典型的事故	想定される関連原因	備　　考
	b．換気及び保守不充分	
	c．設備の据付、ケーブル布設及び配線の不備	
	d．現状のサイト条件下でのＥＨＣシステム及び構成要素の信頼性	
22．制御空気系統の燃料油による汚染	a．制御空気系統の不具合－容量、型式、除湿器、及び基数等	
	b．不適切なバックアップシステムーパーナパージ系統を含んだ所内空気系統との連絡	
	c．締切止弁の故障	
	d．バーナ消火及びパージ中の弁操作の誤り	
23．タービン周り火災	a．潤滑油、制御油の油配管からのリーク	
	b．配管の油リークをなくするための保守が不備	
	c．小ドレン配管／蒸気リーク配管を含めた高温配管の保温材施工不備	
	d．リーク油の回収及び排出系統の不備	

典型的事故	想定される関連原因	備　　考
	b．復水脱塩装置の樹脂のキャリーオーバ：樹脂トラップ故障 c．ホットウェル水位制御系不適正に伴う復水の流量、圧力変動	
29．ボイラケーシングガスリーク	a．燃料中の高S分含有による低温腐蝕（硫酸腐蝕） b．腐蝕性付着物の堆積を導く不安定燃焼 c．H_2SO_4 腐蝕を早める水洗 d．ガス・タイト・ウォーターウォールの不充分 e．定検時の不完全修理	a．腐蝕に対する対策はQAグループの定検記録の中に勧告されている。
30．補給水不足	a．上記トラブルによるプラントの起動／停止が多すぎる。プラント設計時点での計画水量よりはるかに多い補給水の消費 b．深井戸取水に於る地下水位低下に伴う原水取水不足	a．これら実際の条件、補給水不足を反映し、タンク増設が現在実施中である。

典型的事故	想定される関連原因	備　　考
	e．油配管に多すぎるフランジ接手	
24. タービン油リーク	a．潤滑油配管の据付、シール、設計の不備 b．保守の不備 c．油分離器の誤操作	
25. T－BFPの遊星歯車事故	a．高圧ヒータチューブに伴う過負荷 b．通常振動が高い	
26. 主燃料油ポンプ事故	a．プラント性能劣化による過負荷 b．燃焼及び燃料消費が不安定 c．燃料油加熱用補助蒸気不足による過負荷 d．設備自体の低品質	
27. AH火災及び頻繁な水洗	a．燃焼不安定、カーボンの堆積 b．設計及び材質を含めた灰回収灰処理設備の不備	a．この時点では水洗の代りにサーマルクリーニングが採用されていた。（熱膨張差とスートブローの併用）
28. キャリーオーバー	a．B－Tに対しては不適な負荷変化率	

典型的事故	想定される関連原因	備　考
31. ダスト処理設備事故	a．配管及びハイドロバクターの容量不足によるダスト輸送管の閉塞 b．スラリーポンプの設計不良 c．保守の不備 d．ダスト処理設備の不定期的運転	

2－1・2　発電所に共通の基本的問題

既に始められている修復事項に加えて、プラント全体、プラントシステム、設備、制御システム、化学処理及びその他の面で修復を効果的に推進するためには、早い時期に改善されるべき不備な問題がある。

これらの項目の大半は全発電所に共通のものであり、各プラントの現在の状態、状況を参照しながら、更に必要な改善が考慮されるべきである。

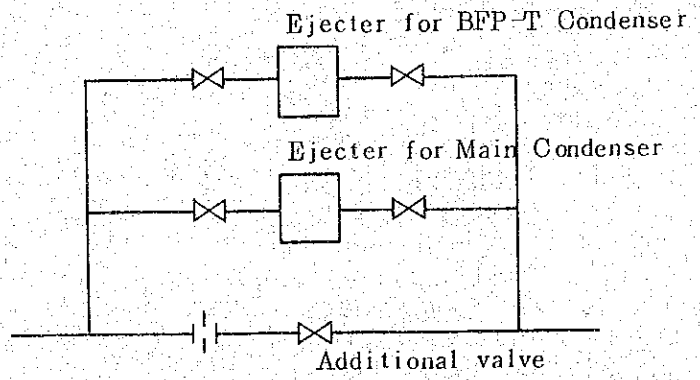
2－1・2・1　プラント・システム

下記に掲げる図は典型的で概念的なものであり、詳細なものではない。

(1)　復水ライン上のスチィーム・ジェット空気抽出器（G2、S1）

空気抽出器冷却管の過熱を経験している。

既設の系統



コメント

a）抽出器の作動蒸気消費量：

プラントの負荷が定格より低い場合でも通常一定である。

b）復水流量：

復水流量はプラントの負荷によって変化する。

c）復水系統のオリフィスは可変式のものではないから、過熱の原因は主として、プラントの低負荷運転時、抽出器の作動蒸気に必要な蒸気流量に対して冷却水（復水）の量が少ないことによるものである。

上記a）及びb）の理由からオリフィスは高負荷時は低差圧、低負荷時は高差圧であらねばならない。

しかし実際のオリフィスは全く逆の特性をもっている。

d）勧　　告

－低負荷運転時用に分岐点と合流点の間に少く共1つの弁が追設されるべきである。

－一般的に抽出器は主復水ラインに直列に配置されるべきもので、復水最低流量ラインは主復水系統からグランドスチーム復水器及び抽出器のクーラー（低圧ヒータLP－1の前）を経た後、復水器へ導かれるものである。

又、その最低流量の容量はグランド・スチィーム復水器及び抽出器に必要な最低流量を基にして決定されねばならないものである。

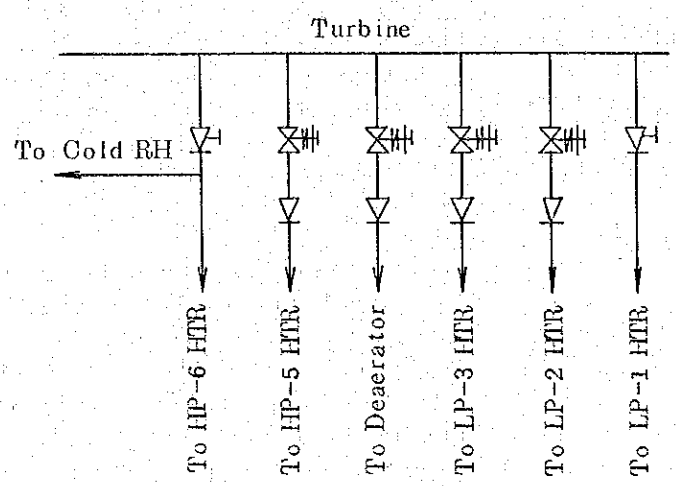
e）S_2、M_1に関連して：

抽出器は主復水ラインに直列に配置はしてあるが、その容量には充分な余裕があるようには思えない。

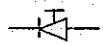
2）タービン抽気ライン

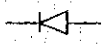
ウォーターインダクションが最もシビアな問題である。

既設の配置

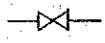


Valve Symbols：


：Motorized Non-return Valve


：Non-return Valve


：Hydraulic-open,spring-close valve(with small manual handle)


：Isolating Valve （Manual , air motor driven or motor driven valve ）

コメント

a）スプリング閉止弁はスプリングの力のみでそのラインを閉め切る能力は有しない。

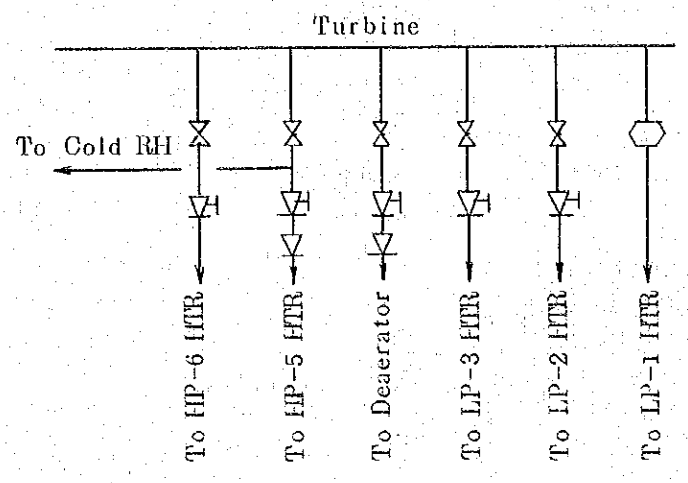
最終的にトルクで締め切る手動ハンドルが設けてあるが、ハンドルの大きさは小さすぎる。

b）抽気の締切弁に不向きの弁が使用してある。

c）少く共1つのタービン制御インターロックを有する外力駆動逆止弁が各抽気ラインに設けられるべきである。

d）脱気器は、それ自体の特性から他の給水加熱器よりも、ウォーターインダクションを起こす可能性が高いので、脱気器加熱蒸気が脱気器だけに導かれる場合（貯水槽にも導かれる場合とちがって）に、最低でも通常型逆止弁と、外力駆動逆止弁のダブル逆止弁設置が脱気器への抽気ラインには必要である。

e）好ましい配置は一般的に下図面の通りである。



Valve Simbols：

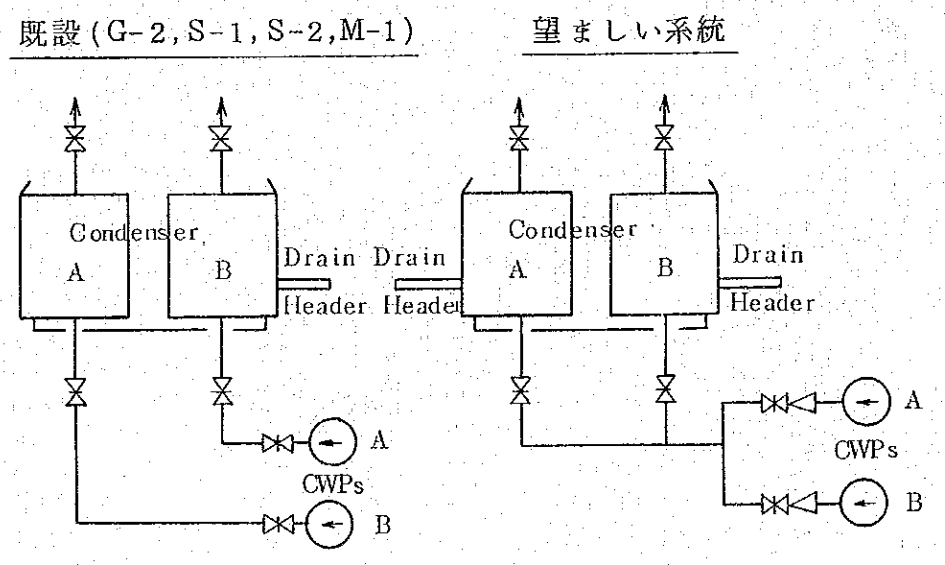
：Motorized Non-return Valve

：Non-return Valve

：Hydraulic-open,spring-close valve(with small manual handle)

：Isolating Valve (Manual , air motor driven or motor driven valve)

3）循環水系統配置及び復水器ドレンヘッダー配置



コメント

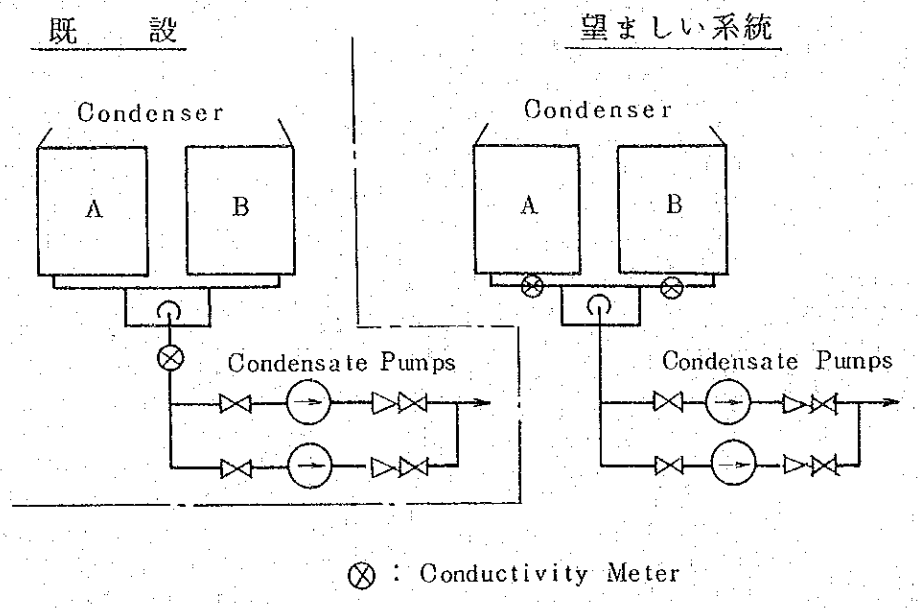
a）既設の配置は全プラントに対して、採用されているものではないが、例えば上記系統では、ＣＷＰの１台がトリップ又は水室／水管リークの場合はプラントはその運転を続けることはできない。

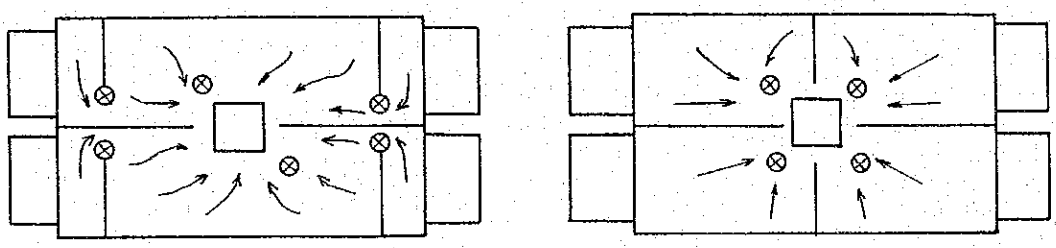
b）望ましい系統

ＣＷＰ１台トリップ、水室／水管リークの場合に於いても５０～６０％負荷でその運転を続けることができる。

c）復水器の両サイドに分割した別々のドレンヘッダーが復水器冷却のバランス上から望ましい。

4）電導度検出器



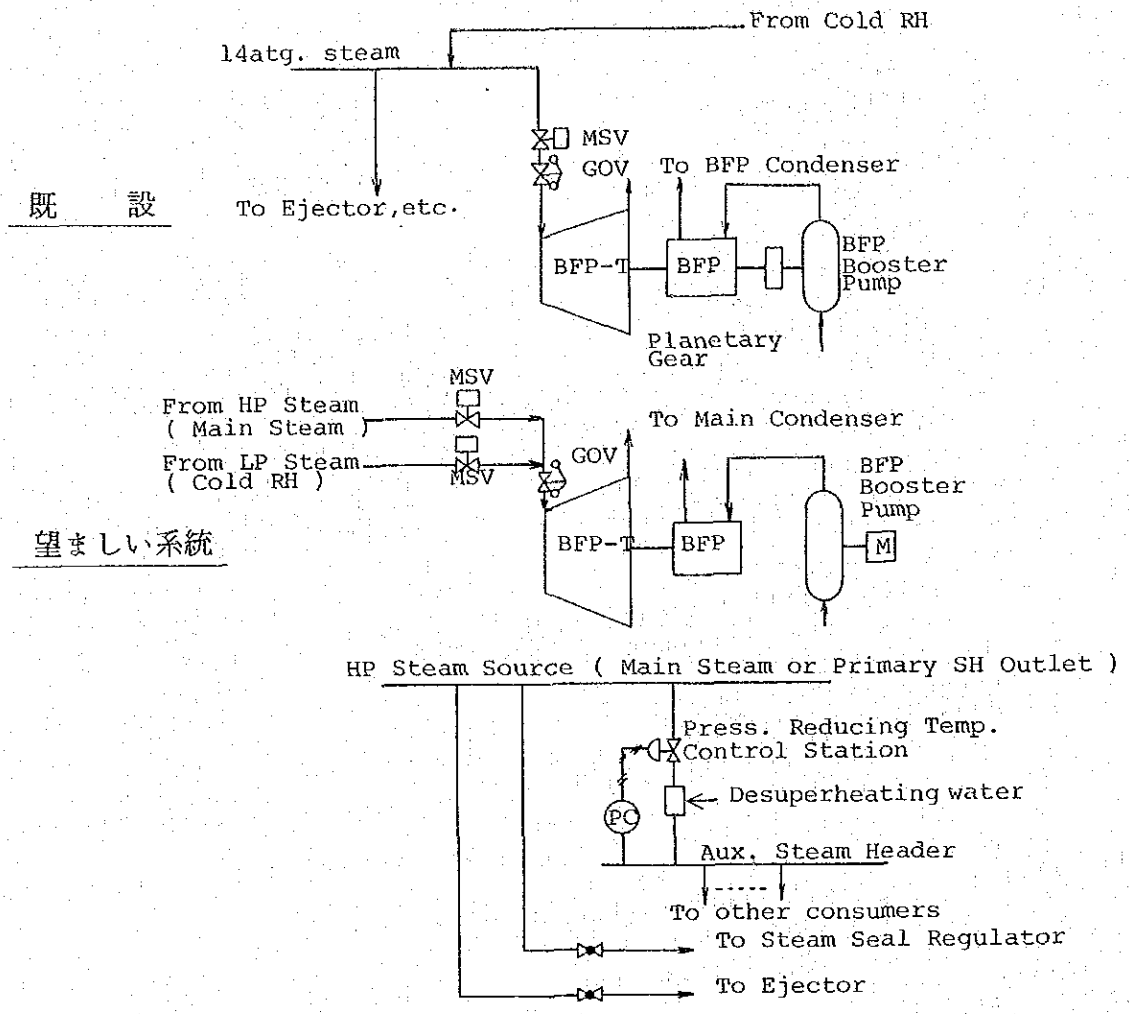


コメント

a）電導度計を別々に配置することによって、チューブリークが起った場合、リークしている側がすぐ発見でき、運転員はプラントを停止せずにリークしている方のみを運転を停止することができる。

b）望ましいケースでは１つの電導度計が使えなくなった場合でも、他がバックアップとして作動することが可能である。

5） ＢＦＰ－Ｔ用蒸気源、補助蒸気、ＢＦＰブースタポンプ



必要ＮＰＳＨ（Net Positive Suction Head）は、そのポンプの回転次第で変るものであるから、主ポンプと別置又は直結配置する場合はブースタポンプメーカと互いに確認をとらねばならない。

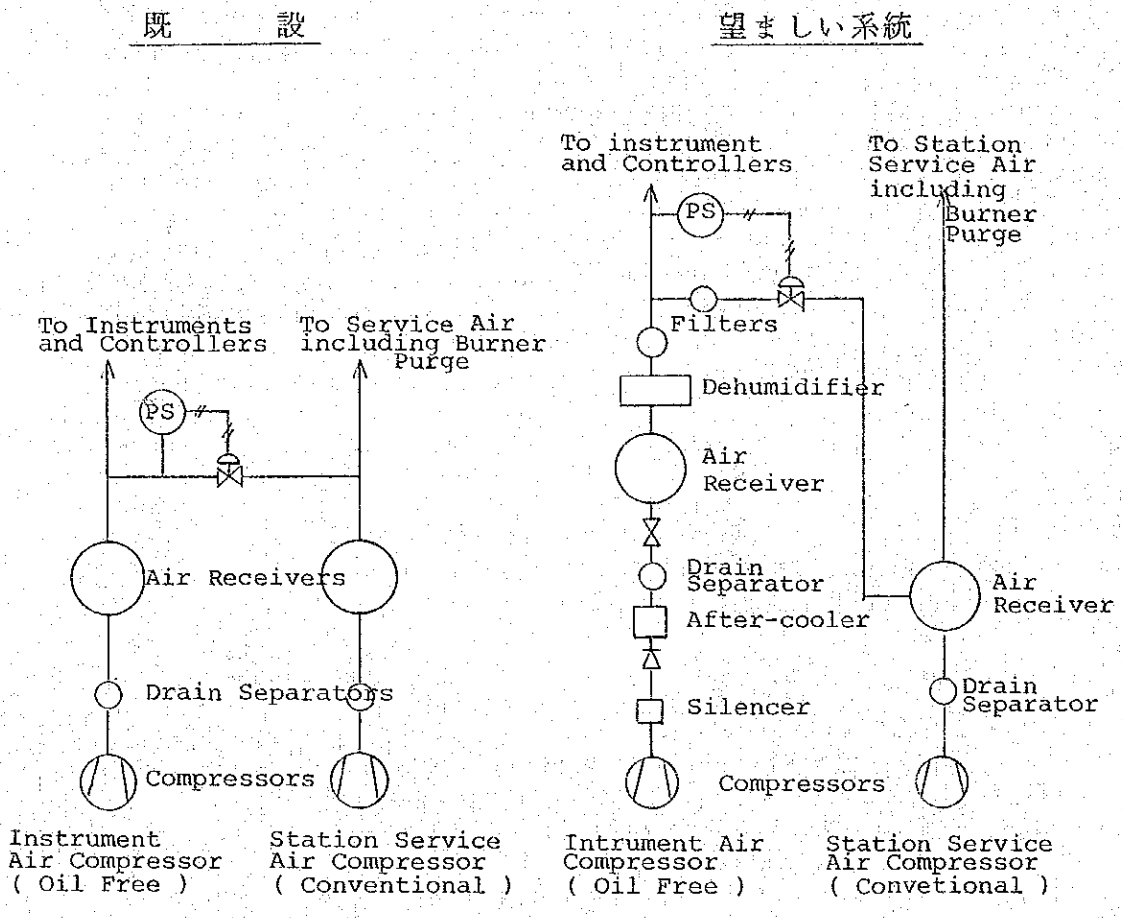
コメント

a）起動時のバック・アップ系が考慮されるべきである。

b）補助蒸気に関しては、主要設備、雑装置は系統を区分すべきである。

c）遊星歯車の過負荷を避けるためには、別置形電動機駆動ブースタポンプの設置が望ましい。

6）制御空気及び雑用空気



コメント

a）制御空気ラインに対して少くとも雑用空気レシーバーから分岐し（配管分岐でなく）、少くとも逆止弁が追設されるべきである。

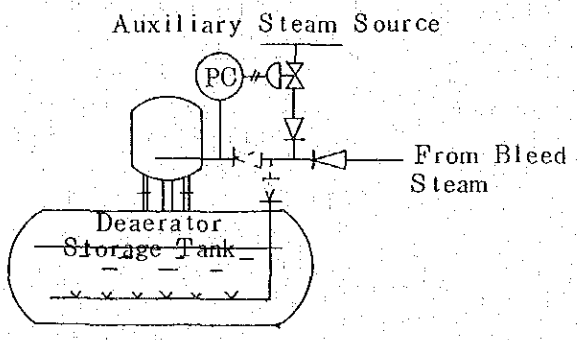
b）制御空気－雑用空気バックアップ方式より制御用コンプレッサだけのユニットバックアップ方式が望ましい。

c）充分な容量を有する制御空気予備圧縮機が必要である。

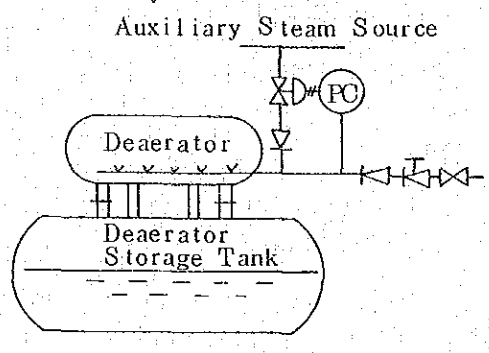
d）全般的に制御空気圧縮機用補機、即ち除湿器、フィルター等は充分な容量と機能を有していないように思える。

7）既設脱気器への抽気系統

既　　設



望ましい系統



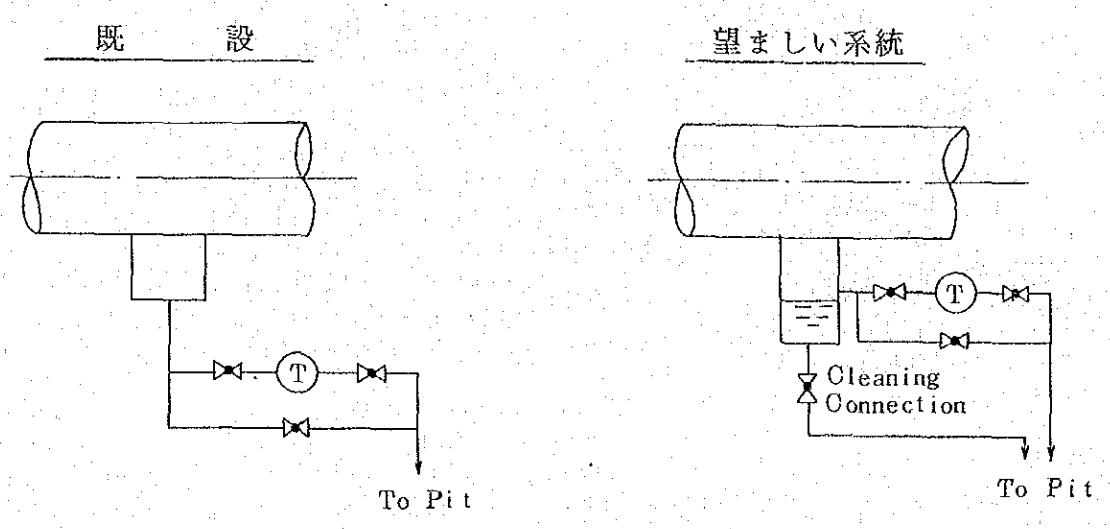
コメント

a）既設系統の各分岐管には、タービンへのウォーターインダクション防止のために少く共それぞれ1つの逆止弁が必要である。

b）既設系統では、運転員は脱気器用抽気系統には特に注意を払うべきである。

c）一般的に、貯水槽の脱気加熱を必要としない脱気器を採用する方が良策である。

8）主要配管排水／低温再熱管

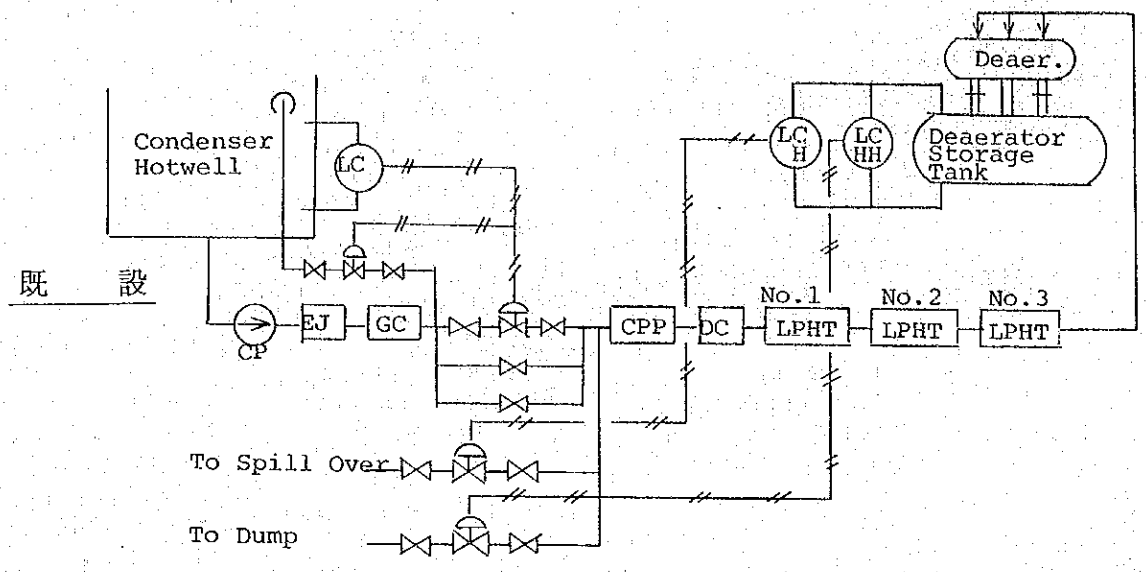


コメント

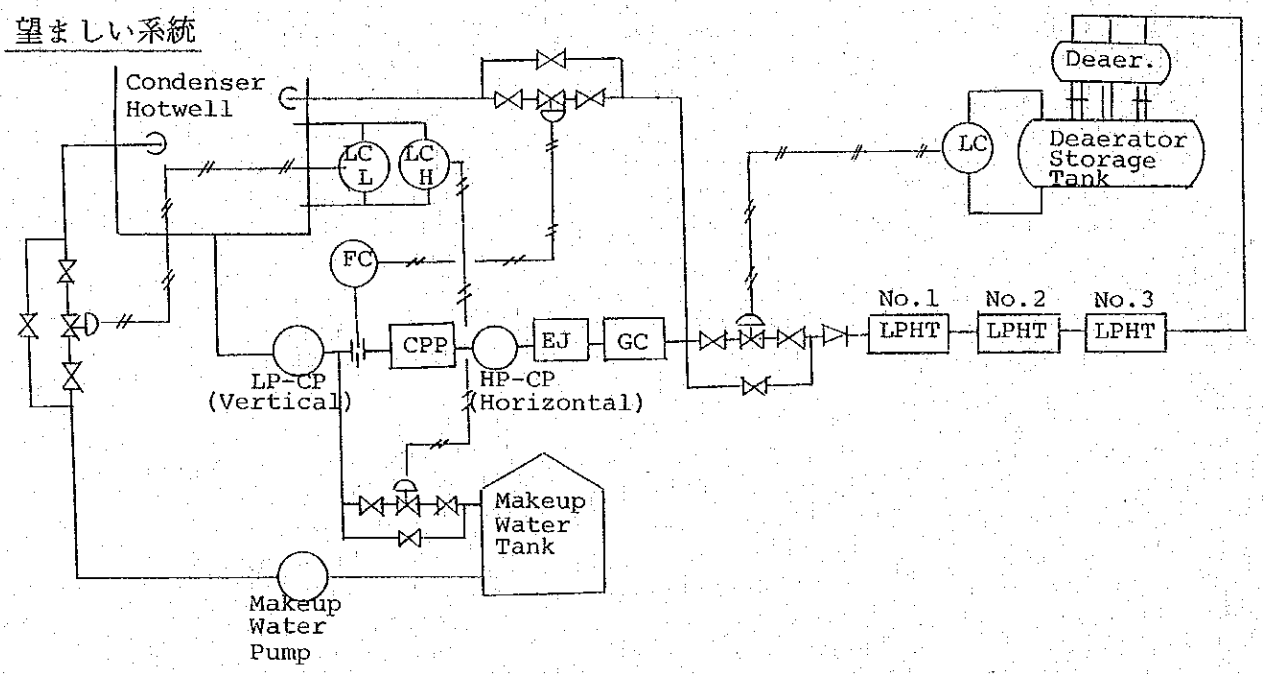
a）底部に洗浄接続口をもったドレンポットを設けることが望ましい。通常のドレンはドレンポットの上部から排出される。

b）プラントの正規の運転、特に起動／停止時には充分な配管ドレン抜きが必須である。

9）復水器ホットウエル水位制御、高低圧復水ポンプ



望ましい系統



コメント

a）既設設備では、ホットウエル水位制御弁は大きすぎると思われる。しかしながら各制御弁は固有の制御レンジ（レンジは再チェックされるべきである）を有しており、弁サイズは考え直さねばならない。

低負荷運転用に小サイズの制御弁を付け加える必要があるかもしれない。しかし、これらは実際のプラント負荷及び既設の制御弁の制御レンジ次第で決められる。

b）その場合は2つの制御弁にはカスケード制御が適用されるであろう。

10）主タービン周りの起動／停止時のドレン抜き系統，一台の電動機／1台のアームでいくつかのドレン弁を駆動する複雑なドレン抜き装置が採用されている。

これは1台の電動機で駆動するので起動／停止には至便であろう。

コメント

a）一方、すべての関連ドレン弁を完全に閉め切ることは困難である。

b）従って、通常運転時の過剰リークを防止するため、個々のドレン弁操作が推奨される。

11）節炭器入口直前の逆止弁

高圧ヒータ側への逆流を防止するため、節炭器と最終の高圧ヒータとの間に逆止弁を設けることが推奨される。この改造は現在実施中である。

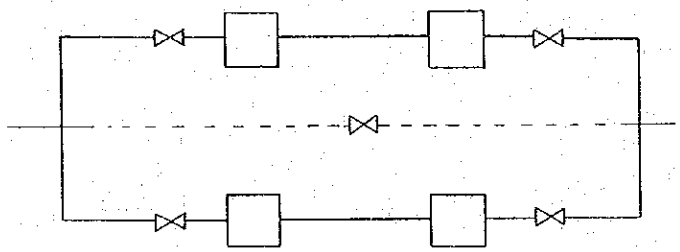
12）低圧No.3ヒータへの高圧ヒータドレン

低圧No.3ヒータへの非常用高圧ヒータドレン抜き系統が復水器への非常用高圧ヒータドレン抜き系統と併設されている。

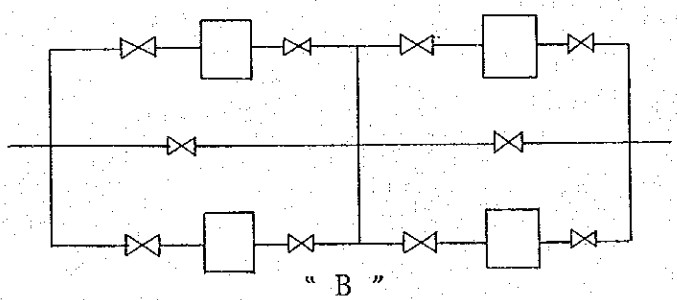
この系統は、非常時の熱回収には非常に有効であるように思えるが、低圧No.3ヒータの低い熱回収に比べて過大なドレンアタックを受けることを考え合せれば決していい系統ではない。非常時用の大容量の復水器への単純なドレン系統が推奨される。

13）高圧ヒータバイパス系統

高頻度のヒータチューブリークが起きているにもかかわらず、高圧ヒータの給水側バイパス系統が設けられていない。



“A”



“B”

現時点ではヒータバイパスが考慮中又は設置中である。

47～62

ヒータからのウォーターインダクションを防止し、給水に於ける熱回収（最大可能給水温度）を得るためには、上記の急速作動弁をもった〝B〟系統が推奨される。

しかし弁の種類はヒータチューブリークの可能性と傾向次第で決められるべきである。これらの弁は手動による操作は非常に困難（サイズ大、圧力高）であり、空気モータ弁又は電動モータ弁が推奨される。

14）蒸気ブローアウト

分解点検後、例えばＳＨやＲＨの取替後は、ＭＳＶストレーナは初期の通気用のものではなく、通常用のものであるから、適切な蒸気ブローアウトが必要である。

蒸気ブローの効界は次の式によって評価される。

a）ノズルのど部の臨界条件

（蒸気ブローの場合、ブロー系に於ける最少配管が制約条件と考えてよく、この内径をノズルのど部として考えてよい。）

(1) 臨界圧力

$P_c / P_1 = 0.5457$（過熱蒸気）

$= 0.5774$（飽和蒸気）

P_c：臨界圧力

P_1：ノズル入口初期圧力

(2) 音速と最大臨界流量

$$V_s = \sqrt{g \cdot K \cdot R \cdot T_c} \quad (m/s)$$

$$T_c = T_1 - (P_c / P_1)^{\frac{k-1}{k}} \quad (°K)$$

$$G_c = \frac{A \cdot V_s}{\bar{V}_c} \quad (kg/s)$$

Tc ： 臨界温度　°K＝tc(℃)＋273

T_1 ： ノズル入口温度　°K＝t_1(℃)＋273

$\overline{V}c$ ： tc, Pcに関する比体積

g ： 重力の加速度＝9.8m／s^2

K ： 断熱係数　過熱蒸気＝1.30

飽和蒸気＝1.135

A ： のど部の断面積　m^2

(3) ブローアウトに必要な蒸気量

異物すなわち溶接くずやスパッターに作用する力は

$$F=\frac{r}{2g}\cdot a\cdot V^2=\frac{8a}{g\cdot\pi^2\cdot D^2}\cdot W^2\cdot\overline{V}$$

ここでA，π，g，Dは定数（独立）で異物に作用する力は$W^2\cdot\overline{V}$で比較される。

$\overline{V}$ ： 蒸気の比重　kg／cm^3

g ： 9.8　m／s^2

a ： 流れ方向に対する異物の断面積　m^2

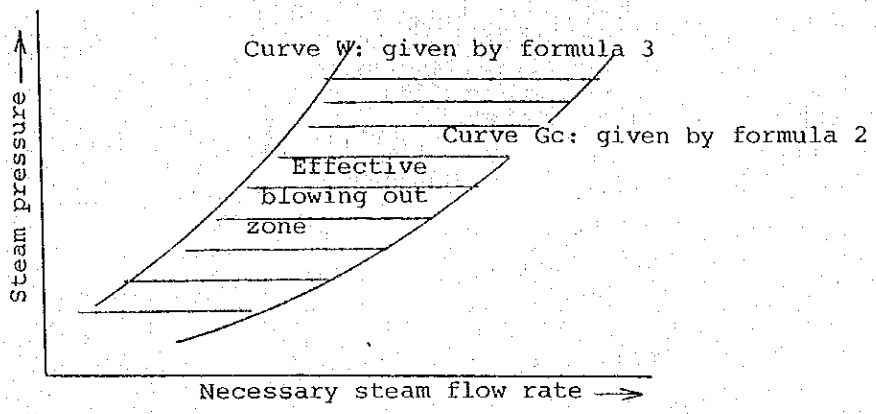
V ： 蒸気の流速　m／s

W ： 蒸気の流量　kg／s

$\overline{V}$ ： 比体積　m^3／kg

D ： 管の内径　m

(4) ブローイングアウト効果の判定



15）Ｔ－ＢＦＰ容量と配置

１００％×１台のタービン駆動ＢＦＰは通常運転時の充分な融通性を有しないので、少く共５０％×２台がよい。さらに１階面に配置したＴ－ＢＦＰが望ましい。というのはＢＦＰを低位置に置く事で、関連補機＝即ち脱気器、給水加熱器を主タービンに対し低位置に配置可能で、一般的にこれら補機の低位置配置が主タービンのウォーターインダクションの傾向は少ない。

16）タービン最終段に於ける応力腐蝕クラック

翼端硬化タービン羽根に於けるトラブルを数多く経験しているが、全般的に稼動中の復水器の真空度は低い。水滴による侵食は低真空度ほど蒸気の湿り度が低いので少なくなるので応力腐蝕クラックを防止するにはタービンバケットを焼きなまし処理する方が良策である。

しかしながら、耐蝕性を有し、しかも残留応力の小さいステライト付最終段翼とするのが望ましい。

17）煙　　突

2ユニットに対して1つの共通煙突（内部は分割されていない）がガードナー及びスナイダー発電所で採用されている。しかしながら共通煙突には不利な点がいくつかある。すなわち、2ユニットが並行運転に於ける保守、燃焼制御、通風装置とその制御に対して不利である。

従って電気集じん器が降灰を防止するために設置される場合、各ユニット毎に別々の煙突を適用するように推奨する。

18）電導度計

今回の調査では電導度計の殆んどは運用されておらず、電導度の測定は手動サンプリングで分析室で行われていた。

連続測定に比べて、実際の電導度を知るには非常に時間がかかっている。〝電導度高〟を約0.3μぴぐらいでユニットを停止することを推奨する。

電導度は連続的に電導度計で監視されねばならない。

19）その他（基本的なもの）

項　　目	影　　響	改　善　策
1. 配管上に識別マーク及び流体の流れ方向マークがない。	a．誤操作 b．運転員に対しての傷害の原因となる。	a．配管上に明記すること。
2. 弁の名称板がない	同　　上	同　　上
3. タービン周り計装配線にはフレキシブルチューブがない。	a．配線の劣化 b．故　障 c．切断、断線	a．配線はフレキ内に納めるべきである。 b．計装部品は適切に保護すべきである。
4. 復水器水室保護用電気防蝕装置のコンジット又はフレキシブルがない。	a．ケーブルの劣化 b．ケーブルの切断	a．ケーブルはコンジット又はフレキシブルチューブ内に納めるべきである。
5. 計装品配管支持がない。	a．配管の切断 b．大事故への原因となる。	a．適切な配管支持を追加すべきである。
6. 高温、高ダストの場所に電気盤、AVR及び制御盤が設けてある。	a．故障 b．寿命が短かくなる。	a．建屋の換気を改善すべきである。 b．将来プラントに対しては配置を変更すべきである。
7. 現場指示計の単位が異なる。（KP／cm^2，PS／G）	a．読み違い	a．同一ユニットを使用すべきである。

項　　目	影　　響	改　善　策
8. 高温部に於ける保温施工不良	a．火災の恐れあり b．運転員に対して危害あり c．効率低下	a．完全な保温施工が必要である。
9. フロアドレンピット及びトレンチの排水ポンプがない。	a．復水器へ汚水、油等が混入し、事故の可能性あり。	a．排水ポンプの追設 b．ドレン集合管を設ける。 c．将来プラントに対しては充分な排水が考慮されるべきである。
10. 復水器ホットウエルレベル計等、補強外衣、枠無しの計器	a．ガラスが破れると、真空が破壊されユニットトリップに至る。	a．補強外衣、枠付きの計器とする。
11. 中央制御室が高温、高ダストである。	a．計器の故障 b．計器の寿命が短かくなる c．騒音	a．2重壁、2重窓及び2重戸とする。

2－1・2・2　運転，計装制御システム

1）ガードナー／スナイダー，マラヤ火力発電所の稼動状況

添付の表「ガードナー／スナイダー，マラヤ　T.PSの実態」に示す如く、発電機の出力はどのユニットも定格出力を維持できていない。最も出力の落込みの大きいものは１１０〔ＭＷ〕（Ｍ－１）、出力比の落込みの大きいものは定格出力に対して４６.３％（Ｓ－２）の出力しか出せない現状である。そしてこの出力減少はTotal ４５５〔ＭＷ〕にも及び貫流ボイラ分でその内の４０７MW をしめている。これは新設１Unit分に相当する。

停止時についても故障停止を示すEmergencyとSchedule停止の合計時間が少ないもので２７５時間（Ｍ－２）、多いものでは2,８３５時間（Ｓ－１）、平均では2,３６４.５時間（９８.５日）、その合計時間は１４,１８７（時間）にもなっている。

効率についても全てのユニットが計画値を大きく下廻る悪い数値を出している。出力の大きさと効率の荷重平均から略算して見ると燃料が設計値に比して約２８％増加している事を意味している。

又ユニットの停止回数は調査団の来比以来約１０日間で９回を数え、ユニット効率もさる事ながら、稼動率、信頼性がいかに低いかを如実に示す資料となっている。

ガードナー／スナイダー，マラヤ発電所の実態（停止期間は'82.5.11以降5.21迄）

D : Design
A : Actrual Ⓐ: '81
EM : Emergency '81
S : Scheduled 〃
Ec : Economy 〃

	定格出力 現在出力	停止期間	主たる原因	対策	効率及び停止時間
G－1	D 150〔MW〕 A 117〔MW〕 △MW＝33 %MW＝78%		燃料油圧変動（増大）による燃焼度の増加で安全弁が作動し、ドラムレベルが上昇した後低下した。		D. 7,964〔BTU／KwH〕 A 10,721〔 〃 〕
					EM 599〔Hr〕 S －〔 〃 〕 EC －〔 〃 〕
G－2	D 200〔MW〕 A 130〔MW〕 △MW＝70 %MW＝65%		86GB作動遮断器開、給水流量低のいずれか不明		D 7,760〔BTU／KwH〕 A 11,462〔 〃 〕
			給水流量低表示		EM：1,548〔Hr〕 S ： －〔 〃 〕 EC： 125〔 〃 〕
S－1	D 200〔MW〕 A 134〔MW〕 △MW＝66 %MW＝67%		復水ポンプ出口弁破損		D 7,960〔BTU／KwH〕 A 12,704〔 〃 〕
			G－2給水流量低による補助蒸気遮断でエゼクタ機能低下→復水器真空悪化		EM：2,835〔Hr〕 S ： 〃〔 〃 〕 EC： 38〔 〃 〕
S－2	D 300〔MW〕 A 139*〔MW〕 △MW＝61 %MW＝46.3%		高圧第6給水加熱器リーク		D 7,710.4〔BTU／KwH〕 A 12,940〔 〃 〕
			ボイラチューブ事故		EM：2,385〔Hr〕 S ：4,226〔 〃 〕 EC： －〔 〃 〕
M－1	D 300〔MW〕 A 190〔MW〕 △MW＝110 %MW＝63.3%		避雷器破損		D 7,710.4〔BTU／KwH〕 A 10,392〔 〃 〕
					EM：1,040〔Hr〕 S ： －〔 〃 〕 EC： －〔 〃 〕
M－2	D 350〔MW〕 A 335〔MW〕 △MW＝15 %MW＝95.7%				D ：7,842〔BTU／KwH〕 A ：9,917〔 〃 〕
					EM： 275〔Hr〕 S ：1,279〔 〃 〕 EC： 17〔 〃 〕

2) ガードナー／スナイダー，マラヤ火力発電所の事故解析について

来比以来約10日間に6ユニット合せて9回の停止又はトリップを数えている。この中には制御系が完全に調整され自動運転されていれば、トリップに至らなかったと思われるもの、又運転方法が適当であればトリップに至らなかったと思われるものもある。

制御系の面と運転方法の双方からこれのトリップについて若干の解析を付してみよう。

例－1

G－1　ボイラードラム水位異常低について

トリップに至るシーケンスは下記のようであったと推定される。

① 燃料油圧力変動によりスタンドバイ燃料油ポンプが自動起動。

② 燃料油圧力が上昇し、ボイラへの燃料供給量が増加した。

③ その結果ドラム内圧力が上昇し安全弁が作動した。

④ ドラム水位が変動（ボイラトリップインタロック作動、マスタフュエルトリップ作動）

若しこのトリップの時、ボイラ自動制御の燃料制御系が自動で運用され、かつ制御系が良く調整されていたならば、このトリップに至るシーケンスは②の段階でとまり、トリップは防止できたものと考える。

又、この原因を作った燃料油圧力制御系は制御定数の調整又は原因追求がなされていない。

例－2

G－2　連続トリップについて

第1回目のトリップは3つの原因86GB、遮断器開、給水流量低の内のいずれかが不明のまま再起動がされてしまっている。

第2回目はその3つの原因の内の1つである給水流量低でトリップしている。

これは前回のトリップも同じ原因によるものと推定するのが確率の面から考えても当然であろう。

又、このようなトリップは以前にも起っているものと思われる。

例－3

S－1　復水器真空低下トリップについて

これはG－2の給水流量低によるトリップによって補助蒸気供給が停止し、蒸気式空気抽出器が働かなくなってトリップに至ったものである。これは補助蒸気を自己のユニットから供給していれば、又バックアップが有効に働けばトリップには至らなかったものと推定される。

以上述べて来たように制御面、運転方法面に関するトリップ事故が4件をしめている。この数値が全てに当てはまる訳ではないが、9件中の4件であり、制御面、運転方法面を改善すれば約半数のトリップは防止できる事を意味している。

3）制御面、運転面に関する故障の原因

a）「トリップ原因の追求」と「再発防止対策」の不徹底

前記4回のトリップについては、いずれも原因追求と再発防止対策

が施されておらず同じ原因でトリップが再発する可能性が極めて高い。現在電力供給力が不足し供給優先となる事は理解できるが、事の重要性を認識し、トリップ多発の主因がトリップに至るシーケンスの追求と再発防止対策の不徹底さにある事を理解して欲しい。

原因不明又は対策が施されぬものは必ず再発するのであって、僥幸を期待すべきではない。

b）制御系の手動運転が多い事

火力発電所の大部分の制御系は自動運転される事を前提に設計されている。この自動運転の意味するところは単なる省力化ではなく、常に状況に適応した状態にシステムを制御し、プラントの耐久力と安定性を増加させる事に主目的がある。

しかしながら現在の制御系は手動運転による部分が多く、自動運転されるべきものがされていない。従って一つ突変現象が発生した時にそれが収束せずに次々に拡大しトリップに至っている事が前記の解析でも理解してもらえると思う。又起動時、給水量／燃焼量の比が適正でなく制御不能となる事も自動運転ができない事に由来している。

更にプラント保護機能であるプラントインタロックシステムが一部ロックされており、プラントの安全上好ましくない。

c）制御用空気の質の悪さ

制御用空気中に多量のドレンが溜っている。このドレンは空気式制御機器のリレー部に至り、ゴミやホコリと共にリレー部を閉塞させ、制御不能の大きな一因をなすものである。これを防止するため原設計でも空気乾燥器が設けられているが上述のとおり現在その機

能を発揮していない。信頼性の高い空気式制御機器といえども、人体でいえば血液に当る制御空気が敗血症にかかっていては、正常にその機能を発揮し得ない。制御不能とはスティックのみならず突変をも意味し、トリップの大きな一因となる事に注意して欲しい。

d）警報、指示がリセットされない問題

警報、指示は異常の発生を通報する機能であるが、重要なものが点灯しっぱなしで運転されている。警報、指示は運転中は点灯していないのが正常であり、これが点灯しっぱなしで運転されているという事は、かなりの部分に異常がありながら、ヨタヨタと右に左に斜きながら運転されている事に等しい。従って前述１，２項に加えて更に悪くなる原因がここでも加わっている。

e）発電所機器機能、性能管理上の問題について

現在定格出力と設計効率維持運転がされていないが、この主因をなすものとして、プラント運転状況の解析が欠けている。つまり何が原因で出力および効率が設計値に達しないのかという解析がなされてない。

又、機器の運転状況は設計値と合っているのか、不足、過多はないか等の定期的な検討がされていない。つまり定期的な性能試験等がされておらず、それを扱う部門も不明確である。

f）計器類の整備不充分及び予備計器、予備計器部品の不足について

建前の話をすれば、機器に付属している計器類を始め、制御盤に付いている計器迄全て必要性があるからこそ、その場所についているのであって、無駄なものはない。

従って全ての計器類は整備がなされていなければならないのであるが、指示計、記録計、制御機器等外されていたり、動いていないものがある。従って運転上からも、保護機能上から見ても、現状は極めて悪いといえる。

これは予備計器、予備計器部品の不足により整備が充分にされていない為と思われる。又、メンテナンス、修理のやり方にも問題がある。例えばボイラの燃料管理上最も重要な酸素計が故障していたり、ボイラメタル温度計が作動していない。これらの計器類はボイラ運用上重要な意味を持っているが、かなり長期間動いていないものと思われる。（酸素計については現在発注中との事）

g）機器環境の悪さについて

雨季のある国で屋内ボイラを採用した理由は良く判るのであるが、火炉、ダクトからの燃焼ガス漏洩量が多く、燃料中硫黄分の多さによる亜硫酸ガス濃度と、O_2計不備による燃焼管理面の悪さによる煤塵の多さと建屋排煙の悪さの三者が相まって本館の建屋内は大変に汚れている。

これは特に電気式制御装置の接点、接触部分に酸化被膜による絶縁層を形成し、信号伝達に困難を生ずる場合がある。

又、この燃焼ガス漏洩はボイラ建屋上部の温度を上げ、電気式計器の寿命を短くしているものと思われる。

h）発電所出力の低下、停止時間、発電効率の悪さについて

前にも述べたように6ユニットで約450〔MW〕の得られるべき電力が得られぬのみならずその効率に至っては、最悪のものでは設計効率の約60％の値しか出していない。これはユニットの出力

低下も一因であるが蒸気条件を下げて運転している事にもその一端があると思われる。

又、事故停止と予定停止を合せると短いもので５９９時間（２５日）、最長のもので6,６１１時間（２７5.5日）となっている。

これらの原因は発電所信頼性の低さ、機器管理の不徹底がこれらの数値になって出て来ているものと思われる。

5）勧告およびアドバイス

ガードナー／スナイダー，マラヤの３発電所でＮＡＰＯＣＯＲは４５５〔ＭＷ〕の得られるべき電力を失っている。この４５５〔MW〕はマラヤー２の定格出力よりも約１００〔ＭＷ〕大きく、この３発電所を整備し定格出力を回復させれば、ＮＡＰＯＣＯＲは４５５〔MW〕の発電所一基を新たに入手した事と同じ事になる。この得られるべき電力の喪失は単に電力喪失のみではなく、電力供給の為の Availability, Reliabilityの低下、販売電力量の減少と熱効率の低下による燃料費負担の増加をまねき経営内容圧迫の一因となっているものと思われる。

Availability , Reliability 向上の為には

① トリップ原因の追求と再発防止対策の徹底

② 自動運転の徹底

③ 制御用空気乾燥器の使用

④ 警報指示のリセット

⑤ 保守修理方法の改善

を計るべきである。

又、発電所出の保持と効率の維持の為には

① 発電所機器のリフレッシュ

② 発電所機器機能性能管理

を計るべきであろう。

制御面から見た「稼動率、信頼性向上のために」前項では稼動率、信頼性低下の原因と思われる事を述べた。ここではそれらを解決する為の具体的方法を述べる。

1. 「トリップ原因の追求」と「再発防止対策」の徹底

今１０日間の事故解析に限らず、過去の事故原因を見ると同一原因によると思われるものが多い。一度トリップしたらその原因が判明する迄徹底した調査をする必要があり、その結果に従って再発防止対策を施す事が必要である。例えば制御機器の取替、再調整、必要ならば制御回路の変更、操作方法の変更をも含めて総合的に検討されるべきである。これは制御回路、保護回路のいずれにもあてはまる事である。

2. 自動運転の徹底

プラントの自己安定性を高める為に全ての制御系が自動で運用されるべきである。現在、貫流ボイラのランピング等は手動で上手にやっているが、時々、給水量／燃焼量のバランスをくずし、トリップさせているようである。上手な人がしっかりと監視し、細心の注意を払ってやれば、手動運転の方がうまくいくのは判っていても、常に同じ結果が得られるとは限らない。又、プラントに異常状態が発生した場合には状態変化の速度と対応すべき操作の多さで人が手動で対応していては間に合わない事が多い。これらに対応する為、多少制御の質的な面が劣ったとしても、常に同じ結果が得られる自動運転を実施すべきである。

現在Ｓ－２起動用バイパス制御系にBailey 社製NW－９０の採用が検討され既に実施の段階に入りつつあると聞いた。制御系はメンテナンス、部品補充の面から極力少ないメーカーによる事が望ましく、現状ボイラ自動制

御が全く自動運転できず又、アフターサービスの期待もできないのであれば、起動用バイパス制御系のみならず、ボイラ自動制御の全て及び高度の制御を要求される事項を全てその中に入れてしまう事が望ましい。

これはＳ－２のみに関する事ではなく全ての貫流ボイラについて、同じように適用される事が望ましい。このようにすればメンテナンス、修理も容易であり、又部品の補充についても容易とする事ができる。

但し、ディジタル式制御装置の採用に当っては有害ガス、煤塵等を避ける為の対策をとる事が必要である。

又、保護回路については全てのインタロックが使用されるべきである。

3. 制御用空気の質の改善及び、空気式制御機器のオーバーホール

制御用空気乾燥器が作動しておらず、ドレンを含んだ制御用空気が使用されている。制御用空気乾燥器の整備と配管のドレン抜きは緊急を要する事態である。

又、空気式制御機器はドレンを含んだ空気が使用されていたならばオーバーホールをし、完全な姿とする事が望ましい。

4. 警報指示リセット

異常の発見を容易にする為には、正常運転中は全ての警報指示がリセットされているようにしなければならない。

5. 発電所機器機能性能管理の改善について

発電所を構成する各種の機器類が、各々その定められた機能を発揮し、又その性能を守っているかについては常時厳密に監視する必要がある。現在定格出力が維持できない事及び発電所効率の低い事については、この機能性能のチェックが不充分である事に起因している。出力不足約４５０ＭＷはＭ－２の出力よりも１００〔ＭＷ〕大きく更に発電所の稼動率を考

えれば、この国の電力供給に及ぼす影響は非常に大きなものがある。つまり現在の設備を元の有るべき状態に戻すだけで約４５０〔ＭＷ〕相当の発電所が一基分入手できる事に等しい。更に発電所がリフレッシュされ稼動率が向上すれば、少くとも供給側から見れば電力の安定供給が可能になる。

更に効率が現在の低下した状態から設計値に戻るので燃料費の節約になる。つまり、出力の増加は単にそれのみでなく、効率向上との相乗効果を持ち安定供給のみならず、経営に貢献するところ大であると信ずる。

４５０〔ＭＷ〕ユニットの建設に比較すれば比較的安価に、かつ早く実質的な電源の増加を計れる方法がここにある。

リフレッシュされた発電所については、本項で述べた機能性能の管理を念入りに行ない、異常又は劣化を早期に発見し、出力および効率の低下防止を計るべきである。

その為には設計値、現在値を常に比較し過去の値から予測値を出す事も必要になり、そのようにすればおのずと次の定期点検に何をすべきかが明確になってくる。

この為の体制を作り、規準値リスト、比較評価方法等を完備し、定期的な性能試験等により機能性能管理を継続的に根気良く実施していく事が必要である。

個々の発電所の具体的リフレッシュ方法、時期、その為の期間についてはここでは述べないが、ボイラ側とタービン、発電機側の双方を同時に実施すべきである。

6. 計器類の保守修理について

(a) 環境の整備について

現在各発電所の置かれている状況は前述のとうり、排煙による有害ガ

ス、媒塵等による腐食、温度，湿度や摩耗の問題をかかえている。

現在設置されている各種の電子装置の接触部にとっても錆による被膜が出て接触不良によるトラブルの一因となる事が推定される。

又、この硫化物等が制御用空気に混入しドライヤーも動いていない現状から見るとドレンと共に希硫酸を形成し空気式制御装置の最重要部であるリレー部に侵入し動作の不良を起す可能性がある。

従って、このボイラ部からのガスリークを止める対策、にがす対策をする事が第一である。

そして制御機器室、中央操作室の空調を常時働せる事の出来るようにする事が第二である。

(b) 定期的な部品交換とその補充について

計器類は、多様な部品で構成されているが、回転部分や摺動部分のように故障が起りやすい部分がある。

又、水質管理計器類についても故障が起りやすい部分がある。これらの部分は消耗品と考えて定期的に交換するのが実用的な方法である。

定期点検時には各計器の特性を前回のデータと比較し、ヒステリシスは増加していないか、バックラッシュは発生していないか、供給電圧や供給空気圧に異常はないかを判断し、必要であれば新品に取替える。

これらに必要な部品類は年間スケジュールに基いて事前に一括発注しておく事が望ましい。

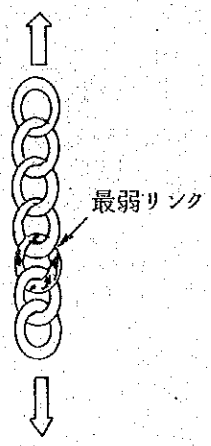
計器を構成する部品類は本体部品に比較して、壊れやすく消耗品としての考え方に立たないと補充がおいつかなくなってしまうので特に注意を要する。

又、定期的（毎日、毎週、毎月、毎年）に各計器類の機能性能についてチェックし精度維持を計るべきである。

49～72

(c) 故障管理と同一故障の再発防止について

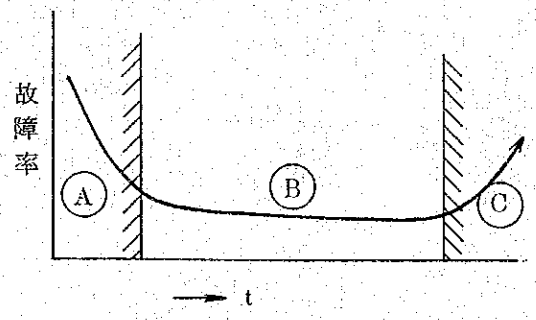
理論的な厳密性はさておくとして、一般的に故障は繰返し発生する場合が多い。これは最弱リンクがその故障によって形成されているからであり、この最弱リンクを消滅させる事が必要である。この最弱リンクを消滅させれば、今迄この最弱リンクの陰に隠れていたものが、次の最弱リンクとして浮上ってくる。



左側の図に例をとれば、発電所の制御システムは各種の機器を媒介として一つの連鎖を形成している。この中の一つのリンクが極端に弱ければ荷重を加えれば必ずそこから切断されてしまう。

発電所全体の故障も、制御回路についてもこれは当てはまり、発見された最弱リンクを補強し全体の強度を上げていく事が、発電所信頼性、アベイラビリティの向上につながる。この事はとりもなおさず、一度発生した故障については徹底した調査によって原因を追求し、それを取除く事である。

その為には、故障についての徹底した原因追求とそれをまとめる為のリストが必要であり、今回の調査に使用したトラブルリストはその一例である。そしてこのリストを保存し、新しい故障が発生した時に再発したものであるかどうかを判断する。

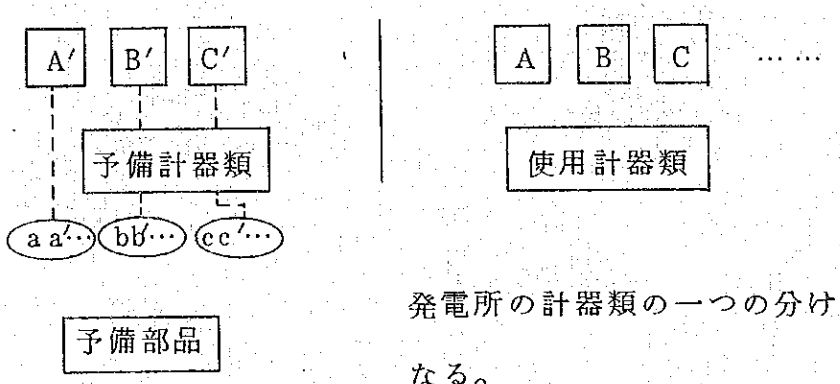


これらの事によって、鎖全体の強度が揃ったならば、左記図（バスタブ曲線）のⒷの範囲に入る。最弱リンクの考え方が適用されるのはⒶの期間であり、これは故障原因の追求、修理によって故障率が下ってくる事を示している。

Ⓑの範囲は上述のように偶発故障期間であり、故障発生は理論的にはランダムなものとなり、安定した運転が期待できる。

この偶発故障期間を過ぎると©項に入り故障率が上昇して来る。Ⓑか©に入ったかを見分ける為にもトラブルリストによって故障種類の分析をし、若し©期に入ったと判断されるものであれば、その機器は新しい信頼性の高いものに取替えられるべきである。

(d) 故障機器類の修理方法について



発電所の計器類の一つの分け方は上図のようになる。

1）現在使用中のもの

2）予備として保存中のもの

3）計器の予備部品

上図に於いて A と A′，B と B′，C と C′ のように同じものを意味し、a a′ … b b′ … c c′ … は各々 A B C を構成する予備部品である。

今仮に A が故障したものとしよう。すると a a′ … の予備部品を A の所に持っていって修理するのではなく、A′ と A とを交換し故障時間を少なくする。

次に故障した A を予備部品 a a′ … によって修理し、完全なものを次の A′ として整備しておく。若し故障した A が修理不能であれば、新しいものを発注し、次の故障に備える。

このような修理のシステムを採用すれが故障している期間が減少し、

安全度の高いプラント運転とする事ができる。その為には故障しないものを除き、少なくとも一つの完全な予備品が必要であり、又その予備部品についても同様である。そして数の多いものについては複数以上の予備品と同数以上の予備部品が必要であり、故障の多いもの、信頼性の低いものについては高信頼機器への取替が必要である。

7. 対策についての時間的な展開

(a) 早急に実施すべきもの

これは今、直ちにでも実施されるべきものである。

- 制御用空気乾燥器の使用
- 過去のトリップ事例の検討とその結果による改善
- 制御系の自動運転

(b) 短期に実施すべきもの

これは次回定期点検時に実施される事が望ましいもの

- 環境の整備（ボイラからの排ガス漏洩、煤塵対策、制御機器室の空調）
- 自動ボイラ制御装置のとりかえ

  これは貫流ボイラ4缶が同一の制御装置となるべきである。
- ＥＨＣ装置のメーカーによる点検
- 予備計器、予備部品の整備
- 計測器類の整備

8. そ の 他

(a) 計測単位について

現在はメートル法、ヤードポンド法、ＳＩ単位の三者が用いられている。日常の使用に不自由がなければ良いのであるが、統一される方が望

ましいと考えられる。

(b) 起動時の操作、現場での打合、質問等から感じた事

夜勤1回を含めて計5回の起動を見たのであるが、運転員の質の問題については日本と遜色がないと思う。起動スケジュールチャート、チェックシートにより手順を管理し、昇温率については規定による管理が行なわれている。又、制御装置の保守修理部門の技術者、専門職からの質問を聞いてもそれぞれ専門的な事であり高度な内容であった。

現状では整備しようにも予備計器、予備部品がない事が問題であろう。

2－1・2・3　化 学 管 理

調査結果

I　化学全般

1.　組　　織

火力発電所の化学部門はTechnical Service部門に属し、（日本の電力会社とほぼ同じ組織である）3交替制度をとっている。

上部組織としてMMRC（Metro Manila Region Center）内に"Planning and Progrming Group"（化学担当1名）があり、化学に関する問題が生じた時にプロジェクトチームを作って対処している。

"Rehabilitation of Sampling Rack and Feedwater Quality Monitoring Instrument"（化学担当5名）もその一つである。

2.　人　　員

化学要員は4発電所（ガードナー，スナイダ，マラヤ，テゲン）で定員73名に対して在籍53名（新入社員を含めて59名）で現在、20名の不足である。（G＆S 10名、M 8名、T 2名）、交替勤務制度のため、在籍者に負担がかかっているようである。

化学員は全員がCollege卒（最低、2年コース）である。勤続年数は2年以内が6割を占め、若年層が多い。特にマラヤには10年以上の経験者は居ない。女性も10名（G＆S 6名、M 2名、T 2名）在籍しており交替勤務にもついている。（表－1参照）

3.　担当業務

化学の担当業務は次の通りである。

- 水質の分析と管理
- 燃料分析

◦化学薬品の受入と管理

◦給水処理装置の運転、再生（補給水処理装置、復水脱塩装置）

◦２次処理用薬品注入装置の運転

なお、各業務の分担ははっきり区別されている。

4. 教育、その他

特別の教育計画はなく、他部門（運転、機械）で実施されている国外研修も化学部門については実施されていない。

化学部門の職位は運転員に比べて一段階低く、国外研修の件とともに不満の種のようである。なお、MECO 時代は他部門と同等であったようだ。

II 火力発電所の状況

1. 化学分析室

化学分析室は、ガードナー／スナイダー発電所が本館２階、マラヤ発電所が３階タービンフロアにある。室内は割合整備されており、分析装置も一応は揃っている。分析装置のうち光電比色計は日本製のデジタル方式のものが設置されている反面、導電率計は古めかしい電池式（単一 6本）のメータがある程度である。

最近、化学室内に復水のサンプリング配管をして、Na 計、SiO_2 計を設置している。（表－２　分析装置一覧表　参照）

表－1　発電所化学人員表

A：在籍者、C：A－B
B：定員

	G.S.T.P.			M.T.P.			T.T.P.			TOTAL		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Technical Service Superintendent A	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3	0
Water Unit												
Principal Technical Analyst B	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3	0
Sr. Technical Analyst B	2	5	Δ3	3	5	Δ2	5	5	0	10	15	Δ5
Sr. Technical Analyst A	2	5	Δ3	-	-	-	-	-	-	2	5	Δ3
Equipment Control Technician B	8	10	Δ2	5	5	0	5	5	0	18	20	Δ2
Equipment Control Technician A	10	10	0	1	5	Δ4	-	-	-	11	15	Δ4
Fuel Unit												
Principal Technical Analyst B	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3	0
Sr. Technical Analyst B	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3	0
Sr. Technical Analyst A	0	1	Δ1	0	1	Δ1	0	1	Δ1	0	3	Δ3
Technical Analyst	0	1	Δ1	0	1	Δ1	0	1	Δ1	0	3	Δ3
Newly Hired Chemical Engineer	(3)									(3)		
Newly Hired Chemical Technician	(2)			(1)						(3)		
T O T A L	26 (31)	36	Δ10	13 (14)	21	Δ8	14	16	Δ2	53 (59)	73	Δ20
Number of one Shift	6			3			2			-		
Length of Service												
Less than one (1) year	6			1			4			11		
One (1) to two (2) years	10			3			7			20		
Three (3) to Five (5) years	3			3			1			7		
Six (6) to Ten (10) years	7			7			1			15		
Eleven (11) years or over	5			0			1			6		

表－2　化学室、分析装置一覧表（ガードナー，スナイダー発電所の例）

Installed Conditions of Instruments in Chemical Laboratory (GSTP)

Instruments	No.	Specifications
pH meter	3	Zeromatic SS-3 Beckman PH meter, Zeromatic IV PH meter, Beckman Horizon PH meter, Ecology Co. Model 5995
Conductivity meter	1	YSI Conductivity Bridge Model 31
Colorimeter	3	Beckman Model DU^2 spectrophometer, Beckman Model 35 spectrophometer, Fisher Electrophometer II
Atomic Absorption Spectro Photo Meter	1	Perkin Elmer 360 Atomic Absorption Spectrophometer
Direct Reading Balance	2	Mettler P5N Platform Balance, Mettler Model B6 Analytical Balance
Calorimeter	1	Parr Adiabatic Colorimeter
Kinematic Viscosity Meter	1	Fisher/Tag Saybolt Viscosimeter

2. 日常水質管理

平常運転時の水質管理基準値は日本の電力と同一基準値であり、水質測定は6時間毎、純水装置については1時間毎に分析している。測定値は表－3に示すように基準値内には入っている。しかし、水質で最も重要な溶存酸素の測定は頻度が少なく、ガードナー，スナイダー発電所では測定実績もない。（彼等の理由はActivated N_2H_4：Levoxinを使用しているので溶存酸素はないはずだ）。また、復水、給水等の導電率の測定頻度も少なく、PHは毎日の項目に入っている。

分析法は、表－4に示すようにASTMに準拠して実施しており、JISとほぼ同じ方法である。SiO_2、Cℓの測定をみたが、分析の腕はたしかである。

水質管理用の使用薬品量は全ユニット分を出しているのみで、アンモニアについては使用量不明である。

3. 燃料試験

消費燃料について1日1回、次の項目について分析をしている。なお、燃料業務担当は日勤である。

測定項目、

比　　重、動粘度　S分、発熱量

消費燃料は1発電所の各ボイラに共通であり、従って1日1件となる。消費燃料のS分は、2.5～4.5％と高く添加剤の検討もしたようであるが、現在は使用していない。

Limit Value on Water Quality

G-1

BOILER WATER LIMITS

PRESSURE = 1800 psig

Sodium Chloride	10 ppm or less
Soluble Phosphate (following 2.6 Na-PO_4 mole ratio)	2 to 4 ppm as PO_4
Silica, SiO_2	0.5 ppm or less
Total Solids	100 ppm or less
pH	8.9 - 9.25 corresponding to 2-4 ppm PO_4

FEEDWATER

pH	8.6 to 8.9
Dissolved Oxygen	0.007 ppm or less
Copper, Cu	0.01 ppm or less
Iron, Fe	0.02 ppm or less
Hydrazine, N_2H_4	0.01 - 0.07 ppm
Hardness as $CaCO_3$	0

G-2, S-1, S-2, M-1

MAIN STEAM AND CONDENSATE (SIEMENS)

	START-UP	NORMAL
Silica, SiO_2	50 ppb or less	20 ppb or less
Total Iron, Fe	50 ppb or less	20 ppb or less
Total Copper, Cu	10 ppb or less	3 ppb or less
Sodium & Potassium, Na^+ and K^+	20 ppb or less	10 ppb or less

	START-UP	NORMAL
Conductivity (after passing thru cation resin)	0.5 m mho/cm equal or less	0.3 m mho/cm equal or less

ECONOMIZER INLET (HITACHI) NORMAL OPERATION

pH	9.2 - 9.4
Dissolved Oxygen	7 ppb (max.)
Silica, SiO_2	20 ppb (max.)
Hydrazine, N_2H_4	10 - 70 ppb
Total Dissolved Solids	50 ppb
Copper, Cu	2 ppb
Total Iron, Fe	10 ppb
Conductivity	0.3 m mho/cm (after passing thru cation resin)

M-2

FEEDWATER

Dissolved Oxygen	Preferably zero, and not over 0.007 ppm
Hydrogen Ion valve (pH) (85°C)	Between 8.6 and 8.9 for high pressure feedwater heater constructed from copper alloy tubes, and between 9.2 and 9.4 for feedwater heater constructed from steel tubes.
Hardness as $CaCO_3$	Zero
Total Copper, CU	0.005 ppm or less
Total Iron, Fe	0.01 ppm or less
Oil	Preferably zero
Hydrazine (N_2H_4)	Between 0.01 and 0.03 ppm
Conductivity (25°C)	less than 0.3 ppm

BOILER WATER

Hydrogen Ion Valve (pH) ---------- Between 9.5 and 10

Total Solids ---------- Less than 220 ppm

Phosphoric acid (POa_3) ---------- Between 1 and 3 ppm

Sulfurous acid Ion (SO_3^2) ----------

Silica (SiO_2) ---------- Preferably less than 0.3 ppm

表－3　日常水質測定値の例

Raw Water

		DATE	WATER QUALITY								
			pH	MS/CM	Turbi ppm	SiO_2 ppm	Sa ppm	M.VAL. $CaCO_3$ ppm	Cl ppm	Hardness ppm	Total Solid ppm
GSTP	Raw Water (RO inlet)	4/23	6.9	1200	-	70	52	95	133	30	245
GSTP	R. O. Brine	4/23	6.8	2300	-	100	150	156	273	60	495
GSTP	R.O. Outlet	4/23	5.6	110	-	23	0	22	38	0	54
MTP	Filtrared Water	5/18	7.0	-	0.01	86	6	307	107	44	-

補給水、給水（ガードナー，スナイダ発電所）

Make-up Water &Secondary Treatment (GSTP)

		Date	pH	MS/CM	MS/CM Cation pass	O_2 ppb	SiO_2 ppb	Fe ppb	Ca ppb	N_2H_4 ppb	Cl ppb
Gardner Demineralized water	Anion Outlet	5/12		10			20				
Gardner Demineralized water	MB Outlet	5/12		0.5			10				
Gardner Demineralized water	Storage TU	5/18		0.8			6				
G－1	CP Outlet	5/12	8.9				9	5	0		
G－1	Eco. Inlet	5/12	8.9				9	5	0	39	
G－1	Boiler Saline	5/12	9.0				480				r 0
G－1	SH Outlet	5/12	8.9				9	5	0		
G－2	CP Outlet	5/12	9.2				7	5	0		
G－2	Con Demi Outlet	5/12	8.5				6	5	0		
G－2	Eco Inlet	5/12	9.3				7	5	0	63	
G－2	SH Outlet	5/12	9.2				6	5	0		
Snyder Demineralized water	Anion Outlet	5/12		10			20	-			
Snyder Demineralized water	MB Outlet	5/12		0.5			8				
Snyder Demineralized water	Storage Tank	5/18		0.8			7				
S－1	CP Outlet	5/12	9.2				7	5	0		
S－1	ConDemi Outlet	5/12	8.5				6	5	0		
S－1	Eco Inlet	5/12	9.3				7	5	0	32	
S－1	SH Outlet	5/12	9.3				6	5	0		
S－2	CP Outlet	5/12	9.2				7	5	0		
S－2	ConDemi Outlet	5/12	9.2				6	5	0		
S－2	Eco Outlet	5/12	9.3				7	5	0	31	
S－2	SH Outlet	5.12	9.3				6	5	0		

（マラヤ発電所）

Make-up Water & Secondary Treatment (MTP)

		DATE	WATER QUALITY								
			pH	MS/CM	MS cation	O_2 ppb	SiO_2 ppb	Fe ppb	Cu ppb	N_2H_4 ppb	Cl ppb
Malaya Demineralized Water	Anion outlet	5/12		4.5			10				
	MB Outlet	5/18		0.3			5				
	Storage Tank	5/18		0.6			5				
M-1	CP Outlet	5/18	8.5		0.19		9	5		15	
	Den Inlet	5/18	9.2-9.4				8	5		30	
	Eco Inlet	5/18			0.2	7	8	5		30	
	SH Outlet	5/18	9.2		0.2			3	0		
M-2	CP Outlet	5/18	9.0	1.3			10				
	Den Inlet	5/18	9.2			0					
	Eco Inlet	5/18	9.3	1.5			10	5	0	30	
	Boiler Saline	5/18									
	SH Outlet	5.18		1.0			10				

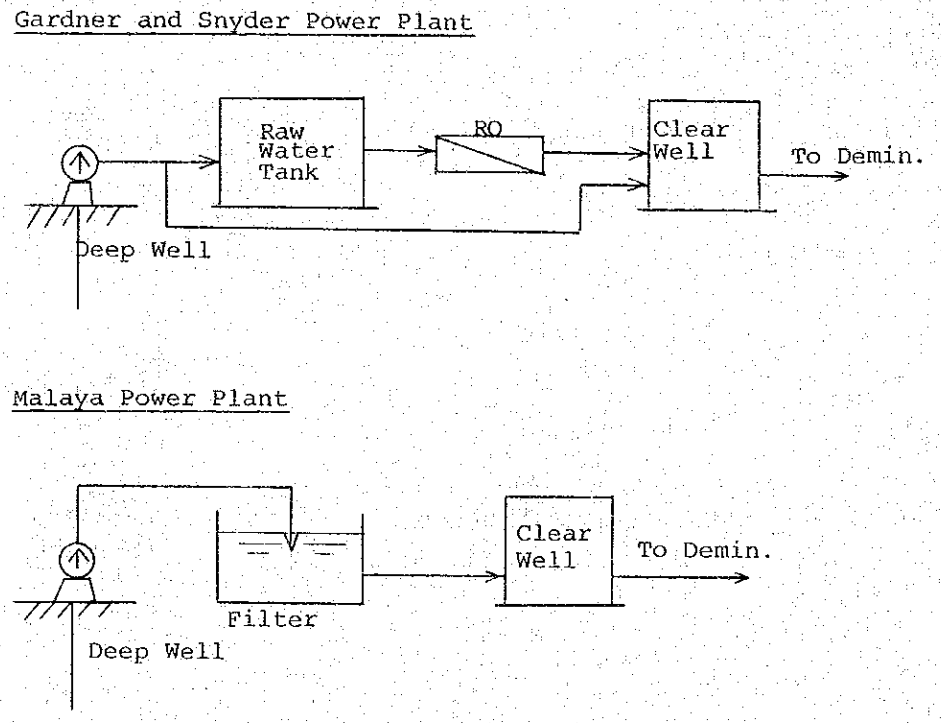
表－4　分　析　法

Items	Measuring Method
pH	Direct measurement of pH by Beckman Zeromatic IV
Conductivity	Direct measurement of conductivity by VSI Model 31 Conductivity Bridge
Turbidity	Direct measurement of Turbidity by Fisher Electrophotometer II
SiO_2	ASTM D 859-64 T Referee Method B
SO_4	ASTM D 516-63 T Non-Referee Method A
M Alkalinity	Titration with 0.02N Sulfuric Acid following same procedure as in ASTM D 1067-64 Non-Referee Method A
Cl	ASTM D 512-62 T Referee Method C
Total Hardness	ASTM D 1126-65 Non-Referee Method
Dissolved Oxygen	D 888-66 Referee Method A
Fe	D 1068-62 T Referee Method B
Cu	D 1688-63 T Referee Method B
NH_4	D 1426-58 (1965) Referee Method-Colorimeteric Determination
N_2H_4	D 1385-64

4. 給水処理装置

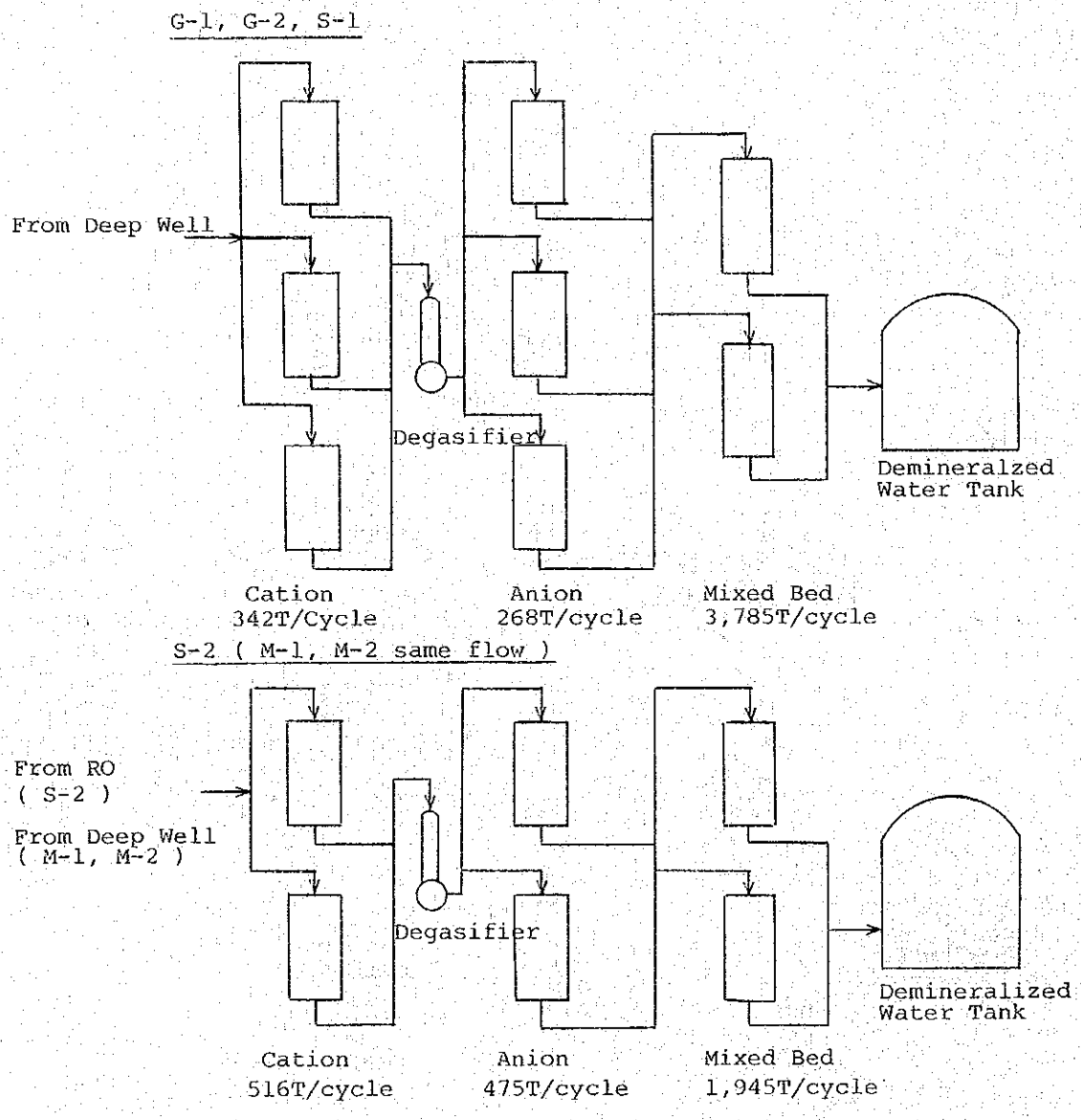
(1) 補給水処理装置

原水は井戸（約３００ｍ深さ）から採水し、ガードナー、スナイダー発電所では逆浸透装置（ＲＯ）にて脱塩後、純水装置へ、マラヤ発電所では沪過器を通した後、純水装置へ通している。但し、ガードナー、スナイダー発電所では、ＲＯの配管修理中で現在は半量（１系列）処理中である。　（図－１参照）



図－１　原水系統図

装置の運転、再生は化学係が担当しているが、自動運転は制御系統の不備のため、不能で全て手動運転である。純水装置の系統図は図－2に示す通りで、ガードナー1・2号、スナイダー1号用は、Graver Water Conditioning Co（USA）スナイダー2号およびマラヤ1・2号用はPermutit Co（USA）製である。



図－2　純水装置系統図

カチオン塔、アニオン塔の再生は、各々設計採水量で独立して行っており、採水、再生時の樹脂量のチェックはカチオン塔、アニオン塔にはサイトグラスがなくチェック方法がない。監視計器として、導電率計があるが、殆ど動いてなく化学員の手分析により管理している。

ガードナー、スナイダー発電所では、ユニットの起動、停止が多いため純水が不足し、テゲン発電所（約30km）、Battaan（150km）からローリー車で運んでいる。現在、純水装置の増設を計画中である。

原水の水質はやや悪いが、ROの使用により充分処理出来る水質である。

(2) 2次処理

2次処理の使用薬品は貫流ボイラでは、N_2H_4、NH_4OH、ドラム型ボイラではN_2H_4、Na_3PO_4を使用しておりメーカーリコメンド通りである。

薬品の注入は手動で、出力に応じて注入量を変える方法である。装置は相当錆ており、マラヤ1号では1台取替中。

薬品注入量は全ユニット分を算出しているのみで、アンモニアについては使用量の把握もしていない。

(3) 復水脱塩装置

復水脱塩装置は、混床塔のみで、復水全量処理方式であり、NH_4 型を採用している。

ガードナー、スナイダー発電所では同容量（1,400 GPM、317 T／H）のものを、ガードナー2号用3系列、スナイダー1号用3系列、スナイダー2号用4系列（いずれも1系列予備）を備え、再

生は、１９８１年までは１式で３ユニット分を共有していた。本年になってスナイダー２号用の再生装置が設置された。

樹脂は計１１セットあり、内２セットは中間比重樹脂(TrioBed)を採用している。（日本では既設装置に中間比重樹脂を使っても樹脂の分離は良くならず使用している例はない）

マラヤ発電所は、１４００　ＧＰＭ（３１７Ｔ／Ｈ）を４系列（１系列予備）設置している。

採水は設計６０～６５日間に対して最近、２０日～３０日間の運転をしており、差圧上昇による停止は４０psig（2.8 kg／cm^2）としている。採水中の監視計器として導電率計があるが、ガードナー、スナイダー、マラヤ発電所とも動いていない。現在、復旧を計画中である。なお、最近Na計を取付けて試運転中である。
起動時、復水器リーク時の採水に特にＨ－ＯＨ型で使用する等の配慮はされていないようである。

樹脂の再生は、既設分は自動運転不可能で手動で行っており、先ず、樹脂をカチオン再生塔に移送し、アニオン樹脂と分離後、アニオン再生塔へ移送する。各塔で再生終了後、樹脂貯蔵タンクに移す。なお、アンモニア洗浄は時間の設定(１８０分)で終点の監視方法はない。

ガードナー、スナイダー、マラヤ発電所とも樹脂塔内ストレーナの破損により樹脂がリークし、ボイラ給水ポンプストレーナ目づまりを起した事故があり、樹脂セパレータを取付た。

純水装置も同様であるが、配管上に流体の種類、流れ方向の識別表示は全くない。