押込通風機の入口ベーンの開度が100%となっており、かなりの量の空気が洩れている可能性が高いと想定される。最大許容出力が1号機、2号機ともにMWまで低下している主因は、コンデンサーの性能劣化と回転式空気予熱器の空気漏れと推定される。

- ④コンデンサーの運転状況は、11月21日の103MW運転の状態では真空度86%、11月22日の70MW出力運転時の状態では真空度89.9%であった。真空度としては良い状態ではなく、コンデンサーの性能低下が認められる。
- ⑤ボイラ及び補機まわりの外観検査の結果、ガスダストからのガス洩れがひどい。空気予熱器前後の1号機のダクトのガス漏れが2号機にダメージを与えている。

3) バニアス発電所

①1994年11月20日現在、1号機、2号機の運転状態について

- ①-1 1号機の出力は100MWで、押込通風機の入口ベーンの中央制御室の開度表示は85%であった。煙突出口の煙色は白色で、ガスO₂計が故障中のため、メハルデ発電所と同様に運転員が煙色を見ながら運転しているが、高過剰空気率の状態を示している。つまり、出力が $(100\text{MW}/170\text{MW}) \times 100 = 59\%$ の時に、押込通風機の入口ベーンの開度が85%と言うことは、入口ベーンの特性から推定して全量に近い風量が流れていると推定される。
- ①-2 2号機の出力は85MW、押込通風機の入口ベーンの開度表示は100%である。煙色も高過剰空気率の状態を示している。ガスO₂計は、1号機同様に故障中の状態である。押込通風機の入口ベーンの開度表示を現場確認結果、A側の押込通風機は約75%であり、中央制御室の操作盤表示は不良であった。B側の押込通風機のコントロールドライブは、入口ベーンに接続しておらず開度は不明で、又、コントロールベーンのコントロールレバーは、チェーンブロックで吊るされており開度変化は可能であると推定するが、手動での開度調節は非常に困難であると予想される。
- ①-3 1号機、2号機の1994年11月10日の運転データ及び問題点は以下の通りである。

(a) 運転データ

	単位	1号機	2号機	備考
出力(OutPut)	MW	100	145	
Fuel Flow	Ton/h	28	40	
House Power Ratio	%	7	7	(推定)
Net Thermal Efficiency	%	29.75 (28.15)	30.20 (28.57)	Syria Base (Japan Base)

【注】：Syria Baseとは、燃料の発熱量は低位発熱量を使用。Japan Baseとは、燃料の発熱量は高位発熱量を使用した場合の値。
熱効率は、性能保証試験の数値よりかなり低い。

- (b) 出力145MW時の過熱蒸気温度は予想性能値通りであるが、再熱器の温度が540°Cに対し520°Cと少々低い。
- (c) 燃焼用空気流量の指示値が100MW、145MWの出力において、一定の21

0を指示している。これは、最大の空気量を送気し指示された出力に必要な燃料を手動にて設定、供給する運転方式と推測される。

ガスO₂計が故障中のため、運転員は不完全燃焼を防止し、高過剰空気率の状態です安全運転を図っていると考えられる。しかしながら、高過剰空気率は、ボイラの排ガスロスを増大させ、又、ドラフトロスを増大させ、ボイラの運転効率を低下させる要因である。

運転員は、燃焼状態の管理を従来の経験をもとに、バーナー本数、空気量の設定、燃料量を設定し、ほぼ一定負荷の運転を煙突出口の煙色を見ながら継続する。

低負荷の場合は、高過剰空気率による火炎の吹き消えの可能性もあり、危険な状態になる事にもなるので注意が必要である。又、近い将来、環境問題で煙突出口の排ガスの性状が規定され、厳しい管理が要求されることも予想される。

② 1号機の最大許容出力147MWは、メハルデ発電所1号機、2号機、カテネ発電所6号機と同様に設備容量170MWに対して、86.5%に低下している。その為、現地調査では燃焼用空気量に着目し、回転式空気予熱器の空気漏れを検討するためにガスO₂計の測定値を調査した。

保証試験の段階では、2号機の空気予熱器入口のガスO₂は0.5%、空気予熱器出口のO₂は2.8%であった。

運転開始時点の空気予熱器の空気漏れ %を入口ガス量に対して、下記簡易式で計算してみる。

(a) 簡易式

$$\text{空気漏れ\%} = \frac{\%O_2 \text{出口} - \%O_2 \text{入口}}{21 - \%O_2 \text{出口}} \times 90$$

(b) 上記簡易式で2号機の空気予熱器の空気漏れは以下の通りである。

$$\text{空気漏れ\%} = \frac{2.8 - 0.5}{21 - 2.8} \times 90 = 11.37\%$$

上記計算結果では11.37%であったものが、1994年4月の計測^{*}では空気予熱器出口のO₂は7.3%であったので、空気予熱器入口のO₂は測定されなかったが、2%と推定すると、実際の空気漏れ%は34.8%と推定される。この様にかんがりの空気が空気予熱器内で洩れている事が推定される。又、1号機についても、同程度の空気漏れがあるものと推定される。

この1994年4月の測定^{*}で、3号機は空気予熱器O₂は4.9%、4号機は4.5%である。*：EKONO ENERGY Ltd の計測値

3号機で推定計算すると、
 空気予熱器入口O₂ : 1.1～2%と推定
 空気予熱器出口O₂ : 4.9%

$$\text{空気漏れ\%} = \frac{4.9 - (1.1 \sim 2)}{21 - 4.9} \times 90 = 21.2 \sim 16.2\%$$

3号機の運転開始時の漏れ%は5.8%であったが、1994年4月現在は漏れ%が16.2～21.2%に増大している事がわかる。

③1994年11月20日現在のコンデンサの運転状態については、以下の通りである。

	1号機	2号機	(4号機)
出力(MW)	100	85	(70)
Vacuum mmHg	720	730	(723)

上記のデータにより、コンデンサは良好な運転をしていると判断される。

(2) プラント出力低下及び熱効率低下に対し、各発電所に共通する原因

プラント出力低下及び熱効率低下に対する共通した要因を問題の中心となっているボイラを主として概念系統図に示したのが、後述の図4.2.1-1である。

第一次現地調査で調査したシリアの各発電所は、燃焼及び過剰空気率管理に最も重要なガスO₂計が故障しており、ハメルデ発電所の1号機のみが計測可能であった。

ボイラの熱効率を一目で判断する排ガス温度計についても、その殆どが故障しており、最終的に熱を回収する空気予熱器が十分に機能を発揮しているかどうか判断することは出来ない状態である。

この様な各発電所に設置された計器の現状では、各機毎に何処に問題点があるのかを見極める事は不可能に近いので、次章で提案しているとおり、運転管理計器、運転制御装置の信頼性の回復を図るべきである。

以下に提案する各発電所の修復計画の内容は、発電所の計器で必要なデータを確認できないため、調査団の専門家の経験から推定して提案しているものが多い。従って、提案された修復計画が実施されたとしても、その効果について定量的に示すことは不可能に近い。

発電所の出力低下対策の基本は、燃焼用空気量の確保である。押込通風機に性能低下が無い限り、空気予熱器を経由して空気が煙突に捨てられているか、又はシステムロスが大きく通風能力が低下しているかである。特に、エコノマイザー、空気予熱器のドラフトロスが大きくなっている傾向があるので、運転中のスートブローイングで対応するか、運転を停止して空気予熱器を水洗して元の状態に戻し、各ダクトのガス漏れを皆無

にして、ガス O_2 計を見ながら空燃比の制御で出力低下対策は可能である。

(3) 冷却水分析

発電所修復計画の立案に当たっては、可能な範囲で環境対策を取り入れて行くことにするが、現在発電所で何よりも修復が必要なのはボイラーと復水器である。ボイラー用水については各発電所とも水質検査を実施しており、その検査項目も我が国で標準的に実施されている項目(JIS B 8223等)と比較しても大差はなく、信頼に足りるものと判断できる。

一方、冷却水についてはどの発電所も十分な分析を行っておらず、復水器チューブの損傷に繋がっている。(Banias P/S Unit No.3では2,000本以上のチューブを近年取り替えている)

その為、第2次調査では発電設備の修復計画上、収集が必要な詳細データの一つとして、冷却水の水質分析を実施し、その結果に基づいてチューブ材質の検討を実施した。尚、修復計画検討対象各発電所の冷却水の水源は以下の通りである。

- ① Banias P/S 海水(地中海)
- ② Mehardeh P/S 河川水 貯水池
- ③ Kattench P/S 湖沼水

上述の冷却水水質分析を基に、調査団が実施したコンデンサーチューブの腐食に対する検討結果を以下に示す。

1) バニアス発電所(Banias Power Plant)

当該発電所ではコンデンサー冷却水として海水を使用しており、その海水の分析結果は特に特徴的な性質は示していない。しかし、当該発電所では3、4号機のコンデンサーチューブに腐食が生じ、約2,000本以上の交換を行っている。

この腐食進行の原因について発電所側は、3、4号機のコンデンサーチューブの材質は、アルミニウムブラス(Aluminium Brass)が用いられており、これは1、2号機で用いられている銅ニッケルアロイ(Copper-Nickel Alloy)に比較して海水に弱く、腐食が早いと言う現象が発電所の保守要員から報告された。しかし、調査団が現地調査で入手したデータによると、3、4号機のコンデンサーチューブの腐食現象は、初期段階の長期(1~2ヶ月間;推定)通水停止時に、チューブ内面の底部に海水濃縮水、乾固物等が付着し、長期放置された状態に起因している。これにより、腐食がチューブの長手方向底部にほぼ連続的に発生し、ここを基点として腐食がチューブ全体に進行したものと推定される。すなわちシステムの長期停止時コンデンサーチューブ内の海水を吹き出し(Blow)し乾燥した状態であれば、Tube内面下部に腐食が集中、連続して長手方向に発生する現象は発生しなかったと推定される。この腐食に対する対策案としては、Condenser Tubeを傾斜をもたせて(Drainableに)設置すること、又、停止時の腐食

対策を実施する事が考えられる。尚、短期停止の場合は海水を循環させたままにしておくことも考えられる。

2) メハルディ発電所(Mehardeh Power Plant)

当該発電所ではコンデンサー冷却水(Condenser Cooling Water)として、近郊の河川を堰止めた貯水ダムから取っている。貯水池の水の色は暗黒色を呈しており、この原因はダム上流河川からの汚染の影響(工場及び生活雑排水)である。源水水質は、調査の結果導電率(CND--Conductivity),硬度(Hardness --Ca ++,Mg ++) は、通常の河川水より大きな値が測定された。

また、富栄養化(Eutrophication)の要因成分であるリン酸イオン(PO₄³⁻)も高値を示した(清浄河川では0.1mg/l 以下)。

一方、DO値(溶存酸素濃度)は極めて低いことから、取水口より冷却塔に至る間(約1km)に生物プランクトン(動植物性)による酸素消費が大きいものと推察される。

コンデンサーの性能低下の原因は、冷却水の硬度成分(Ca,Mg)が比較的高く、導電率(Conductivity)も高いことから、コンデンサー内面にCaCO₃が付着し、冷却効果を低下させているためと考えられる。源水である河川は、上流からの汚染水の流入が増加すると思われる、今後とも冷却水の水質改善は望めない。従ってコンデンサーの性能維持を図り、真空度を高く維持するためには、必要に応じコンデンサーの片側の運転を中止し、チューブ内部の清掃を定期的・確実に実施する以外に方法はないと考えられる。

3) カテネ発電所(Katteneh Power Plant)

当該発電所のコンデンサー冷却水は発電所の側にあるBUHAYRAT QATIINA(Katteneh湖)の湖水が利用されており、湖から取水された水は浮遊物をスクリーンにより除去した後、冷却水として直接コンデンサーに送られている。取水口からコンデンサーまでの距離は約50mである。

湖水の色は淡褐色を呈していて微細な懸濁物が観察された。生物プランクトン類も多く、発電所側で行った有機成分(Organic Matter)の測定値は2.6mg/l、SO₄²⁻は 27mg/lと高い値を示している。

近年、企業排水について排出規制を行っているため、水質の汚染進行は鈍化したが、生活雑排水の流入が多く、水質の浄化は進んでいない。

湖水及び配管途中の蛇口(Tap Water)の測定値を表4.1.3-2に示した。

DO値は双方共に水温に対して飽和値に近い値である。従ってコンデンサーの冷却水として水質の改善が必要で、沈殿池を設ける等の対策を考慮すべきである。

Table 4.1.3-2 Cooling Water Analysis Findings

Item	Banias Sample (Jan/21)		Mehardeh Sample (Jan/23)			Kattineh Sample (Jan/25)			
	Sea Water		River Water	Cooling Water		Cooling Water			Lake Water
	Measure- ments taken by Survey Team	Measure- ments taken by power plant	Measure- ments taken by Survey Team	ments taken by Survey Team	Measure- ments taken by power plant	Measure- ments taken by Survey Team	Measurements taken by power plant		Measure- ments taken by Survey Team
1. pH (°C)	8.23 5.0°C	8.32 17.5°C	7.43 9.9°C	8.53 15.5°C	8.8	8.80 7.0°C	'95	'94	
2. Conductivity µs/cm	7,570	7,700	730	862	842	345	Jan/19	Nov/23	
3. CaCO ₃ mg/l (Ca ²⁺)	1,220 (488)	1,373 (550)	200 (80.1)	226 (90.5)	180 ()	110 (44.1)	2.8 mv/l	7.5 mv/l	
4. (as CaCO ₃) MgCO ₃ mg/l (Mg ²⁺)	(5130) 5163 (1489)	(5550) 4673 (1347)	(59) 49.7 (14.3)	(105) 91.0 (26.2)	(120)	(85) 54.61 (15.8)			
5. Cl ⁻ mg/l		12.8‰					17.5		
6. SO ₄ ²⁻ mg/l								27	
7. S ²⁻ Or H ₂ S mg/l									
8. NH ₄ ⁺ mg/l							0.8	1.9	
9. NO ₂ ⁻ mg/l									
10. NO ₃ ⁻ mg/l									
11. DO mg/l	10.9 8.0°C		0.7 9.9°C	10.1 15.5°C		13.1 8.8°C			13.1 9.8°C
12. COF mg/l								2.6	
13. Acid consumption (pH 4.8) [MRG]			217 (2.17)	237 (2.37)		174 (1.74)	M 3.2	M 2.9	
14. SiO ₂ ⁻ mg/l	0.196		11.5	13.2		2.8	2.5	>2.5	
15. PO ₄ ³⁻ mg/l			3.00	3.80		0.06			

4.2 発電所修復計画案の策定

4.2.1 共通事項

(1) 各発電所に対する共通一般事項

選定された発電所毎のリハビリテーション計画案を提案するに先立ち、日本の発電所の現状をベースに、「シ」国の発電所の抱えている基本的な問題点を以下に示す。

シリアの既設の各発電所に共通する問題点は、発電出力と発電効率の経年的低下である。

日本の発電所のユニットは何年運転時間が経過しても、運転開始時点の性能試験で実証してえられた認可出力（通産省が認可する）は、その後低下することはない。即ち、運転開始後、毎年1.5～2ヶ月間の定期点検及びメンテナンスを行い、最大認可出力の実証試験をして、前年認可された出力を満足する事を確認してから再び営業運転に入るパターンを繰り返してしている。

送電端熱効率についても、燃料性状の変化に伴って変化する程度で、その低下は殆ど見られない。これらも日常の運転において、常に高効率運転を目指し、計器に現れたデータから問題点を先取りして、問題点の解決・対応に当たっているからである。その為、計器についても故障している計器を見出すことはまれである。

「シ」国の既設発電所について、共通している事項は下記の通りである。

- ①各発電所、各ユニットとも、従来、出力優先で運転していたため、小さな事故、例えばガス漏れなどは、修理を先に延ばす事で運転を余儀なくされ続けていた。その様な運転の結果、小さな事故は大きくなり、ガス漏れなどの影響により、現場計器、発信器、配線、保温材の外装板等が腐食し、小さな事故が大きな被害につながったと推定される。
- ②選定された各ユニットは、必要に応じ材料も事前に手配され、オーバーホールを行っている。例えば、メハルデ発電所の様にバナジウムによる高温腐食で被害を受けた再熱器は、1号機、2号機ともに約7週間運転停止して修復工事が実施されている。すなわち、必要に応じ、必要な修復工事は行われている。しかしながら、部分的な修復工事が行われても、それ以外の部分は充分な整備が行われないうちに運転に入るため、全体としての性能維持、向上にはなっていない。運転中に発生した多くの欠陥を一度の運転停止期間内に全てを同期化して実施しない限り、一度低下した出力と熱効率は回復できない。
- ③ボイラの燃料HFOは、いわゆる低質油で、硫黄が4%以上も含み、煤をチューブに付着させたまま放置する事はチューブ腐食の原因になるので、長期間の停止が予想される場合にはまず、低温ガス流部、すなわちエコノマイザー、空気予熱

器をクリーニングする必要がある。

運転停止の機会がある毎に、各部のクリーニングを実施せず、長期間放置していたために発生した被害の例が、エコマイザーチューブの外表面腐食であり、そのためにチューブ更新工事が必要になったと推定される。

- ④表4.2.1-1に近年、各発電所が行った長期間停止のオーバーホールを示すが、これらのオーバーホールは本報告書で提案しようとしている全般的なオーバーホールとは異なり、事故による損傷部分の補修の為の運転停止の性格が強いように見える。なお、これらのオーバーホールにあたっては、いずれも事前に部品、材料を購入し、製造元の指導のもとに実施したとのことである。

表4.2.1-1 近年各発電所が行った長期間停止のオーバーホールの例

No.	発電所	ユニット	オーバーホールの種類	実施期間
①	メハルデ発電所	2号機	Boilerのreheater Replacement	1986年4月3日～ 1986年5月23日
②	メハルデ発電所	1号機	Boilerのreheater Replacement	1989年9月2日～ 1989年10月19日
③	メハルデ発電所	2号機	Turbine, Generatorの General Overhaul	1992年11月8日～ 1993年1月22日
④	カテネ発電所	6号機	Boiler, Turbineの General Overhaul	1993年3月1日～ 1993年5月31日
⑤	バニアス発電所	2号機	Turbine, Generatorの General Overhaul	1993年3月14日～ 1993年8月30日
⑥	カテネ発電所	6号機	Generator, Exciterの General Overhaul	1994年4月26日～ 1994年7月23日

注1) 上記表中のメハルデ発電所の1号機、2号機の高温部の再熱器更新は、HF O灰中に含まれるバナジウムによる高温腐食による再熱器管事故が連続して発生した典型的な例として記録されている。この時、管の管厚(NOMINAL 6mm)が2mmまで減肉し、事故に至ったものと言われている。

注2) バニアス発電所の1号機においては、火炉管800m分とファーストフローのバーナーが1993年に更新されている。又、2号機においては、1994年にファーストフローのバーナーの更新、1993年には約1,650mの火炉後壁及び側壁管の更新が行われた。

⑤発電所の管理状況

バニアス発電所では1994年より、WORK REQUEST CARDを使って欠陥をピックアップし、関係先が会議で確認し、材料の手配、作業の手配を行い、又、それらのデータをコンピュータに集計して、次の作業の予算化及び管理に役立てるシステムがスタートしている。この事から判断すると、予防保全の基盤がつけられつつあると期待できる。

一方、メハルデでもWORK ORDER FORMATを使用し、上記バニアス発電所に準じた管理の方向に進みつつあるが、コンピュータによる集計は行われていない。

(2) 各発電所のリハビリ提案についての共通事項

①事故のポテンシャルに対する対策

図4.2.1-1では、事故のポテンシャル及びそれに対する対策を示したが、それらの対策の多くは、各種のクリーニングと老朽化部品/部分の更新である。これらは全てユニットの全般的オーバーホールの期間内に、ていねいにクリーニングし、必要な材料を事前に準備し、装置によっては、あるいは必要に応じて、製造元の指導員や専門技術者の指導と技術的な確認を得ながら着実に継続的に行う事によって効果が期待出来るものである。

又、リハビリテーション提案では、ユニットの運転に致命的な損傷となってしまうボイラの耐圧部の詳細検査を提案している。これは、材料調達、加工に長時間を要するため、事故発生以前に更新の手配が必要であるからである。

②電気・計装関係に対する提案についての共通事項

1) 検討の基本的な考え方

電気品、計装品については、以下の理由により基本的にリハビリ（機能回復）と言う考え方はマッチしない。

- －重電機品（発電機、変圧器等）は、極めて効率の良い機器であり、大幅な性能の劣化は殆ど考えられない。（もちろん、事故によって使用不能となることはあるが）
- －遮断設備や計測機器も、性能の劣化は即、使用不能と言うことで、部品又は機器自体を交換して対処する性格のものである。

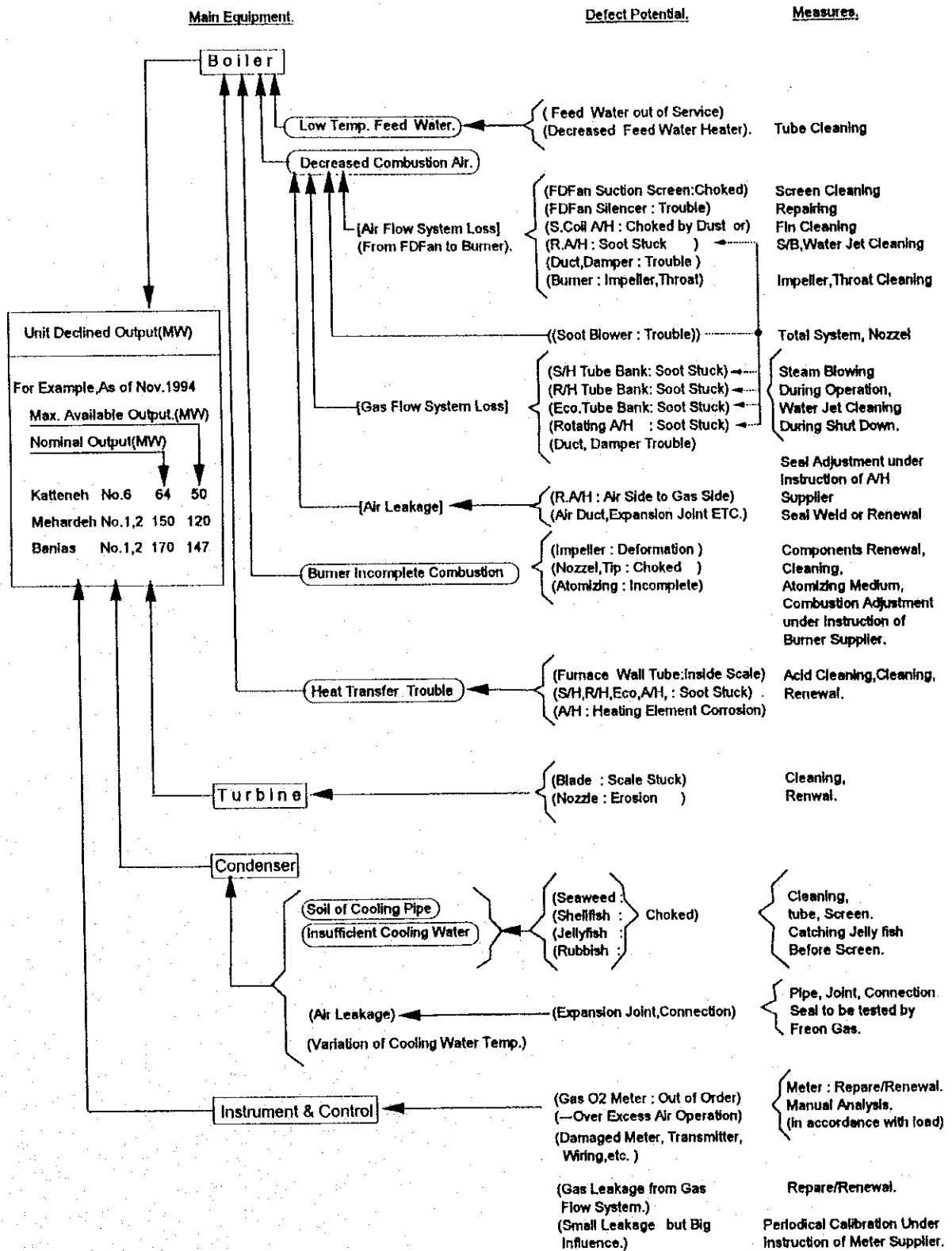
従って、今回プラント全体のDeratingの回復については、機器側（ボイラー/タービン）の検討にまかせ、電気・計装については、操作の容易さ、操作の安全性、操作の信頼性の観点から、老朽化している機器・システムの更新案、改造案の検討を行うこととする。

2) 共通の更新案

以下に、各発電所毎に更新案を示すが、各発電所に共通していることは、故

FIG. 4.2.1-1

Causes of Unit Declined Output, Declined Efficiency and Measures in HFO fired Unit.



障して修理・交換等の処置がなされないまま放置されている計器が非常に多く見受けられ、操作の容易性、安全性が犠牲にされていることである。

このことを考慮に入れ、いずれの発電所の更新案にも計器類（検出器、切替器、表示器等）の更新を加えることとした。

③提案のBASIC CONCEPT

今回のリハビリテーションの提案としては、下記の項目を基本的な軸として提案する。

- a) クリーニング
- b) 詳細点検
- c) 全ての修復対策を同期化して、同一の運転停止期間内で実施すること。

4.2.2 バニアス発電所

(1) 1、2号機の修復提案項目の検討（機械）

- 1) 1号機、2号機の出力低下、効率低下を修復させる為、以下の対策を講ずることを提案する。

- ①運転管理計器で故障している計器類を全部修理するか、又、更新する。
(詳細は4.2.2(2)項参照。)
- ②現在、使用可能な計器類は指示目盛校正を実施する。
(詳細は4.2.2(2)項参照。)
- ③回転再生式空気予熱器の空気漏れの確認の為、又、ボイラの効率を確認するため、空気予熱器入口、出口のガス O_2 %を測定する。
- ④2号機については、空気予熱器の入口、出口のガス温度を計測できる様に温度計の修理、復旧を先行させる。
- ⑤回転再生式空気予熱器の空気漏れを最小限にするために、空気予熱器のローターポストシール（高温部、低温部）、ラジアルシール、サーカムシールの補修部分交換をていねいに実施する。
- ⑥回転再生式空気予熱器の伝熱面を有効に活用するため、ユニットを停止してヒーティングエレメントの水洗、腐食減量の確認記録を取り、必要の時はエレメントを交換する。

2) 1号機、2号機の各部分に対する詳細点検について

1号機、2号機に対する運転時間から推定して、約3年後に運転時間が100,000時間を越えることになるので、各部分に対する詳細点検が必要である。

点検を要する部位、点検する数を設定することは、点検工程を計画する上で、重要な項目である。安全をみて、点検する部位を多く選び、又、点検対象数を多く選ぶ事は、点検費用と工程を長くとることになる。これらのいわゆる弱点部位は、これまでの事故記録、又、このユニットの製造メーカーが保有する類似型ユニットの事故統計をもとに作られた詳細点検項目等を基本に立案すべきであるが、各発電所とも、これまで事故の詳細内容を記載した記録がないため、長期（100,000時間）運転後のボイラ、タービン、コンデンサに対する詳細点検項目をユニット製造メーカーより取り寄せて、実施する事を提案する。

このような事を可能にするために、詳細点検の実施に当たって、ユニット製造元の指導員を詳細検査実施計画の段階から参画させ、結果の確認及び実際の更新計画の立案までを作業契約の範囲としなければならない。

また、比較的欠陥の発見しにくい、主としてボイラの耐圧部について、スターチームメンバーの経験から、詳細点検に含めるべき項目と内容についてを、図4.2.2-1、4.2.2-2で提案している。

(2) 1、2号機の修復提案項目の検討（電気・計装）

1) 既設計装システムの改造

既設計装システムは、基本的に空気式 (Pneumatic System) で構築されているが、システムの老朽化のため、空気漏れ、Silica Powderの詰まり等の問題が発生している。これらの問題の抜本的解決のためには、部分的な修理で対応するのではなく、システム全体の更新を考える方が現実的である。

しかし、今日では計装システムは上述の問題の他、使い勝手の良さ、保守・点検の容易さ等の理由から電気式 (Electric System) を採用するのが主流となっている。

そこで、今後の保守点検時の修理やスペアパーツの入手時の有利さを考慮し、既設計装システム（空気式）を電気式システムに改造することを提案する。

2) 計器類の更新

上記の電気式システムへの改造に基づいて、計器類を更新すると共に、老朽化している計器及び旧式であるため、製造中止になっているスペアパーツの入手、又、調整等に支障をきたしている計器類の更新も併せて行う。

(3) 1、2号機の修復計画の提案（機械）

図4.2.2-1にリハビリテーション マスター スケジュールを示す。リハビリテーションに係るプラントを停止してのオーバーホールとしては、第一段階全般的オーバーホール、第二段階全般的オーバーホール、及びそれ以降の継続的な定期オーバーホールを提案するが、これらのオーバーホールの内容について下記する。

1) 第一段階オーバーホール

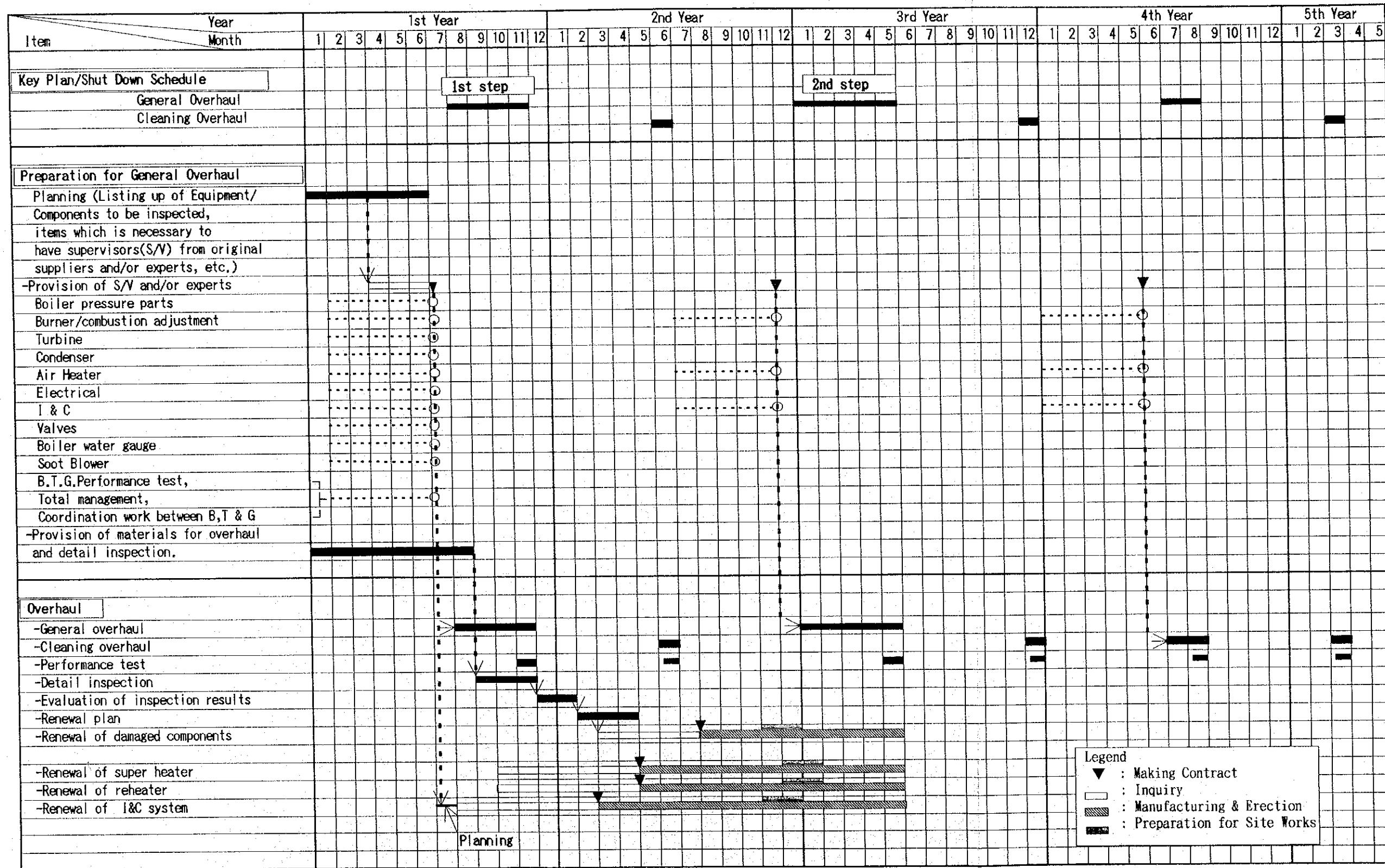
ここに提案する第一段階全般的オーバーホールは、その後13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールにおいて、全てのリハビリテーション項目を同期化して実施するための中規模の全般的オーバーホールである。

この第一段階全般的オーバーホールには下記項目の作業を含む事とする。

- ①詳細点検の計画（実施計画）
- ②詳細点検の実施
- ③下記の項目に対するリハビリテーションの指導と結果の確認を委託するための製造元からの指導員又は専門技術者の招聘

NO.	ITEM	指導員又は専門技術者
a.	Boiler Parts Detail Inspection	S/V.from Original Supplier
b.	Pressure Parts Inspection	Specialist
c.	Burner/Combustion Adjustment	S/V.from Original Supplier
d.	Rotating Type Airheater (Seal Adjustment, Air Leakage % Confirmation)	S/V.from Original Supplier

Fig.4.2.2-1 Rehabilitation Master Time Schedule for Unit Nos. 1&2 in Banias P.S.



e. Instrument & Control (Meter Calibration, Control Adjustment)	S/V.from Original Supplier
f. Turbine	S/V.from Original Supplier
g. Condenser(Cleaning, Air Leakage)	S/V.from Original Supplier
h. Boiler Turbine, Generatorの Performance Test, Total Management, Coordination Work Between B,T & G	S/V.from Original Supplier

上記の指導員又は専門技術者の基本的な役割は、各分野の詳細点検項目の確認と実施、詳細点検結果報告書のまとめ、損傷部位に対する更新計画の立案である。

④全般的オーバーホールの結果の性能試験による確認

2) 第二段階全般的オーバーホール

前述の第一段階全般的オーバーホールに含まれる詳細点検の結果をもとに、その後6ヶ月後に実施するクリーニングオーバーホールをはさんで、13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールでは、計装/制御の変更工事、損傷が予想される再熱器、過熱器の改修工事、その他の更新工事をこの期間に集中して全てを実施する。

尚、前述のリハビリテーションマスタースケジュールに明記されていない回転機器類、例えばボイラ給水ポンプ、燃焼空気用ファン、HF Oポンプ、弁類、及びケーシング、ダクト等の修復は、第一段階の全般的オーバーホールに実施し、更に、その後の大規模なオーバーホールの時に全ての欠陥を完全に修理する事が必要である。

3) それ以降の定期オーバーホール

クリーニングのためのオーバーホールは、6ヶ月毎に実施する事を提案する。

(HF Oは低質燃料故、クリーニング回数を増す必要がある。) 又、定期オーバーホール2回に1度は、管厚の記録を取り、詳細点検で記録した管厚のデータと比較した上で、次回のリハビリテーションの実施範囲決定の参考にする。

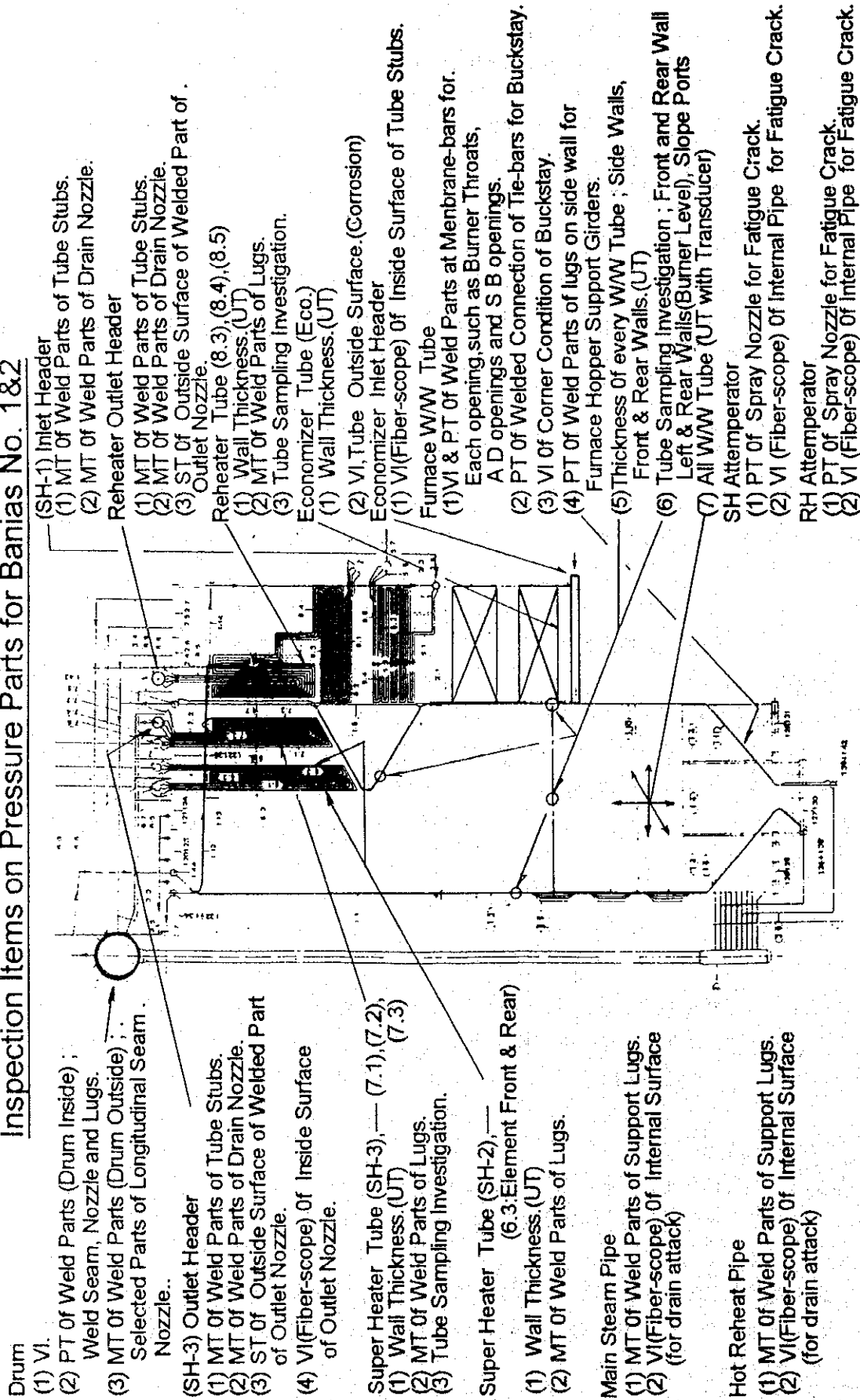
4) 詳細点検の対象項目

①図4.2.2-2「Inspection Items on Pressure Parts for Banias No.1&2」は、スタディーチームメンバーの経験から、詳細点検に含めるべき項目と内容について、作成したものである。

第一段階の全般的オーバーホール時に実施する詳細点検作業に対する提案として、招聘されたユニット製造元の指導員、又は専門技術者に検討願ひ、実施の参考にする事を提案する。

FIG. 4.2.2-2

Inspection Items on Pressure Parts for Banias No. 1&2



Note ; MT:Magnetic particle test. PT:Penetration test. VI:Visual inspection. SH: Sump. test (replica) UT:Ultra sonic test. SB: Soot Blower. AD:Access Door.

FIG. 4.2.2-3

Banias P. S

Other Inspection Items

Burner, Atomizer Inspection / Replace Factor

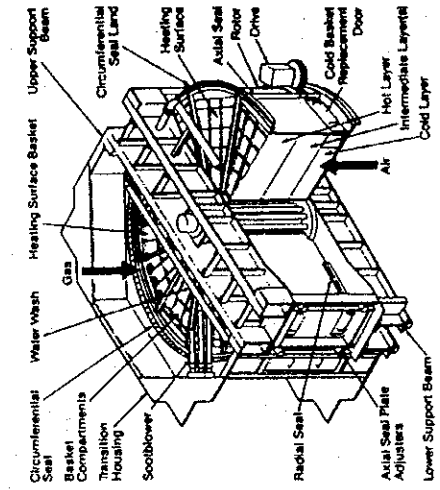
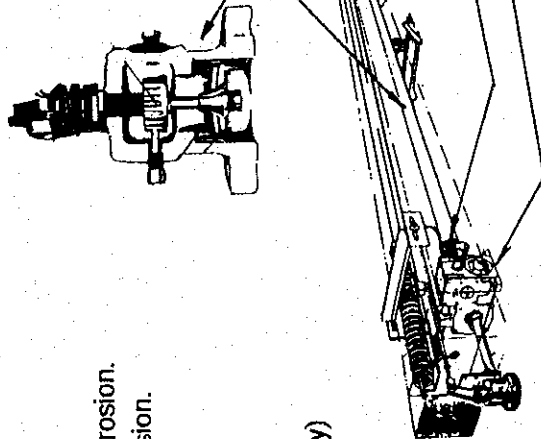
- Burner ; } Erosion, Corrosion.
 - Atomizer ; } High Temp. Oxidation, Corrosion.
 - Impeller ; } Thermal Deformation Erosion.
 - Air Register ; Erosion, Deformation.
 - Ignition Torch; Erosion, Deterioration.
 - Automated ; }
 - Facilities ; }
 - Flame Detector ; Deterioration(Sensitivity)
 - Limit Switch ; Deterioration
 - Air Cylinder ; Deterioration
 - Motor Drive ; Deterioration
- (Burner Maintenance and Combustion Adjustment under Instruction of Burner Supplier every Year to be Carried Out)

Air Heater

- a. Heating Element.
 - (1) Element ; Corrosion / Erosion(VI), Weight
 - (2) Stiffener ; Corrosion / Erosion(VI), Plate Thickness(VI).
- b. Seal Component.
 - (Radial Seal, Circumferential Seal, Rotor Seal.
 - (1) Corrosion / Erosion(VI)
 - (2) Clearance of Seal Materials(VI), Adjustment.
- c. Rotor.
 - (1) Welded Parts of Rotor ; (M), (PT)
 - (2) Fit up Bolts, Pin Rack ; (VI).

Soot Blower System.

- a. Nozzle, Lance Tube. (VI)
 - (1) Blockade of Blowing Nozzle
 - (2) Boiler Tube Damage due to Soot Blowing
 - (3) Nozzle ; (VI) Erosion, Corrosion, Crack(PT).
 - (4) Lance Tube, Feed Pipe ; Corrosion, Deformation.
 - (5) Gland ; Erosion, Corrosion.
 - (6) Start Point of Steam Blowing
- b. Head Valve
 - (1) Valve Body, Valve Spindle.
 - (2) Valve Seat, Spring.
- c. Wall Box.
- d. Drive System.
 - (1) Gear Box.
 - (2) Gear, Bearing, Chain.
 - (3) Lubricant.



- d. Housing. (VI)
 - (1) Corrosion
 - (2) Deformation
- e. Bearing (VI)
- f. Rotor Balance
 - g. Confirmation of Seal, Clearance. Confirmation of Air Leakage Percent During Performance Test. (—Under Instruction of the Air Heater Supplier)

Note : PT:Penetration test. VI:Visual inspection.

②図4.2.2-3「Other Inspection Items」も、①と同様、参考にする事を提案する。

③又、本報告に添付した Appendix-5「Periodic Inspection Procedure For Boiler and Turbine」には、点検項目、作業手順、関連事項等、ボイラ・タービン及び付属設備、補機について詳細に記載されているので、これらに従って詳細点検作業を実施することを提案する。

④第二次現地調査（1995年1月12日～同年2月7日）において、提供されたパニアス発電所2号機ボイラに発生した火炉管事故の報告書^{*}によると水素ぜい性破壊により、窓形状に管が割れていた。又、同報告書では、対策推奨案として全管に対し完全な試験の実施を提案している。

この事故は、一般にコンデンサに大量の海水が漏れ込み、結果的にボイラに給水され、ボイラ火炉管内面にスケールが堆積し、管が破壊される水素ぜい性破壊に酷似している。

この場合の対策としては、水素ぜい化した微細亀裂を全管にわたって検出する試験をし、微細亀裂発生部を更新する作業が必要となる。

この様な状況を考慮して、パニアス発電所1号機、2号機に対する検査項目「HYDROGEN DAMAGE」を検出する作業を入れる事にした。

※INDUSTRIAL TESTING & RESEARCH INSTITUTEより、1992年3月9日付で提出された報告書

(4) 1、2号機の修復計画の提案（電気・計装）

1) 既設計装システムの改造

4.2.2(2)項に述べた主旨に基づき、既設計装システム（空気式）を電気式に改造する。この改造に伴って、以下の計器は電気式の計器に交換されることになる。

- Controller(Press. Controller, Level Controller)
- Valve Positioner/Diaphragm with Transmitter
- Differential Press. Transmitter
- その他

2) 計器類の更新

①老朽化している以下の計器類の更新を行う。

- 中央操作室のIndicators
- Transmitters
- Level Switches
- Detectors, Transducers
- Thermo-couples, Thermo-resistances
- ガスO₂計

②旧式な計器類は、上記1)との関連もあり、更新するものとする。

- Flow Counter
- Flow Transmitter
- Pulse Counter(Fuel & Gas)
- Smoke Density Meter
- その他

③以下の計器、機器は第一段階の点検用OVERHAULの結果によって更新又は修理を行う。

a) プラント全体で標準化を図るのが望ましい計器類

- Thermo-Switch
- Press. Switch
- Differential Press. Switch
- その他

b) Laboratory Equipmentの更新

- CO₂ Analyzer
- O₂ Analyzer

c) Cable Protection Tubes(PVC Flexible Tube)

d) Sampling RoomのEquipmentの更新

e) Demineraliser Plantの更新

3) 計器類の校正

更新、又は修理の有無に係わらず、全ての計器の校正 (CALIBRATION) を行う。

4.2.3 メハルデ発電所

(1) 1、2号機の修復提案項目の検討（機械）

- 1) 1号機、2号機の出力低下、効率低下対策として、まず第一に必要な事は、運転管理計器、運転制御装置の信頼性の回復である。

具体的には、故障している計器類、制御装置を全部修理するか、更新することが必要である。又、現在使用可能計器類は、指示目盛校正を実施する。特に、ガス O_2 計、出力(MW)計(1号機)、タービン入口の蒸気流量制御システム(1号機)、エコマイザー出口のガス温度、空気予熱器ガス温度用の計器を他の計器に先行して復旧させ、出力低下、効率低下の真の原因をつかむ事が先決である。

(計器・制御装置更新計画については、4.2.3(2)項を参照。)

又、空気予熱器の空気漏れを確認するために、空気予熱器のガス入口とガス出口のガス O_2 を測定する。

1号機、2号機の空気予熱器については、ガス入口側に計測点はあるが、ガス出側には計測用発信器はついていないので、マニュアルで計測する必要がある。(尚、3号機、4号機では、空気予熱器のガス入口、ガス出口を計測できる設備となっているが、現在故障中である。)

- 2) バニアス発電所1号機、2号機の空気予熱器の空気漏れの例から推定して、回転再生式空気予熱器の空気漏れを最小限にするために、空気予熱器のローターポスト(高温部、低温部)、ラジアルシール、サーカムシールのメンテナンス及び部品交換を実施する必要がある。
- 3) ダクトからの空気漏れ、ガス漏れを徹底的に排除する。補修工事後は、修復精度を空圧と石けん水試験で確認する。又、保温材、及び外装板も補修復旧する必要がある。

4) 1号機、2号機の各部位に対する詳細点検について

1号機、2号機に対する運転時間から推定して、約1年後に運転時間が100,000時間を越えることになるので、各部分に対する詳細点検が必要である。

点検を要する部位、点検する数を設定することは、点検工程を計画する上で、重要な項目である。安全をみて、点検する部位を多く選び、又、点検対象数を多く選ぶ事は、点検費用と工程を長くとることになる。これらのいわゆる弱点部位は、これまでの事故記録、又、このユニットの製造メーカーが保有する類似型ユニットの事故統計をもとに作られた詳細点検項目等を基本に立案すべきであるが、各発電所とも、これまで事故の詳細内容を記載した記録がないため、長期(100,000時間)運転後のボイラ、タービン、コンデンサに対する詳細点検項目をユニット製造メーカーより取り寄せて、実施する事を提案する。

この様な事を可能にするために、詳細点検の実施に当たって、ユニット製造元の

指導員を詳細検査実施計画の段階から参画させ、結果の確認及び実際の更新計画の立案までを作業契約の範囲としなければならない。

また、比較的欠陥の発見しにくい、主としてボイラの耐圧部について、スタデールチームメンバーの経験から、詳細点検項目に含めるべき項目と内容について、図4.2.3-2、4.2.3-3で提案している。

(2) 1、2号機の修復提案項目の検討（電気・計装）

1) 既設計装システムの改造

既設計装システムは、基本的に空気式（Pneumatic System）で構築されているが、システムの老朽化のため、空気漏れ、Silica Powerの詰まり等の問題が発生している。これらの問題の抜本的解決のためには、部分的な修理で対応するのではなく、システム全体の更新を考える方が現実的である。

しかし、今日では計装システムは上述の問題の他、使い勝手の良さ、保守・点検の容易さ等の理由から電気式（Electric System）を採用するのが主流となっている。

そこで、今後の保守点検時の修理やスペアパーツの入手時の有利さを考慮し、既設計装システム（空気式）を電気式システムに改造することを提案する。

2) 計器類の更新

上記の電気式システムへの改造に基づいて、計器類を更新すると共に、老朽化している計器及び旧式であるため、製造中止になっているスペアパーツの入手、又、調整等に支障をきたしている計器類の更新も併せて行う。

(3) 1、2号機の修復計画の提案（機械）

図4.2.3-1にリハビリテーション マスター スケジュールを示す。リハビリテーションに係るプラントを停止してのオーバーホールとしては、第一段階全般的オーバーホール、第二段階全般的オーバーホール、及びそれ以降の継続的な定期オーバーホールを提案するが、これらのオーバーホールの内容について下記する。

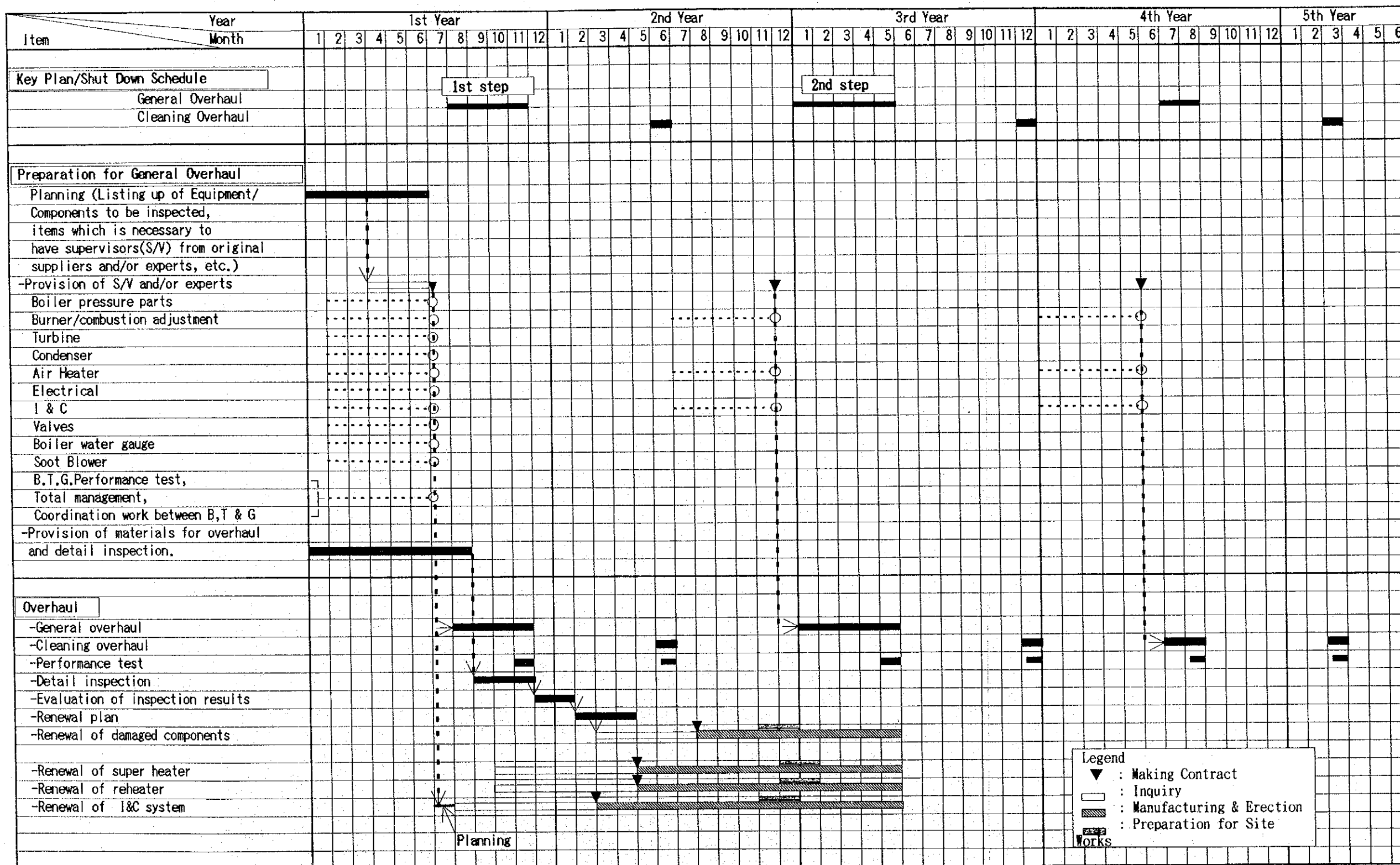
1) 第一段階オーバーホール

ここに提案する第一段階全般的オーバーホールは、その後13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールにおいて、全てのリハビリテーション項目を同期化して実施するための中規模の全般的オーバーホールである。

この第一段階全般的オーバーホールには下記項目の作業を含む事とする。

- ①詳細点検の計画（実施計画）
- ②詳細点検の実施

Fig.4.2.3-1 Rehabilitation Master Time Schedule for Unit Nos. 1&2 in Mehardeh P.S.



③下記の項目に対するリハビリテーションの指導と結果の確認を委託するための製造元からの指導員又は専門技術者の招聘

<u>NO.</u>	<u>ITEM</u>	<u>指導員又は専門技術者</u>
a.	Boiler Parts Detail Inspection	S/V.from Original Supplier
b.	Pressure Parts Inspection	Specialist
c.	Burner/Combustion Adjustment	S/V.from Original Supplier
d.	Rotating Type Airheater (Seal Adjustment, Air Leakage % Confirmation)	S/V.from Original Supplier
e.	Instrument & Control (Meter Calibration, Control Adjustment)	S/V.from Original Supplier
f.	Turbine	S/V.from Original Supplier
g.	Condenser(Cleaning, Air Leakage)	S/V.from Original Supplier
h.	Boiler Turbine, Generatorの Performance Test, Total Management, Coordination Work Between B,T & G	S/V.from Original Supplier

上記の指導員又は専門技術者の基本的な役割は、各分野の詳細点検項目の確認と実施、詳細点検結果報告書のまとめ、損傷部位に対する更新計画の立案である。

④全般的オーバーホールの結果の性能試験による確認

2) 第二段階全般的オーバーホール

前述の第一段階全般的オーバーホールに含まれる詳細点検の結果をもとに、その後6ヶ月後に実施するクリーニングオーバーホールをはさんで、13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールでは、計装/制御の変更工事、損傷が予想される再熱器、過熱器の改修工事、その他の更新工事をこの期間に集中して全てを実施する。

尚、前述のリハビリテーション マスター スケジュールに明記されていない回転機器類、例えばボイラ給水ポンプ、燃烧空気用ファン、HFOポンプ、弁類、及びケーシング、ダクト等の修復は、第一段階の全般的オーバーホールに実施し、更に、その後の大規模なオーバーホールの時に全ての欠陥を完全に修理する事が必要である。

3) それ以降の定期オーバーホール

クリーニングのためのオーバーホールは、6ヶ月毎に実施する事を提案する。

(HF Oは低質燃料故、クリーニング回数を増す必要がある。)又、定期オーバーホール2回に1度は、管厚の記録を取り、詳細点検で記録した管厚のデータと比較した上で、次回のリハビリテーションの実施範囲決定の参考にする。

4) 詳細点検の対象項目

①図4.2.3-2「Inspection Items on Pressure Parts for Mahardeh No.1&2」は、スタディーチームメンバーの経験から、詳細点検項目に含めるべき項目と内容について、作成したものである。

第一段階の全般的オーバーホールに実施する詳細点検作業に対する提案として、招聘されたユニット製造元の指導員、又は専門技術者に検討願ひ、実施の参考にする。

②図4.2.3-3「Other Inspection Items」も、①と同様、参考にする事を提案する。

③又、同報告に添付した Appendix-5「Periodic Inspection Procedure For Boiler and Turbine」には、点検項目、作業手順、関連事項等、ボイラ・タービン及び付属設備、補機について詳細に記載されているので、これらに従って詳細点検作業を実施することを提案する。

(4) 1、2号機の修復計画の提案 (電気・計装)

1) 既設計器システムの改造

4.2.3(2)項に述べた主旨に基づき、説計装システム(空気式)を電気式に改造する。

2) 計器類の更新

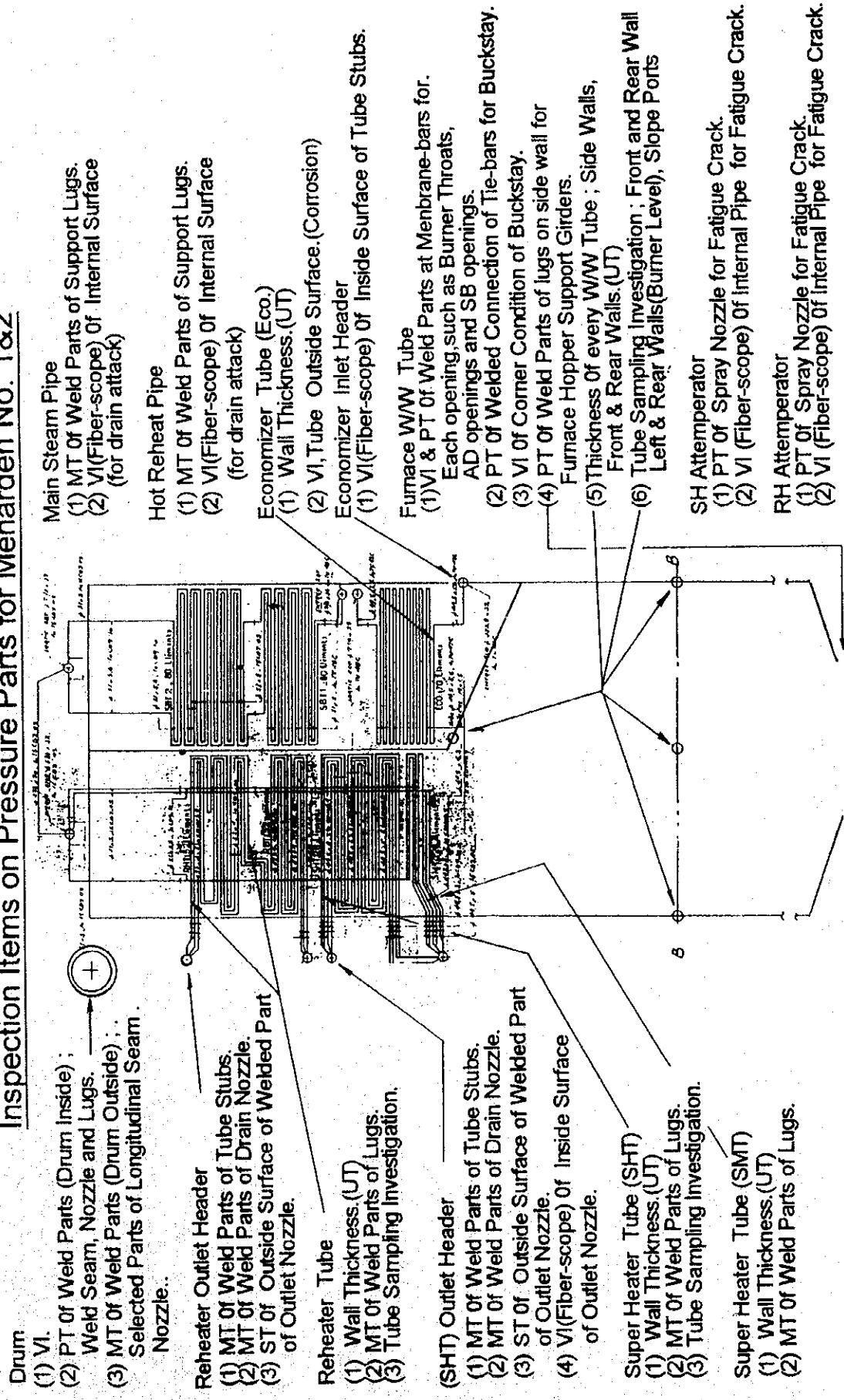
第一段階の点検用OVERHAULの結果に基づき、計器類の更新、又は修理を行う。

3) 計器類の校正

更新、又は修理の有無に係わらず、全ての計器の校正(CALIBRATION)を行う。

FIG. 4.2.3-2
Mehardeh P. S

Inspection Items on Pressure Parts for Mehardeh No. 1&2



Drum:
(1) VI.
(2) PT Of Weld Parts (Drum Inside); Weld Seam, Nozzle and Lugs.
(3) MT Of Weld Parts (Drum Outside); Selected Parts of Longitudinal Seam Nozzle.

Main Steam Pipe
(1) MT Of Weld Parts of Support Lugs.
(2) VI (Fiber-scope) Of Internal Surface (for drain attack)

Hot Reheat Pipe
(1) MT Of Weld Parts of Support Lugs.
(2) VI (Fiber-scope) Of Internal Surface (for drain attack)

Economizer Tube (Eco.)
(1) Wall Thickness. (UT)
(2) VI, Tube Outside Surface. (Corrosion)
Economizer Inlet Header
(1) VI (Fiber-scope) Of Inside Surface of Tube Stubs.

Furnace W/W Tube
(1) VI & PT Of Weld Parts at Membrane-bars for. Each opening, such as Burner Throats, AD openings and SB openings.
(2) PT Of Welded Connection of Tie-bars for Buckstay.
(3) VI Of Corner Condition of Buckstay.
(4) PT Of Weld Parts of lugs on side wall for Furnace Hopper Support Girders.

(5) Thickness Of every W/W Tube; Side Walls, Front & Rear Walls. (UT)
(6) Tube Sampling Investigation; Front and Rear Wall Left & Rear Walls (Burner Level), Slope Ports

SH Attenuator
(1) PT Of Spray Nozzle for Fatigue Crack.
(2) VI (Fiber-scope) Of internal Pipe for Fatigue Crack.

RH Attenuator
(1) PT Of Spray Nozzle for Fatigue Crack.
(2) VI (Fiber-scope) Of internal Pipe for Fatigue Crack.

Reheater Outlet Header
(1) MT Of Weld Parts of Tube Stubs.
(2) MT Of Weld Parts of Drain Nozzle.
(3) ST Of Outside Surface of Welded Part of Outlet Nozzle.

Reheater Tube
(1) Wall Thickness. (UT)
(2) MT Of Weld Parts of Lugs.
(3) Tube Sampling Investigation.

(SHT) Outlet Header
(1) MT Of Weld Parts of Tube Stubs.
(2) MT Of Weld Parts of Drain Nozzle.
(3) ST Of Outside Surface of Welded Part of Outlet Nozzle.
(4) VI (Fiber-scope) Of Inside Surface of Outlet Nozzle.

Super Heater Tube (SHT)
(1) Wall Thickness. (UT)
(2) MT Of Weld Parts of Lugs.
(3) Tube Sampling Investigation.

Super Heater Tube (SMT)
(1) Wall Thickness. (UT)
(2) MT Of Weld Parts of Lugs.

Note; MT: Magnetic particle test. PT: Penetration test. VI: Visual inspection. ST: Sump. test (replica) UT: Ultra sonic test.
SB: Soot Blower. AD: Access Door.

FIG. 4.2.3-3
Mehar-deh P. S

Other Inspection Items

Burner, Atomizer Inspection / Replace

- Oil Gun ; Erosion, Corrosion.
- Air Nozzle ; High Temp. Oxidation, Corrosion.
- Air Nozzle ; Thermal Deformation Erosion.
- Ignition Torch; Erosion, Deterioration.
- Automated ; }
Facilities ; }
- Flame Detector ; Deterioration(Sensitivity)
- Limit Switch ; Deterioration
- Air Cylinder ; Deterioration

(Burner Maintenance and Combustion Adjustment under Instruction of Burner Supplier every Year to be Carried Out)

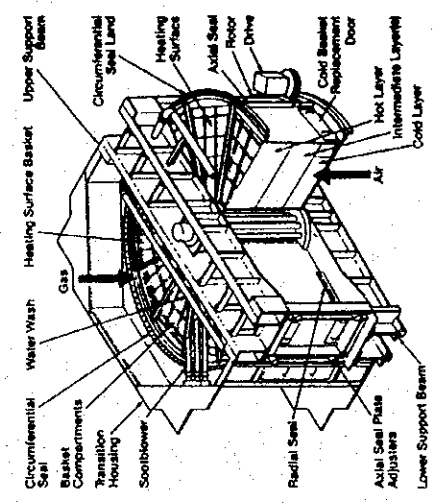
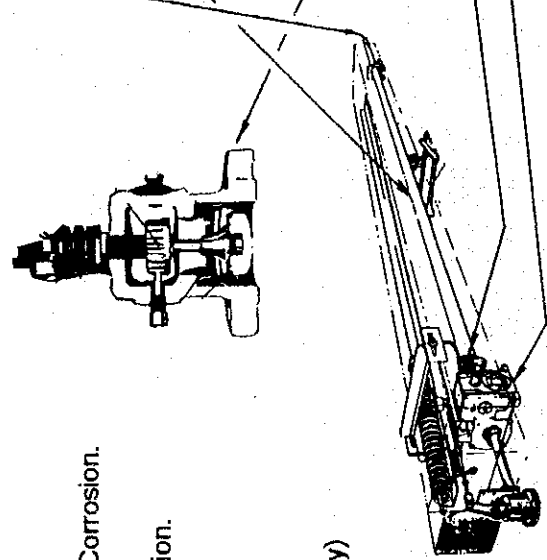
Air Heater

- a. Heating Element.
(1) Element ; Corrosion / Erosion(VI), Weight.
(2) Stiffener ; Corrosion / Erosion(VI), Plate Thickness(VI).
- b. Seal Component.
(Radial Seal, Circumferential Seal, Rotor Seal.
(1) Corrosion / Erosion(VI)
(2) Clearance of Seal Materials(VI), Adjustment.
- c. Rotor.
(1) Welded Parts of Rotor ; (VI), (PT)
(2) Fit up Bolts, Pin Rack ; (VI).

Note ; PT: Penetration test. VI: Visual inspection.

Soot Blower System.

- a. Nozzle, Lance Tube. (VI)
(1) Blockade of Blowing Nozzle
(2) Boiler Tube Damage due to Soot Blowing
(3) Nozzle ; (VI) Erosion, Corrosion, Crack(PT).
(4) Lance Tube, Feed Pipe ; Corrosion, Deformation.
(5) Gland ; Erosion, Corrosion.
(6) Start Point of Steam Blowing
- b. Head Valve
(1) Valve Body, Valve Spindle.
(2) Valve Seat, Spring.
- c. Wall Box.
- d. Drive System.
(1) Gear Box.
(2) Gear, Bearing, Chain.
(3) Lubricant.



- d. Housing. (VI)
(1) Corrosion
(2) Deformation
- e. Bearing (VI)
- f. Rotor Balance
g. Confirmation of Seal, Clearance.
Confirmation of Air Leakage Percent During Performance Test.
(—Under Instruction of the Air Heater Supplier)

4.2.4 カテナ発電所

(1) 3、4、5号機の修復提案項目の検討（機械）

燃焼ガス中に含まれる煤の影響によるボイラー出力低下を避けるためには、1つには現在の燃料のHFOを天然ガス（NG）に変更し、煤の発生を極力少なくする方法と、他の1つは現在のHFOの使用を前提として、ボイラを改修する案がある。第一次現地作業後に検討した部分改修案は下記の通り。

1) 3、4、5号機に対し、燃料をNGに変更する

①NG燃焼バーナに変更

②ボイラ火炉、過熱器、エコノマイザー、空気予熱器、押込通風機、誘引通風機等を原則的に変更せずに、燃焼装置及び付属品のみを変更した場合の最大出力を検討する。この場合の重要検討項目としては、過熱器蒸気温度の過上昇対策として伝熱面積の消滅、減温器のスプレイ水容量、エコノマイザー、空気予熱器の熱吸量調節等である。

③ガス配管、弁類を設備

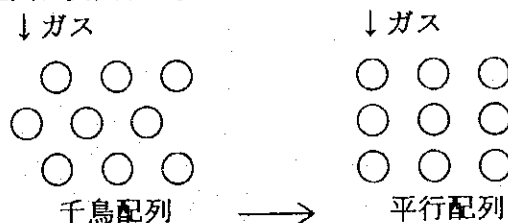
④計装制御を追設

注：この提案は、基本的にユニット製造メーカーの合意を必要とする。

2) 燃料HFOを使用する事を前提条件としての修復案と検討項目

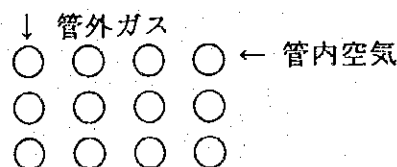
①エコノマイザーの配管列の変更

スートブロワの設置と、スートブローイング効果を高めるために、配管列を千鳥配列から並行配列に変更する。



結果として、伝熱面積は増加するが、スートブローイング効果が高くなる。

②水平配列管式空気予熱器とし、管列配置はスートブロワの効果をも高めるため並行配列とする。管の外側はガスに接触し、管内面は空気を通す。



③上記と関連し、誘引通風機、押込通風機の変更検討、モーター等、関連する電気品の容量を検討、及び必要な変更

④過熱器、エコノマイザー、空気予熱器にスートブロワを設置

⑤関連するダクトルートの変更

⑥前記②に対し、回転再生式空気予熱器への変更

注：上記提案は、ドイツ・バブコック社より提案がすでに提出されている。

3) 3、4、5号機に対するリハビリテーションの方針

第二次現地調査に於いて、再度発電所の詳細調査を行った結果、3、4、5号機は、25年前に建設され、そのボイラは現在までに、3号機は通算14年間、4号機は通算18年間、5号機は通算14年間、耐圧部の内面に対する防錆処理など、処置されずに停止していた。

その為、前項で提案した様に、部分的にリハビリテーションとして新品に置き換えても、それによって設備全体の信頼性がどの程度向上するかの見込みが立てにくい。これらの更新作業をする前に、更新範囲以外の部分の余寿命を診断した上で、更新計画の立案を進めるのが常識的進め方であるが、余寿命を診断するにしても、どの程度、検査を細かく実施するかが信頼性を判断する重要なポイントである。しかし、この3、4、5号機では不可能に近い。何となれば、25年前の各製作工場、各材料、各管理システムの信頼性にさかのぼる事になるからである。その為、3号機、4号機、5号機の改修を断念し、その出力をカバーし、更にティッシュリン200MWのバックアップをもかねて、7号機として200MW NG、HFO燃焼機の新設を提示する。(4.2.4(5)3参照)

(2) 3、4、5号機の修復提案項目の検討(電気・計装)

上述の1)を実施する事になれば、NG焚き改造に伴う電気・計装・制御設備の追設が、また2)を実施する場合は、誘引通風機、押込通風機、過熱器、エコノマイザー、空気予熱器等補機の制御の為に電気・計装設備の改造や追設が必要になる。しかし、上述の様に3,4,5号機は改修を断念し、200MW機の新設を提案しているので検討は省略する。

(3) 6号機の修復計画案項目の検討(機械)

- 1) 出力低下、効率低下を改善するために、ガスO₂計の更新により、高過剰空気率運転を低過剰空気率運転になる様、改善を図る。(計器更新計画については4.2.4(4)項を参照)
- 2) 回転再生式空気予熱器の水洗を定期的実施する。
- 3) 回転再生式空気予熱器の腐食の進行した空気予熱器ヒーティングエレメントの交換を行う。
- 4) 回転再生式空気予熱器の空気の漏れを最小限にするための空気予熱器のローターポストシール(高温、低温部)、ラジアルルシール、サーカムシールのメンテナンス、部品の交換を行う。
- 5) ダクトからの空気漏れ、ガス漏れを徹底的に排除する。補修工事後は、修復精度を空圧と石けん水試験で確認する。又、保温材及びカバープレートも補修、復旧する必要がある。

6) 6号機の各部分に対する詳細点検について

6号機の総運転時間から推定して、約2年後に運転時間が100,000時間を越える事になるので、各部分に対する詳細点検が必要である。点検を要する部位、点検する数を設定することは、点検工程を計画する上で、重要な項目である。安全をみて、点検する部位を多く選び、又、点検対象数を多く選ぶ事は、点検費用と工程を長くすることになる。これらのいわゆる弱点部位は、これまでの事故記録、又、このユニットの製造メーカーが保有する類似型ユニットの事故統計をもとに作られた詳細点検項目等を基本に立案すべきであるが、各発電所とも、これまで事故の詳細内容を記載した記録がないため、長期(100,000時間)運転後のボイラ、タービン、コンデンサに対する詳細点検項目をユニット製造メーカーより取り寄せて、実施する事を提案する。

この様な事を可能にするために、詳細点検の実施に当たって、ユニット製造元の指導員を詳細検査実施計画の段階から参画させ、結果の確認及び実際の更新計画の立案までを作業契約の範囲としなければならない。

また、比較的欠陥の発見しにくい、主としてボイラの耐圧部について、スタディーチームメンバーの経験から、詳細点検に含めるべき項目と内容について、図4.2.4-2、4.2.4-3で提案している。

(4) 6号機の修復提案項目の検討(電気・計装)

6号機並びにプラント共通設備で、修復又は更新が望ましい項目を下記する。

1) 老朽化した電気品の更新

①DCシステム(直流電源システム)

当発電所のDCシステムは、全ユニット共通の設備であるが、220V系のシステムは20年以上、24V系のシステムは15年以上前のOld Fashion Systemであり、更に110V系と60V系のDCも220V系からBranchして供給されていて、信頼性の上からも問題がある。

そこで、220V、110V、60V及び24V系のDCシステムをそれぞれ独立させ、かつそれぞれが常用・予備を持っているシステムに更新することを推奨する。

②380V系遮断設備

20年以上前の設備で、陳腐化が甚だしく全数交換を提案する。

2) 既設計器システムの改造

改造内容については、パニアス発電所と同様、空気式から電気式への改造とする。

3) 計器類の更新

上記電気システムへの改造に伴う計器類の更新に加え、老朽化している計器類の更新も併せて行う。

①老朽化している計器類

- 中央操作室のIndicators
- Recorders
(電気式計器用Chart Recorder取り付けのためのパネルの新設を含む)
- Transmitters, Transducers
- Level Switches
- Detectors(including Thermo-couples, Thermo-resistances)
- その他

②空気式から電気式への改造に伴う計器類

- Controller(Press. Controller, Level Controller)
- Valve Positioner/Diaphragm with Transmitter
- Differential Press. Transmitter
- その他

③全ての計器の校正

4) Electrical Laboratory Equipmentの更新/新設

- Voltmeter
- Ammeter
- Wattmeter
- Relay Tester
- Megger
- With Stand-voltage Tester(75KW DC)

5) プラント全体で標準化を図るのが望ましく、出来れば更新したい計器類

- Thermo-Switch
- Press. Switch
- Differential Press. Switch
- その他

6) Voltage Regulatorの改造

Voltage Regulator (with Exciter) は、現状、手動操作方式のものであるので、これを自動方式 (Automatic Voltage Regulator) に改造する。

7) Data Loggerの新設

現状、当発電所にData Logging Systemはないが、Data Logging Systemを新設する。尚、本システムはFault Recorderを含む事とする。

(5) 3、4、5号機の修復計画の提案

1) カテネ発電所の3号機、4号機、5号機は、1960年代半ばに営業運転開始されたチェコスロバキア製のユニットで、老朽化が激しく、低下している出力、効率の回復は望み薄と思われ、又、現段階で修復工事を行う事は、プラントの余寿命を考えると得策とは言えない。そこで、これらのユニットについてはリハビリ案の提案は行わずNG又はHFO燃焼の200MW蒸気タービン又はガスタービン発電設備1基の新設を提案したい。又、既設3号機、4号機、5号機においては、1992年に4号機、1993年に3号機、1994年に5号機について、それぞれエコマイザーチューブの新品への交換工事を実施しているので、今後この様な部分補修や1～1.5ヶ月毎のクリーニング、オーバーホールを可能な限り行い、出来るだけ延命して有効利用して行くものとしたい。尚、既設3号機、4号機、5号機は、既にその役割が定着しているように、短期運転用のリザーブユニットとして使用する。

2) 上述の200MWユニットの新設は、今回提案しているリハビリテーションと、それに引き続き行う各発電所のユニットを停止して行うオーバーホールのために、シリア国内の総発電設備容量に余裕を持たせることを主眼とするので、図4.3.1-1「REHABILITATION MASTER SCHEDULE」に見るごとく、総設備容量に余裕のある1999年までに完工し、2000年には運転開始とすることが必要である。

3) 新設発電設備の構成は、以下の通りとする。

①既設発電設備1号機、2号機用建屋を撤去し、その跡地と北東側のスペースを利用して、タービン・ジェネレーターハウスを建設し、その中に新設B-T-Gを設置するものとする。

②コンデンサは、カテネ湖の水温上昇を考慮し、空気冷却式とする。

③メイントランス及びユニットトランスは、タービン・ジェネレーターハウスのすぐそばに置き、道路の反対側に新設変電所を設ける。尚、この変電所の予定地に既設電気品があるので撤去、又は移設等の対策が必要となる。

④既設純水装置は撤去とし、そのスペースに新設純水装置を設置する。

⑤燃料油タンクは既設を撤去し、跡地を新設タンク用地とする。又、燃料ガスステーションはガスパイプラインのルートにもよるが、タンクヤードの脇に配置する。

⑥以上をもとに配置した基本仕様を下記の通りとし、蒸気タービンの場合の新設発電設備のイメージを図4.2.4-4, 5及び 6に示す。

出力容量 200MW級
 燃料 HFO, NG
 バーナ 低NOXバーナ

その他、将来の環境対策のため排煙脱硫装置用配置も考慮する必要がある。

(6) 6号機の修復計画の提案（機械）

図4.2.4-1にリハビリテーション マスター スケジュールを示す。リハビリテーションに係るプラントを停止してのオーバーホールとしては、第一段階全般的オーバーホール、第二段階全般的オーバーホール、及びそれ以降の継続的な定期オーバーホールを提案するが、これらのオーバーホールの内容について下記する。

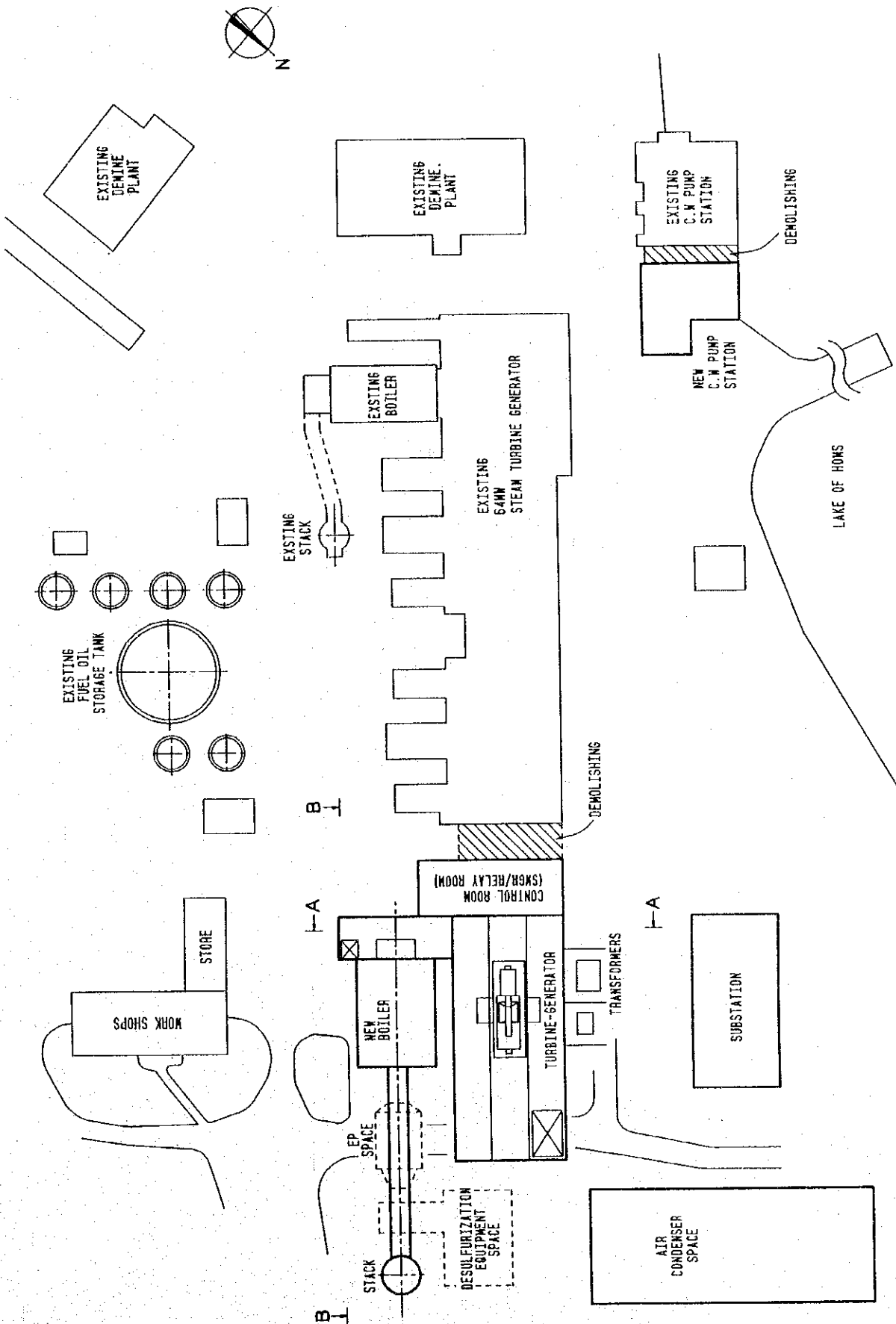
1) 第一段階オーバーホール

ここに提案する第一段階全般的オーバーホールは、その後13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールにおいて、全てのリハビリテーション項目を同期化して実施するための中規模の全般的オーバーホールである。

この第一段階全般的オーバーホールには下記項目の作業を含む事とする。

- ①詳細点検の計画（実施計画）
- ②詳細点検の実施
- ③下記の項目に対するリハビリテーションの指導と結果の確認を委託するための製造元からの指導員又は専門技術者の招聘

NO.	ITEM	指導員又は専門技術者
a.	Boiler Parts Detail Inspection	S/V.from Original Supplier
b.	Pressure Parts Inspection	Specialist
c.	Burner/Combustion Adjustment	S/V.from Original Supplier
d.	Rotating Type Airheater (Seal Adjustment, Air Leakage % Confirmation)	S/V.from Original Supplier
e.	Instrument & Control (Meter Calibration, Control Adjustment)	S/V.from Original Supplier
f.	Turbine	S/V.from Original Supplier
g.	Condenser(Cleaning, Air Leakage)	S/V.from Original Supplier
h.	Boiler Turbine, Generatorの Performance Test, Total Management Coordination Work Between B,T & G.	S/V.from Original Supplier



PLAN
200MW S.T.G. UNIT EXTENSION
IN KATTENEH P/S

FIG. 4.2.4-4

SECTIONS
200MW S.T.G UNIT EXTENSION
IN KATTENEH P/S

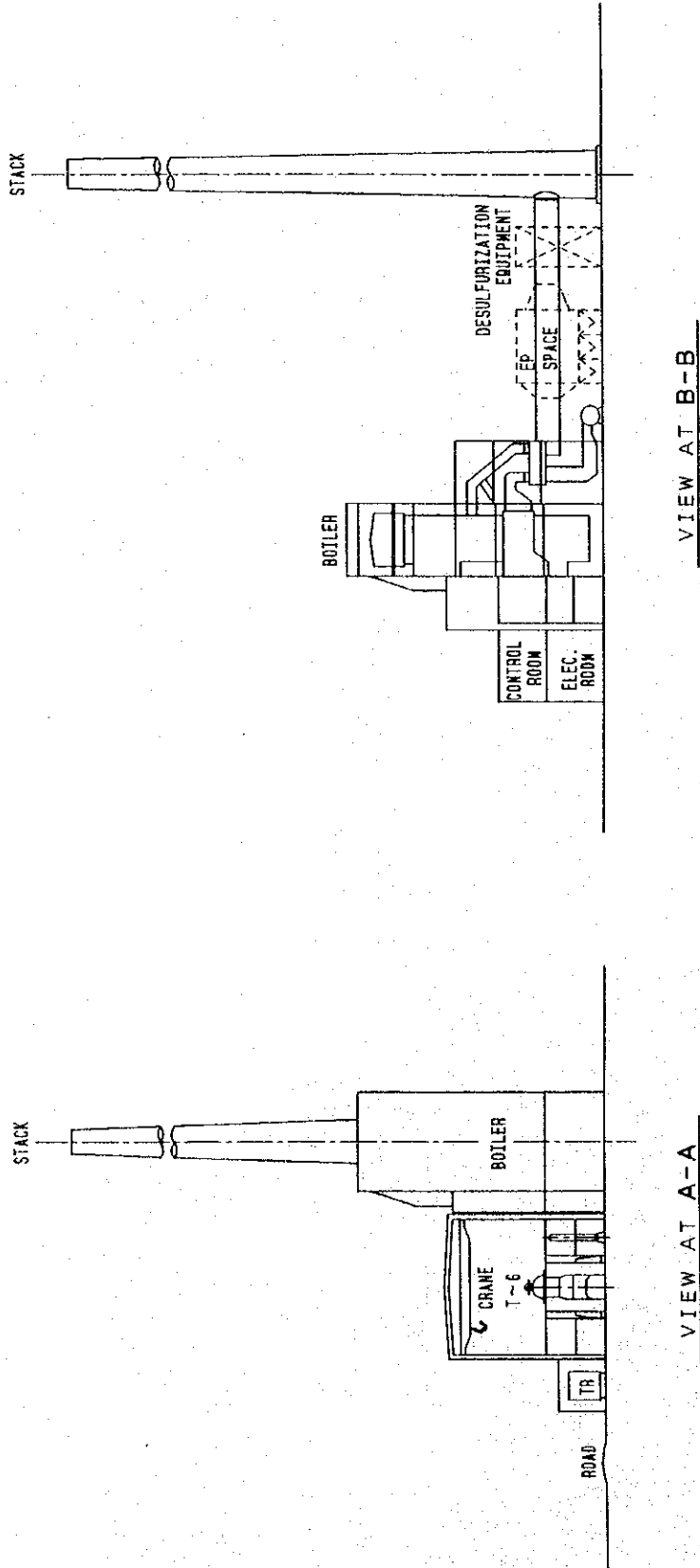


FIG. 4.2.4-5

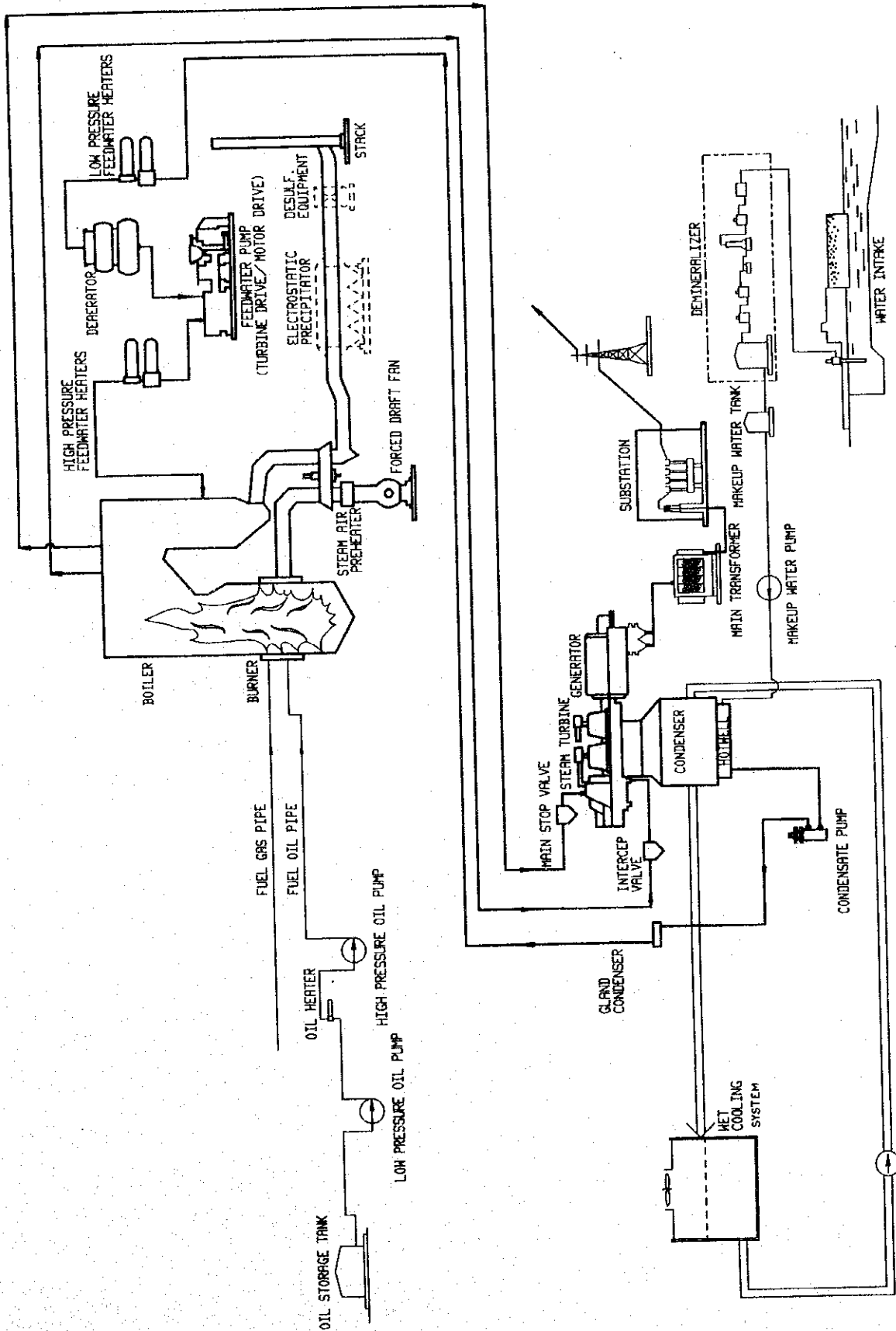
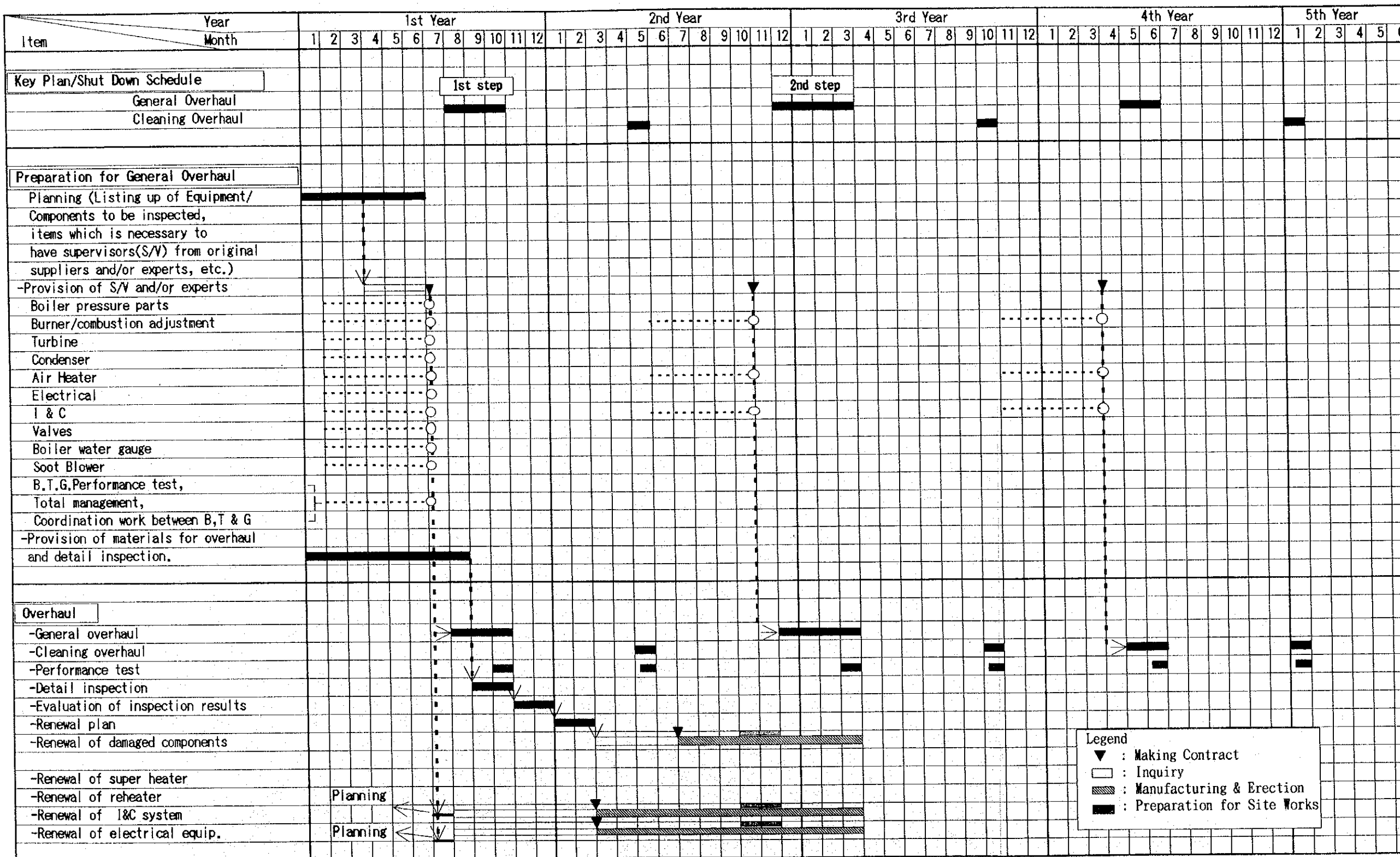


FIG. 4.2.4-6 SYSTEM FLOW DIAGRAM
200MW S. T. G UNIT EXTENSION
IN KATTENEH P/S

Fig.4.2.4-1 Rehabilitation Master Time Schedule for Unit No.6 in Katteneh P.S.



上記の指導員又は専門技術者の基本的な役割は、各分野の詳細点検項目の確認と実施、詳細点検結果報告書のまとめ、損傷部位に対する更新計画である。

④全般的オーバーホールの結果の性能試験による確認

2) 第二段階全般的オーバーホール

前述の第一段階全般的オーバーホールに含まれる詳細点検の結果をもとに、その後6ヶ月後に実施するクリーニングオーバーホールをはさんで、13ヶ月後に実施する大規模な第二段階全般的オーバーホールでは、計装/制御の変更工事、その他の更新工事をこの期間に集中して全てを実施する。

尚、前述のリハビリテーションマスタースケジュールに明記されていない回転機器類、例えばボイラ給水ポンプ、燃焼空気用ファン、HFOポンプ、弁類、及びケーシング、ダクト等の修復は、第一段階の全般的オーバーホールに実施し、更に、その後の大規模なオーバーホールの時に全ての欠陥を完全に修理する事が必要である。

3) それ以降の定期オーバーホール

クリーニングのためのオーバーホールは、6ヶ月毎に実施する事を提案する。(HFOは低質燃料故、クリーニング回数を増す必要がある。)又、定期オーバーホール2回に1度は、管厚の記録を取り、詳細点検で記録した管厚のデータと比較した上で、次回のリハビリテーションの実施範囲決定の参考にする。

4) 詳細点検の対象項目

①図4.2.4-2「Inspection Items on Pressure Parts for Katteneh No.6」は、スタディーチームメンバーの経験から、詳細点検項目に含めるべき項目と内容について、作成したものである。

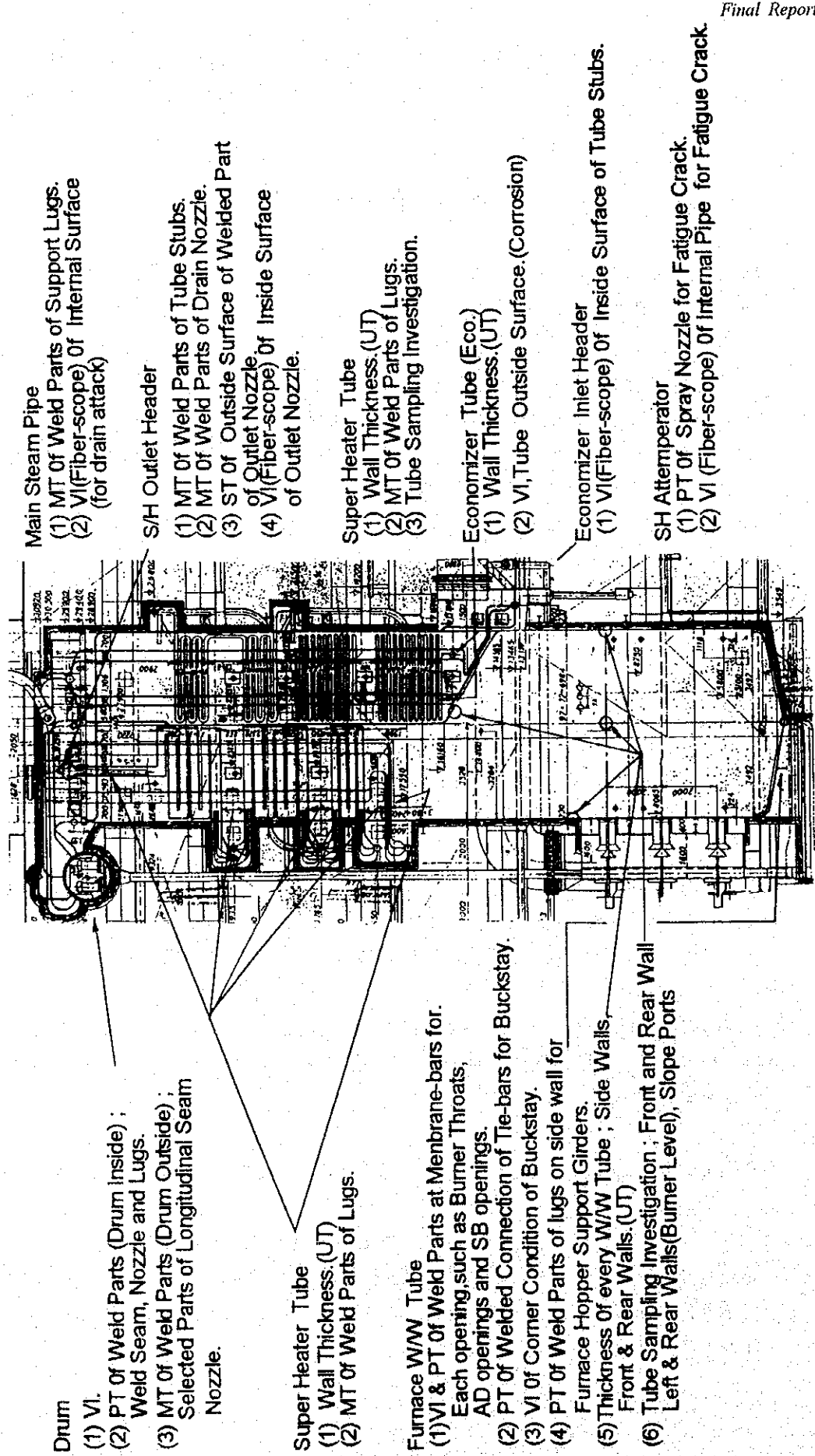
第一段階の全般的オーバーホールに実施する詳細点検作業に対する提案として、招聘されたユニット製造元の指導員、又は専門技術者に検討願ひ、実施の参考にする事を提案する。

②図4.2.4-3「Other Inspection Items」も、①と同様、参考にする事を提案する。

③又、本報告に添付した Appendix-5「Periodic Inspection Procedure For Boiler and Turbine」には、点検項目、作業手順、関連事項等、ボイラ・タービン及び付属設備、補機について詳細に記載されているので、これらに従って詳細点検作業を実施することを提案する。

FIG. 4.2.4-2
Katteneh P.S

Inspection Items on Pressure Parts for Katteneh No.6



Drum

- (1) VI.
- (2) PT Of Weld Parts (Drum Inside) ; Weld Seam, Nozzle and Lugs.
- (3) MT Of Weld Parts (Drum Outside) ; Selected Parts of Longitudinal Seam Nozzle.

Super Heater Tube

- (1) Wall Thickness.(UT)
- (2) MT Of Weld Parts of Lugs.

Furnace WW Tube

- (1) VI & PT Of Weld Parts at Membrane-bars for. Each opening, such as Burner Throats, AD openings and SB openings.
- (2) PT Of Welded Connection of Tie-bars for Buckstay.
- (3) VI Of Corner Connection of Buckstay.
- (4) PT Of Weld Parts of lugs on side wall for Furnace Hopper Support Girders.
- (5) Thickness Of every WW Tube ; Side Walls, Front & Rear Walls.(UT)
- (6) Tube Sampling Investigation ; Front and Rear Wall Left & Rear Walls(Burner Level), Slope Ports

Main Steam Pipe

- (1) MT Of Weld Parts of Support Lugs.
- (2) VI(Fiber-scope) Of Internal Surface (for drain attack)

S/H Outlet Header

- (1) MT Of Weld Parts of Tube Stub.
- (2) MT Of Weld Parts of Drain Nozzle.
- (3) ST Of Outside Surface of Welded Part of Outlet Nozzle
- (4) VI(Fiber-scope) Of Inside Surface of Outlet Nozzle.

Super Heater Tube

- (1) Wall Thickness.(UT)
- (2) MT Of Weld Parts of Lugs.
- (3) Tube Sampling Investigation.

Economizer Tube (Eco.)

- (1) Wall Thickness.(UT)
- (2) VI,Tube Outside Surface.(Corrosion)

Economizer Inlet Header

- (1) VI(Fiber-scope) Of Inside Surface of Tube Stub.

SH Attenuator

- (1) PT Of Spray Nozzle for Fatigue Crack.
- (2) VI (Fiber-scope) Of Internal Pipe for Fatigue Crack.

Note ; MT:Magnetic particle test. PT:Penetration test. VI:Visual inspection. ST:Sump. test (replica) UT:Ultra sonic test. SB: Soot Blower. AD:Access Door.

Other Inspection Items

FIG. 4.2.4-3
Katteneh P.S

Burner, Atomizer Inspection / Replace Factor

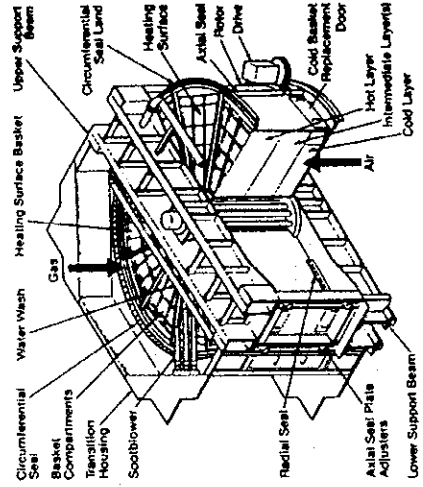
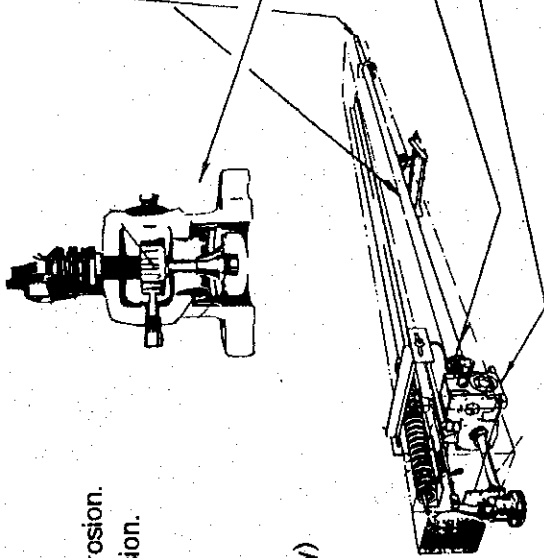
- Burner } Erosion, Corrosion.
 - Atomizer } High Temp. Oxidation, Corrosion.
 - Impeller } Thermal Deformation Erosion.
 - Air Register } Ignition Torch; Erosion, Deterioration.
 - Automated Facilities }
 - Flame Detector ; Deterioration(Sensitivity)
 - Limit Switch ; Deterioration
 - Air Cylinder ; Deterioration
 - Motor Drive ; Deterioration
- (Burner Maintenance and Combustion Adjustment under Instruction of Burner Supplier every Year to be Carried Out)

Air Heater

- a. Heating Element.
 - (1) Element ; Corrosion / Erosion(VI), Weight
 - (2) Stiffener ; Corrosion / Erosion(VI), Plate Thickness(VI).
- b. Seal Component.
 - (Radial Seal, Circumferential Seal, Rotor Seal.
 - (1) Corrosion / Erosion(VI)
 - (2) Clearance of Seal Materials(VI) ..Adjustment.
- c. Rotor.
 - (1) Welded Parts of Rotor ; (VI), (PT)
 - (2) Fit up Bolts, Pin Rack ; (VI).

Soot Blower System.

- a. Nozzle, Lance Tube. (VI)
 - (1) Blockade of Blowing Nozzle
 - (2) Boiler Tube Damage due to Soot Blowing
 - (3) Nozzle ; (VI) Erosion, Corrosion, Crack(PT).
 - (4) Lance Tube, Feed Pipe ; Corrosion, Deformation.
 - (5) Gland ; Erosion, Corrosion.
 - (6) Start Point of Steam Blowing
- b. Head Valve
 - (1) Valve Body, Valve Spindle.
 - (2) Valve Seat, Spring.
- c. Wall Box.
- d. Drive System.
 - (1) Gear Box.
 - (2) Gear, Bearing, Chain.
 - (3) Lubricant.



- d. Housing. (VI)
 - (1) Corrosion
 - (2) Deformation
- e. Bearing (VI)
- f. Rotor Balance
 - g. Confirmation of Seal, Clearance.
 - Confirmation of Air Leakage Percent During Performance Test.
 - (—Under Instruction of the Air Heater Supplier)

Note ; PT: Penetration test. VI: Visual inspection.

(7) 6号機の修復計画案の作成（電気・計装）

4.2.4(4)示す修復提案項目のうち、優先すべき下記項目を修復計画案とする。

1) 老朽化した電気品の更新

①DCシステム（直流電源システム）の更新

②380V系遮断設備の更新

2) 既設計器システムの空気式から電気式への改造

3) 計器類の更新／修理

①老朽化している計器類の更新

－中央操作室のIndicators

－Recorders

（電気式計器用Chart Recorder取り付けのためのパネルの新設を含む）

－Transmitters, Transducers

－Level Switches

－Detectors(including Thermo-couples, Thermo-resistances)

－その他

②空気式から電気式への改造に伴う計器類の更新

－Controller(Press. Controller, Level Controller)

－Valve Positioner/Diaphragm with Transmitter

－Differential Press. Transmitter

－その他

③第一段階のOVERHAULの結果に基づき、選定される計器の更新、又は修理。

4) 更新・修理の有無に係わらず、全ての計器の校正。

4.3 実施工程と概算事業費

4.3.1 実施工程

(1) MASTER TIME SCHEDULE

GUARANTEE CAPACITYがPEAK DEMANDを上回っている1998年から2000年の間に修復工事を実施すべきであることは前述したとおりである。

図4.3.1-1に示す工程は、図4.2.2-1,4.2.3-1及び4.2.4-1に示すそれぞれの発電所の工事工程を調整し、1998年から2000年の間に全ての修復工事を完了させる工程例である。

又図4.3.1-2に下記の条件に基づいて計画されたMASTER TIME SCHEDULEの代案を示す。

- － 同一発電所内で2台同時にOVERHAULのために停止させない。
- － 修復対象ユニットは3台同時にOVERHAULのために停止させない。

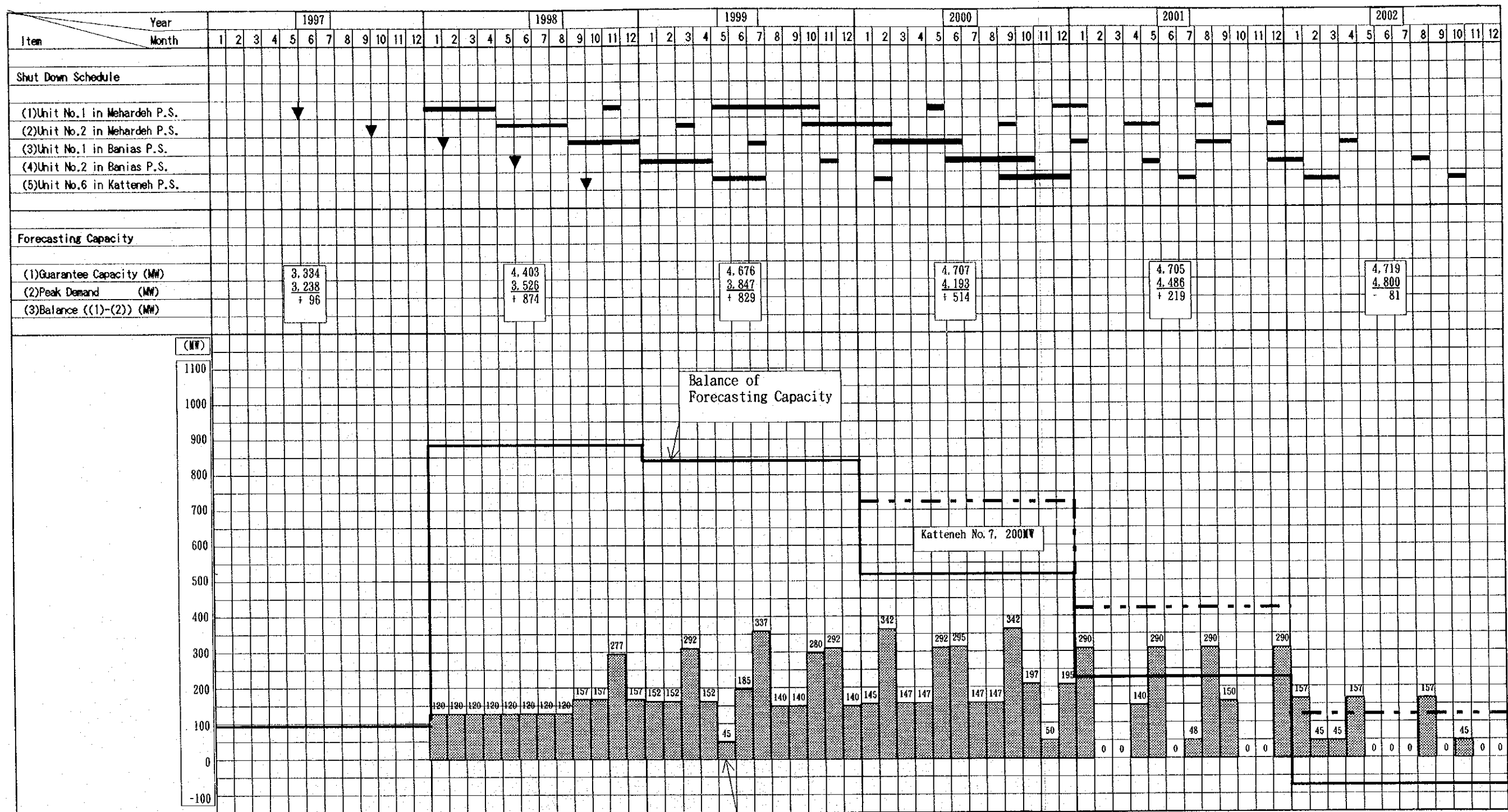
この工程で修復工事を実施するためには、早急に全体計画に着手し、1997～1998年からの工事が確実に実施できるようにしなければならない。

(2) MANNING SCHEDULE

表4.3.1-1に点検用OVERHAULに関する人工数を示す。

これは日本で実際に行われている発電所の詳細点検工事の例を元に算出したものなので、実際にシリア国でOVERHAULを実施するにあたっては、これを参考にしてORIGINAL SUPPLIERの指導員ともよく協議した上で実際的な人員配置を考える必要がある。

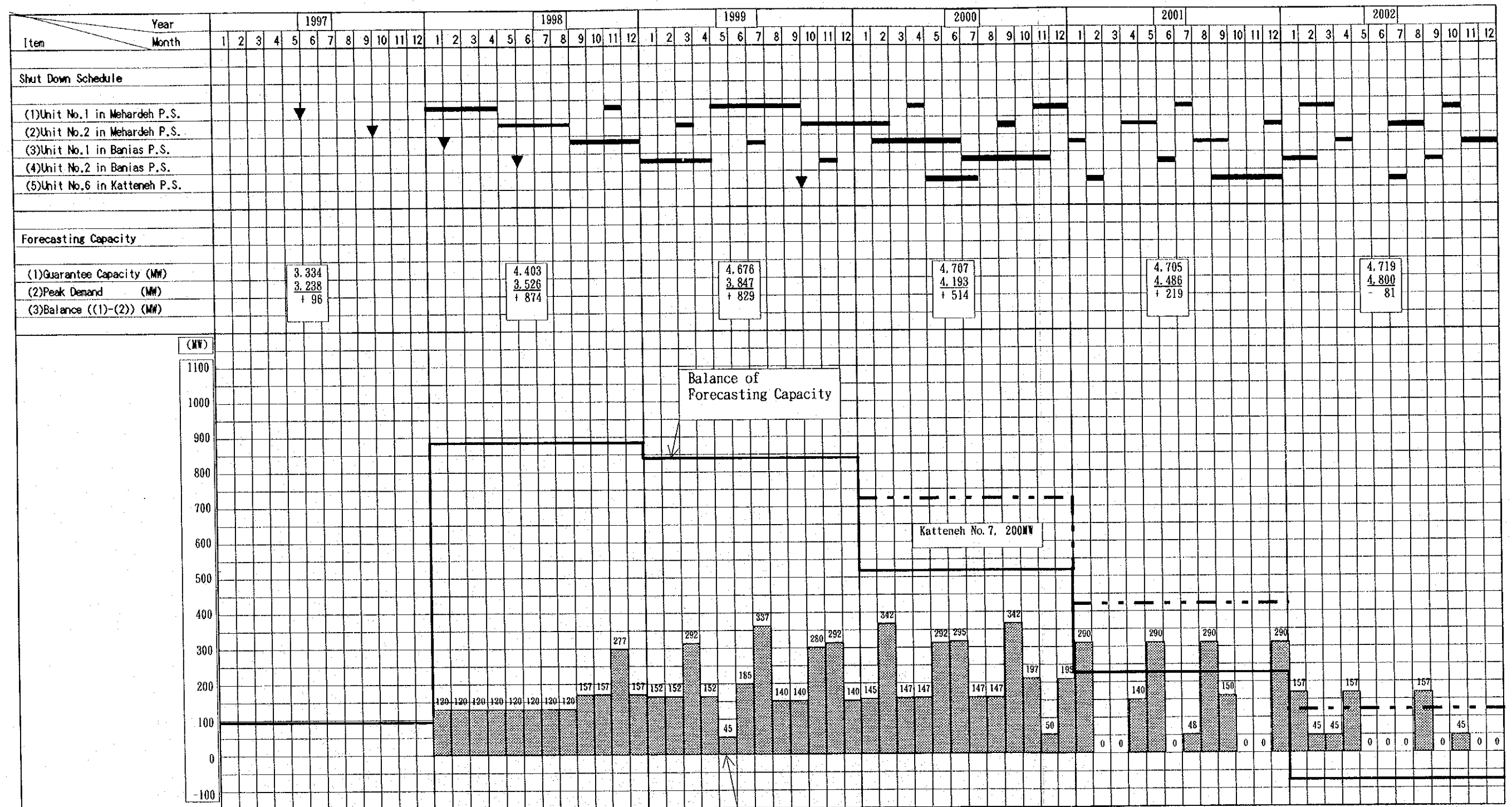
Fig.4.3.1-1 Rehabilitation Master Schedule



Total Capacity of Shut Down Units

Legend
 ▼: Commencement of the Rehabilitation

Fig.4.3.1-2 An Alternative Rehabilitation Master Schedule



- (1) Two(2) units in the same power plant will not be stopped simultaneously for overhaul.
- (2) Three(3) units will not be stopped at the same time in the selected thermal power plants for overhaul

Total Capacity of Shut Down Units

Legend
 ▼ : Commencement of the Rehabilitation

表4.3.1-1 点検用OVERHAULの人工数

	担当・業務	人工数 (人・月)		
		現地作業	計画作業	計
メ カ 指 導 員 又 は 専 門 家	① Boiler Pressure Parts	4.0	2.0	6.0
	② Burner/Combustion Adjustment	1.5	0.5	2.0
	③ Turbine	1.5	0.5	2.0
	④ Condencer	1.5	0.5	2.0
	⑤ Air Heater	1.5	0.5	2.0
	⑥ Electrical	1.5	0.75	2.25
	⑦ I & C	1.5	-	2.25
	⑧ Valves	1.5	-	1.5
	⑨ Boiler Water Gauge	0.5	-	0.5
	⑩ Soot Blower	1.0	0.5	1.5
	⑪ B.T.G. Performance Tests, Coordination Work Between B,T& G & Total Manage	16.0	4.0	20.0
(小計)			42.0	
発 電 所 ス タ ッ フ	① 技術員 (ボイラ)	6.0	-	6.0
	② 技術員 (タービン)	4.0	-	4.0
	③ 技術員 (電気)	2.0	-	2.0
	④ 技術員 (I & C)	1.0	-	1.0
	⑤ 作業員 (ボイラ)	140	-	140
	⑥ 作業員 (タービン)	100	-	100
	⑦ 作業員 (電気)	80	-	80
	⑧ 作業員 (I & C)	40	-	40
(小計)			373.0	

4.3.2 概算事業費の算出

本項では前項までで提案した修復工事の概算コストの算出を行う。

(1) コスト算出の条件

コスト算出の主要前提条件は、以下のとおり。

1) 価格の基準

価格は1995年2月現在の価格を基準とし、インフレーションによる人件費、工事費の値上がりは見込まない。

2) コスト算出の通貨

コストはUS\$で算出するが、現地通貨（シリア・ポンド）又は日本円で値段を入手した物については、以下の換算率でUS\$に換算する。

$$\begin{aligned} 1 \text{ US\$} &= 42.0 \text{ シリアポンド} \\ &= 100.0 \text{ 円} \end{aligned}$$

3) 税金

輸入税などの税金は全て免除されるものとした。

4) 人件費単価は以下の値を採用した。

各発電所の技術員、作業員：400US\$ / 人・月
メーカー指導員、専門家：30,000US\$ / 人・月

5) 工事費などは、スタディチームの所有する過去の工事の事例のデータを基に以下の様に推定した。

①図書作成費

バニアス、メハルデ両発電所の修復工事については、それぞれ100,000US\$を、またカテネ発電所の修復工事については60,000US\$を見込んだ。

②レプリケーションテスト用サンプル作成、分析費用

1ユニット当たり、60,000US\$を考慮した。

③点検用OVERHAULのための資機材

1ユニット当たり、50,000US\$を考慮した。

④REHEATER, SUPERHEATERの更新

・バニアス発電所

更新規模を200WT程度と想定し、4,000,000US\$を計上。

・メハルデ発電所

更新規模を130WT程度と想定し、2,600,000US\$を計上。

⑤ I & Cの更新

システムの1/3程度を更新するものとして、1ユニット当たり2,900,000US \$を見込んだ。

⑥電気品の更新

カテネ発電所の修復工事には、老朽化した電気品の交換を含める事とと、SWITCHGEARとDC SYSTEMの交換を念頭において、2,000,000USC \$を計上した。

⑦第一段階OVERHAULの点検により選定される修復工事

現段階では工事内容は特定できないが、とりあえず下記の金額を計上。

- ・バミアス発電所：32,200,000US \$
- ・メハルデ発電所：27,800,000US \$
- ・カテネ発電所：7,600,000US \$

⑧カテネ発電所の蒸気タービン発電設備（STG）新設工事

KW当たり800US \$として工事費を算出。

(2) コスト集計

コストの集計を表4.3.2.1に示す。総事業費は約2億6千3百万US\$となる。

表4.3.2-1 コスト集計

NO.	項 目	金額 (US\$)
1.	パニアス発電所 1号機、2号機 修復工事	
1.1	第1段階OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	図書作成費	
⑤	サンプル作成・分析費用	
⑥	点検用/OVERHAUL用資機材	
	(1.1.小計)	2,500,000-
1.2	第2段階OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	REHEATER高温部分の更新	
⑤	SUPERHEATER高温部分の更新	
⑥	I & C の更新 (電気式への変更工事、効率管理、保守管理システムを含む)	
⑦	第1段階 OVERHAULの点検により選定される修復工事	
	(1.2 小計)	44,500,000-
	(1.合計)	47,000,000-
2.	メハルデ発電所 1号機、2号機修復工事	
2.1	第1段階OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	図書作成費	
⑤	サンプル作成・分析費用	
⑥	点検用/OVERHAUL用資機材	
	(2.1.小計)	2,500,000-
2.2	第2段階 OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	REHEATER高温部分の更新	
⑤	SUPERHEATER高温部分の更新	
⑥	I&Cの更新 (電気式への変更工事、効率管理、保守管理システムを含む)	
⑦	第1段階 OVERHAULの点検により選定される修復工事	
	(2.2 小計)	38,500,000-
	(2.合計)	41,000,000-

NO.	項 目	金額 (US\$)
3.	カテナ発電所 6号機 修復工事	
3.1	第1段階OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	図書作成費	
⑤	サンプル作成・分析費用	
⑥	点検用/OVERHAUL用資機材	
	(3.1.小計)	1,000,000-
3.2	第2段階 OVERHAUL	
①	技術員人件費 (各発電所)	
②	作業員人件費 (各発電所)	
③	メーカー指導員/専門家人件費	
④	電気品の更新	
⑤	I & C の更新	
⑥	第1段階 OVERHAULの点検により選定される 修復工事	
	(3.2 小計)	14,000,000-
	(3.合計)	15,000,000-
4.	カテナ発電所200 MW S.T.G X 1基 新設工事	
	(4.合計)	160,000,000-
	総事業費	263,000,000-

4.4 リハビリテーションの経済分析

4.4.1 方法

本計画の経済分析においては、電力セクターの経済分析で一般的に用いられている最小費用法を用いて、提案されているリハビリテーションと同等の発電容量が可能となる他の代替案と1KW当たりの発電容量コストを比較してリハビリテーションの経済的妥当性を検証することとする。

「シ」国におけるプロジェクト評価には資本の機会費用として通常9～10%が用いられているため、本分析においては10%を適用する。

また、この分析では、電力セクターの現状からすれば一般的な財務分析に比べより重要であり有意義であるとの理由により、電力料金の経済的考察を行うこととする。

「シ」国においては、現在、消費者から集められた電力料金は、直接国庫に入り、同セクターの投資的及び経常的経費はいずれも国家予算から割り当てられている。電力料金は、政治的過程を経て決定され、投資、運営、維持及び金融費用の全てを賄うよりも低い額が設定されている。また、1988年の世銀報告書「電力の効率性に関する調査」において示されているように、長期限界費用よりもかなり低く設定されていると推定されるので、適切な料金設定とその効果的な適用に関する提言を述べるものとする。

4.4.2 リハビリテーションの経済性についての検討

(1) 代替案の選定

1) 代替プラントの発電タイプ

リハビリテーションの代替案としては、各種の発電タイプの選定が可能であるが、本調査の代替案としては、原子力および水力発電は選定の対象から外す。シリアにおいて近い将来、原子力の商業運転の可能性は非常に少ない。水力については、以下の理由で本調査の検討対象外とする。

—水力発電は、水理的な条件に強く依存し、火力発電とは国家電力供給計画における役割が異なる。

—水力発電計画は、水資源開発計画の一環としても計画されるべきものであり、流域における多目的水利用施設計画として決定されるべきものである。

—水力発電所は、提案されている火力発電所と離れた場所に位置し、リハビリテーションと同様の便益を生むためには送電コストを伴う。

従って、本調査で提案されているリハビリテーションの代替案としては、リハビリテーションの対象となる発電所と同じ容量を持つ火力発電所の建設を検討する。

2) 新設代替案のサイト

リハビリテーションの対象となる発電所は、いずれも工業地域及び現在・将来共に電力需要の大きな地域の近くにある。付帯設備・送電のためのコストを最小にするためにも、代替となる新設発電所の建設はリハビリテーションの対象となる各発電所の近隣にそれぞれ同容量を想定する。

(2) 経済的検討の前提条件

1) リハビリテーションおよび建設コスト

国際価格を適用する。近年の発電プラントの市場動向から価格上昇は考慮しない。

2) プロジェクトライフと検討期間

リハビリテーションのプロジェクトライフは修復工事完了後15年とし、代替新設プラントについては、供用開始後はリハビリテーションと同様のメンテナンス体制を採るため35年を想定する。

(3) 発電容量単価の比較

上述の前提、想定条件に基づき、発電容量当たりの単価を計算すると表4.4-1の通りとなる。

年間コストは次式により計算されている。

$$\sum_{t=1}^{PL} \frac{c}{(1+r)^t} = UC$$

ここで

- PL : プロジェクト・ライフ
- r : 割引率 (資本の機会費用)
- c : 年間コスト
- UC : KW当たりの投資額

リハビリテーションで提案されている維持体制を新設代替ケースにおいても採用し、新設代替ケースのプロジェクトライフを35年に想定しても新設代替ケースに比べるとリハビリテーションの実施により1KW当たりの年間コストは大幅に節減され、

20～37%となる。

表4.4-1両ケースにおける発電容量単価

	Katteneh	Mehardeh	Banias
Installed Capacity	64MW	300MW	340MW
Discount Rate (Opportunity Cost of Capital)	10%		
(1) Rehabilitation Case			
- Investment Cost (US\$ million)	15.0	41.0	44.5
- per KW (US\$)	234	137	138
- Project Life	15 years		
- Annual Cost (US\$/KW)	31	18	17
(2) Alternative Construction Case			
- Investment Cost (US\$ million)	51.2	240.0	272.0
- per KW (US\$)	800		
- Project Life	35 years		
- Annual Cost (US\$/KW)	83		

(4) 提案されているリハビリテーションの導入による便益の定性的分析

提案されているリハビリテーション・システムは、予防保全を採用しており、強制停電を減少させる。停電による損失および被害回復のための費用、および需要家による緊急発電設備の設置・運転のための費用は、現代社会においては急速に増加しているが、本提案の実施により大幅に減少することが期待される。

運転の信頼性の向上により、最適投資計画が可能となり、一定の電力供給に対する信頼性を保った上での不要な投資を避けることによる費用の節減が可能となる。

4.4.3 電力料金設定に関する提言

(1) 電力料金の現状

電力料金の設定は、供給組織の財務的な要請のみならず、電力需要を管理し、過大投資を避け、引いては電力消費の社会・経済的便益を最大化するためにも重要である。

長期限界費用（各種の需要を満たすために国家電力供給事業が必要とする費用の増分を長期的にみた経済的費用）を基にした電力料金の設定は多くの国の電力事業者を受け入れられている。上記の調査において、世銀は1988年に長期限界費用（LRMC）を計算している。同調査報告書によると、当時の低電圧需要家向けのLRMCは、ピーク時で6.64米セント/Kwhで、非ピーク時で4.12米セント/Kwhであり、実際の電力料金は平均で2.7米セント/Kwhであった。

電力料金表は、1992年に改訂されており、また本提案によるリハビリテーションの実施により、LRMCは低下されうるが、LRMCと実際の料金との間の大きな隔たりはこれまでに、あるいは早急になくなるとは考えられない。更に、上記の世銀報告書等で適用されている経済的な為替レート（実際の為替レートとは異なる）が20シリアン・ポンド/米ドルであったものが、現在では40シリアン・ポンド/米ドル以上に上昇していると推定される。

表3.6-1に示す如く、1992年に改訂された料金表を見ると、工業・商業向け料金は高電圧需要家を含めて比較的高く、一方では家庭向け、特に小口需要家には低料金が改訂されている。

(2) 提言

電力料金の決定に当たっては、LRMCにより直接料金表が決定されるわけではなく、以下の諸点が考慮されなければならない。しかし、LRMCは電力料金算定の基点として計算されるべきであり、厳密なLRMCを以下の観点により明示的に調整すべきである。

- 公的供給機関及び国家電力事業全体の財務的健全性
- 低所得層および遠隔地需要家に対する料金設定等の社会的補助
- 使用量の計量および請求のための技術の利用可能性と顧客の理解
- 農業あるいは特定産業の振興、または地域開発の支援等、その他の社会・経済政策

価格の改定は、徐々に行われるべきである。電力供給サービスは経済・社会活動にとっての社会基盤であり、料金の急激な値上げは、これらの活動の進展を妨げることとなる。改訂頻度は現行の1～3年に1度が適切であろう。調整済LRMCと現行料金表との間のギャップは徐々にせばめられる必要がある。

上述の通り、価格は需要に大きな影響を及ぼし、需要は計画モデルの起点である。このため、図4.4-1に示されるようなフィードバックが継続される必要がある。

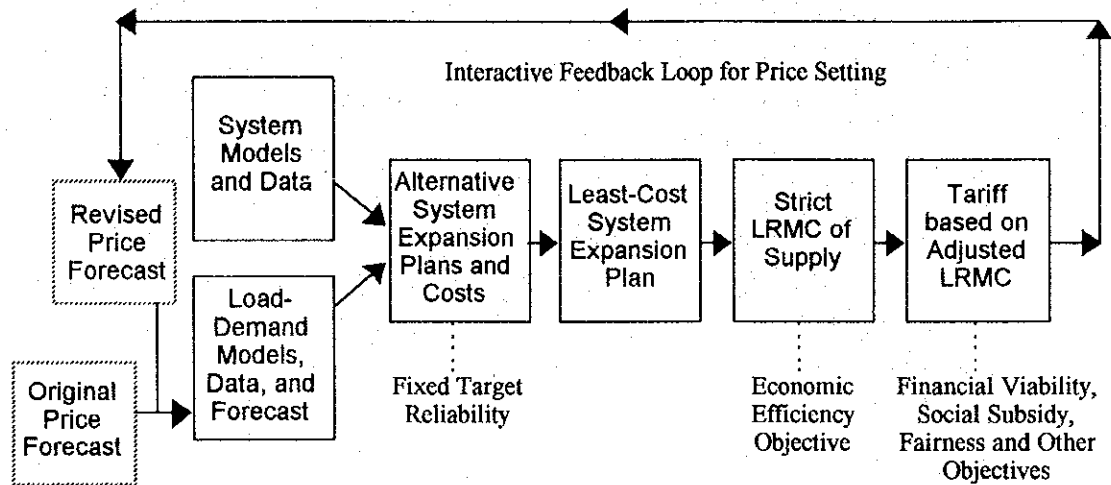


図4.4-1 料金設定のための相互フィードバック

詳細な理論及び実務については、以下の出版物を参照することを推奨する。

- * “Electricity Pricing”, 1982, M. Munasinghe & J. J. Warford, World Bank / Johns Hopkins University Press
- * “Electricity Economics”, 1977, R. Turvey & D. Anderson, World Bank / Johns Hopkins University Press
- * “Expansion Planning for Electrical Generating Systems, 1984, International Atomic Energy Agency
- * “The Economic of Power System Reliability and Planning”, 1979, M. Munasinghe, World Bank / Johns Hopkins University Press

4.5 提 言

- (1) UNITの出力低下、効率低下の主な原因は、長期間清掃、点検修理を行わず、多くの煤が付着させる硫黄分、灰分の多い燃料（HFO）を使用しているため、多くの煤が伝熱面に付着しているからである。

対策としては、運転中はスチーム スートブロワによる清掃を行い、更にオーバーホールの時は必ずクリーニングを実施し、バーナーの燃焼調節を実施する。特に、HFOを使用している発電所では、年に最低2回のクリーニングを実施することを提案する。

又、計装制御装置の故障により、運転状態の改善、特に燃焼の過剰空気率の管理、改善が出来なかったことも出力低下、効率低下の原因の一つである。

これらについては、計装制御装置の更新を提案する。

- (2) ボイラ効率低下及び低温腐食を防止するために、高過剰空気率運転は避ける。
過剰空気率管理計器、すなわちガスO₂計は、(1)で提案している計装制御装置の更新に含まれている。

- (3) 運転中に発生した損傷は、早めに小さな段階で対策修理を実施する。
(対策が遅れると、修理時間が長時間を要するようになり、修理費も増大する。)

- (4) 第一段階のオーバーホールにおいて、運転時間が100,000時間を越えるユニットについて、比較的欠陥の発見しにくいボイラの耐圧部について、詳細点検項目を提案している。また、下記の項目の点検と対策案の立案は、製造元の技術者か、専門の技術者に依頼し、第二段階のオーバーホールの間に全ての損傷の対策工事を実施する。

この際重要なことは、対策を実施する際に必要な対策を全項目を残さず、全てその第二段階停止期間中に行う事である。1部項目でも残すと、そのために対策の効果が明確にならず、次々と後追い対策を行う必要が生じ、それ以後に一定間隔の定期点検修理のスケジュールがとれなくなり、オーバーホールの効果が失われてしまうことになる。

- ① Boiler Pressure Parts
- ② Burner / Combustion Adjustment
- ③ Turbine
- ④ Condencer
- ⑤ Air Heater
- ⑥ Electrical
- ⑦ I & C
- ⑧ Valves
- ⑨ Boiler Water Gauge
- ⑩ Soot Blower
- ⑪ B.T.G Performance Test, Total Management, Coordination Between B,T & G.

- (5) オーバーホール後に性能試験を実施し、オーバーホールの結果を確認する。
- (6) 今回のリハビリテーション検討対象外のユニットについても、年に一度1.5～2ヶ月の全般的オーバーホールを実施する事を提案する。
- FIG.4.3.1-1及び4.3.1-2 REHABILITATION MASTER SCHEDULEに示すごとく、全般的オーバーホールは「シ」国全体の電力需要バランス上、余裕のある1998年から2000年(遅くとも2001年)の間に今回提案のリハビリテーションの作業を実施する必要がある。
- しかしながら、今回のリハビリテーション検討対象外の各ユニットについても、年に一度1.5～2ヶ月全般的オーバーホールを実施することを考慮すると、2000年には電力需要ピークに対し、保証供給量が少ないと言う結果が出ている。
- この問題を解決するために、本報告による提案のごとく、カテネ発電所に200MWユニットを新設し、2000年より運転開始させる必要がある。