

## 系統・設備の運用に対する管理業務の業務区分（試案）

本 社	支 店
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 考え方の明確化と規則・基準の作成  例：系統運用の考え方     経 済 運 用     周 波 数 調 整     電 圧 調 整     送 電 系 統 運 用     系 統 保 護 方 式</li> <li>○ 年間・長期需給計画の作成</li> <li>○ 年度運用方針の明示と支店間調整</li> <li>○ 全社的観点からの調査・統計および支店へのフィードバック  例：事故の店所間比較，分析と対策</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 基本的考え方にもとづく実施基準類の作成・実施      考え方の具体化     水系運用，貯水池運用要項      基 準 電 圧     操 作 規 程     リ レ ー 整 定</li> <li>○ 年間・長期需給計画案の作成</li> <li>○ 具体的運用計画の作成・実施      例：短期需給計画     貯水池使用計画     点検・補修計画</li> <li>○ 店内設備系統およびその運用についての調査・統計      事故の詳細分析と対策</li> </ul>



## 負荷時電圧調整器付変圧器の運転と保守について

現在の Java における電力供給においては、配電電圧の改善を至急に計る必要がある。この改善方法としては、種々の方法があるが、現在の Java の電力系統の実態よりみて、差当たって変電所に設置した負荷時電圧調整変圧器（以下 L A Tr という）の電圧調整器の運転により配電電圧を改善するのが、効果的一方法であると考えられる。よって、この方法により配電電圧改善を至急にはかるため、以下この L A Tr の必要性、運転の方法ならびに保守の方法などについて説明する。

- (1) 変電所の電圧調整のあり方について
- (2) 変電所の電圧調整器の運転方法について
- (3) 電圧調整器の自動運転装置について
- (4) 負荷時タップ切換装置の点検、保守について

### 1. 変電所の電圧調整のあり方について

需要家に供給する配電々々の電圧変動は、できるだけ少なくし、需要家に適正電圧を配電するよう努めなければならない。

この需要家の電圧変動の要因としては

- a, 電源電圧の変動
- b, 送電線の電圧降下
- c, 高圧配電線の電圧降下
- d, 低圧配電線の電圧降下

などがあげられる。

これらによる配電々々変動を改善するためには

- a, 電源電圧の調整
- b, 送電設備の改善
- c, 変電所で送り出し配電々々を調整する。
- d, 配電設備の改善
- e, 配電線路に電圧調整器を設置する。

などの方法がある。

これらの実施にあたっては、設備規模、設備実態などを総合勘案のうえ、もっとも経済的な方法を選ばなければならない。

しかしながら現在の PLN の電力系統においては、主要変電所に設置した L R Tr により配電々々を改善するのが効果的な方法であると考えられる。

したがって既に設置してある L R Tr の電圧調整器は直ちに運転し、配電々々改善を計る必要

がある。

また、今後新設する変圧器についても、主要変電所に設置する変圧器は少なくとも±10%程度の電圧調整器付変圧器とすべきである。

## 2. 変電所の電圧調整器の運転方法について

電圧調整器の運転方法としては

a, 直接運転方式

b, 自動運転方式

に大別される。以下この各運転方式の概要につき説明する。

### (1) 直接運転方式

直接運転方式とは変電所において、配電々庄の調整を必要とする場合、変電所の運転員が負荷に見合った送り出し電圧を維持するように電圧調整器の control Sw を直接助かし運転する方法を云う。

### (2) 自動運転方式

変電所の配電々庄を負荷の大きさに見合って、自動的に調整し、需要家電圧を一定中に保たしめる方法を自動運転方式という。

この自動運転方式の一方法として L D C ( Line Drop Compensation ) を活用した方式がある。

以下、この L D C 方式による自動運転方法について説明する。

L D C 方式は、元米発電機の電圧制御方式の一つとして開発されたものである。発電機が接続される送電系統内の一定点の電圧を一定に維持するためには、発電機の送出電力に応じて、発電機と送電系統内の一定点との間のインピーダンスによって生ずる線路電圧降下を補償すればよい。この原理を配電々庄自動調整に活用したものが L D C 方式である。

L D C 方式は、その制御装置内部で、実際の線路電圧降下を模擬して取り出し、これを補償した電圧が一定となるよう、制御回路が組まれている。

以下、配電用変電所における L D C 方式による自動運転について述べる。

この方式は下図に示すように、計器用変流器 ( C T )、計器用変圧器 ( P T )、電圧継電器ならびに線路電圧降下補償器 ( L D C ) を組合せ運転し、電圧調整を自動的に行なうものである。

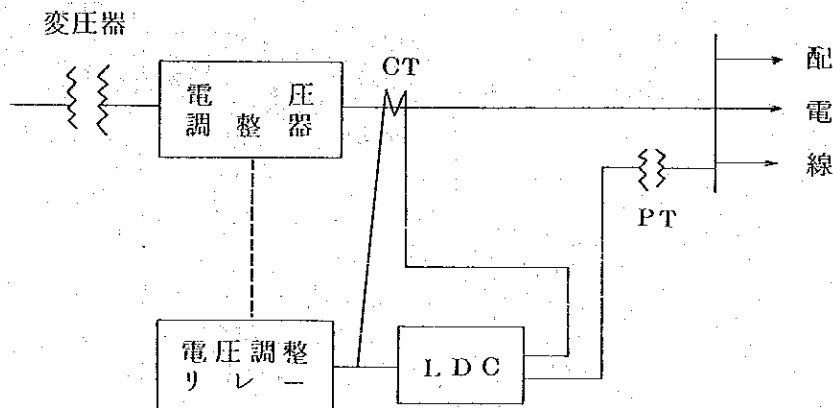
#### a, 電圧調整リレー

電圧調整リレーは、線路電圧を P T 2 次側より電圧コイルに加え、その電圧が整定値より高い場合は「降圧」側に、また低ければ「昇圧」側に接点し、電圧調整器を降圧側、あるいは昇圧側にそれぞれ操作する役目を果たしている。

## b, LDC

配電線の線路電圧は、直長が長ければ長いほど、また負荷が大きければ大きいほど、電圧降下が大きくなり、たとえ送り出し電圧を一定に保っても需要家端電圧を一定に保つことはできない。

そこで、送り出し電圧を負荷変動に応じて考える必要がある。すなわち重負荷時には高い電圧に、また軽負荷時には、低い電圧に送り出し電圧を調整する必要がある。しかしながら、線路上における電圧降下は各点により異なるため、どの点でも適正な電圧になる送り出し電圧を得ることは事実上無理である。このため一般に負荷中心点を適正電圧の目標点とし、柱上変圧器のTap(タップ)調整と協調を保ったLDCの整定を行ない、自動運転するものである。



以上は、LRTrの運転方式の概要である。

PLNの現在のLRTrの設備状態、または運転状況より見て差し当たっては、下記負荷時の送り出し電圧と柱上変圧器のTapの協調をはかり、前記(1)項直接運転方式により、電圧調整器を運転し、配電電圧の改善を計る必要がある。

- 重負荷時の送り出し電圧
- 軽負荷時の送り出し電圧
- 中間負荷時の送り出し電圧

また、将来は前記(2)項の自動運転方式を実施し、より以上の配電電圧改善を行ない、サービスの向上を計るべきである。

### 3. 電圧調整器の自動運転装置について

LRTrを自動運転するためには、これに必要な装置を設置する必要がある。以下標準的なLDC自動運転方式に必要な所要資材ならびに工事費を示すと下表のとおりである。

単位：US\$

	数量	金額	備考
(1) 材料費		2,400	
L D C	1 ケ	50	CT, PRは既設を利用するものとした。 400mm×2,300mm 現地～パネル間延1,000mm
電圧調整 Ry	1 式	700	
配電盤	1 面	550	
制御ケーブル	1 式	800	
その他	1 ヶ	300	
(2) 工事費	1 ヶ	900	
(4) 運搬費, 旅費その他	1 式	100	
合計		3,400	

(注) 上表は日本国内価額で算出した。

#### 4. 負荷時タップ切換装置の点検保守について

LRTの点検保守の目的は、性能の維持、事故未然防止をはかることである。このためには負荷時タップ切換装置の構造および、その性能を熟知するとともに、その負荷時タップ切換装置の適切な保守方法を把握し、点検保守を実施する必要がある。また、不良個所を発見した場合、または事故が発生したときには、できるだけその製作者とも連絡をとり、その原因を明確にし根本的に改修を行なう必要がある。

負荷時タップ切換装置は構造上より切換接、触子の摩耗、タップ切換室の汚損は、まぬがれないものである。

よって、LRTの性能を維持するためには、主として

- a, 負荷時タップ切換触子の保修
- b, 負荷時タップ切換室の油のろ過
- c, 可動機構部の注油

などの点検保守を実施する必要がある。

以下これにつき、日本の各電力会社で、現在実施している点検、保守方法を中心に説明する。

点検保守は

- a, 巡視点検
- b, 定期点検手入
- c, 臨時点検手入

に大分類される。この各項について、点検方法、点検個所、対策など具体的内容は次に示す。

(1) 巡視点検

巡視点検とは、負荷時タップ切換装置を使用状態のまま巡視し、外部よりの異常の有無を監視する方法をいう。

とくに人間の諸感覚による異常現象の感知、たとえば異常騒音、臭気、変色などに細心の注意をはらうべきである。

この巡視点検の具体的内容は第1表に示す。

第1表 巡視点検

装置の区分	点検箇所	点検の要点	対策または処置	備 考
タップ選択器	タンク、弁類およびフランジ部	油もれの状態 「タンクの溶接箇所、接合部、各弁および油面計よりの漏油の有無」	油もれの原因を究明し、出来るだけ早く修理する。	油洩れは機器の機能低下の一因である。
	油面計	指示状態 「油面指示の異常の有無」		
	温度計	指示状態 「標示異常の有無」		
	その他	その他の異常 「噴油、噴煙、異常音の有無」		
	タンクおよび弁類	タップ選択器の項にしたがう		
	油面計	同上		
切換開閉器	吸湿器	吸湿器の状態 「呼吸状態の異常の有無、吸湿剤の変色状態」	・吸湿した吸湿剤は取替える。	
	支持がいし	表面の状態 「破損、きず、じんあいの付着などの有無またはこれによるコロナの発生有無」	・ちりの付着がはなはだしいときには清掃する。	

装置の区分	点検箇所	点検の要点	対策または処置	備考
切換開閉器	その他	「フリッカの有無を確認する」その他はタップ選択器の項にしたがう。		
駆動装置	度数計	動作回数 「自動運転の場合は、度数計の読みは一定期間ごとに記録し動作回数が平常時に比して過大、過小でないか監視する」 〔日本では普通1日30~50回の動作回数で運転している。〕	1) 動作回路が過大の場合 はリレーの感度調整不具合が多く再調整を行なう必要がある。 2) 動作回数が過小の場合 は度数計自体の不良か検出回路の断線によるものが調整し取替または補修する。切換機構の不調によることもあるが、この場合は運転を停止し点検修理を行なう。	定負荷で日ごとの動作回数がほぼ一定ならば電圧調整が順調に行なわれているものと考えてさしつかえない。
	タップ指示板	表示装置 「停止位置が正しい位置にあるかどうか確認する」	安全範囲外で停止している場合はタップ位置不良の表示または警報が発せられるので原因を調査する必要がある。調査は次の手続で行なう。 a) 手動ハンドルにより正規の位置にもどす。 b) 手動ハンドルで軽快に切換られれば機構上問題ないと考えられる。万一切換途中で引掛ったり異常音を発するときは各部の点検を行なわねばならない。 c) 手動操作開閉器によ	タップの上限と下限にはリミットスイッチを設け電気的に極限位置以上にはタップ切換不可能の構造になっている。さらにリミットスイッチが動作しない場合タップ切換機構に損傷を与えないように、リミットオーバ保護装置を設けたものもある。



装置の 区分	点検箇所	点検の要点	対策または処置	備 考
駆  動  装  置			<p>り昇降両方向に1タップだけ操作してみる。</p> <p>d) 手動操作開閉器による操作不能の場合はつぎのように調整する。</p> <p>1) 電動操作機構内のヒューズ容断あるいは操作回路の断線がないかを調べる。</p> <p>2) 操作電源の電圧が正常かどうか調べる（一般に定格電圧の±10～15%の変動範囲ならさしつかえない。）</p> <p>3) 電動機、電磁接触器、電磁制動機の回路に異常がないかを調べる。 （とくに電磁接触器の接点について注意すること）</p> <p>4) 各開閉器の接点に異常がないかを調べる。</p> <p>5) 制動機の動作に異常がないかを調べる</p> <p>e) 切換途中で停止する場合はつぎのように調査する。</p> <p>1) ブレーキシューの摩耗と当り具合に異</p>	

装置の 区分	点検箇所	点検の要点	対策または処置	備 考
駆 動 装 置			<p>常がないか，すべりが大でないかを調べる。</p> <p>2) 各開閉器接点が正規位置で開閉するか調べる。</p> <p>3) リレーの限時調整に誤りがないか調べる。</p> <p>4) 自己保持回路，パイロットスイッチ回路に異常がないか調べる。</p>	
制 動 装 置	電動機ブレーキ	<p>動作時の音</p> <p>「平常時と異なった音響の発生に注意する」</p> <p>(電磁接触子の投入から操作電動機の回転減速装置の歯のかみ合，電磁接触器のしゃ断までの音について異音発生個所に注意)</p>	<p>1) 異常音は軸受部の給油不足あるいは歯車やブレーキシユ-電磁接触器接触子などの異常摩耗，異物かみ込，または破損によることが多く，ときには制動機可動鉄心の接触不良の場合もある。</p> <p>2) 給油は所定の場所におこたりなく注油する。この際電磁接触器，ブレーキシユ-に油滴がかからぬよう特に注意する必要がある。</p> <p>3) ブレーキ，可動鉄心の接触不良の場合は接触面をサンドペーパーでみがく。</p>	<p>電動機には三相電動機，单相電動機が最も多く使用されているが中にはブレーキを内蔵したものもある。</p> <p>ブレーキシユ-の面圧はスリップの状態が著しく変化した場合には調整する必要がある。</p> <p>またブレーキをどくに設けないものは制動効果を考慮している。</p>

装置の区分	点検箇所	点検の要点	対策または処置	備 考
制 御 装 置	伝達機構	1) 切換時の音 「平常時と異なった音響の発生に注意」	異常音は伝達軸の軸振れ、歯車のかみ合不良、軸受部の給油不足、またはカジリその他の破損により発生することが多い。補修は次の運転停止の機会に行ない、それまではタップ切換を行なわないのが望ましい。	伝達機構の補修はタップ切換器と重要な関連があるから、製作者と連絡し処置することが望ましい。
		2) 防じん、さび止め 「伝達機構のほこり付着の状態およびさび発生の有無」	伝達機構のほこりを清掃すると同時にさびの発生に対してはサンドペーパーでさび落としを行ない、さび止め処置あるいは油ふきする。連絡軸および継手部のメッキはく脱箇所には、さび止め塗料を塗ることが望ましい。	スペースヒータは最も温度の高い時期のみ使用し、常時は停止させておくことが望ましい。乾燥しすぎた場合は配線および開閉器類に悪影響を与えることがあるから注意する。
	開閉装置	切換時の動作状況		補修は定期点検で行なう。
	リレー類	同上		
	配線	端子締付部の状況		

以上の点検保守は一般に電動操作機構の電源を入れた状態で行なうことができるが、この場合には感電しないようにすること。また油差し、ドライバなどにより通電部を短絡しないように気をつける。

回路の状態によっては、点検中に配電盤からの信号により駆動電動機が動作を開始することがあるから注意を要する。したがってできる限り点検中は操作電源を開いておくことが望ましい。

(2) 定期点検

定期点検とは、負荷時タップ切換装置を常に正常な状態に保持する目的で、ある一定期間ごとに点検手入れを行なうものをいう。

この点検手入期間は、使用経過年数またはタップ切換装置の動作回数できめている。

この定期点検時、実施する内容または点検期間などは第2表に示す。

第2表 定期点検

装置の区分	点検箇所	点検の要点	点検時期	対策および処置	備考
切 換 開 閉 器	接 触 子 「主および アーク接触 子」	接触状況 「主およびアーク接触子の接触状況を点検する」	10万回	1) 接触状態は確実に接触圧力が十分なことが必要である。 2) 主接触子が荒れていれば接触不良・機構不具合、アーク接触子の損耗が原因であるから製作者に連絡し修理する。	
	アークシュート	表面のほこり金属粉の有無損傷箇所の有無	10万回	表面を乾燥した布で清掃する。損傷あるものはとりかえる。	
	絶 縁 油	耐圧、電価測定	適 宜	悪い場合はろ過または取替える。	一応の目安として最低耐圧値は20KVあればよい
	そ の 他	ボルト、ピン類の状況 「ボルト類のゆるみ、はね、塵金、ピンの止め輪、折損、脱落の有無」	10万回	各部のゆるみは締付けられるものの正規位置を確認の上完全に再締付する。折損脱落のものは製作者と連絡即時交換する	

装置の区分	点検箇所	点検の要点	点検時期	対策および処置	備考
駆動装置	電動機・ブレーキ	絶縁抵抗測定	1回/年	対地絶縁抵抗を測定し、極端に悪ければ原因を調査する。	一応の目安として1MΩ以上(500Vメガ20℃にて)あればよい。
	伝達機構(露出部)	1) 摩耗部の状況 「歯車、軸、その他しゅう動部の摩耗の有無」 2) 機構各部の状況 「機構各部にわたってゆるみ変形、折損の有無」	1回/年	摩耗がはなはだしく実用上支障があれば良品と取り替える。  不良部品を発見したときは、直ちに良品と取り替える。その際原因をよく調査し再び繰り返さないよう対策をこころずる必要がある。	
制御装置	開閉器類	接触状況 「操作用開閉器、電磁接触器などの電気接点の消耗程度」	1回/年	損耗のはげしいものは新品と取り替える。接触が悪いものはばねの調整を行なう。調整不可能な場合は新品と取り替える。	開閉器の接点不良は操作用機構異常動作の原因となることが多いので、点検は入念に行なう。
	リレー類	接点状態および特性変化の状況 「電圧調整リレー、限時リレー補助リレーなどの接点の消耗程度および動作が正常であるかを点検する」	1回/年	電圧調整リレーは動作ひん度が多いので接点の消耗などにより特性が変わることがあるので、接点のほか特性を調べる。	

装置の区分	点検箇所	点検の要点	点検時期	対策および処置	備 考
保 護 装 置	配 線	絶縁抵抗の測定 および締付部の 状況	1回/年	対地絶縁抵抗を測定 し、極端に悪ければ 原因を調査する。	一応の目安として新 品は外来ケーブルを はずした状態で1 M Ω (500 Vメガ 20℃) あればよい。
	油面低下警 報装置	動作状況 「うき子、電気 接点、補助リレ ー、警報器およ び検出回路の異 常個所の有無」	1回/年	うき子が軽快に動作 するか確認する。 摩耗のはなはだしい ものや接点不良のも のは取替える。	
	渋滞警報装 置	動作状況 「うき子、電気 接点、補助リレ ー、警報器およ び検出回路の異 常個所の有無」	1回/年	渋滞リレーの整定時 間後、渋滞の検出動 作が確実に行なわれ るか確認する。	渋滞リレーの限時整 定は、1タップ切換 に要する時間の2倍 程度に整定するのが 望ましい。
	そ の 他	動作状況	1回/年		特殊な保護装置を付 属しているものはそ れぞれの説明書によ り点検すること。
活 線 淨 油 装 置	各機構部	漏油の有無 異音の 〃 さびの 〃 各締付部のゆる みの有無	1回/年	接合部、パッキンの 取替、各締付部の締 なおし、さび個所の 補修	
	圧 力 計	誤差試験	1回/年	許容値最小目盛の± 1目盛	
	ろ 材		適 宜	ろ過圧力が指定する 圧力以上になった場 合に取替える。	

装置の区分	点検箇所	点検の要点	点検期	対策および処置	備考
活線装浄油置	絶縁油	耐圧試験	適宜	ろ過しても耐圧値の低いものは取り替える。	一応の目安として最低耐圧値は20KVあればよい。

### (3) 臨時点検

臨時点検とは、巡視点検または定期点検のほかに、さらに点検手入を必要とする場合に実施する点検をいう。

以上LRTrの運転、保守の概要について述べたが、現地に於て具体的に実施する段階においては、機器の種類、既設装置の状況ならびに現地の配電電圧状況などをよく調べ、現場にマッチした方法で実施しなければならない。

したがって、至急に現場の人々に変圧器メーカーの諸資料などを熟知させ、必要があれば、直接メーカーより、技術指導を受け、日常運転管理がスムーズにできるようにし、かつLRTrの点検保守は社員により逐次実施できるようにする必要がある。





## 中部 Java の30KV系統を70KVに昇圧した場合の 送電鉄塔の再使用について

この検討書は、Java 中部地区30KV送電線を、70KVに昇圧した場合、送電線鉄塔が再使用出来るかどうかについて検討を行ったものである。その結果送電鉄塔は一部の改造を行なうのみで、電線はCu 50mmをCu 75mmにサイズアップし、再使用可能であるとの結論を見た。検討にあたっては、現在の送電線の設計条件などが明確でないため、ある程度仮定を設け、また代表的な鉄塔2基 (Fig 1: Fig 2.) に対象をしばっている。他の鉄塔についても同様の手法で検討が可能であるが、こゝでの検討はあくまでも1つの目安を与えることにとどまるものであり、具体的実施にあたっては、更に詳細なデータを集め仮定条件などを見直し、きめ細かく検討を行なう必要がある。

### 1 絶縁設計およびクリアランス

#### 1.1 がいし個数

- (1) がいし種類は、現在最も広く用いられている254mm×146mm懸垂がいしとする。
- (2) Java 付近では台風のおそれはなく、塩害は殆んどないと考えられるので、がいし汚損による耐電圧低下は考慮しない。
- (3) がいしの絶縁はBILに耐えること、および開閉サージに耐えることを目安に定める。

##### a) 70KV級のBILは400KV

懸垂がいしの衝撃せん絡電圧※は4コ連で415KV、5コ連で495KVであるから、耐電圧/ 絡電圧を0.9とすれば、耐電圧は4コ連で372KV、5コ連で445KVとなり、BILに耐えるためには5コ必要となる。

※ EEI-NEMAの値

- b) 開閉サージ倍率は70KV非有効接地系では3.3倍にとれば十分とされている。これを用いて開閉サージ電圧を計算すると

$$\begin{aligned} \text{開閉サージ電圧} &= \text{最高許容電圧} \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 3.3 \\ &= (70 \times 1.2) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 3.3 = 226 \text{KV} \end{aligned}$$

となる。懸垂がいしの開閉サージ耐電圧は、日本における実験データより3コ連で220KV、4コ連で290KVとなっているので、4コ連でよいことになる。しかしながら開閉サージで、がいし連がせん絡することは系統運転上好ましくないため、不良がいしが1個発生しても開閉サージに耐えるよう1個余裕をみて5コ連とするのがよい。

- (4) 上記(3)の検討結果により、70KV昇圧時の所要がいしは254mm×146mmの懸垂がいし1連5コとする。

#### 1.2 絶縁間隔

- (1) 電線と支持物との絶縁間隔は、がいしの絶縁レベルと協調させるのがよい。よって通常

の状態における絶縁間隔（常時クリアランス）は、がいしの衝撃せん絡電圧と協調するよう  
な棒間隔の値をとる。がいし5コの衝撃せん絡電圧は495KVであり、これに相当する衝撃  
絡電圧を示す棒間隔は、750<sup>※</sup>mmとなるので、常時クリアランスは750mmとする。

※ EEI-NEMAの値

- (2) 風によりがいし連が流れて支持物に接近した場合の絶縁間隔は、このような状態の発生頻  
度が少ないため、750mmもとる必要はないが、少なくとも開閉サージには耐える間隔で  
あることが望ましいので、開閉サージ電圧226KVに耐える棒間隔として450<sup>※</sup>mmをとる  
ことにする。（異常時クリアランス）

※ CIGRE SC №15の資料による。

### 1.3 クリアランスダイアグラム

クリアランスダイアグラムは、日本における慣習にしたがい県垂がいし装置の場合次に  
より描くものとする。

- (1) がいし連の横振れ角 $0^{\circ} \sim 2^{\circ}$ の範囲では常時クリアランスをとる。
- (2) がいし連の横振れ角 $4^{\circ}$ のときには常時クリアランスと異常時クリアランスの平均値を  
とる。
- (3) がいし連の横振れ角 $5^{\circ}$ のときには異常時クリアランスをとる。

以上によりがいし連長を $146\text{mm} \times 5 + 300\text{mm}$ としてクリアランスダイアグラムを描  
くとFig.3のようになる。

(注) 日本においては想定風速を $40\text{m/s}$ ととっているが、上記のクリアランス検討で  
は、風速 $20\text{m/s}$ のときに横振れ角が $5^{\circ}$ 以下になるときは懸垂型鉄塔を使用  
できることになっている。この考え方をそのまま流用すれば、Javaにおいては想  
定風速が小さいので、最大横振れ角をもっと小さくしてよいとも考えられるが、  
横振れ角を小さくしてアーム長さを縮めると、作業者が昇塔する際の安全距離が十  
分とれなくなるおそれがあること、クリアランスにおいては想定風速を小さくとっ  
てよいとする根拠が明確でないことなどから、日本における長年の経験により定め  
られている横振れ角をそのまま採用する。

### 1.4 鉄塔基本構造の検討

- (1) クリアランスダイアグラムにより、Fig.1およびFig.2に示すTYPE・Aおよび  
TYPE・Bの鉄塔の上部基本構造について検討するとFig.4のようになる。
- (2) Fig.4により、TYPE・Bは現在の基本構造で昇圧可能である。
- (3) TYPE・Aは、現在の基本構造ではクリアランスが不足するので、腕金垂直間隔を  
 $1560\text{mm}$ から $2,250\text{mm}$ へ、腕金長さ（塔体中心より）を $1,700\text{mm}$ から $2,000\text{mm}$ へ  
それぞれ増す必要がある。
- (4) TYPE・Aの改造には次の2法があり、それぞれ一長一短を有する。

a) 最下腕金を現在位置とし、塔体を上方へ延ばす。

(電線高さはほぼ現状を確保できるが、鉄塔強度上は条件が悪くなる。)

b) 架空地線用腕金位置は現状とし、中下腕金をくり下げる。

(鉄塔強度上は条件がよくなるが、電線高さがかなり下がる。)

今回検討する鉄塔は鉄塔強度、地上高などの条件が不明な点もあるのでTYPE・Aの改造は上記(a)案および(b)案 (Fig.1 参照) について検討する。

## 2. 架線設計

### 2.1 電線種類太さ

(1) 電線は硬銅より線とし、既設50mmを75mmにサイズアップすることを検討する。架空地線は亜鉛メッキ鋼より線35mmとする。

(2) 電線の性能

種類太さ	より線構成	計算断面積	外径	重量	抗張荷重	線膨脹係数	弾性係数
硬銅より線 50mm	19/18mm	48.36mm <sup>2</sup>	9.0mm	435.1 $\frac{kg}{km}$	1,960 kg	$17 \times 10^{-6} / ^\circ C$	$12 \times 10^3 kg/mm^2$
〃 75mm	7/37	75.25	11.1	677.0	2,910	$17 \times 10^{-6}$	$12 \times 10^3$
亜鉛メッキ鋼より線 35mm	7/26	37.16	7.8	293.3	3,010	$12 \times 10^{-6}$	$17.5 \times 10^3$

### 2.2 設計条件

(1) 平均気温は、Java の月平均が25.8℃～26.8℃、年平均が26.4℃であるので、25℃とする。

(2) 風速は、台風がないので、20m/sとする。

(3) 地上高算定時の電線最高温度は、日本では平均気温15℃に対し45℃をとっているがJavaの平均気温がこれより10℃高いことを考慮し、55℃とする。

(4) 電線着氷雪は見込まない。

(5) 電線最大使用張力は、日本の場合想定気象条件下で抗張荷重に対し安全率2.2以上として定めることになっている。今回はこれを準用することとし、気温25℃、風速20m/s時に抗張荷重に対する安全率が2.2となるように架線するものと仮定する。

(6) 架空地線は、日本の慣例に従い、電線弛度の80%の弛度になるよう架線するものとする。

(7) 径間長は300mと仮定する。

### 2.3 最大使用張力および弛度計算

(1) 電線の弛度および張力の計算には、架線時のカタナリ曲線を近似的に放物線とみなして導びかれた次式を用いる。

$$f_2^2 \{ f_2 - (K - L \cdot t \cdot E) \} = M$$

$$d_2 = \frac{\delta \cdot q_2 S^2}{8 f_2}$$

ただし  $f = \frac{T}{A}$   
 $= \frac{W}{A}$

$$K = f_1 \frac{(q_1 \delta)^2 S^2 E}{24 f_1^2}$$

$$M = \frac{(q_2 \delta)^2 S^2 E}{24}$$

$$q = \frac{\sqrt{W^2 + W_m^2}}{W}$$

T : 電線張力 (kg)

A : 電線断面積 (mm<sup>2</sup>)

W : 電線単位長重量 (kg/m)

S : 径間長 (m)

E : 弾性係数 (kg/mm<sup>2</sup>)

: 線膨脹係数 (1/°C)

W<sub>m</sub> : 電線単位長風圧 (kg/m)

t : 基準となる状態および求める状態の温度差 (°C)

d : 弛度 (m)

Suffix 1, 2 はそれぞれ基準となる状態および求めようとする状態をあらわす。

(2) 風圧は風速の2乗に比例するとされており、日本においては風速40 m/S 時の電線風圧は100 kg/m<sup>2</sup>としているので、風速20 m/S 時の電線風圧は：

$$100 \text{ kg/m}^2 \times \left( \frac{20 \text{ m/S}}{40 \text{ m/S}} \right)^2 = 25 \text{ kg/m}^2$$

となる。

(3) 硬鋼より線5.0 mmの弛度計算

a) 最大使用張力：  $1,960 \text{ kg} / 2.2 = 890 \text{ kg}$

b) 25°Cにおける弛度・張度

$$f_1 = \frac{890}{48.36} = 18.40 \text{ kg/mm}^2$$

$$\delta = \frac{0.4351}{48.36} = 0.0090 \text{ kg/m-mm}^2$$

$$W_m = 25 \times 9.0 \times 10^{-3} = 0.225 \text{ kg/m}$$

$$q_1 = \frac{\sqrt{0.4351^2 + 0.225^2}}{0.4351} = 1.125 \quad q_2 = 1.000$$

$$t = 25^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 0$$

$$K = 18.40 - \frac{(1.125 \times 0.009)^2 \times 300^2 \times 12 \times 10^3}{2.4 \times 18.40^2} = 18.40 - 13.61 = 4.79$$

$$M = \frac{(1 \times 0.009)^2 \times 300^2 \times 12 \times 10^3}{2.4} = 3650$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (4.79 - 17 \times 10^{-6} \times 0 \times 12 \times 10^3) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 1.717 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 1.717 \times 48.36 = 83.0 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 300^2}{8 \times 1.717} = 5.90 \text{ m}$$

c) 55°Cにおける弛度・張力

$$t = 55^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 30^\circ\text{C} \quad \text{他は b) と同条件である。}$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (4.79 - 17 \times 10^{-6} \times 30 \times 12 \times 10^3) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 1.497 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 1.497 \times 48.36 = 72.4 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 300^2}{8 \times 1.497} = 6.76 \text{ m}$$

(4) 硬銅より線 7.5 mm の弛度計算 (その 1)

a) 最大使用張力:  $2.910 \text{ kg} / 2.2 = 1.320 \text{ kg}$

b) 25°Cにおける弛度張力

$$f_1 = \frac{1.320}{7.525} = 1.758 \text{ kg/mm}$$

$$\delta = \frac{0.677}{7.525} = 0.090 \text{ kg/m-mm}$$

$$Wm = 2.5 \times 1.11 \times 10^{-3} = 0.2775 \text{ kg/m}$$

$$q_1 = \frac{\sqrt{0.677^2 + 0.2775^2}}{0.677} = 1.080$$

(3)と同様に計算すると  $t = 0$

$$K = 17.58 - 13.75 = 3.83 \quad M = 3650$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (3.83 - 0) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 1.678 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 1.678 \times 75.25 = 126.2 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 300^2}{8 \times 1.678} = 6.04 \text{ m}$$

c) 55°Cにおける弛度・張力

$$t = 55^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 30^\circ\text{C} \quad \text{他は b) と同条件である。}$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (383 - 17 \times 10^{-6} \times 30 \times 12 \times 10^3) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 1.497 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 1.497 \times 7.525 = 11.27 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 30 \text{ J}^2}{8 \times 1.497} = 6.76 \text{ m}$$

(5) 垂鉛メッキ鋼より線 3.5 mm の弛度・張力

a) 25℃弛度：電力線弛度の80%とする。

電力線の25℃における弛度は、50 mm で 5.90 m, 75 mm で 6.04 m であるので、  
一率に  $5.90 \text{ m} \times 0.8 = 4.72 \text{ m}$  とする。

b) 最大使用張力

$$\delta = \frac{0.2933}{3.716} = 0.00794 \text{ kg/m-mm}$$

$$W_m = 2.5 \times 7.8 \times 10^{-3} = 0.195 \text{ kg/m}$$

$$q_1 = 1, \quad q_2 = \frac{\sqrt{0.2933^2 + 0.195^2}}{0.2933} = 1.201$$

$$f_1 = \frac{\delta q_1 \cdot \delta^2}{8 d_1} = \frac{0.00794 \times 1 \times 300^2}{8 \times 4.72} = 18.91 \text{ kg/mm}$$

$$K = 18.91 - \frac{(1 \times 0.00794)^2 \times 300^2 \times 1.75 \times 10^3}{24 \times 18.91^2} = 18.91 - 11.52 = 7.39$$

$$M = \frac{(1.201 \times 0.00794)^2 \times 300^2 \times 1.75 \times 10^3}{24} = 5955 \quad t = 0$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (7.39 - 0) \} = 5955$$

$$\text{よって } f_2 = 2.096 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 2.096 \times 3.716 = 7.79 \text{ kg}$$

$$\text{安全率} = \frac{3010}{779} = 3.86$$

(6) 硬鋼より線 7.5 mm の弛度計算 (その2. 張力を下げた場合)

サイズアップにより鉄塔強度が不足する可能性を考慮し、最大使用張力を 50 mm 相当まで下げた場合の弛度を計算する。

a) 最大使用張力：890 kg

b) 25℃における弛度・張力

$$f_1 = \frac{890}{7.525} = 118.3 \text{ kg/mm}$$

$$\delta = 0.0090 \text{ kg/m-mm} \quad q_1 = 1.080 \quad t = 0$$

$$K = 11.83 - \frac{(1.080 \times 0.009)^2 \times 300^2 \times 12 \times 10^3}{24 \times 11.83^2} = 11.83 - 3030 = -1847$$

$$M = 3650$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (-1847 - 0) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 11.10 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 11.10 \times 75.25 = 835 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 300^2}{8 \times 11.10} = 9.13 \text{ m}$$

c) 55°Cにおける弛度・張力

$$t = 55^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 30^\circ\text{C}$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (-1847 - 17 \times 10^{-6} \times 30 \times 12 \times 10^3) \} = 3650$$

$$\text{よって } f_2 = 10.23 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 10.23 \times 75.25 = 770 \text{ kg}$$

$$d_2 = \frac{0.009 \times 1 \times 300^2}{8 \times 10.23} = 9.90 \text{ m}$$

d) 垂鉛メッキ鋼より線の最大使用張力

$$25^\circ\text{C 弛度} = 9.13 \times 0.8 = 7.30 \text{ m}$$

$$f_1 = \frac{\delta q_1 \delta^2}{8 d_1} = \frac{0.00794 \times 1 \times 300^2}{8 \times 7.30} = 9.66 \text{ kg/mm}$$

$$K = 9.66 - \frac{(1 \times 0.00794)^2 \times 300^2 \times 17.5 \times 10^3}{24 \times 9.66^2} = 9.66 - 4419 = -3453$$

$$M = 5955 \quad t = 0$$

$$f_2^2 \{ f_2 - (-3453 - 0) \} = 5955$$

$$\text{よって } f_2 = 11.39 \text{ kg/mm} \quad T_2 = 11.39 \times 371.6 = 423 \text{ kg}$$

### 3. 鉄塔強度

#### 3.1 設計条件および設計方法

(1) 設計の基本条件は次の2種とする。

常時：気温 25°C 風速 20 m/S 断線なし

異常時：気温 25°C 風速 20 m/S 架空地線および電線のうちの任意の1条断線

(2) 荷重の組合せ、部材の強度、裕度などは日本の JEC-127「送電用鉄塔設計標準」による。

(3) 荷重条件は次による。

荷重径間：300 m

垂直荷重：電線および架空地線最大使用張力の0.1倍

鉄塔風圧：日本では40 m/s のとき290 kg/m<sup>2</sup>としているので、20 m/s 相当として $290 \times (\frac{20}{40})^2 = 72.5 \text{ kg/m}^2$ とする。

水平角：3°

不平均張力：検討対象が懸垂形鉄塔であるので、断線時のクランプすべり、がいし運の流れによる張力低減を考慮し、最大使用張力の0.6倍とする。

がいし運重量、風圧：1運あたり重量70 kg 風圧15 kgとする。

(4) 強度計算は次のケースについて行なう。

Case a	: TYPE-A	現行	電線50 mm
Case b	: TYPE-A	改造b案	電線50 mm
Case c	: TYPE-A	改造b案	電線75 mm
Case d	: TYPE-A	改造a案	電線75 mm
Case e	: TYPE-B	現行	電線75 mm

### 3.2 強度計算

(1) 上記により強度計算を行なった結果は Fig.5 ~ 14 のとおりである。

(2) Fig.5 ~ 14 の見方で注意を要する点を列挙すれば次のとおりである。

a) "Max Stress"欄には、吊時応力の100%，異常時応力の67% (1/15) のいずれか大きい方が記入してあり、したがってこれに対してSF=1.0以上となるように部材、ボルトを決めれば、JEC-127「送電用鉄塔設計標準」の規定を満足する。

(ただし腕金材については、異常時応力の100%をMax, Stressとしている。)

b) Main Post の "L" 欄のPは、各パネル間のピッチをあらわす。

c) "P" "q" 欄は架空地線および各相電線のうち、断線時の応力が最も大きくなる線条の応力を記入してある。

d) 鉄塔図において太線で表示してあるのは新規材を意味する。

なおボルトについては既設の状況が判らないので、今回の検討結果から強度上必要となる太さ本数を記入している。

### 3.3 補強

(1) Fig.5 ~ 14 より判るとおり、TYPE-A, TYPE-B とも部材強度には十分の余裕があるので、次により70 kV昇圧、および硬鋼線75 mmへのサイズアップが可能である。

a) TYPE-A 鉄塔

(1) 改造a案：主柱材1.5 mつき足し、腕金取替ならびに位置変更

(2) 改造b案：腕金取替ならびに位置変更

b) TYPE-B 鉄塔：変更不要

(2) TYPE-A 鉄塔の改造はa案b案いずれによっても強度上問題ないが、地上高に余裕が



ある場合はb案を採用した方が改造が容易である。

- (3) ボルトについては、Stress Table に示された所要太さ、本数を既設のものが下まわっていた場合は、改修が必要となる。(既設のボルト太さ、本数が不明のため、現場調査が必要である。)
- (4) このほか、ここで想定した条件と異なる条件(例えば電線太さを更に大きくする場合、想定風速を20m/Sより大きくしたい場合など)のときは、Fig.5～14の応力図・応力表を条件に合わせて修正し、再度強度チェックを行ない、必要に応じ補強を行なわなければならない。(荷重条件変更の際の強度計算を容意にするため、応力表にはUnit Stressも示してある。)
- (5) TYPE-AおよびTYPE-B以外の鉄塔については今回検討しなかったが同様の手法で検討することができる。

#### 4. 基礎強度

##### 4.1 設計条件および設計方法

- (1) 基礎に加わる荷重は、鉄塔から伝わる圧縮荷重および引揚荷重とする。水平荷重については、風圧力が小さく荷重条件のゆるやかな今回検討するような小型鉄塔では、一般に通常コンクリート基礎で十分耐力を有するので、検討を省略する。
- (2) 基礎の圧縮耐力は、基礎の底面における地盤の耐力によるものとする。また基礎の引揚耐力は、基礎体の重量および引揚力に対して抵抗する基礎床板より上方の土の重量(土のまさつ力を等価的に重量におきかえたものを含む)によるものとする。
- (3) 基礎の安全率は、日本のJEC-127「送電用鉄塔設計標準」に従い、常時(断線なし)荷重に対し、2.0異常時(断線時)荷重に対し20/15とする。
- (4) 基礎の設計計算には、上記JEC-127説明書に記載された次の式を用いる。

$$\text{圧縮力} : \frac{q'}{F} \geq \frac{C+G+W_2}{A}$$

$$\text{引揚力} : \frac{\gamma'(V_c - V_c') + G}{F} \geq T$$

$q'$  : 地盤の圧縮耐力度 ( $t/m^2$ )

$F$  : 安全率

$C$  : 想定荷重により計算される鉄塔上部からの圧縮力 ( $t$ )

$G$  : 基礎体の重量 ( $t$ )

$W_2$  : 基礎床板直上の土の重量 ( $t$ )

$A$  : 基礎底面積 ( $m^2$ )

$T$  : 想定荷重より計算される鉄塔上部からの引揚力 ( $t$ )

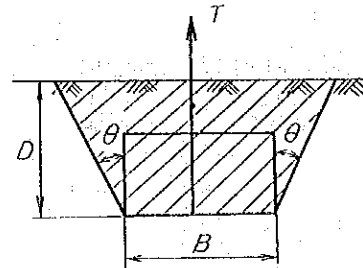
$\gamma'$  : 土の等価単位体積重量 ( $t/m^3$ )

$V_0$  : 土の有効角度より算定される基礎底面上の倒立錐頭錐体の体積 ( $m^3$ )

基礎定面が正方形の場合は次式で計算される。

$$V_0 = D ( B^2 + 2BD \tan \theta + \frac{4}{3} D^2 \tan^2 \theta )$$

$V_i$  : 地表面下の基礎体の体積 ( $m^3$ )



(5) 現地の地盤は、JEC-127 説明書に記載された次表の中の A 種地盤と仮定する。

地盤の種類		引揚力に抵抗する土の有効角度 $\theta$	土の等価単位体積重量 ( $t/m^3$ )	圧縮耐力度 $q'$ ( $t/m^2$ )
A 種	地下水位が十分低く、抵抗力の大きい地盤、山地、硬い畑、原野など	$30^\circ$	1.6	6.0
B 種	多少の湧水はあるが、抵抗力の大きい地盤、柔らかい畑など	$20^\circ$	1.5	4.0
C 種	地下水位が高く、抵抗力の小さい地盤、普通の水田など	$10^\circ$	1.4	2.0
D 種	地下水位が非常に高く、抵抗力のない地盤、一般に坑打ちなどを要する	$0^\circ$	1.3	1.0

(6) 基礎の形状は、インドネシアより入手した鉄塔図などを参照して、Fig.15 のような正方形コンクリート基礎と仮定する。

(7) 強度計算の対象は、次の 2 つとする。

Case d : TYPE-A 鉄塔 改造 a 案により改造し、電線を 7.5 mm とした場合

Case e : TYPE-B 鉄塔 電線を 7.5 mm とした場合

#### 4.2 強度計算

(1) 鉄塔から伝わる圧縮荷重および引揚荷重は別図 6 および別図 10 の基礎応力により次の値となる。

ケース		圧縮荷重 C (t)	引揚荷重 T (t)
d	TYPE-A	8.80	7.22
e	TYPE-B	5.67	3.08

注：こゝに示す荷重は、常時荷重の1倍および異常時荷重の1/1.5倍のいずれか大きい方をとったものである。したがってこの荷重に対し安全率2.0をとれば、前記4.1(3)に挙げた条件を満足する。

(2) 地盤の定数は4.1(5)により次のようになる。

$$\theta = 30^\circ \quad \gamma' = 1.6 \text{ (t/m}^2\text{)} \quad q' = 60 \text{ (t/m}^2\text{)}$$

(3) 基礎体の体積・重量

鉄塔基礎材を含むコンクリート基礎体の単位体積重量は2.3 t/m<sup>3</sup>とする。

Case d : Fig.1 5より

$$\begin{aligned} \text{基礎体の体積 } V_c &= \frac{1}{3} \times 2.5 \times (1.1^2 + 1.1 \times 0.25 + 0.25^2) \\ &= 1.29 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\text{基礎体の重量 } G = 1.29 \times 2.3 = 2.97 \text{ t}$$

地表面下の基礎体の体積  $V_c'$  は

$$\begin{aligned} V_c' &= 1.29 - \text{地表面上の基礎体の体積} \\ &= 1.29 - 0.25^2 \times 0.1 = 1.28 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Case e : Fig.1 5より

$$\begin{aligned} \text{基礎体の体積 } V_c &= 2.0^2 \times 0.4 + \frac{1}{3} \times 1.2 \times (2.0^2 + 2.0 \times 0.6 + 0.6^2) \\ &\quad + \frac{1}{3} \times 1.1 \times (0.6^2 + 0.6 \times 0.4 + 0.4^2) \\ &= 1.60 + 2.22 + 0.28 = 4.10 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\text{基礎体の重量 } G = 4.10 \times 2.3 = 9.43 \text{ t}$$

地表面下の基礎体の体積  $V_c'$  = 4.10 - 地表面上の基礎体の体積

$$= 4.10 - 0.4^2 \times 0.1 = 4.08 \text{ m}^3$$

(4) 基礎床板直上の土の重量

基礎床板直上の土の体積は、(基礎床板面積×高さ)から(地表面下の基礎体の体積)を差引いて求められる。これに土の単位体積重量 $\gamma'$ を乗じれば重量 $W_s$ が求められる。

$$\text{Case d : 基礎床板直上の土の体積} = 1.1^2 \times 2.5 - 1.28 = 1.75 \text{ m}^3$$

$$\text{重量 } W_s = 1.75 \times 1.6 = 2.80 \text{ t}$$

$$\text{Case e : 基礎床板直上の土の体積} = 2.0^2 \times 2.7 - 4.08 = 6.72 \text{ m}^3$$

$$\text{重量 } W_s = 6.72 \times 1.6 = 10.74 \text{ t}$$

(5) 土の有効角度より算出される基礎底面上の倒立錐頭錐体の体積

$$\begin{aligned} \text{Case d: } V_e &= D(B^2 + 2BD \tan \theta + \frac{4}{3}D^2 \tan^2 \theta) \\ &= 2.5 \times (1.1^2 + 2 \times 1.1 \times 2.5 \tan 30^\circ + \frac{4}{3} \times 2.5^2 \tan^2 30^\circ) \\ &= 17.9 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Case e: } V_e &= 2.7 \times (2.0^2 + 2 \times 2.0 \times 2.7 \tan 30^\circ + \frac{4}{3} \times 2.7^2 \tan^2 30^\circ) \\ &= 36.3 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

(6) Case dの基礎耐力

圧縮耐力:

$$\frac{q'}{F} = \frac{60 \text{ (t/m}^2\text{)}}{2} = 30 \text{ (t/m}^2\text{)}$$

$$\frac{C+G+W_s}{A} = \frac{8.80 \text{ (t)} + 2.97 \text{ (t)} + 2.80 \text{ (t)}}{1.1^2 \text{ (m}^2\text{)}} = 12.04$$

$$\text{よって } \frac{q'}{F} > \frac{C+G+W_s}{A} \quad \text{O.K.}$$

引揚耐力:

$$\frac{\gamma'(V_e - V_c) + G}{F} = \frac{1.6 \text{ (t/m}^3\text{)} \times (17.9 \text{ (m}^3\text{)} - 12.8 \text{ (m}^3\text{)}) + 297 \text{ (t)}}{2} = 148 \text{ (t)}$$

$$T = 7.22 \text{ (t)}$$

$$\text{よって } \frac{\gamma'(V_e - V_c) + G}{F} > T \quad \text{O.K.}$$

(7) Case eの基礎耐力

圧縮耐力:

$$\frac{q'}{F} = \frac{60 \text{ (t/m}^2\text{)}}{2} = 30 \text{ (t/m}^2\text{)}$$

$$\frac{C+G+W_s}{A} = \frac{5.67 \text{ (t)} + 9.43 \text{ (t)} + 10.74 \text{ (t)}}{2.0^2 \text{ (m}^2\text{)}} = 6.46 \text{ (t)}$$

$$\text{よって } \frac{q'}{F} > \frac{C+G+W_s}{A} \quad \text{O.K.}$$

引揚耐力:

$$\frac{\gamma'(V_e - V_c) + G}{F} = \frac{1.6 \text{ (t/m}^3\text{)} + (36.3 \text{ (m}^3\text{)} - 40.8 \text{ (m}^3\text{)}) + 243 \text{ (t)}}{2} = 30.4 \text{ (t)}$$

$$T = 3.08 \text{ (t)}$$

$$\text{よって } \frac{\gamma'(V_e - V_c) + G}{F} > T \quad \text{O.K.}$$

#### 4.3 補 強

- (1) 上記検討結果により、Case d (TYPE-A 鉄塔、改造 a 案により改造し、電線を 75 mmとした場合) および Case e (TYPE-B 鉄塔、電線を 75 mmとした場合) のいずれにおいても基礎の補強は不要である。このほかの設計条件の場合 (改造 b 案の場合、電線を 50 mmとした場合など) には、基礎に加わる荷重がさらに小さくなるので一層裕度が大きくなる。
- (2) ただし、今回想定した以外の条件、例えば地盤が B 種、C 種であったり、基礎体がかつと小さかったりした場合は、基礎の補強が必要となることも考えられる。とくに地盤については、場所により非常に性質が異なり、日本の地盤分類がそのまま適用できるかどうか不明であるので、実施にあたっては地盤調査を行ない、基礎設計を再検討することが望ましい。

### 5. 電線地上高

#### 5.1 最高温度における電線弛度

- (1) 最高温度 (55℃と仮定) における電線弛度は、2.3「最大使用張力および弛度計算」の結果より、次のとおりである。

電線太さ、架線条件		(径間300m)
		55℃における弛度 (m)
硬鋼より線 50 mm	最大使用張力 890 kg	6.76
" 75 mm	" 1320 kg	6.76
(参考)" "	" 890 kg	(9.90)

- (2) 上記により、硬鋼より線 50 mm を 75 mm に張り替えても、弛度は変わらない。ただし、75 mm を 50 mm と同じ張力で架線した場合には、電線弛度は約 3.1 m 増加する。

#### 5.2 電線地上高の検討

##### (1) がいし増結による地上高減

昇圧により、がいし個数が 5 個必要となるが、既設 30 KV 送電線のがいし個数は 3 個であるので、差引 2 個増となる。250 mm 標準懸垂がいしの高さは 146 mm であるから、2 個で 292 mm であるが、電線張替のためのクランプ、架線金具の大型化も予想されるので余裕をみて 0.4 m のがいし連長増加を考慮する。

##### (2) 鉄塔改造に伴う地上高減

TYPE-A 鉄塔の改造 b 案では、中、下腕金を現位置よりくり下げるので、これによる電線地上高の減を生じる。Fig.1 より、この値は 1.5 m である。

##### (3) 電線弛度増による地上高減

5.1 項により、電線を 75 mm に張替えても、架線張力を規定値にとれば弛度はゼロであ

る。

(4) 全体の地上高減

上記(1), (2), (3)より全体の地上高減は次のようになる。

{	TYPE-A 鉄塔を改造 b 案により改造した場合	1.9 m 減
	それ以外の場合	0.4 m 減

(5) 地上高の検討

既設の鉄塔の下腕金高さは、Fig.1 および Fig.2 より、TYPE-A で 19.85 m、TYPE-B で 18.5 m である。がいし連長 1.0 m とすれば、平坦地径間 300 m における最低地上高は次のようになる。

$$\begin{aligned} \text{TYPE-A : (下腕金地上高)} - (\text{がいし連長}) - (\text{電線弛度}) &= 19.85 - 1.0 \\ &\quad - 6.76 \div 12.1 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TYPE-B : (下腕金地上高)} - (\text{がいし連長}) - (\text{電線弛度}) &= 18.5 - 1.0 \\ &\quad - 6.76 \div 10.3 \text{ m} \end{aligned}$$

(4)に示す地上高の減を考慮すると、昇圧後の地上高は次のようになる。

TYPE-A 改造 a 案の場合 : 11.7 m

“ 改造 b 案の場合 : 10.2 m

TYPE-B の場合 : 9.9 m

日本の電気設備技術基準においては、70 KV 送電線の地上高は一般個所 6 m 以上、山地等で人が容易に立入らない所では 5 m 以上と定められており、上記の値はこれに対しかなりの余裕がある。

5. まとめおよび問題点

6.1. 結 論

- (1) Java 中部地区 30 KV 送電線を 70 KV に昇圧し、かつ電線太さを硬鋼より線 50 mm から 75 mm にサイズアップすることは可能である。
- (2) 昇圧にあたって次の処置をほどこさなければならない。
  - (a) がいしを 250 mm 標準懸垂がいし 1 連 5 個とする。
  - (b) TYPE-A 鉄塔はクリアランス不足となるので、腕金長さおよび取付位置を変更する。
  - (c) TYPE-A, B 以外の鉄塔については検討を行っていないので、この検討書に準じて鉄塔強度および基礎強度を検討し、必要に応じて改造・補強を行なう。(今回の計算結果からみて他のタイプもわずかな改造ですむものと思われる。)
  - (d) 実際の送電線の設計条件、詳細構造、立地条件などが十分明確でないので、昇圧工事の実施に先立ち、ルート測量、地質調査、架線状況調査、鉄塔構造スケッチ、基礎試験など、詳細な調査を行ない、この検討書で用いている種々の仮定条件のチェック、未検

討部分の検討などを十分実施する。

- (3) 鉄塔強度についてみれば、電線を更に太いもの（例えば100mm）に張替えることも可能と思われる。

## 6.2 問題点

今回の検討においては、データ不足のため、各種の仮定を設けているので、実施にあたっては、現地の実状と照合チェックし、再度詳細にみなすことが必要である。以下に主な仮定を列挙しておく。

- (1) 風速を20m/Sとしている。（日本国内では50年に1回発生する10分間平均最大風速として40m/Sをとっている。Java島では台風を受けないということで、20m/Sと仮定した。）
- (2) 架線条件は、気温25℃ 風速20m/S時に安全率2.2となるように定める。  
（日本の電気設備技術基準では、平均温度、最大風速時に安全率を鋼線で2.2以上、その他は2.5以上とることになっている。鉄塔荷重の低減などから、架線張力を更に低くする場合もある。）
- (3) 立地条件は、比較的起伏のゆるやかな丘陵地帯を想定した。  
（起伏がはげしい場合は鉄塔の垂直荷重の増加が考えられる。また水田地帯では基礎強度を増す必要がある。）
- (4) 鉄塔強度計算における断線条件は任意の1条とした。
- (5) がいし個数決定に際してはとくに汚損を考慮しなかった。（ただし塩分付着量約70mg/個以下では常軌対地電圧に耐え得る。）
- (6) 荷重径間、鉄塔構造の一部（ジョイント位置、部材サイズなど）基礎寸法、温度条件などは適宜想定した。
- (7) その他不明な点は日本の規格・基準類および慣例に従った。

FIG 1 TYPE-A TOWER  
(SUSPENSION TYPE)

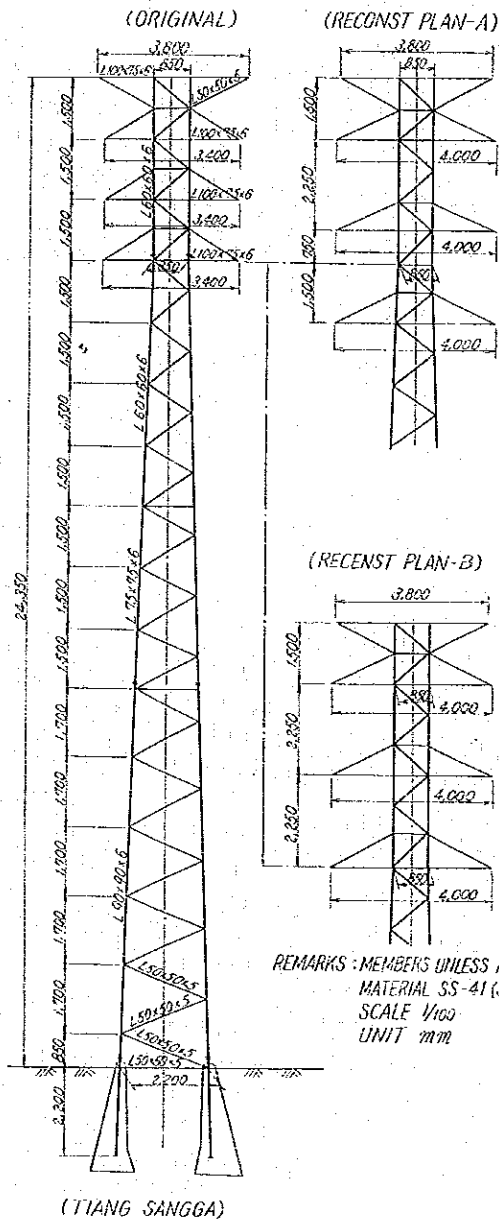


FIG 2 TYPE-B TOWER  
(SUSPENSION TYPE)

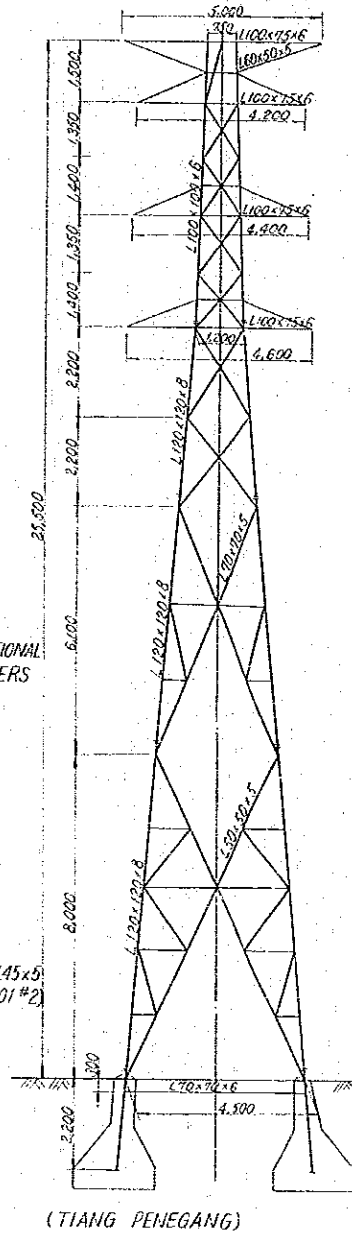




FIG 3. CLEARANCE DIAGRAM

SCALE 1/100

UNIT mm

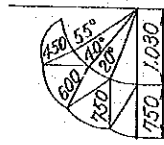


FIG 4. TOWER SPACING

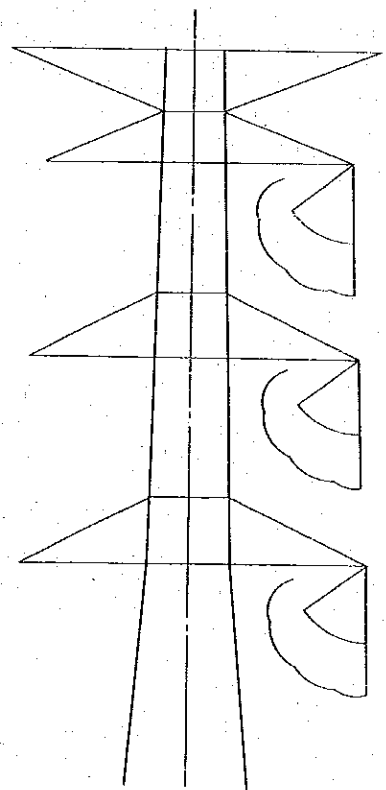
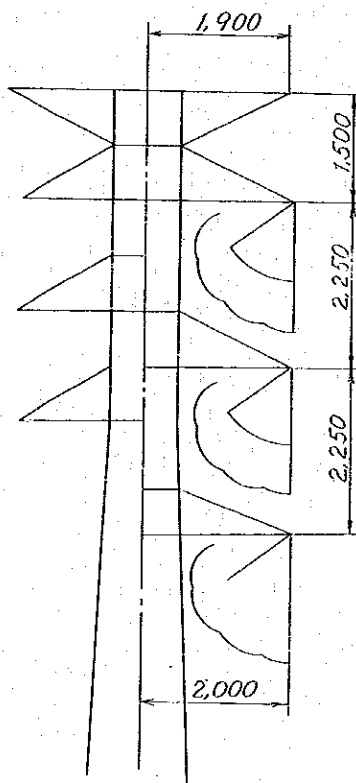
SCALE 1/100

UNIT mm

TYPE-A

TYPE-B

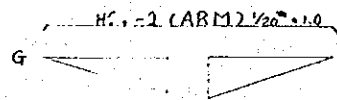
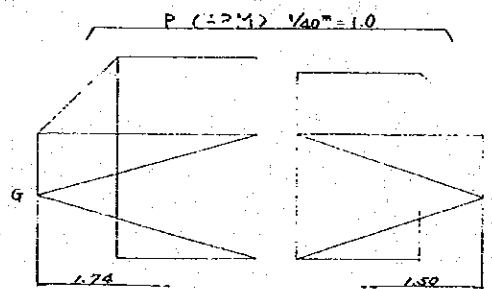
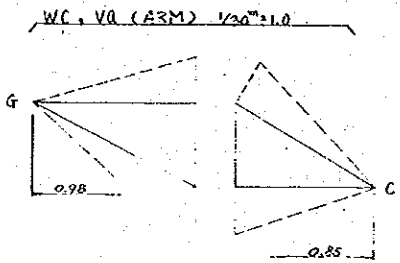
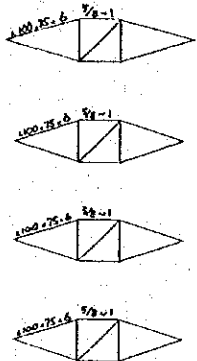
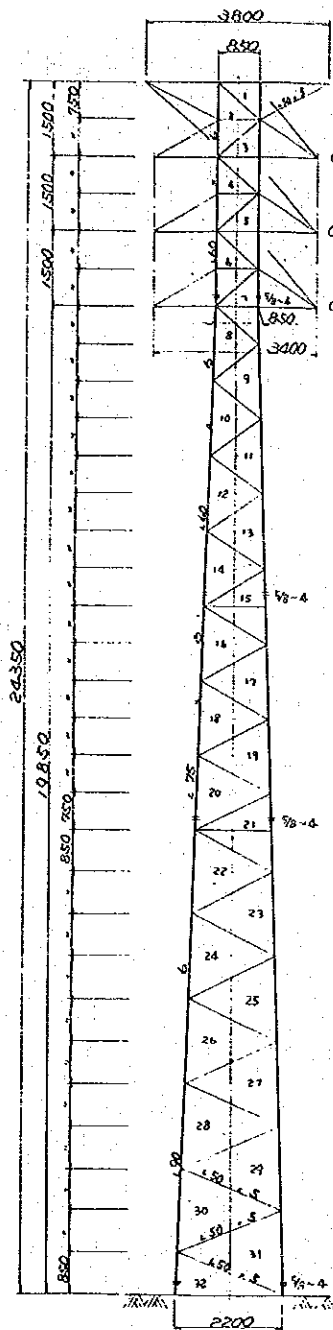
ORIGINAL RECONST PLAN





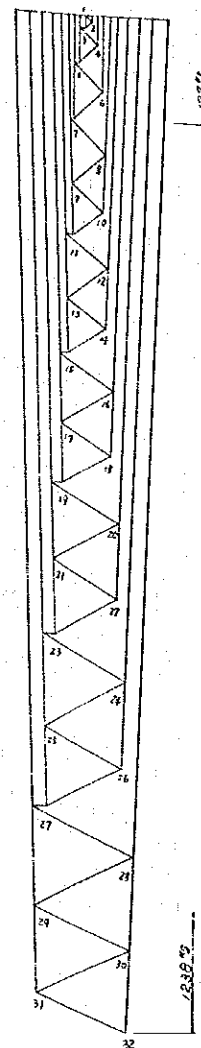
LOADING IN (kg)							
WEIGHT OF TOWER	WIND ON TOWER		VERTICAL LOAD		HORIZONTAL LOAD		TORSION
WT LEG	HT FACE	WC LEG	VA LEG	HC FACE	HA FACE	P FACE	Φ
	9	44	39	59	41	234	522
	15	103	45	83	47	267	534
	15	103	45	83	47	267	534
200	19	163	45	83	47	267	534
	21						
280	26						
	30						
360	34						
	39						
550							

OUTLINE DRAWING AND STRESS DIAGRAMS FOR TYPE-A TOWER  
(SCALE 1/100)

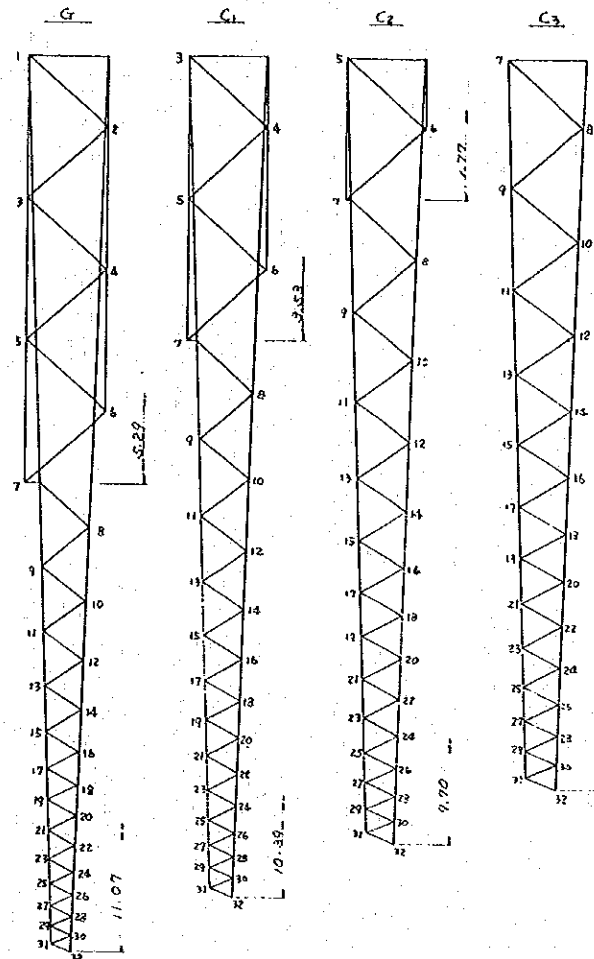


CALCULATION OF LOAD (kg)		
WEIGHT OF CONDUCTOR	G	0.2733 · 300 = 82
	C	0.4351 · 300 · 1.70 = 220
VERTICAL ANGLE	G	779 · 0.1 = 78
	C	270 · 0.1 = 27
WIND ON CONDUCTOR	G	25 · 7.8 · 10 <sup>-3</sup> · 300 = 59
	C	25 · 9.0 · 10 <sup>-3</sup> · 300 · 1.5 = 83
HORIZONTAL ANGLE	G	2 · 779 · 0.0262 = 41
	C	2 · 870 · 0.0262 = 46
WORKING TENSION	G	779 · 0.5 = 390
	C	270 · 0.6 = 162
TORSION	G	467 · 1.7 ÷ (2 · 0.85) = 472
	C	534 · 1.7 ÷ (2 · 0.85) = 534

HT 1/60 = 100%



UNIT STRESS 1/60 = 1.00



DESIGN CONDITIONS		
VOLTAGE	30 KV	
CIRCUITS	2 CCR	
SPAN	300m	
HORIZONTAL ANGLE	3°	
VERTICAL ANGLE	0.1 P	
WIND PRESSURE IN TOWER	72.5 kg/m <sup>2</sup>	
ON CONDUCTOR	25 kg/m <sup>2</sup>	
GROUND WIRE CONDUCTOR	KIND	53 mm <sup>2</sup>
	DIAMETER	9.0 mm
	UNIT WEIGHT	0.4351 kg/m
INSULATOR	KIND	35 mm <sup>2</sup>
	DIAMETER	7.8 mm
	UNIT WEIGHT	0.2733 kg/m
WIND ON INS.	MAX. TENSION	779 kg
	KIND	254 mm <sup>2</sup> · 5
	WEIGHT	70 kg
WIND ON INS.	15 kg	

- NOTES:
- MEMBERS UNLESS NOTED 45 x 5
  - BOLTS UNLESS NOTED 1/2" φ ~ 1
  - MATERIAL ALL MATERIAL IS 'SS-41'
  - SCALE 1/100
  - UNIT m/m
  - DATE 31-MAY-69
  - CASE NO. A (TYPE A ORIGINAL COND. 50mm<sup>2</sup>)
  - DRAWING NO. 10-1

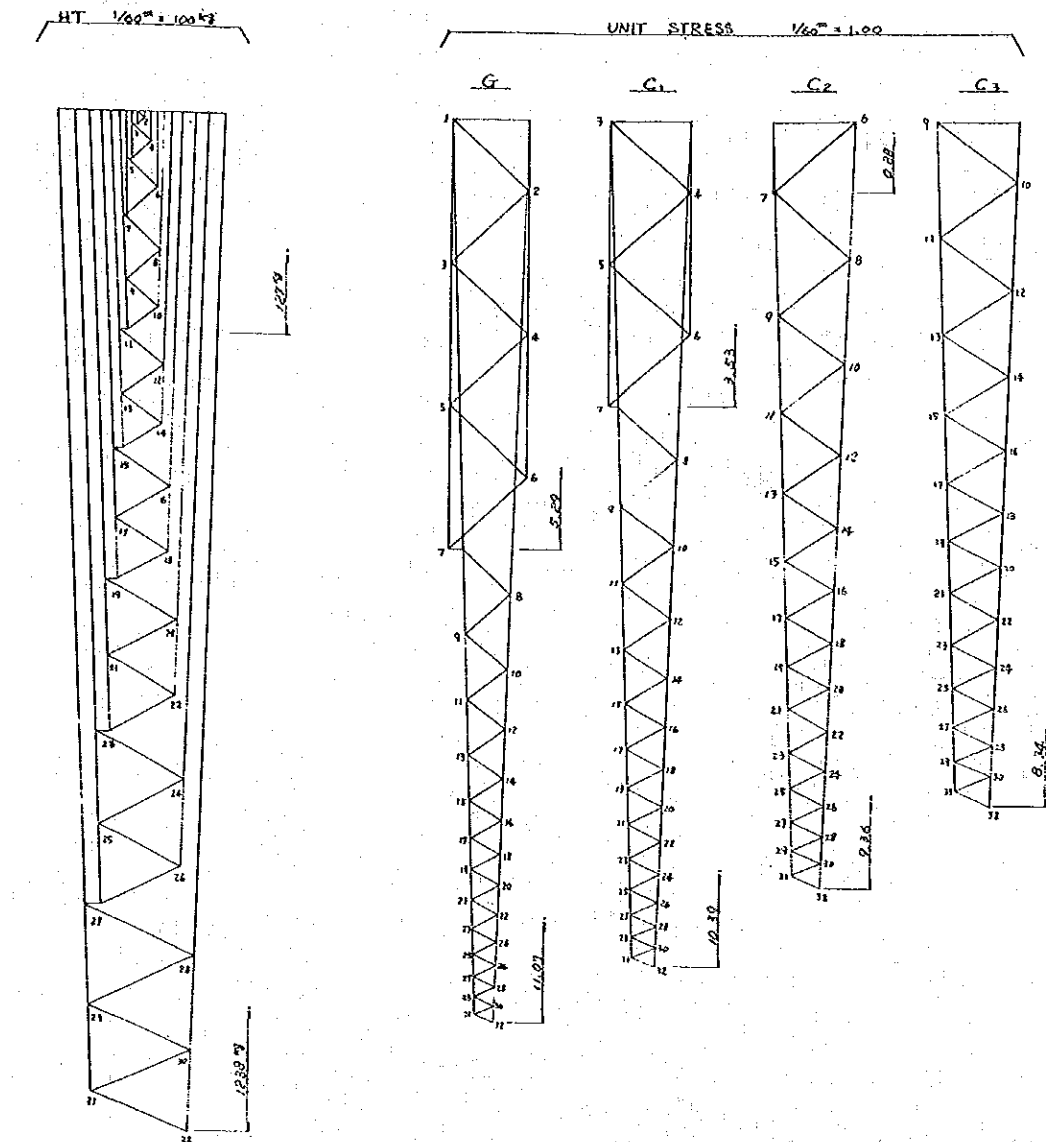
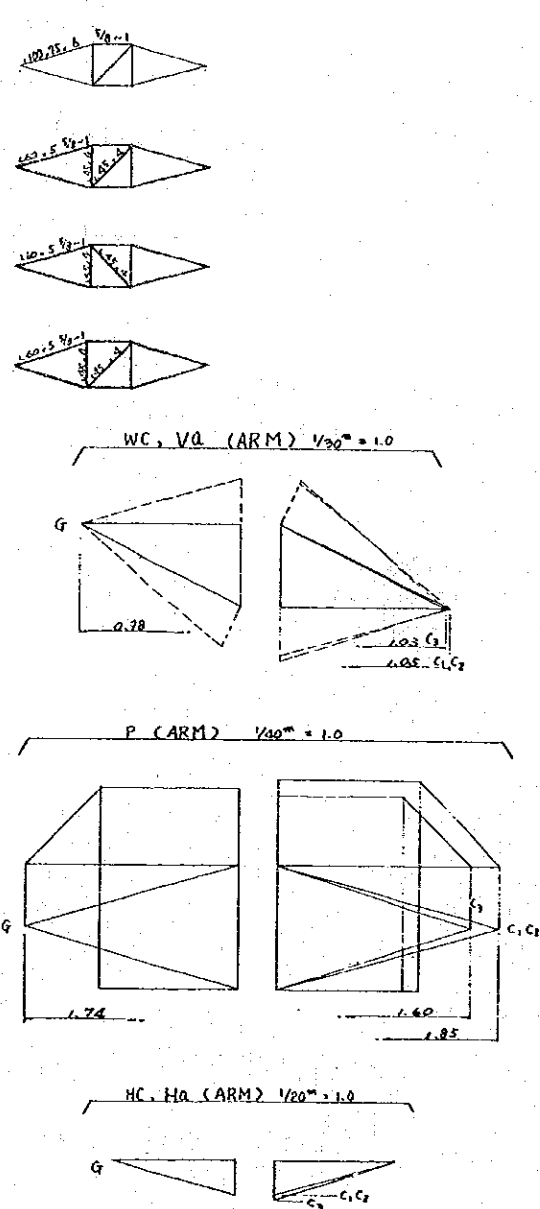
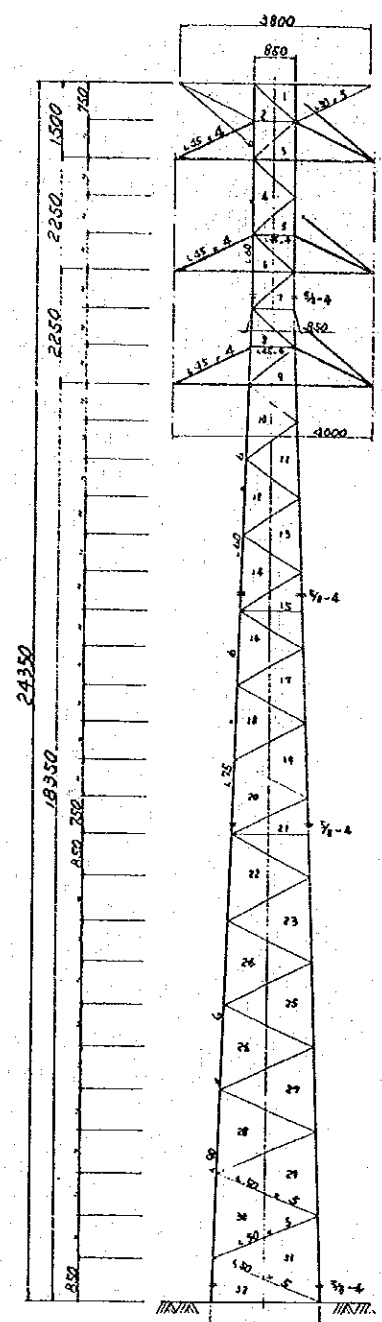
Fig-5

STRESS TABLE FOR TYPE-A TOWER

MARK	UNIT STRESS					STRESS TABLE										TOTAL STRESS				EXISTING MEMBERS				REINFORCING MEMBERS				MARK						
	G <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	ΣC	WT	HT	Wc	Va	Hc		Ha		P	q	BROKEN WIRE CONDITION	NORMAL	MAX.	STRENGTH OF MEMBERS				STRENGTH OF MEMBERS				STRENGTH OF BOLTS							
										G	C	G	C						G	C	G	L	LK	1/2R	STRENGTH S.F.	MEMBERS	L		LK	1/2R	STRENGTH S.F.	DIAM. NO.	STRENGTH S.F.	
MAIN POST	7	5.29	3.53	1.72	5.30	0.20	0.13	0.35	0.17	0.31	0.44	0.22	0.25	G 1.84		3.31	2.22	2.07	2.22	40	6	75	75	80	3.04	4.07	75	70	5/8	4	7.81	3.51	7	
	15	8.34	7.14	5.96	4.76	17.86	0.28	0.41		0.49	1.47	0.34	0.34	G 1.95		6.30	4.22	4.35	4.35	175	6	P150	P135	75	8.25	1.89	P150	P135	5/8	4		1.49	15	
	21	9.55	8.62	7.67	6.72	23.01	0.36	0.66		0.56	1.91	0.39	1.08	C 2.30		7.78	5.21	5.48	5.48	175	6	P150	P135	59	11.58	2.11	P150	P135	5/8	4		1.42	21	
	32	11.08	10.40	9.71	9.03	29.14	0.55	1.24		0.65	2.42	0.45	1.37	C 2.78		9.98	6.69	7.20	7.20	140	6	P170	P135	56	14.22	1.97	P170	P135	5/8	4		1.08	32	
BRACING	1-2	1.35					0.01			0.08		0.06		G 0.72 G 0.70		0.85	0.57	0.15	0.57	145	5	115	105	120	2.72	4.77	115	105	1/2	1	1.21	2.12	1-2	
	2-3	1.35					0.01			0.08		0.06		G 0.72 G 0.70		0.85	0.57	0.15	0.57	115	105	120		4.17		115	105		1		2.12	2-3		
	3-4	1.35	1.35		1.35		0.03			0.08	0.11	0.06	0.06	C 0.36 C 0.72		1.06	0.71	0.34	0.71	115	105	120		3.33		115	105		1		1.70	3-4		
	4-5	1.35	1.35		1.35		0.03			0.08	0.11	0.06	0.06	C 0.36 C 0.72		1.06	0.71	0.34	0.71	115	105	120		3.33		115	105		1		1.70	4-5		
	5-6	1.35	1.35	1.35		2.70	0.05			0.08	0.22	0.06	0.13	C 0.36 C 0.72		1.26	0.84	0.54	0.84	115	105	120		3.24		115	105		1		1.46	5-6		
	6-7	1.35	1.35	1.35		2.70	0.05			0.08	0.22	0.06	0.13	C 0.36 C 0.72		1.26	0.84	0.54	0.84	115	105	120		3.24		115	105		1		1.44	6-7		
	7-8	0.83	0.48	1.10	1.27	3.35	0.06			0.05	0.28	0.03	0.16	C 0.34 C 0.68		1.26	0.84	0.58	0.84	115	105	120		3.24		115	105		1		1.44	7-8		
	8-9	0.76	0.90	1.04	1.16	3.10	0.06			0.04	0.26	0.03	0.15	C 0.31 C 0.62		1.16	0.78	0.54	0.78	115	105	120		3.48		115	105		1		1.58	8-9		
	9-10	0.70	0.83	0.95	1.10	2.88	0.06			0.04	0.24	0.03	0.14	C 0.29 C 0.59		1.10	0.74	0.51	0.74	120	110	126	2.52	3.40		120	110		1		1.43	9-10		
	10-11	0.65	0.77	0.90	1.01	2.68	0.05			0.04	0.22	0.03	0.13	C 0.27 C 0.54		1.01	0.68	0.47	0.68	125	115	132	2.53	3.42		125	115		1		1.78	10-11		
	11-12	0.61	0.73	0.86	0.95	2.54	0.07			0.04	0.21	0.02	0.12	C 0.25 C 0.51		0.97	0.65	0.46	0.65	130	115	132	2	3.58		130	115		1		1.86	11-12		
	12-13	0.58	0.68	0.80	0.90	2.38	0.07			0.03	0.20	0.02	0.11	C 0.24 C 0.48		0.91	0.61	0.43	0.61	130	115	132		3.82		130	115		1		1.98	12-13		
	13-14	0.55	0.65	0.75	0.85	2.25	0.06			0.03	0.19	0.02	0.11	C 0.23 C 0.45		0.86	0.58	0.41	0.58	135	120	137	2.16	3.72		135	120		1		2.08	13-14		
	14-15	0.50	0.60	0.70	0.80	2.10	0.06			0.03	0.17	0.02	0.10	C 0.21 C 0.43		0.84	0.56	0.38	0.56	140	125	143	1.99	3.55		140	125		1		2.16	14-15		
	15-16	0.49	0.57	0.68	0.78	2.03	0.09			0.03	0.17	0.02	0.10	C 0.21 C 0.42		0.83	0.56	0.41	0.56	145	130	149	1.83	3.27		145	130		1		2.16	15-16		
	16-17	0.45	0.55	0.64	0.74	1.93	0.08			0.03	0.16	0.02	0.09	C 0.20 C 0.40		0.78	0.52	0.38	0.52	150	135	155	1.69	3.25		150	135		1		2.32	16-17		
	17-18	0.44	0.53	0.61	0.70	1.84	0.08			0.03	0.15	0.02	0.09	C 0.19 C 0.37		0.74	0.50	0.37	0.50	155	140	160	1.59	3.18		155	140		1		2.42	17-18		
	18-19	0.41	0.50	0.59	0.66	1.75	0.08			0.02	0.15	0.02	0.08	C 0.18 C 0.35		0.70	0.47	0.35	0.47	160	145	166	1.47	3.13		160	145		1		2.57	18-19		
	19-20	0.40	0.48	0.58	0.64	1.70	0.10			0.02	0.14	0.02	0.08	C 0.17 C 0.34		0.70	0.47	0.36	0.47	165	150	172	1.37	3.12		165	150		1		2.57	19-20		
	20-21	0.39	0.46	0.55	0.61	1.62	0.10			0.02	0.13	0.02	0.08	C 0.16 C 0.33		0.68	0.46	0.35	0.46	170	155	178	1.28	2.78		170	155		1		2.63	20-21		
	21-22	0.38	0.45	0.53	0.60	1.58	0.10			0.02	0.13	0.02	0.07	C 0.16 C 0.32		0.66	0.44	0.34	0.44	175	160	183	1.21	2.75		175	160		1		2.75	21-22		
	22-23	0.37	0.43	0.50	0.58	1.51	0.10			0.02	0.13	0.02	0.07	C 0.15 C 0.31		0.65	0.44	0.34	0.44	180	165	187		2.75		180	160		1		2.75	22-23		
	23-24	0.35	0.41	0.49	0.55	1.45	0.13			0.02	0.12	0.01	0.07	C 0.15 C 0.29		0.64	0.43	0.35	0.43	185	165	189	1.14	2.65		185	165		1		2.81	23-24		
	24-25	0.35	0.40	0.46	0.54	1.40	0.13			0.02	0.12	0.01	0.07	C 0.14 C 0.29		0.64	0.43	0.35	0.43	195	175	200	1.02	2.37		195	175		1		2.81	24-25		
	25-26	0.32	0.38	0.45	0.50	1.33	0.12			0.02	0.11	0.01	0.06	C 0.13 C 0.27		0.59	0.40	0.32	0.40	200	180	206	0.96	2.40		200	180		1		3.02	25-26		
	26-27	0.31	0.36	0.44	0.49	1.29	0.12			0.02	0.11	0.01	0.06	C 0.13 C 0.26		0.58	0.39	0.32	0.39	205	185	212	0.90	2.30		205	185		1		3.10	26-27		
	27-28	0.30	0.35	0.43	0.46	1.24	0.15			0.02	0.10	0.01	0.06	C 0.12 C 0.25		0.57	0.40	0.34	0.40	210	190	218	0.85	2.12		210	190		1		3.02	27-28		
	28-29	0.29	0.34	0.42	0.45	1.21	0.15			0.02	0.10	0.01	0.06	C 0.12 C 0.24		0.58	0.39	0.34	0.39	215	195	223	0.81	2.04		215	195		1		3.10	28-29		
	29-30	0.28	0.33	0.40	0.44	1.17	0.14			0.02	0.10	0.01	0.05	C 0.12 C 0.24		0.56	0.38	0.32	0.38	220	200	205	1.08	2.84		220	200		1		3.18	29-30		
	30-31	0.27	0.32	0.39	0.43	1.14	0.14			0.02	0.09	0.01	0.05	C 0.11 C 0.23		0.54	0.36	0.31	0.36	225	205	210	1.02	2.53		225	205		1		3.36	30-31		
	31-32	0.26	0.31	0.38	0.42	1.11	0.13			0.02	0.09	0.01	0.05	C 0.11 C 0.22		0.52	0.35	0.30	0.35	230	205	210		2.41		230	205		1		3.46	31-32		
ARM	MAX	1.02			AP 1.82	AH 0.52				-0.09	-0.08	0.03		0.02	0.85		0.90		0.90	120	115	155	140	87	10.66	11.84	155	140	5/8	1	1.95	1.82	ARM	
	G TIE	1.13								0.10	0.09						0.19	0.19		150	5	170	155	159	1.80	9.47	170	155	1/2	1	1.21	6.34	TIE G	
	PLUG				0.79									0.42		0.42	0.28	0.28		45	5	120	110	126	2.52	3.00	120	110	5/8	1	1.21	4.32	PLUG	
	MAX	0.90			1.59					0.19	0.08			0.02	0.85		1.18		1.18	100	15	6	135	120	75	9.72	8.23	135	120	5/8	1	1.95	1.65	MAX
	C TIE	1.05								-0.21	-0.09						-0.30	-0.30		45	5	150	135	155	4.06	13.52	150	135	1/2	1				

LOADING IN (kg)							
WEIGHT OF TOWER	WIND ON TOWER	VERTICAL LOAD		HORIZONTAL LOAD		WORKING TENSION	TORSION
		VERTICAL ANGLE	HORIZONTAL ANGLE	VERTICAL ANGLE	HORIZONTAL ANGLE		
WT	HT	WC	VA	HC	HA	P	T
LEG	FACE	LEG	FACE	FACE	FACE	FACE	FACE
9	44	39	39	41	234	522	
15	103	45	83	47	267	628	
15							
200	19	103	45	83	47	267	628
	21	103	45	83	47	267	561
	280	26					
	30						
	360						
	39						
	550						

OUTLINE DRAWING AND STRESS DIAGRAMS FOR TYPE-A TOWER  
(SCALE 1/100)



ARM	MOMENT	DEPTH	TORSION
G	$467 \times 1.0 \times \frac{1}{2} = 467$	0.85	522
C1	$534 \times 2.0 \times \frac{1}{2} = 534$	0.85	522
C2	$534 \times 2.0 \times \frac{1}{2} = 534$	0.85	522
C3	$534 \times 2.0 \times \frac{1}{2} = 534$	0.952	561

WEIGHT OF CONDUCTOR	G	$0.2933 \times 300$	88
	C	$0.4351 \times 300 \times 20$	206
VERTICAL ANGLE	G	$779 \times 0.1$	78
	C	$890 \times 0.1$	89
WIND ON CONDUCTOR	G	$25 \times 7.8 \times 10^{-3} \times 300$	59
	C	$25 \times 9.0 \times 10^{-3} \times 300 \times 15$	83
HORIZONTAL ANGLE	G	$2 \times 779 \times 0.0262$	41
	C	$2 \times 890 \times 0.0262$	47
WORKING TENSION	G	$779 \times 0.6$	467
	C	$890 \times 0.6$	534
TORSION	G		
	C		

VOLTAGE	30 kV	
CIRCUITS	2 ckt	
SPAN	300 m	
HORIZONTAL ANGLE	3°	
VERTICAL ANGLE	0.1 P	
WIND PRESSURE ON TOWER	$72.5 \frac{kg}{m^2}$	
ON CONDUCTOR	$25 \frac{kg}{m^2}$	
CONDUCTOR	KIND	50 mm <sup>2</sup>
	DIAMETER	9.0 mm
	UNIT WEIGHT	$0.4351 \frac{kg}{m}$
GROUND WIRE	KIND	35 mm <sup>2</sup>
	DIAMETER	7.2 mm
	UNIT WEIGHT	$0.2933 \frac{kg}{m}$
INSULATOR	KIND	254mm <sup>2</sup> 146mm <sup>2</sup> 5
	WEIGHT	70 kg
	WIND ON INS.	15 kg

- NOTES:
- MEMBERS UNLESS NOTED 1/35 = 5
  - BOLTS UNLESS NOTED w/2" ~ 1
  - MATERIAL ALL MATERIAL IS "SS-41"
  - SCALE 1/100
  - UNIT mm
  - DATE 31-MAY-69
  - CASE NO. B (TYPE A RECONST. PLAN B COND. 50\*\*\*)
  - DRAWING NO. 10-3
  - THICK LINES REPRESENT NEW MEMBERS

Fig - 7

STRESS TABLE FOR TYPE-A TOWER

MARK	UNIT STRESS					STRESS TABLE										TOTAL STRESS				EXISTING MEMBERS				REINFORCING MEMBERS				MARK							
	G	C1	C2	C3	C	WT	HT	Wc	Va	Hc		Ha		P	8	BROKEN WIRE CONDITION		NORMAL MAX.		STRENGTH OF MEMBERS		STRENGTH OF MEMBERS		STRENGTH OF BOLTS											
										G	C	G	C			100%	67%	MEMBERS	LK	LK	STRENGTH S.F.	MEMBERS	LK	LK	STRENGTH S.F.	DIAM.	NO.		STRENGTH S.F.						
MAIN POST	7	5.29	3.53	0.89	4.40	0.20	0.13	0.35	0.11	0.31	0.27	0.22	0.21	4.124			3.20	2.14	1.96	2.14	14	6	75	70	60	9.04	4.22	75	70	7/8	4	7.81	3.65	2	
	15	8.34	7.14	5.38	16.10	0.28	0.41			0.49	1.34	0.35	0.76	4.195			6.10	4.09	4.15	4.15		6	150	135	74	8.25	1.98	130	135		4		1.88	15	
	21	9.35	8.62	7.19	5.75	21.56	0.36	0.66			0.56	1.29	0.40	1.01	4.230			7.60	5.09	5.30	5.30		6	150	135	59	11.58	2.18	150	135		4		1.47	21
	32	11.08	14.40	9.37	8.35	28.12	0.55	1.24			0.65	2.33	0.47	1.32	4.278			9.86	6.61	7.08	7.08		6	170	155	56	14.22	2.41	170	155		4		1.10	32
BRACING	1-2	1.35					0.01			0.08		0.06		4	4	0.70	0.85	0.57	0.15	0.57	45	5	115	105	120	2.72	4.77	115	105		1	1.21	2.12	1-2	
	2-3	1.35					0.01			0.08		0.06		6	6	0.70	0.85	0.57	0.15	0.57			115	105	120		4.77	115	105		1		2.12	2-3	
	3-4	1.35	1.35			1.35	0.03			0.08	0.11	0.06	0.06	4	4	0.85	1.19	0.80	0.34	0.80			115	105	120		3.40	115	105		1		1.51	3-4	
	4-5	1.35	1.35			1.35	0.03			0.08	0.11	0.06	0.06	4	4	0.85	1.19	0.80	0.34	0.80			115	105	120		3.40	115	105		1		1.51	4-5	
	5-6	1.35	1.35			1.35	0.05			0.08	0.11	0.06	0.06	4	4	0.85	1.23	0.82	0.30	0.82			115	105	120		3.32	115	105		1		1.47	5-6	
	6-7	1.35	1.35	1.33		2.68	0.05			0.08	0.22	0.06	0.13	4	4	0.84	1.38	0.92	0.54	0.92			115	105	120		2.95	115	105		1		1.31	6-7	
	7-8	0.83	0.78	1.21		2.19	0.06			0.05	0.18	0.03	0.10	4	4	0.76	1.18	0.74	0.42	0.77			115	105	120		3.44	115	105		1		1.53	7-8	
	8-9	0.76	0.90	1.11		2.01	0.06			0.04	0.17	0.03	0.09	4	4	0.70	1.09	0.73	0.39	0.73			115	105	120		3.72	115	105		1		1.65	8-9	
	9-10	0.70	0.83	1.01	1.22	3.06	0.06			0.04	0.25	0.03	0.14	4	4	0.68	1.20	0.80	0.52	0.80			120	110	126	2.52	3.15	120	110		1		1.51	9-10	
	10-11	0.63	0.72	0.97	1.15	2.89	0.05			0.04	0.24	0.03	0.14	4	4	0.65	1.15	0.77	0.50	0.77			125	115	132	2.33	3.02	125	115		1		1.57	10-11	
	11-12	0.61	0.73	0.89	1.09	2.71	0.07			0.04	0.22	0.03	0.13	4	4	0.61	1.10	0.74	0.49	0.74			130	115	132		3.15	130	115		1		1.63	11-12	
	12-13	0.58	0.68	0.83	1.00	2.51	0.07			0.03	0.21	0.02	0.12	4	4	0.56	1.01	0.68	0.45	0.68			130	115	132		3.62	130	115		1		1.78	12-13	
	13-14	0.55	0.65	0.79	0.94	2.38	0.06			0.03	0.20	0.02	0.11	4	4	0.53	0.95	0.64	0.42	0.64			135	120	143	2.15	3.17	135	120		1		1.89	13-14	
	14-15	0.50	0.60	0.75	0.90	2.25	0.06			0.03	0.19	0.02	0.11	4	4	0.50	0.91	0.61	0.41	0.61			140	125	143	1.99	3.16	140	125		1		1.98	14-15	
	15-16	0.47	0.57	0.71	0.85	2.13	0.07			0.03	0.18	0.02	0.10	4	4	0.48	0.90	0.60	0.42	0.60			145	130	149	1.83	3.15	145	130		1		2.01	15-16	
	16-17	0.45	0.55	0.68	0.80	2.03	0.08			0.03	0.17	0.02	0.10	4	4	0.45	0.85	0.57	0.40	0.57			150	135	155	1.69	2.96	150	135		1		2.12	16-17	
	17-18	0.44	0.53	0.65	0.76	1.94	0.08			0.03	0.16	0.02	0.09	4	4	0.43	0.81	0.54	0.38	0.54			155	140	160	1.59	2.93	155	140		1		2.24	17-18	
	18-19	0.41	0.50	0.60	0.73	1.83	0.08			0.02	0.15	0.02	0.09	4	4	0.41	0.77	0.52	0.36	0.52			160	145	166	1.47	2.93	160	145		1		2.43	18-19	
	19-20	0.40	0.48	0.59	0.70	1.77	0.10			0.02	0.15	0.02	0.08	4	4	0.39	0.76	0.51	0.37	0.51			165	150	172	1.37	2.88	165	150		1		2.37	19-20	
	20-21	0.39	0.46	0.56	0.68	1.70	0.10			0.02	0.14	0.02	0.08	4	4	0.38	0.74	0.50	0.36	0.50			170	155	178	1.28	2.86	170	155		1		2.42	20-21	
	21-22	0.38	0.45	0.55	0.66	1.66	0.10			0.02	0.14	0.02	0.08	4	4	0.37	0.73	0.49	0.36	0.49			175	160	183	1.21	2.47	175	160		1		2.47	21-22	
	22-23	0.37	0.43	0.54	0.64	1.61	0.10			0.02	0.13	0.02	0.08	4	4	0.36	0.71	0.48	0.35	0.48			180	160	183		2.52	180	160		1		2.52	22-23	
	23-24	0.35	0.41	0.49	0.60	1.50	0.13			0.02	0.12	0.01	0.07	4	4	0.34	0.69	0.46	0.35	0.46			185	165	183	1.14	2.41	185	165		1		2.63	23-24	
	24-25	0.34	0.40	0.48	0.57	1.45	0.13			0.02	0.12	0.01	0.07	4	4	0.32	0.67	0.45	0.35	0.45			195	175	200	1.02	2.37	195	175		1		2.64	24-25	
	25-26	0.32	0.38	0.46	0.55	1.39	0.12			0.02	0.12	0.01	0.07	4	4	0.31	0.65	0.44	0.34	0.44			200	180	206	0.96	2.18	200	180		1		2.75	25-26	
	26-27	0.31	0.36	0.45	0.53	1.34	0.12			0.02	0.11	0.01	0.06	4	4	0.30	0.62	0.42	0.32	0.42			205	185	212	0.90	2.14	205	185		1		2.88	26-27	
	27-28	0.30	0.35	0.43	0.52	1.30	0.15			0.02	0.11	0.01	0.06	4	4	0.29	0.61	0.43	0.35	0.43			210	190	218	0.85	1.91	210	190		1		2.81	27-28	
	28-29	0.29	0.34	0.40	0.50	1.24	0.15			0.02	0.10	0.01	0.06	4	4	0.28	0.62	0.42	0.34	0.42			215	195	223	0.81	1.92	215	195		1		2.88	28-29	
	29-30	0.28	0.33	0.39	0.49	1.21	0.14			0.02	0.10	0.01	0.06	4	4	0.27	0.60	0.40	0.33	0.40			220	200	205	1.08	2.10	220	200		1		3.02	29-30	
30-31	0.27	0.32	0.38	0.46	1.16	0.14			0.02	0.10	0.01	0.05	4	4	0.26	0.58	0.39	0.32	0.39			225	205	210	1.02	2.41	225	205		1		3.10	30-31		
31-32	0.26	0.31	0.37	0.45	1.13	0.13			0.02	0.09	0.01	0.05	4	4	0.25	0.55	0.37	0.30	0.37			230	205	210	1.02	2.76	230	205		1		3.27	31-32		
ARM	MAIN	AP182	AP182	AP182			-0.09	-0.08	0.03			0.02		0.85			-1.07					100	75	155	140	87	10.66	11.84	155	140	7/8	1	1.95	1.82	MAIN
	G TIE	1.13					0.10	0.07									0.90					170	155			1.80	3.47	170	155		1	1.21	5.37	TIE G	
	DWG		0.84														0.42					145	5	120	110	126	2.52	9.20	120	110		1		4.32	DWG
	C1 TIE	1.09	1.92	0.51			0.22	0.10		0.04		0.02	1.03				1.41						145	5	165	150	127	3.41	2.42	145	5	1.95	1.38	MAIN C1	
	C2 DWG		0.25				-0.25	-0.11					0.51				0.51	0.34					120	110	123	2.08	6.12					3.56	DWG C2		
FOUND	MAIN	1.08																																	

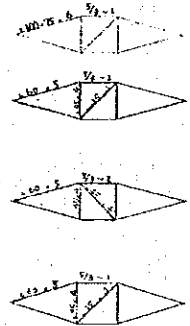
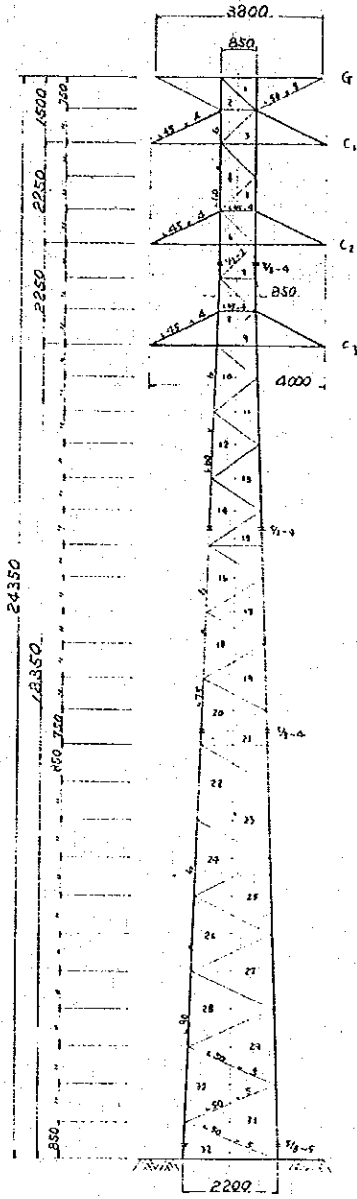


LOADING IN (kg)								
WEIGHT OF TOWER	WIND ON TOWER		VERTICAL ANGLE		HORIZONTAL ANGLE		WORKING TENSION	TORSION
WT	HT	WC	VA	HC	HA	P	Q	
LEG	IFACE	ILEG	ILEG	IFACE	IFACE	IFACE	IFACE	
	9	44	39	59	41	234	522	
	65	137	66	98	69	396	932	
	15							
	19	137	66	98	69	396	932	
200		137	66	98	69	396	932	

	21							
	26							
280								
	30							
360								
	34							
	39.1							
550								

- NOTES:
- MEMBERS UNLESS NOTED 45 x 5
  - BOLTS UNLESS NOTED 4 1/2" x 1
  - MATERIAL ALL MATERIAL IS "35-41"
  - SCALE 1/100
  - UNIT mm
  - DATE 31-MAY-'69
  - STRESS DIAGRAMS IS SHOWN THE DRAWING NO. 10-3
  - CAGE NO. C (TYPE A RECONST. PLAN B COND. 75 x 75)
  - DRAWING NO. 10-5
  - THICK LINES REPRESENT NEW MEMBERS

OUTLINE DRAWING FOR TYPE-A TOWER  
(SCALE 1/100)



ARM	MOMENT	DEPTH	TORSION
G	467 x 1.9 x 1/2 = 444	0.85	522
C1	792 x 2.0 x 1/2 = 792	0.85	522 x 932
C2	792 x 2.0 x 1/2 = 792	0.85	522 x 932 x 932
C3	792 x 2.0 x 1/2 = 792	0.952	466 x 332 x 332 x 832

DESIGN CONDITIONS	
VOLTAGE	70 KV
CIRCUITS	2 cc c
SPAN	300 m
HORIZONTAL ANGLE	3°
VERTICAL ANGLE	0.1 P
WIND PRESSURE IN TOWER	72.5 N/m²
ON CONDUCTOR	25 N/m²
KIND	75 mm²
DIAMETER	11.1 mm
UNIT WEIGHT	2.6770 N/m
MAX. TENSION	1320 kg
KIND	75 mm²
DIAMETER	7.3 mm
UNIT WEIGHT	0.233 N/m
MAX. TENSION	771 kg
KIND	254 mm² x 35 mm² x 5
WEIGHT	72 kg
WIND IN INS.	15 kg

CALCULATION OF LOAD (kg)	
WEIGHT OF CONDUCTOR	G 0.2933 x 300 = 88
	C 0.6770 x 300 + 70 = 273
VERTICAL ANGLE	G 779 x 0.1 = 78
	C 1320 x 0.1 = 132
WIND ON CONDUCTOR	G 25 x 7.8 x 10⁻³ x 300 = 59
	C 25 x 11.1 x 10⁻³ x 300 + 15 = 98
HORIZONTAL ANGLE	G 2 x 779 x 0.0262 = 41
	C 2 x 1320 x 0.0262 = 61
WORKING TENSION	G 771 x 0.6 = 467
	C 1320 x 0.6 = 792

Fig - 9

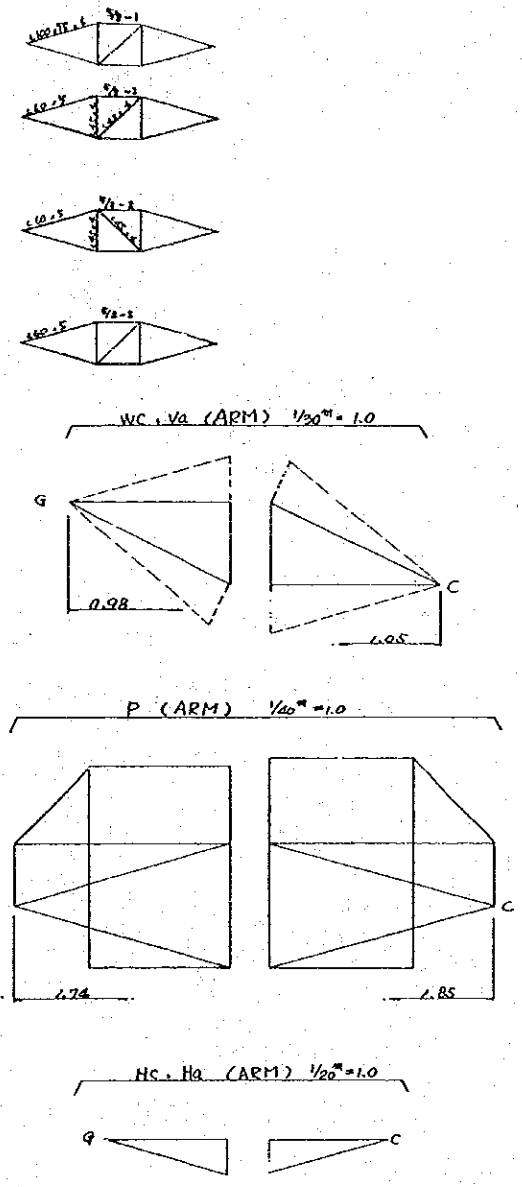
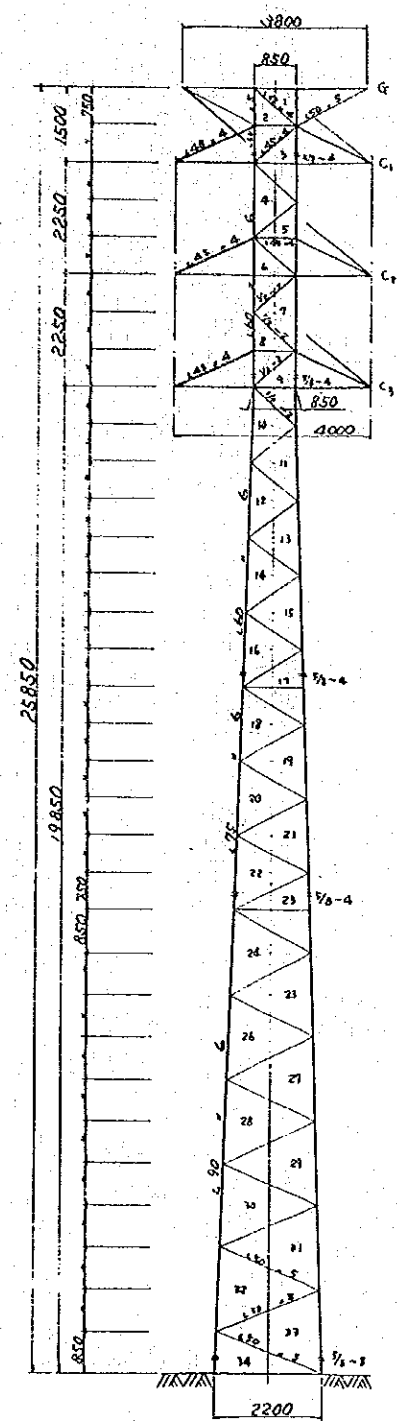




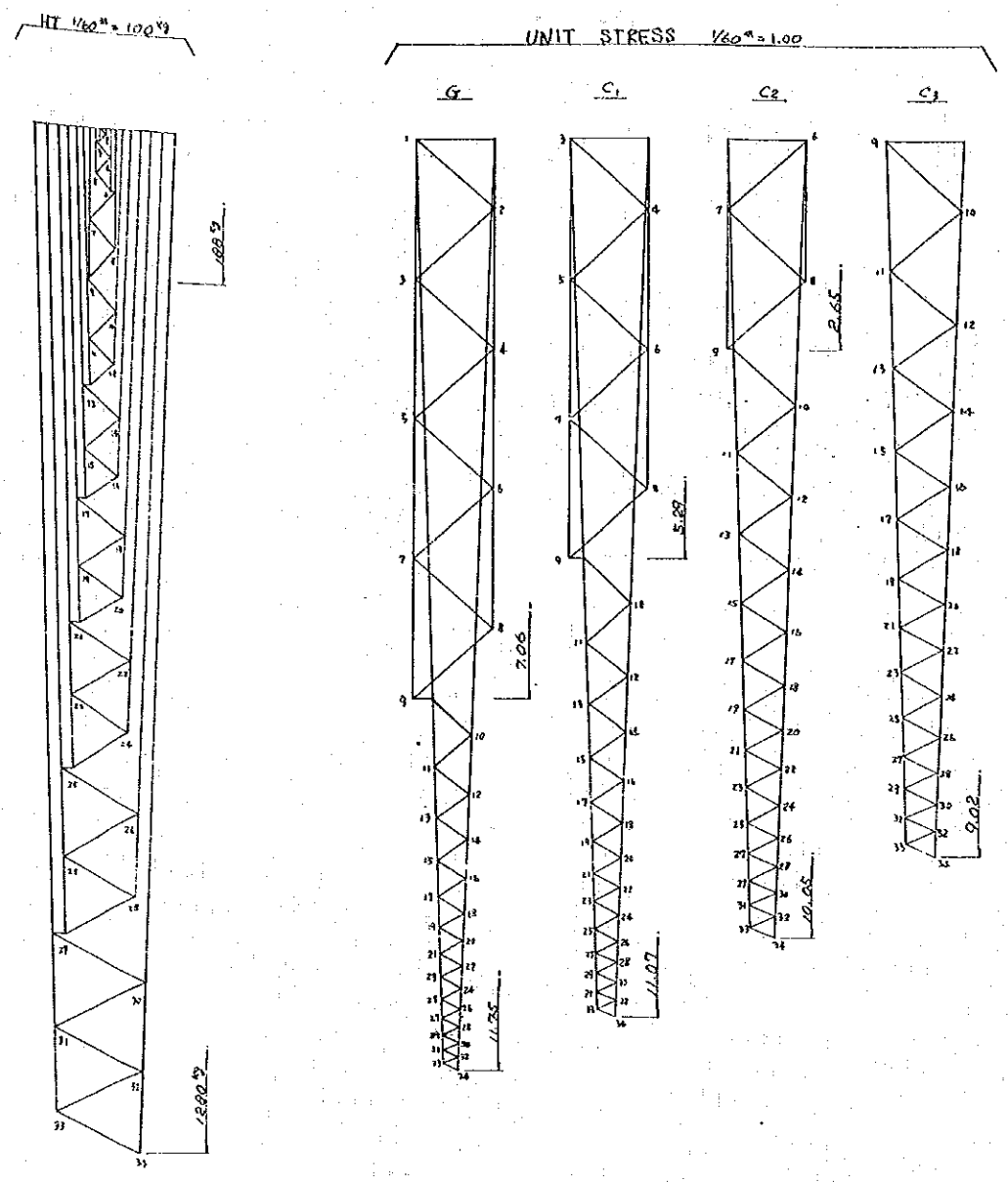


LOADING IN (kg)							
WEIGHT OF TOWER		WIND ON TOWER		VERTICAL ANGLE		HORIZONTAL ANGLE	
WT	HT	WC	VA	HC	HA	T	Q
LEG	FACE	LEG	FACE	LEG	FACE	FACE	FACE
	9	44	39	59	41	234	522
60	15	137	66	98	69	396	932
	17	137	66	98	69	396	932
220	19	137	66	98	69	396	932
	21						
300	26						
	30						
380	34						
	39						
570							

OUTLINE DRAWING AND STRESS DIAGRAM FOR TYPE-A TOWER  
(SCALE 1/100)



CALCULATION OF LOAD (kg)		
WEIGHT OF CONDUCTOR	G	0.2133 x 300 = 88
	C	0.6770 x 300 x 15 = 273
VERTICAL ANGLE	G	179 x 0.1 = 17.9
	C	1320 x 0.1 = 132
WIND ON CONDUCTOR	G	25 x 7.8 x 10 <sup>-3</sup> x 300 = 59
	C	25 x 11.1 x 10 <sup>-3</sup> x 300 x 15 = 98
HORIZONTAL ANGLE	G	2 x 179 x 0.0262 = 9.4
	C	2 x 1320 x 0.0262 = 69
WORKING TENSION	G	179 x 0.6 = 107.4
	C	1320 x 0.6 = 792
TORSION	G	417 x 1.9 x (2 x 0.85) = 1320
	C	792 x 2.0 x (2 x 0.85) = 2678



DESIGN CONDITIONS	
VOLTAGE	70KV
CIRCUITS	2 <sup>CC</sup>
SPAN	300m
HORIZONTAL ANGLE	3°
VERTICAL ANGLE	0.1°
WIND PRESSURE ON TOWER	72.5 kg/m <sup>2</sup>
ON CONDUCTOR	25 kg/m <sup>2</sup>
KIND	75mm <sup>2</sup>
DIAMETER	11.1mm
UNIT WEIGHT	0.6770 kg/m
MAX. TENSION	1320 kg
KIND	33mm <sup>2</sup>
DIAMETER	7.8mm
UNIT WEIGHT	0.2133 kg/m
MAX. TENSION	779 kg
KIND	254 x 16mm <sup>2</sup> x 5
WEIGHT	70 kg
WIND ON INS.	15 kg

- NOTES:
- MEMBERS UNLESS NOTED 145 x 5
  - BOLTS UNLESS NOTED M 12 x 1
  - MATERIAL ALL MATERIAL IS SS-41
  - SCALE 1/100
  - UNIT mm
  - DATE 31-MAY-69
  - CASE NO. D.C TYPE A RECONST. PLANA COND. 75KV
  - DRAWING NO. 10-7
  - THICK LINES REPRESENT NEW MEMBERS

Fig - 11

STRESS TABLE FOR TYPE-A TOWER

MARK	UNIT STRESS					STRESS TABLE											TOTAL STRESS				EXISTING MEMBERS			REINFORCING MEMBERS				MARK							
	G	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	Σ <sub>3</sub> C	WT	HT	Wc	Va	Hc		Ha		P	Q	BROKEN WIRE	CONDITION	NORMAL	MAX.	STRENGTH OF MEMBERS			STRENGTH OF MEMBERS												
										Gr	C	Gr	C							Gr	C	Gr	C	Gr	C	Gr	C		Gr	C	Gr	C	Gr	C	Gr
3	1.76					0.06	0.02	0.18	0.11	0.10	0.07	0.09	0.41			0.95	0.64	0.54	0.64	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	3
9	7.06	5.29	2.65		7.94	0.22	0.19	0.46	0.24	0.42	0.28	0.29	0.55	0.29		5.24	3.51	3.15	3.51	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	9
17	9.55	8.35	6.56	4.76	19.67	0.30	0.46			0.56	0.93	0.39	1.36	0.33		9.01	6.04	5.70	6.04	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	17
23	10.56	9.60	8.15	6.72	24.47	0.38	0.71			0.62	2.40	0.43	1.59	0.33		10.73	7.19	6.93	7.19	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	23
34	11.76	11.07	10.06	9.03	30.16	0.57	1.28			0.69	2.96	0.48	2.08	0.43		13.14	8.80	8.76	8.80	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	34
1-2	1.35					0.01				0.08		0.06	0.32	0.70		0.85	0.57	0.15	0.57	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	1-2
2-3	1.35					0.01				0.08		0.06	0.32	0.70		0.85	0.57	0.15	0.57	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	2-3
3-4	1.35	1.35			1.35	0.03				0.08	0.13	0.06	0.09	0.53	1.26	1.65	1.11	0.39	1.11	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	3-4
4-5	1.35	1.35			1.35	0.03				0.08	0.13	0.06	0.09	0.53	1.26	1.65	1.11	0.39	1.11	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	4-5
5-6	1.35	1.35			1.35	0.03				0.08	0.13	0.06	0.09	0.53	1.26	1.65	1.11	0.39	1.11	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	5-6
6-7	1.35	1.35	1.35		2.70	0.05				0.08	0.26	0.06	0.19	0.33	1.26	1.90	1.27	0.64	1.27	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	6-7
7-8	1.35	1.35	1.35		2.70	0.05				0.08	0.26	0.06	0.19	0.33	1.26	1.90	1.27	0.64	1.27	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	7-8
8-9	1.35	1.35	1.35		2.70	0.05				0.08	0.26	0.06	0.19	0.33	1.26	1.90	1.27	0.64	1.27	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	8-9
9-10	0.68	0.85	1.05	1.27	3.17	0.06				0.04	0.31	0.03	0.22	0.30	1.18	1.84	1.23	0.66	1.23	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	9-10
10-11	0.61	0.77	0.95	1.16	2.88	0.06				0.04	0.28	0.03	0.20	0.45	1.08	1.69	1.13	0.61	1.13	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	10-11
11-12	0.57	0.70	0.90	1.10	2.70	0.05				0.03	0.26	0.02	0.19	0.44	1.03	1.58	1.06	0.55	1.06	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	11-12
12-13	0.51	0.62	0.80	1.01	2.43	0.05				0.03	0.24	0.02	0.17	0.42	0.94	1.45	0.97	0.51	0.97	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	12-13
13-14	0.43	0.60	0.78	0.95	2.33	0.07				0.03	0.23	0.02	0.16	0.33	0.80	1.40	0.94	0.51	0.94	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	13-14
14-15	0.46	0.56	0.74	0.90	2.20	0.07				0.03	0.22	0.02	0.15	0.36	0.76	1.33	0.89	0.49	0.89	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	14-15
15-16	0.43	0.55	0.68	0.85	2.08	0.06				0.03	0.20	0.02	0.14	0.34	0.71	1.24	0.83	0.45	0.83	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	15-16
16-17	0.41	0.51	0.65	0.80	1.96	0.06				0.02	0.19	0.02	0.14	0.32	0.75	1.18	0.79	0.43	0.79	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	16-17
17-18	0.39	0.50	0.63	0.78	1.91	0.09				0.02	0.19	0.02	0.13	0.31	0.73	1.18	0.78	0.45	0.78	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	17-18
18-19	0.37	0.45	0.59	0.74	1.78	0.08				0.02	0.17	0.02	0.12	0.23	0.69	1.10	0.74	0.41	0.74	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	18-19
19-20	0.35	0.44	0.55	0.70	1.69	0.08				0.02	0.17	0.01	0.12	0.22	0.65	1.05	0.70	0.40	0.70	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	19-20
20-21	0.34	0.41	0.54	0.66	1.61	0.08				0.02	0.16	0.01	0.11	0.22	0.62	1.00	0.57	0.38	0.57	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	20-21
21-22	0.32	0.40	0.51	0.64	1.55	0.10				0.02	0.15	0.01	0.11	0.25	0.60	0.99	0.66	0.39	0.66	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	21-22
22-23	0.30	0.39	0.50	0.61	1.50	0.10				0.02	0.15	0.01	0.10	0.24	0.57	0.95	0.64	0.38	0.64	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	22-23
23-24	0.30	0.39	0.50	0.60	1.49	0.10				0.02	0.15	0.01	0.10	0.24	0.56	0.94	0.63	0.38	0.63	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	23-24
24-25	0.29	0.37	0.46	0.58	1.41	0.09				0.02	0.14	0.01	0.10	0.23	0.54	0.90	0.60	0.36	0.60	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	24-25
25-26	0.27	0.35	0.45	0.55	1.35	0.13				0.02	0.13	0.01	0.09	0.22	0.51	0.89	0.60	0.33	0.60	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	25-26
26-27	0.26	0.34	0.44	0.54	1.32	0.12				0.02	0.13	0.01	0.09	0.21	0.50	0.87	0.58	0.37	0.58	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	26-27
27-28	0.25	0.31	0.41	0.50	1.22	0.12				0.01	0.12	0.01	0.08	0.20	0.47	0.81	0.54	0.34	0.54	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	27-28
28-29	0.25	0.30	0.40	0.49	1.19	0.11				0.01	0.12	0.01	0.08	0.19	0.46	0.79	0.53	0.33	0.53	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	28-29
29-30	0.24	0.30	0.39	0.46	1.15	0.15				0.01	0.11	0.01	0.08	0.18	0.43	0.79	0.53	0.36	0.53	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	29-30
30-31	0.23	0.29	0.38	0.45	1.12	0.14				0.01	0.11	0.01	0.08	0.18	0.42	0.77	0.52	0.35	0.52	60-6	75	70	60	9.04	2.57	75	70	59	7.69	11.00	3/8	4	7.81	12.07	30-31
31-32	0.22	0.28	0.36	0.44	1.08	0.14																													







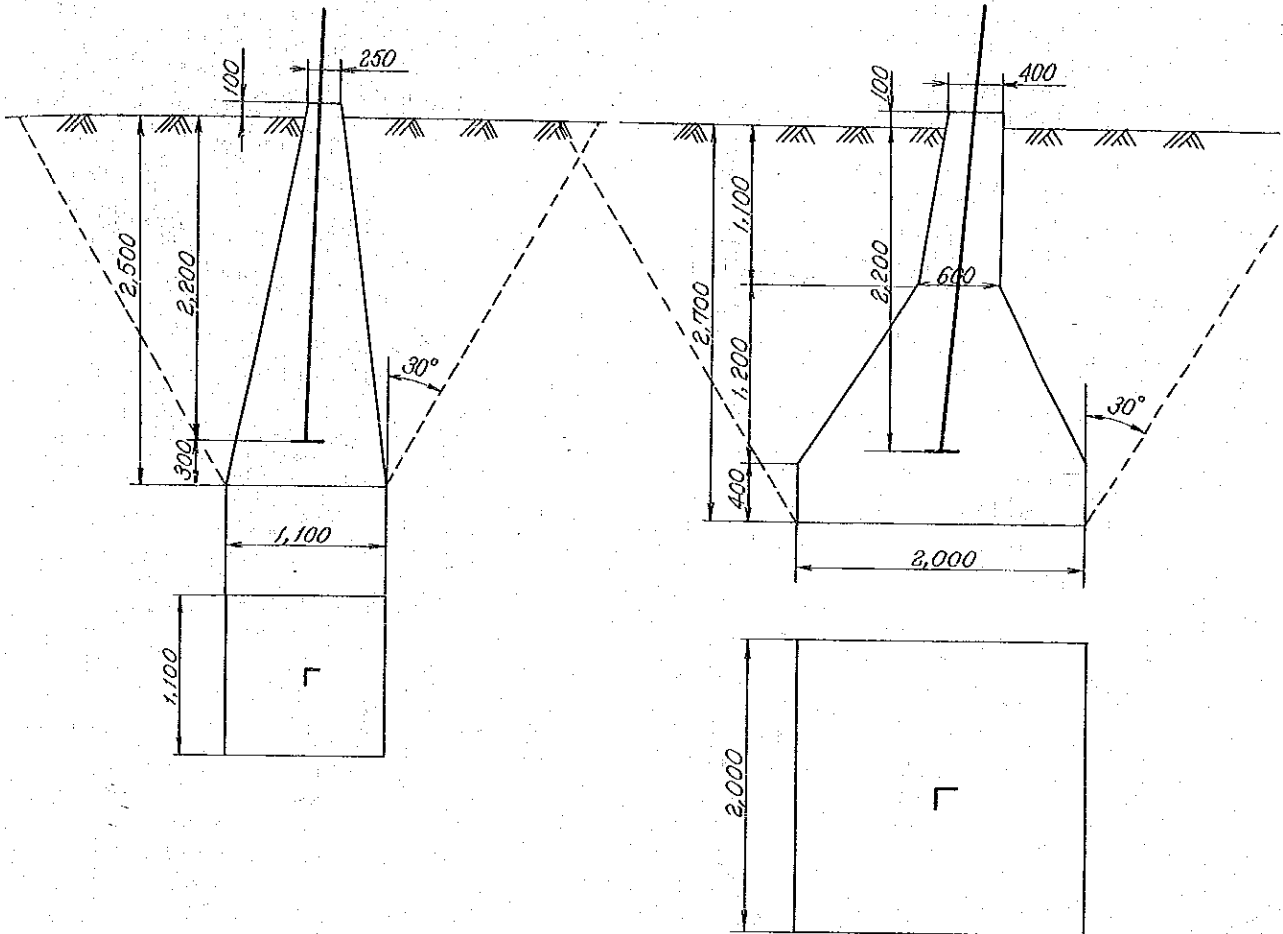
Fig. 15 Tower Foundation

Scale 1/50

Unit mm

TYPE-A Tower

TYPE-B Tower







## PERFORMANCE CALCULATION CHECK OF PRIOK UNITS 1 AND 2

Priok units 1 and 2 are operated without HP heaters.

We considered such operating condition uneconomical compared with the case of using HP heaters.

We tried to calculate the economic estimates of the case without heaters, comparing with the case of using HP heaters.

1. Priok units 1 and 2 started commercial operations in 1962/1964. At that time, the mean thermal efficiency of both units was recorded as follows:

- Generator output 20 MW
- Boiler efficiency 90%
- Turbine heat rate 2,760 Kcal/KWH
- Plant efficiency 28.1%

2. Recently, the actual record of Priok unit 2 without HP Heaters is as follows:

- Generator output 22 MW on April 6, 1968
  - Steam evaporation is 96 Ton/H at boiler outlet
  - Fuel consumption is  $7.8 \times 10^3$  Kg/H
  - Heat value of fuel is 10,000 Kcal/Kg
  - Boiler outlet steam enthalpy is  $62.5 \text{ Kg/cm}^2\text{g}$ ,  $500^\circ\text{C}$   
817 Kcal/Kg
  - Boiler inlet water enthalpy is  $130^\circ\text{C}$ , 131 Kcal/Kg
- Boiler efficiency is calculated as follows:

$$\text{Boiler efficiency} = \frac{(817 - 131) \times 96 \times 10^3}{10 \times 10^3 \times 7.8 \times 10^3} = 84.5\%$$

Plant efficiency is calculated as follows:

$$\text{Plant efficiency} = \frac{22 \times 10^3 \times 860 \times 10^3}{7.8 \times 10^3 \times 10 \times 10^3} = 24.2\%$$

$$\text{Turbine efficiency} = 0.242/0.845 = 28.7\%$$

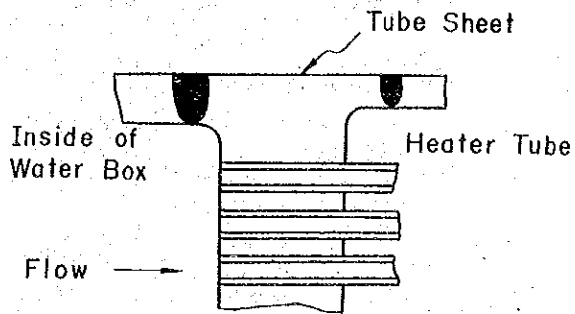
### 3. Comparison

In the case of using HP heaters, the plant efficiency is 28.7%, but the plant efficiency without heater is 24.2%.

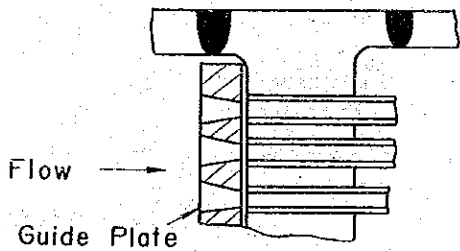
The detailed comparison is shown in the following table.

	Boiler Eff. %	Turbine Eff. %	Plant Eff. %
A. With HP heater of Priok unit 1 and 2	90	31.1	28.1
B. Without heater	84.5	28.7	24.2
Difference (A-B)	5.5	2.4	3.9

Conceptional Drawings of High Pressure Feedwater Heater equipped with Guide Plate or Flow Diffuser at Priok Units 1 and 2

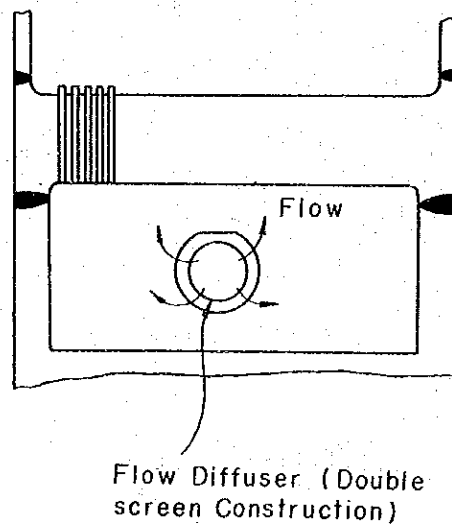
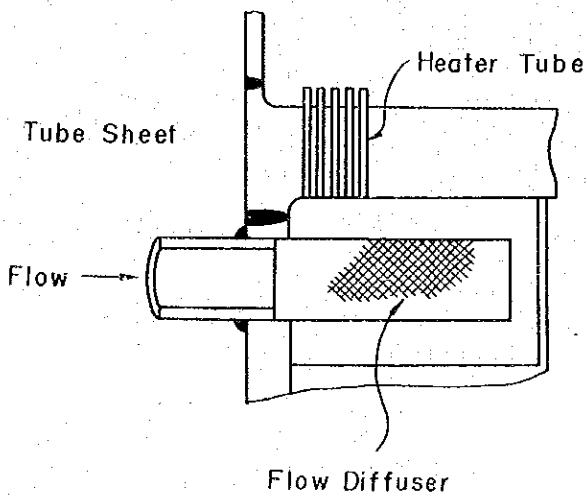


Drawing of Conventional Type High Pressure Feedwater Heater



Drawing of Conventional Type High Pressure Feedwater Heater with Additional Installation of Guide Plate

Drawing of High Pressure Feedwater Heater with Additional Installation of Designed Flow Diffuser





## CONDENSER PERFORMANCE CHECK OF PRIOK STEAM POWER STATION

Priok steam power station was designed by MAN - SIEMENS group of Germany, but the basic design data of condenser performance is not described enough in the technical specifications prepared by the group.

We tried to calculate the condenser performance in the following methods:

### 1. Basic data

The required data for the analysis of condenser performance is selected from the heat balance and the technical specifications.

- |     |  |                         |
|-----|--|-------------------------|
| (1) | Cooling water temperature at condenser inlet | 30°C                    |
| (2) | Condenser water quantity at condenser outlet | 88,410 Kg/H             |
| (3) | Design value of condenser vacuum             | not given               |
| (4) | Cooling water quantity at condenser inlet    | 5,500 m <sup>3</sup> /H |
| (5) | Heat duty of condenser                       |                         |

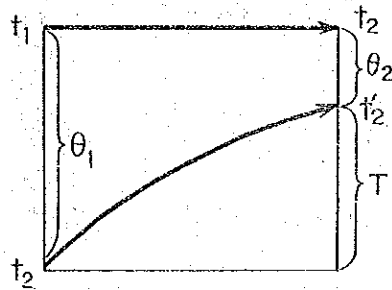
Heat input of condenser is the following:

- |                               |  |
|-------------------------------|--|
| • Main Steam from the Turbine | $77,970 \text{ Kg/H} \times 535 \text{ Kcal/Kg} =$<br>$41.8 \times 10^6 \text{ Kcal/H}$  |
| • Air Ejector steam           | $260 \text{ Kg/H} \times 747.5 \text{ Kcal/Kg} =$<br>$0.2 \times 10^6 \text{ Kcal/H}$    |
| • Low Press Heater Drain      | $10,280 \text{ Kg/H} \times 51.1 \text{ Kcal/Kg} =$<br>$0.53 \times 10^6 \text{ Kcal/H}$ |
| • Total Heat Duty             | $42.53 \times 10^6 \text{ Kcal/H}$   |
| (6) Design Data of Condenser  |  |
| • Cooling surface             | 2,300 m <sup>2</sup>   |

- Tube size 23 mm x 1 mm x 7,065 mm
- No of tubes 4,560
- Sea water velocity in condenser tube 1.93 m/sec

## 2. Calculation of condenser performance

The condenser performance is calculated using the basic data as follows:



where:  $Q$  = Heat duty of condenser

$w$  = Quantity of sea water for cooling

$w$  = Quantity of condensate water

$i_1, i_2$  = Enthalpy of cooling water at condenser inlet and outlet

$i_1, i_2$  = Enthalpy of condensator water at condenser inlet and outlet

$Q$  (Heat duty of condenser) must be balanced as following formula:

$$Q = w (i_2 - i_1) = w (i_2 - i_1)$$

from the basic data

$$w = 5,500 \text{ m}^3/\text{H} \times 1,025 \text{ t/m}^3 \times 10^3 = 5.69 \times 10^6 \text{ Kg/H}$$

$$Q = 42.53 \times 10^6 \text{ Kcal/H}$$

$$i_2 - i_1 = \frac{Q}{w} = \frac{42.53 \times 10^6}{5.69 \times 10^6} = 7.46 \text{ Kcal/Kg}$$

Sea water temperature of inlet condenser is showing at 30°C

$$i_1 = 30 \text{ Kcal/Kg}$$

$$i_2 = i_1 + 7.46 \approx 37.5 \text{ Kcal/Kg}$$

$$t_2 = 37.5^\circ\text{C}$$

$$T = t_2 - t_1 = 7.5^\circ\text{C}$$

The following formula can be applied for the calculation of the mean temperature of heat exchanger.

$$Q = K \cdot A \cdot \frac{\theta_1 - \theta_2}{\log_e \frac{\theta_1}{\theta_2}} \dots\dots\dots (1)$$

$$\theta_1 = \theta_2 + \Delta T \dots\dots\dots (2)$$

from formula (1) and (2) we can get the formula (3) as follows:

$$Q = K \cdot A \cdot \frac{\Delta T}{\log_e \frac{\theta_2 + \Delta T}{\theta_2}} \dots\dots\dots (3)$$

Then, the formula (3) can be modified as follows:

$$\log_e \left( 1 + \frac{\Delta T}{\theta_2} \right) = \frac{K \cdot A \cdot \Delta T}{Q} \dots\dots\dots (4)$$

$Q_2$  can be calculated from the formula (4) as follows:

$$e^{\frac{K \cdot A \cdot \Delta T}{Q}} = 1 + \frac{\Delta T}{\theta_2}$$

$$\theta_2 = \frac{\Delta T}{e^{\frac{K \cdot A \cdot \Delta T}{Q}} - 1}$$

From the basic data, the following figures can be inserted into the symbols of the above formula.



where:  $e = 2.718$

$A =$  condenser cooling surface is  $2,300 \text{ m}^2$

$K =$  coefficient of thermal conductivity is  $2,790 \text{ Kcal/m}^2 \text{ H}^\circ\text{C}$   
(assumed)

$Q =$  heat duty of condenser is  $42.53 \times 10^6 \text{ Kcal}$

$\Delta T =$  temperature rise of cooling water is  $7.5^\circ\text{C}$

If the above figures are inserted into the above formula, the mean temperature of heat exchanger and others can be calculated as follows:

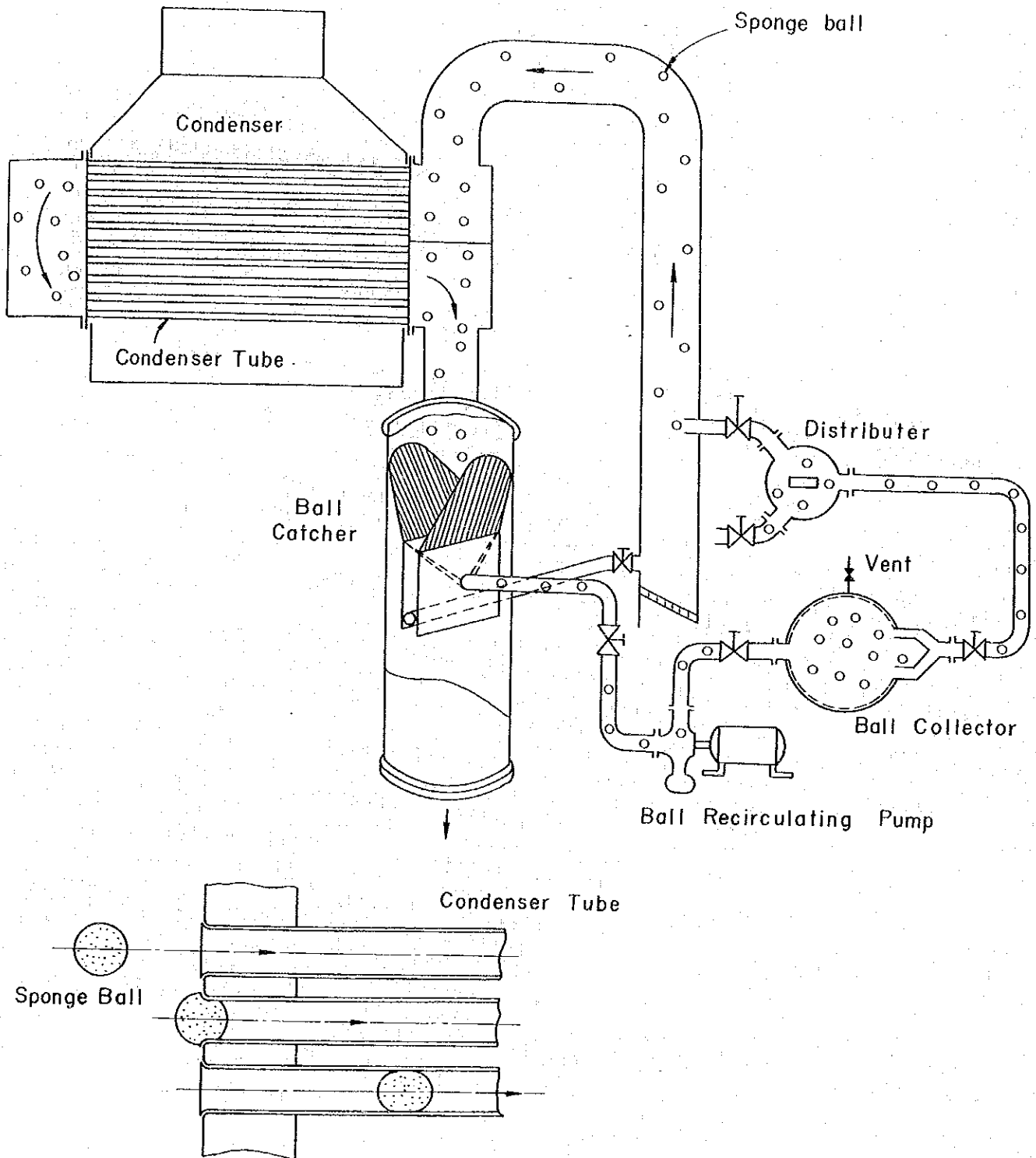
$$\frac{K \cdot A \cdot \Delta T}{Q} = \frac{2,790 \times 2,300 \times 7.5}{42.53 \times 10^6} = 1.13$$

$$\theta_2 = \frac{7.5}{e^{1.13} - 1} = \frac{7.5}{3.1 - 1} = 3.6^\circ\text{C}$$

$$t_2 = 37.5 + 3.6 = 41.1^\circ\text{C}$$

The saturated temperature at about  $0.080 \text{ Kg/cm}^2$  absolute is  $41.1^\circ\text{C}$ . When condensate water is saturated at the above temperature of condenser hotwell, condenser vacuum will be raised to  $2.3 \text{ Hg}$  absolute. Consequently, the condensers of Priok units 1 and 2 were designed at condenser vacuum of  $2.3 \text{ inches Hg}$  absolute.

Flow Diagram of Condenser Tube Continuous Cleaning Device  
for Priok Units 1 and 2





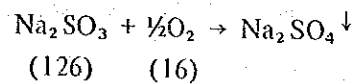
**TECHNICAL INFORMATION FOR FEEDWATER TREATMENT AT  
PRIOK UNITS 1 AND 2**

1. Calculation method for chemical injection

(1) Injection of deoxygen chemicals

a. Continuous chemical injection pump

The capacity of continuous injection pump described in the specification of Priok units 1 and 2 is as follows.



The value of dissolved oxygen of 0.05 ppm is quoted from the actual operating record.  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  settled more than two times in amount of dissolved oxygen is injected. The necessary actual pump capacity for 100 T/h of feedwater is as follows.

$$100 \times 10^3 \times 0.05 \times 10^{-6} \times 2 \times 126/16 = 0.08 \text{ Kg/h}$$

Taking account of the injection of 5% of  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  solution, the actual pump capacity is calculated as follows.

$$0.08/0.05 = 1.6 \text{ l/h}$$

b. Intermittent injection pump (Injecting  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  at starting period of a boiler)

This pump is provided to inject 10 ppm of  $\text{SO}_3^{2-}$  at starting period of a boiler

$$100 \times 10^3 \times 10 \times 10^{-6} \times 126/80 = 1.6 \text{ Kg/h of Na}_2\text{SO}_3$$

If 5% solution of  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  is injected the actual pump capacity is to be as follows.

$$1.6 \times 1/0.05 = 32 \text{ l/h}$$

(2) Injection of chemicals for PH control

In order to inject  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  to obtain 15 ppm of  $\text{PO}_4^{3-}$  in boiler water with in 30 minutes. The actual pump capacity is to be as follows.

$$30 \times 10^3 \times 15 \times 10^{-6} \times \frac{60}{30} \times \frac{164}{95} = 1.5 \text{ Kg/h}$$

Total water amount in boiler  $\text{Na}_3\text{PO}_4/\text{PO}_4$

If 5% solution of  $\text{Na}_3\text{PO}_4$  is injected the actual capacity is to be as follows.

$$1.5 \times \frac{1}{0.05} = 30 \text{ l/h}$$

2. Cost of injection chemicals and injection pumps

(1) Price of injection chemicals

Prices of injection chemicals for feedwater treatment at similar class of units in Japan as Priok units 1 and 2 are shown in the following table. (This price are showned as FAS price.)

(Unit ¥/Kg)

Kind of Chemicals	Price
$\text{Na}_2\text{SO}_3$	Approx. 70
60% $\text{N}_2\text{H}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	400
$\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$	60
$\text{O}(\text{C}_2\text{H}_4)_2\text{NH}$	600

(2) Price of chemical injection pump assembly

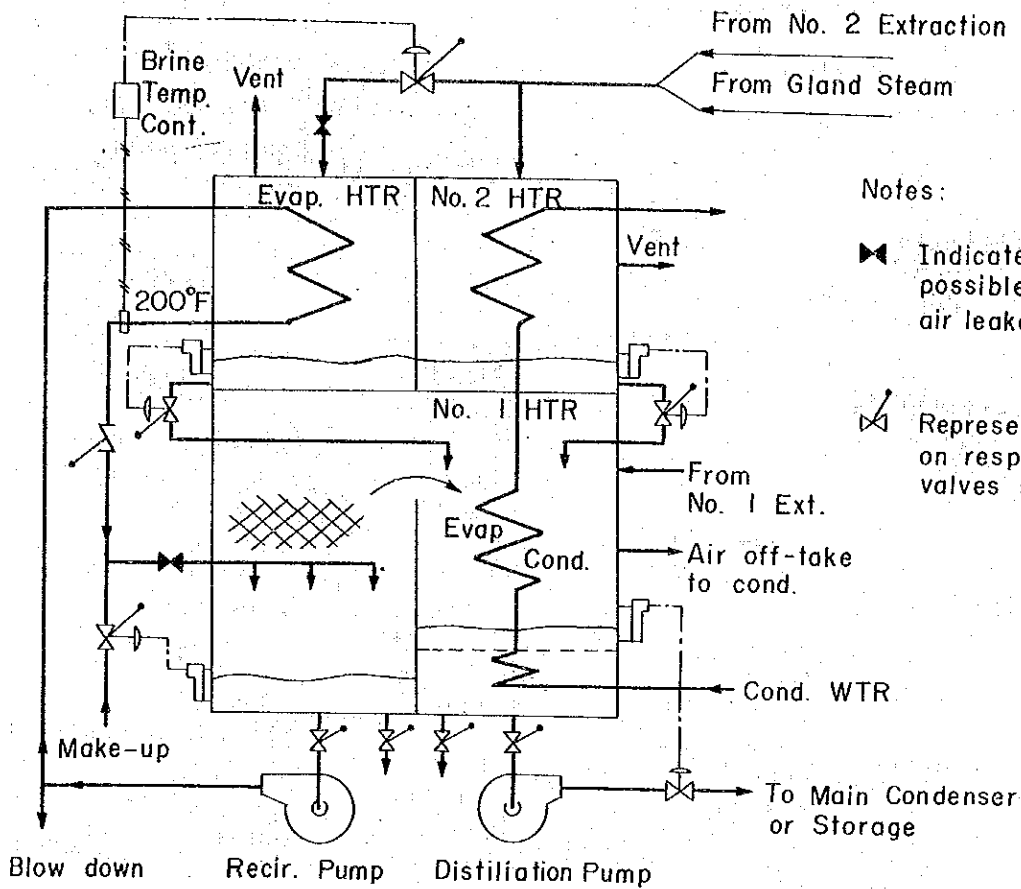
Price of chemical injection pumps for feedwater treatment for similar class of units in Japan as Priok units 1 and 2 are shown in the following table. (This price are showned as FAS Price.)

(Unit ¥)

Capacity of Pump	Price of Pump	Price of Accessory	Total Prices
1.6 l/h (Del. Press 3 Kg/cm <sup>2</sup> ) or 30 l/h (Del. Press 65 Kg/cm <sup>2</sup> )	Approx. 700 x 10 <sup>3</sup>	Approx. 600 x 10 <sup>3</sup>	Approx. 1,300 x 10 <sup>3</sup>



Check Points of Flash Evaporator Unit for Perak Units 1 and 2

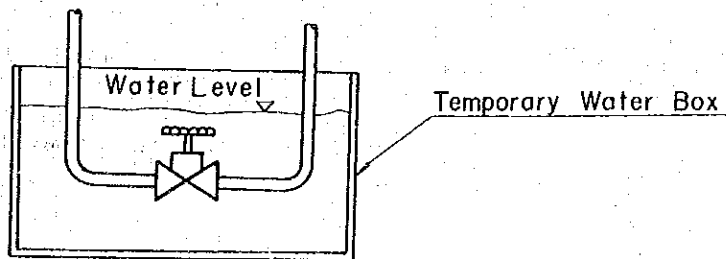


Notes:

▶ Indicate that it may be possible to prevented air leakage by new valves

✕ Represent that air leakage on respective existing valves should be checked.

Conceptual Drawing on Air Leakage Checking Method







## TEST REPORT FOR PRIMARY SUPERHEATER TUBE CORROSION ON THE BOILER OF PERAK STEAM POWER STATION

This is the report by Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd., a licensee of Foster Wheeler Corporation, on the results of investigation of Perak Steam Power Station's superheater sample pieces.

We are reporting herein under result of our investigation on superheater tube corrosion which occurred in the boiler fabricated by Foster Wheeler Corporation, of Perak Steam Power Station Indonesia.

We received two specimens of the superheater tube and investigation was performed along these specimens subjected to following inspection items.

### 1. INSPECTION ITEMS

- (1) Macrography
- (2) Dimensional inspection
- (3) Chemical analysis
- (4) Micro-structure inspection
- (5) X-ray inspection

Note: Inspected points are shown in Fig. 1.

### 2. RESULTS

#### 2-1 MACROGRAPHY

Inner surface of tested two specimens are shown in Photo. 1 and Photo. 2 respectively.

Some large pitting corrosion was observed in both of them, and it rusted inner surface of them in red and brown. We could not guess exactly when the brown rust had grown, but judging from its condition it might occur after specimens were sampled and have no relation to subjected pitting corrosion.

## 2.2 DIMENSIONAL INSPECTION

Since the specimens were not perfect cylindrical tube, outside diameter could not be measured exactly but it was considered as a part of 63.5 mm (2½ inches) outside diameter tubes. It was sure the superheater tube had been scarcely swelled.

Reduction of the tube thickness due to abnormal phenomena such as corrosion, erosion or creep was not found.

Result of the inspection is shown in Fig. 2.

## 2.3 CHEMICAL ANALYSIS

- Result of chemical analysis is shown in Table 1.

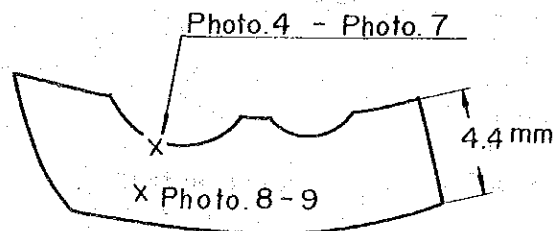
Material of the specimens were not specified, however from the result of chemical analysis we could guess it was equivalent to ASTM A213-61T T12 and met its material specification. Besides, ASTM A213-61T T12 is equivalent to JIS (Japanese Industrial Standards) STBA22.

We believe that selection of the tube material was reasonably considered as a superheater tube.

## 2.4 MICRO-STRUCTURE INSPECTION

Pictures of micro-structure were taken at near the points where pitting corrosion had occurred.

These points are shown in schematic drawing below and pictures are shown in Photo. 4 - Photo. 9



X indicates position of the mirror.

Photo. 4 shows the bottom of pitting corrosion and enlarged parts of Photo. 4 are shown in Photo. 5 - Photo. 7.

Photo. 8 shows section of the tube and enlarged part is shown in Photo 9.

Judging from these pictures, thermal defect is not found and abnormal temperature rise of the tube had not occurred.

A micro-crack and a corrosion of grain boundary were not found around bottom of the pitting corrosion. Corrosion had occurred uniformly to grain boundary and grains itself. Therefore we supposed stress corrosion had not occurred.

## 2.5 X-RAY INSPECTION

In order to inspect the property of scale on the inner surface of pitting corrosion, X-ray micro analyzer was used. Result of the inspection is shown in Photo 10.

On the absorbed electron image, white large part which covers two thirds of the image shows base metal.

Black part in center of the white part shows pitting corrosion and scale is observed along the base metal.

It is verified by X-ray image of Fe that main component of the scale is Fe.

As for Cr and Mo, these elements issued from base metal are naturally caught.

Concerning S, Mn, Si, P and Na, they have also no major problem.

But segregation of Cu is observed in scale on the picture of Cu, its numerical judgement is very difficult but some abnormal condition are observed.

## 3. CONSIDERATION

Judging from observation, primary factor of pitting corrosion might not be caused by erosion.

As for material, it was normal and phenomenon of overheated swelling was not found. However it was not clarified whether segregation had occurred or not in base metal of the tube.

On the other hand, we could hardly suppose that pitting corrosion had depended on abnormal segregation except in case of generally observed micro-segregation.

Because in the latter case the segregation occurs generally along the milling direction but pitting corrosion results in rounded shape. Furthermore, any trace of abnormal segregation was not found by microscope.

According to the results of X-ray microanalyzer inspection, Cu-separation was observed, this will mean that copper might have been brought with water from outside of the boiler rather than copper as impurities of material might have separated.

If copper exists, ferrous near the copper will be electrochemically corroded.

#### 4 CONCLUSION

As described above, we can suppose that pitting corrosion had not been caused by erosion or segregation but had been caused by corrosion.

We heard that the boiler was operated and laid every three months and in those periods any special attention for corrosion such as  $N_2$  filling was not paid.

Therefore, in horizontal superheater tubes drain might remain and air might enter when laying up the boiler.

Due to above reasons we suppose that it started to rust and formed pitching, furthermore local circuit occurred on inside surface of tube and pitching was encouraged seriously. Separation of the copper also might make progress on the pitting corrosion seriously.

#### 5. 3 PROCEDURES FOR IMPROVEMENT

It is the best way to run the boiler without shutting off through a year. If it is impossible, we will recommend following procedures to keep the boiler safely when laying up.

- (1) Drying up the boiler . . . . (fill the boiler with  $N_2$  gas)
- (2) Full filling up the boiler with water . . . . (add hydrazine)
- (3) Adding hydrazine to water and filling rest space with  $N_2$  gas.

Pictures of Macrography

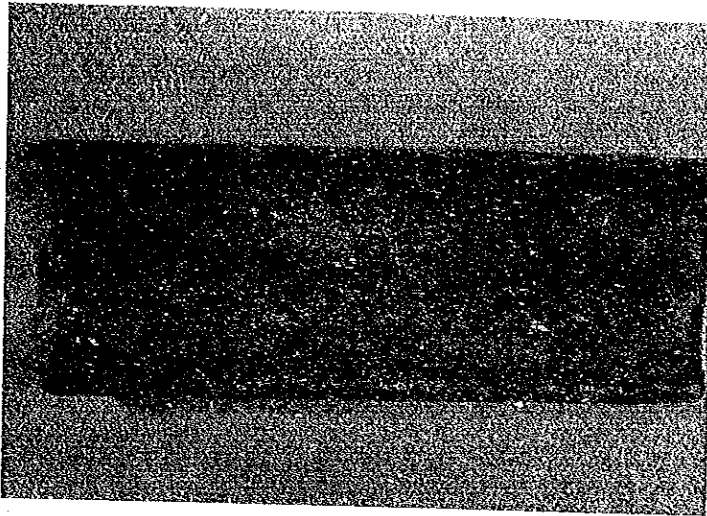


Photo 1  
Inner surface

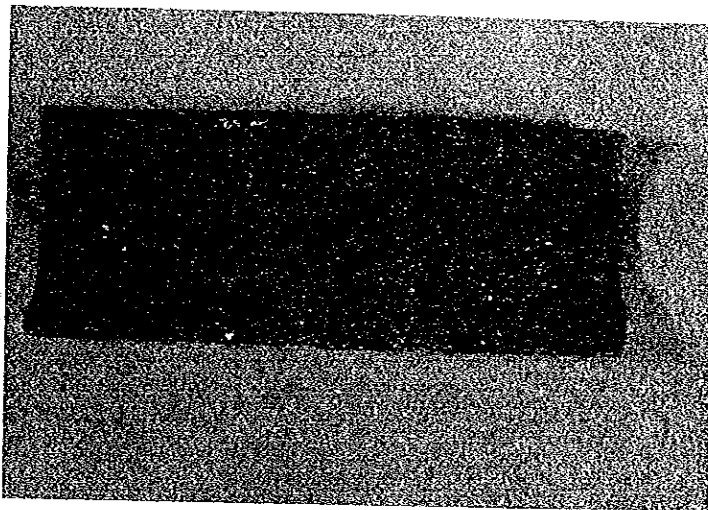


Photo 2  
Inner surface



Photo 3  
Enlarged part  
of Photo 2

Fig. 1 Sampling points

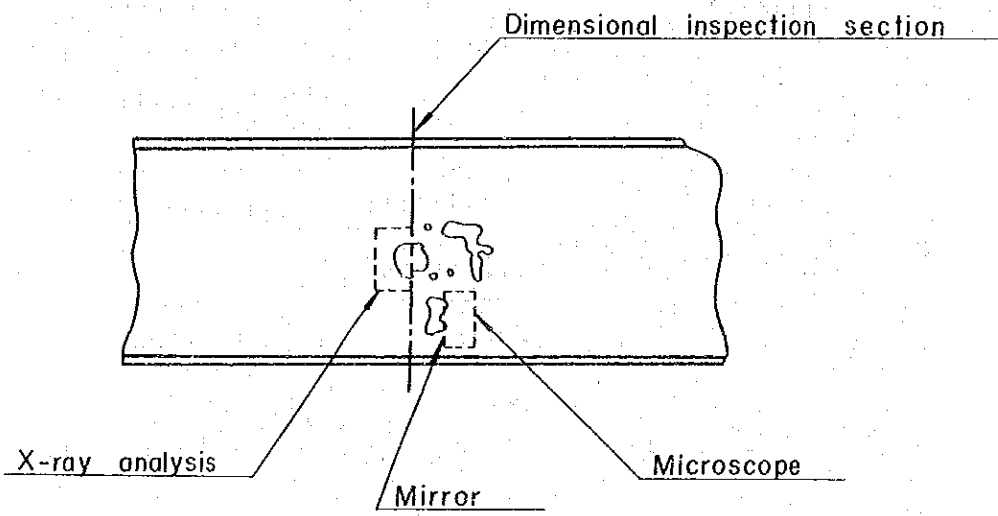
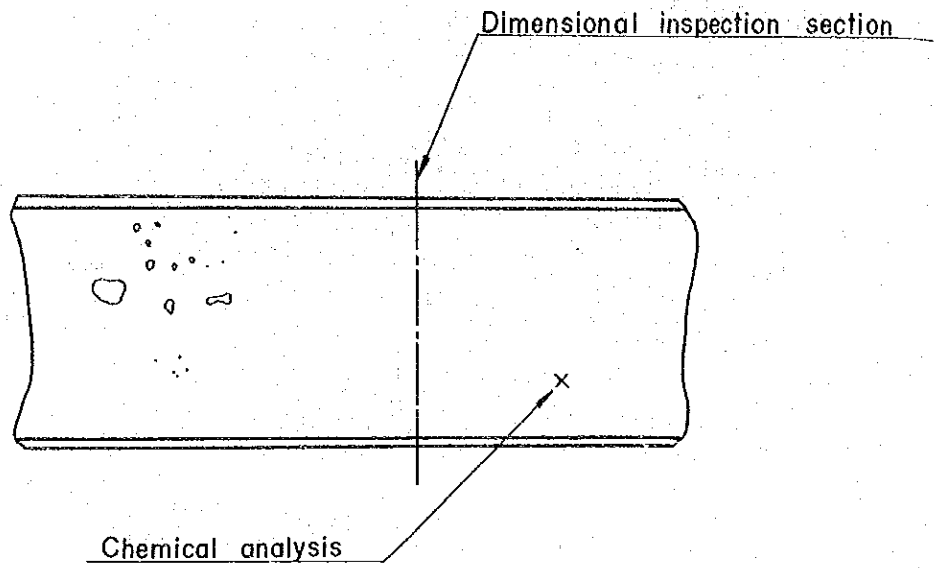
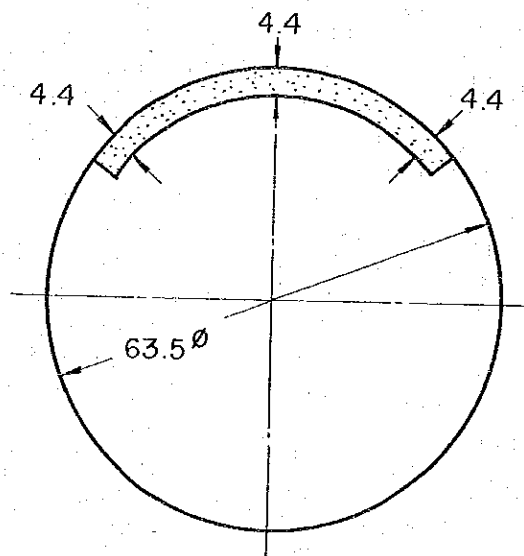
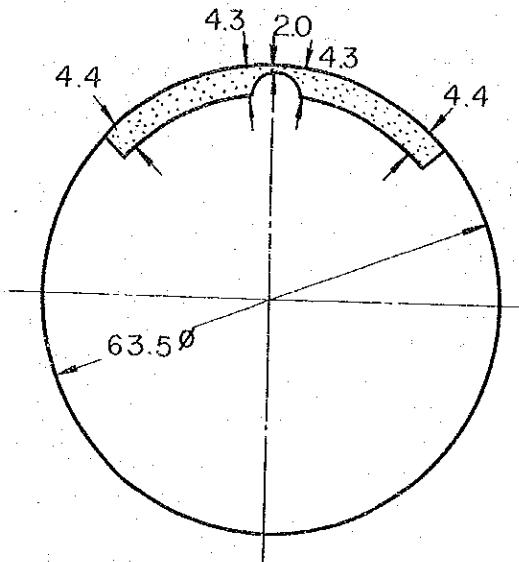


Fig. 2 Result of dimensional inspection

Nominal dimension (assumed)  $63.5^{\phi} \times 3.5^t$  mm  
or  $4.0^t$  mm





Micro structure

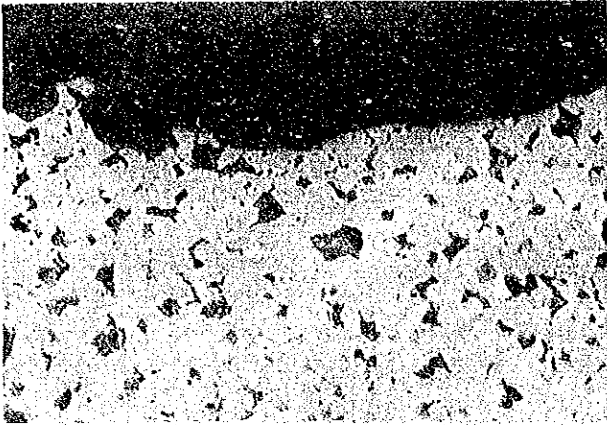


Photo 4 x 100



Photo 5 x 500

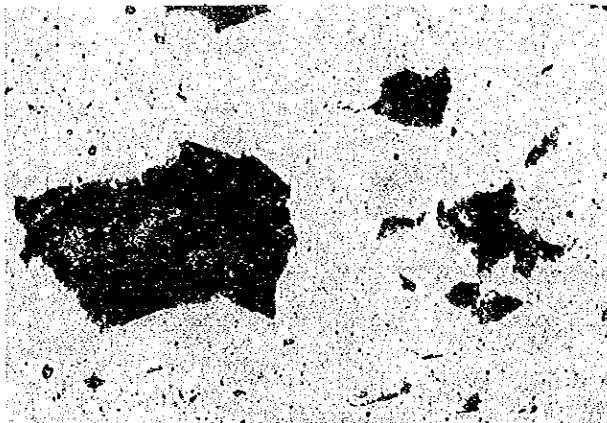


Photo 6 x 500

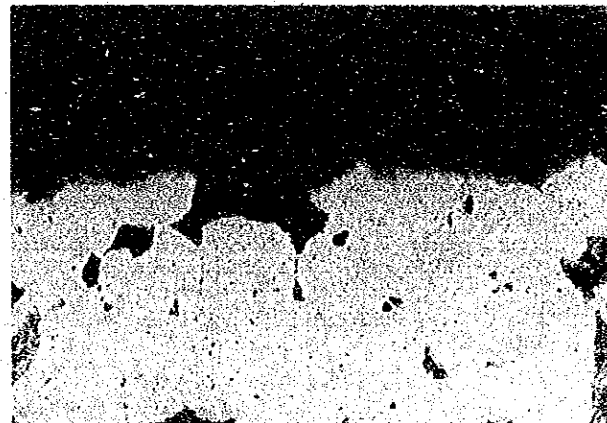


Photo 7 x 500

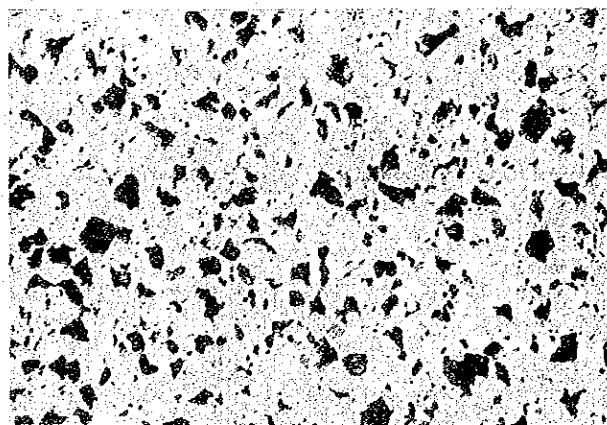


Photo 8 x 100

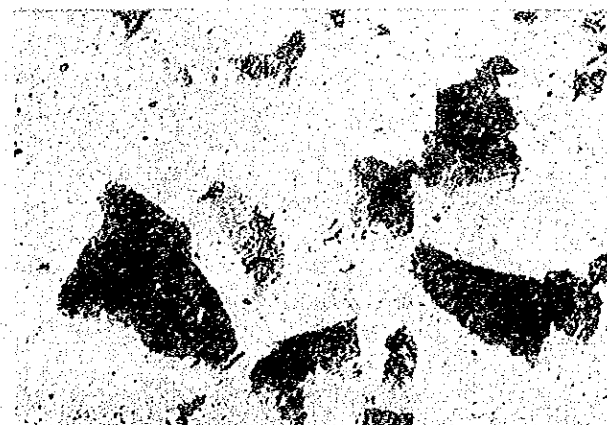
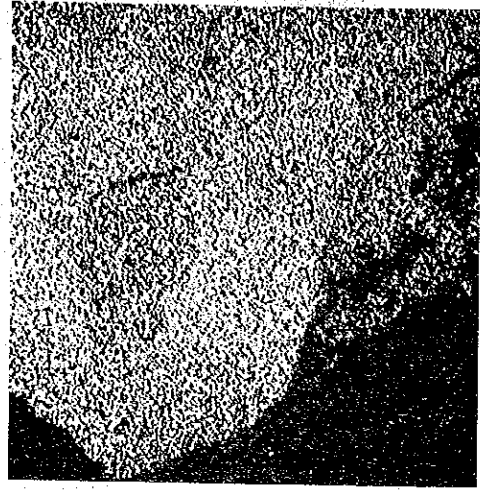


Photo 9 x 500

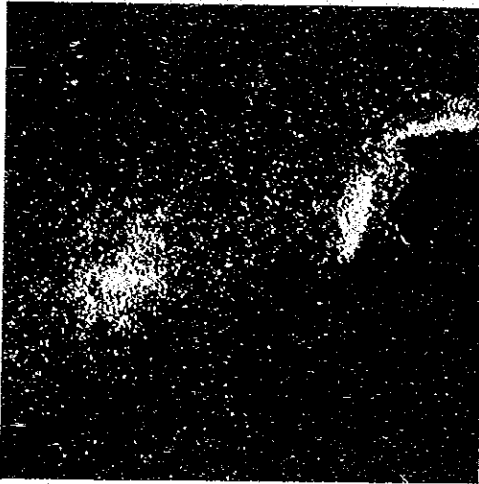
Photo 10 X-ray image



Absorbed electron image x 600



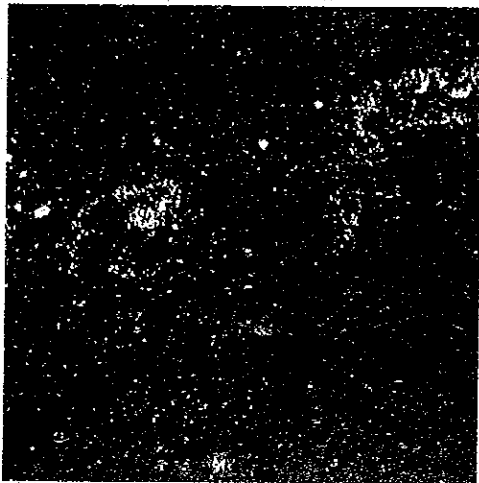
Fe X-ray image x 600



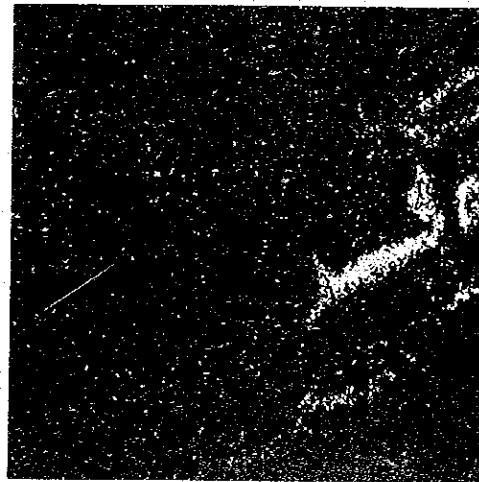
Mo X-ray image x 600



Cr X-ray image x 600

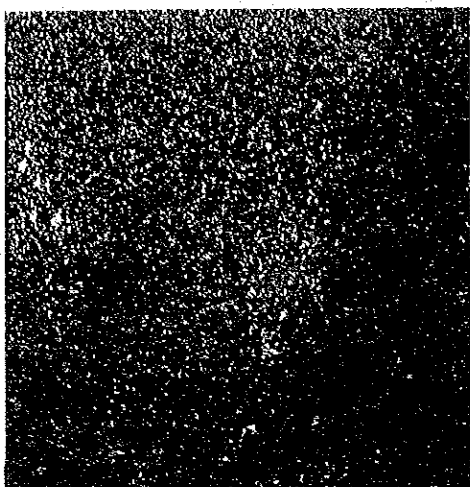


S X-ray image x 600

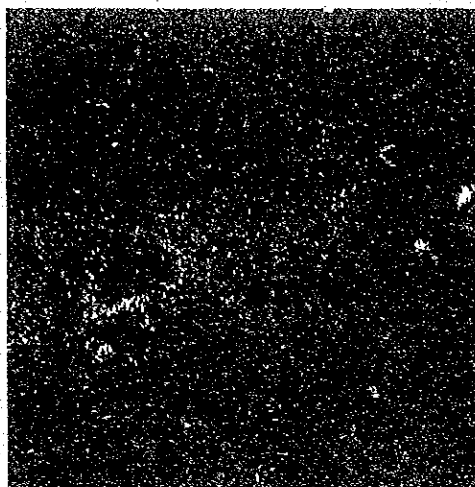


Cu X-ray image x 600

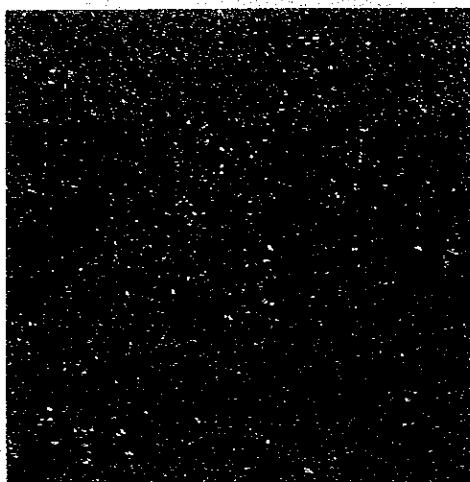
Photo 10 (cont'd)



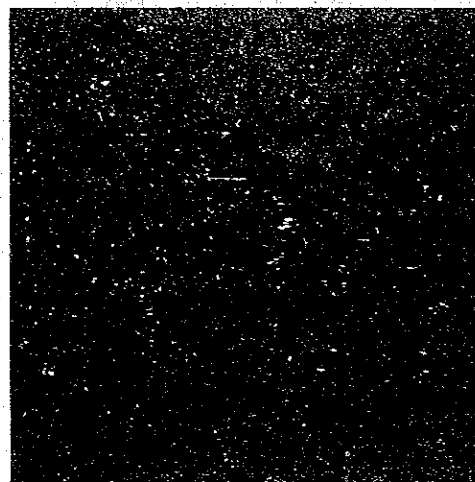
Mn X-ray image x 600



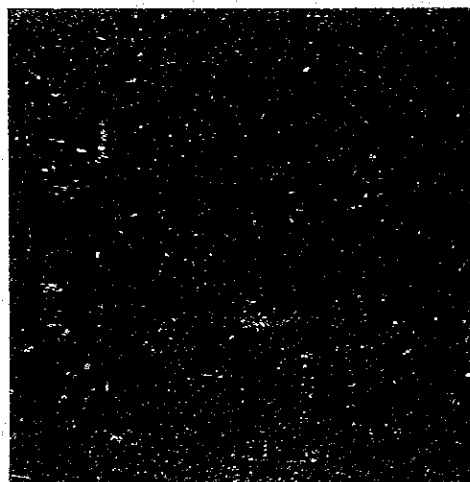
Si X-ray image x 600



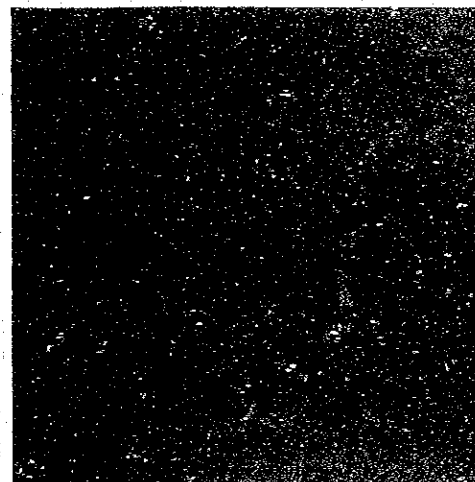
Ca X-ray image x 600



P X-ray x 600



Na X-ray image x 600



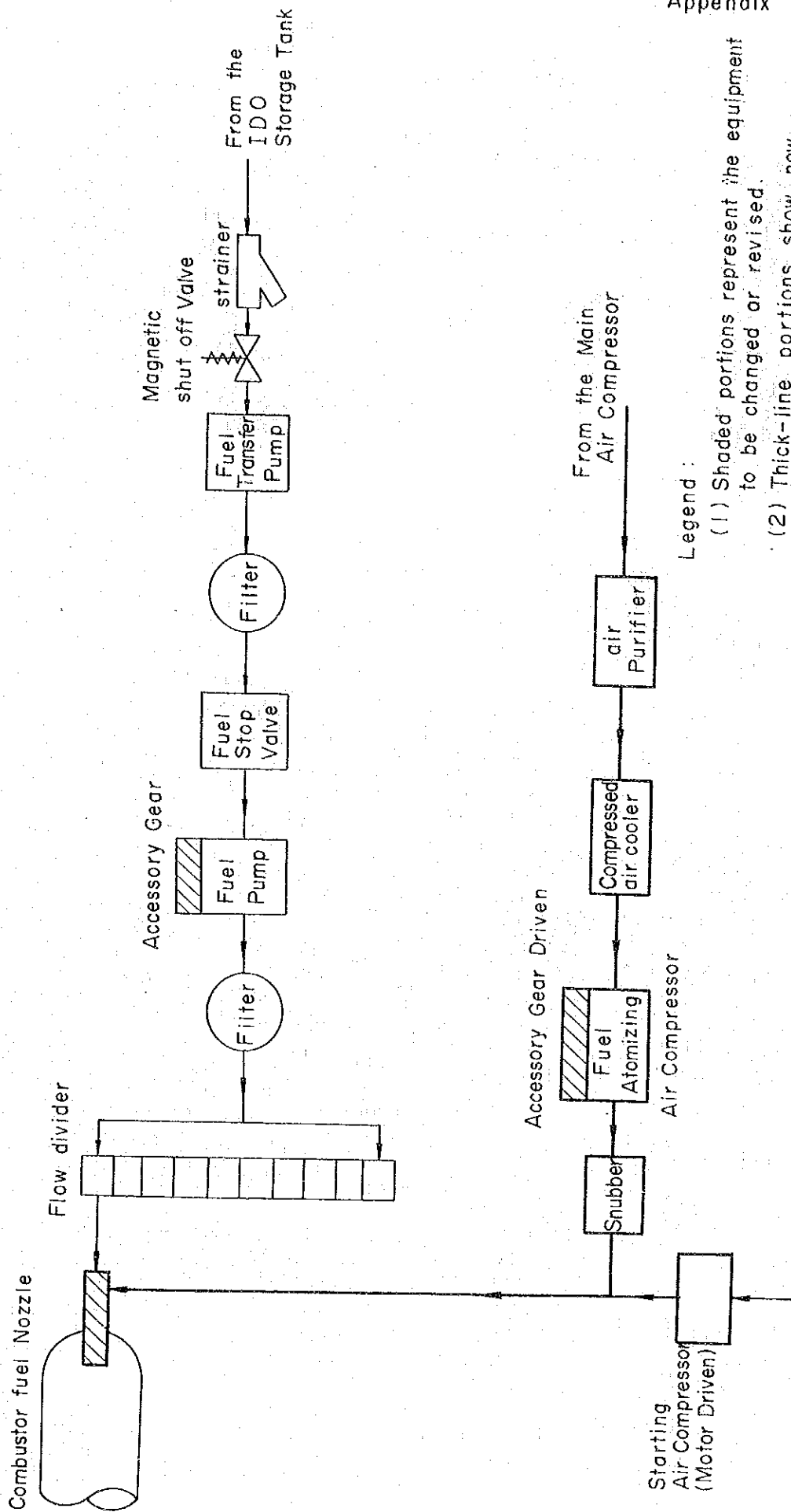
Mg X-ray image x 600

Table 1 The result of chemical analysis  
(base metal of tube)

Material Content	Subjected Specimen	FOR REFERENCE	
		ASTM A213-61T T-12	JIS G 3462 STBA22
C	0.093	less than 0.15	less than 0.15
Si	0.18	less than 0.50	less than 0.50
Mn	0.48	0.3 - 0.61	0.3 - 0.60
P	0.008	less than 0.045	less than 0.035
S	0.013	less than 0.045	less than 0.035
Ni	0.053	—	—
Cr	1.03	0.8 - 1.25	0.8 - 1.25
Mo	0.53	0.44 - 0.65	0.45 - 0.65
Cu	0.065	—	—



Fuel Supply System Diagram for Semarang Gas Turbine revised to Island Diesel Oil Firing

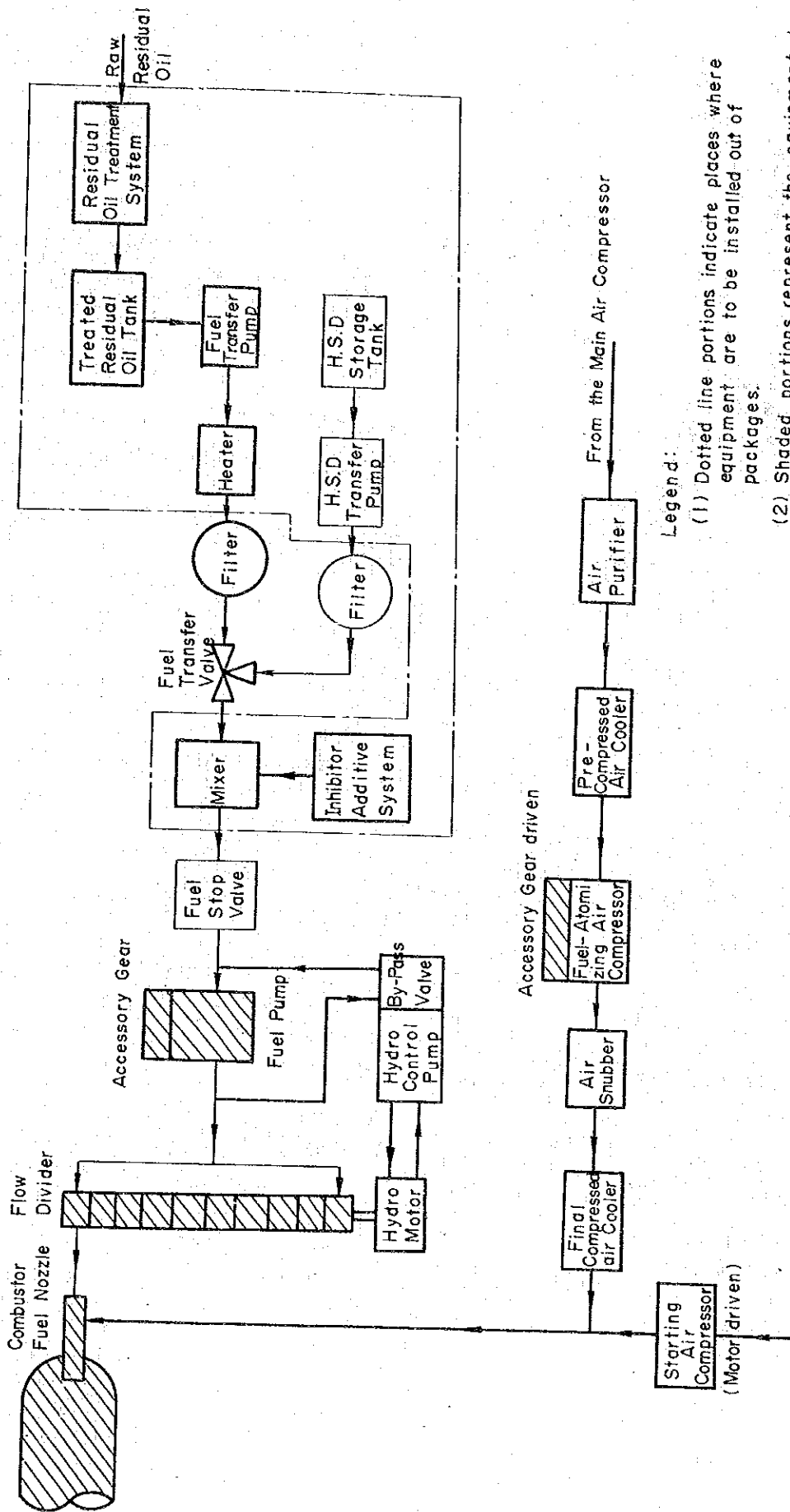


Legend :

- (1) Shaded portions represent the equipment to be changed or revised.
- (2) Thick-line portions show new equipment to be added.



Fuel Supply System Diagram for Semarang Gas Turbine  
revised to Residual Oil Firing

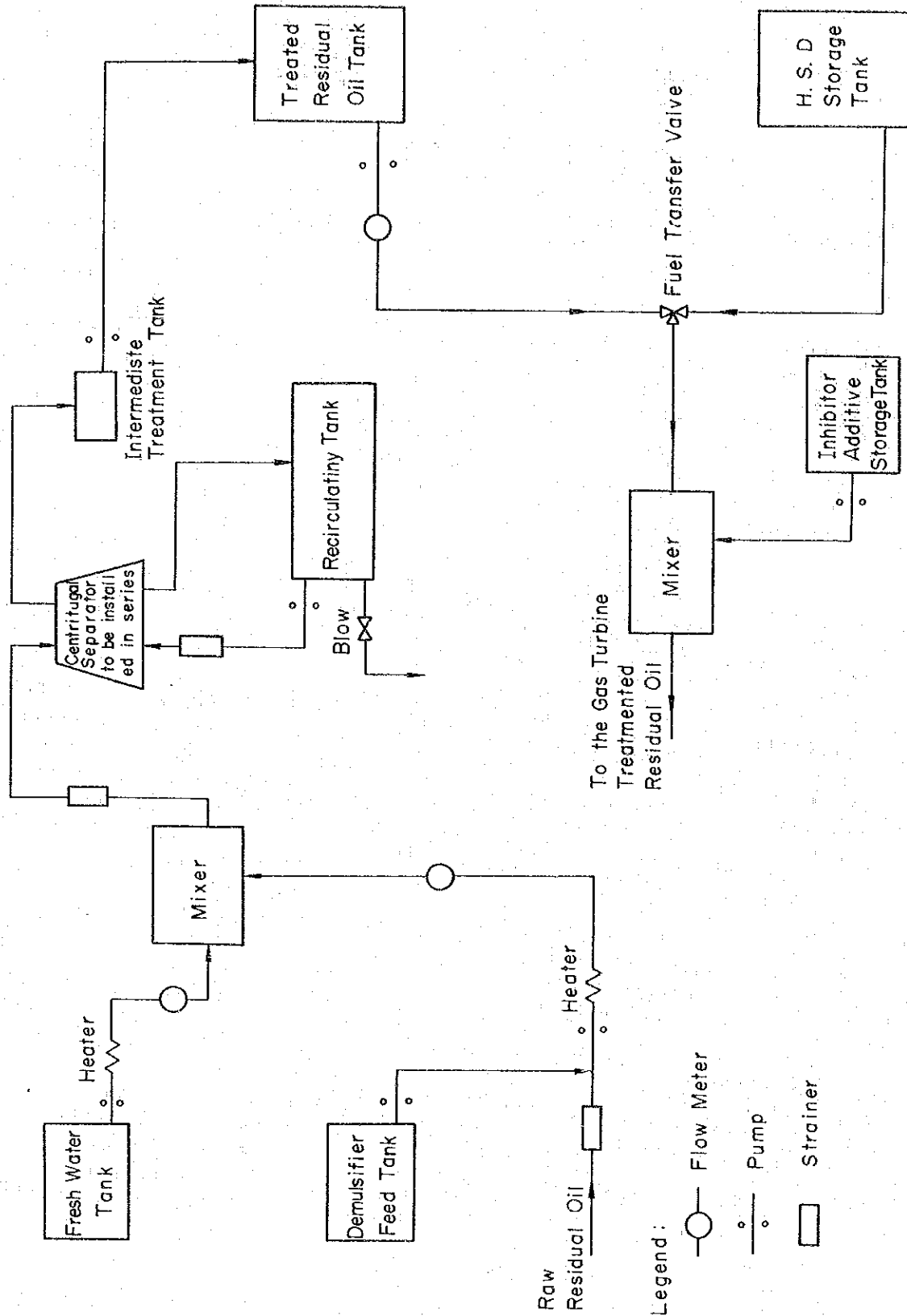


Legend:

- (1) Dotted line portions indicate places where equipment are to be installed out of packages.
- (2) Shaded portions represent the equipment to be changed or reversed.
- (3) Thick-line portions show new equipment to be added.



Residual Oil Treatment System Diagram for Semarang Gas Turbine revised to Residual Oil Firing



## CALCULATION OF THE REPAIR COST IN THE ECONOMICAL COMPARISON FOR SEMARANG GAS TURBINE

### 1. REPAIR COST

How to handle about the repair cost which was applied to the comparison with the power generation cost according to the classification of fuel is illustrated in Table 5.

In general, an annual repair cost of a gas turbine, however, varies due to the classification of fuel, the operational conditions of a power generating station, the number of years after the commercial operation, etc., we hereon omitted the checking item on the number of years after the commercial operation because a short time had elapsed only.

Such being the case, in this economical comparison, the following formula was estimated making reference with actual results in Japan and foreign countries. As its result, the modification was made by taking the difference of fuel and the utilization factor for the unit into consideration in order to calculate the repair cost per KWH.

- (1) Annual repair cost in case of firing HSD

$$\text{Construction cost} \times 1\% \times \frac{1 + \text{LF}}{2}$$

where, LF means the annual utilization factor of power generating station being expressed by a decimal fraction.

- (2) Annual repair cost in case of firing IDO

$$\text{Construction cost} \times 1.5\% \times \frac{1 + \text{LF}}{2}$$

- (3) Annual repair cost in case of firing residual oil

$$\text{Construction cost} \times 2.0\% \times \frac{1 + \text{LF}}{2}$$

- (4) Actual example of calculation on the repair cost per KWH in case of firing IDO

In the case of the utilization factor of 70%,

$$\begin{aligned} \text{Construction cost} \times 0.015 &= 690,000 \times 10^3 \text{ RP} \times 0.015 = 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \\ &= 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \quad (\text{Basic repair cost}) \end{aligned}$$

$$\text{Modification of utilization factor} = \frac{1 + LF}{2} = \frac{1 + 0.70}{2} = 0.85$$

$$\text{Annual repair cost} = 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \times 0.85 = 8,796 \times 10^3 \text{ RP}$$

$$\begin{aligned} \text{Power generation energy} &= 12 \times 10^3 \text{ KW} \times 8,760 \text{ H} \times 10^3 \times 0.7 \\ &= 73,584 \times 10^3 \text{ KWH} \end{aligned}$$

$$\text{Repair cost per KWH} = 8,796 / 73,584 = 0.12 \text{ RP/KWH}$$

In the case of the utilization factor of 50%,  
in the same way,

$$\text{Annual repair cost} = 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \times \left( \frac{1 + 0.50}{2} \right) = 7,763 \times 10^3 \text{ RP}$$

$$\begin{aligned} \text{Annual power generating energy} &= 12 \times 10^3 \text{ KW} \times 8,760 \text{ H} \times 0.5 \\ &= 52,560 \times 10^3 \text{ KWH} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Repair cost per KWH} &= 7,763 \times 10^3 \text{ RP} / 52,560 \times 10^3 \text{ KWH} \\ &= 0.15 \text{ RP/KWH} \end{aligned}$$

In the case of the utilization factor of 30%,  
in the same way,

$$\text{Annual repair cost} = 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \times \left( \frac{1 + 0.30}{2} \right) = 6,728 \times 10^3 \text{ RP}$$

$$\begin{aligned} \text{Annual power generating energy} &= 12 \times 10^3 \text{ KW} \times 8,760 \text{ H} \times 0.3 \\ &= 31,536 \times 10^3 \text{ KWH} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Repair cost per KWH} &= 6,728 \times 10^3 \text{ RP} / 31,536 \times 10^3 \text{ KWH} \\ &= 0.21 \text{ RP/KWH} \end{aligned}$$

In the case of the utilization factor of 10%,  
in the same way,

$$\begin{aligned} \text{Annual repair cost} &= 10,350 \times 10^3 \text{ RP} \times \left( \frac{1 + 0.1}{2} \right) \\ &= 5,693 \times 10^3 \text{ RP} \end{aligned}$$

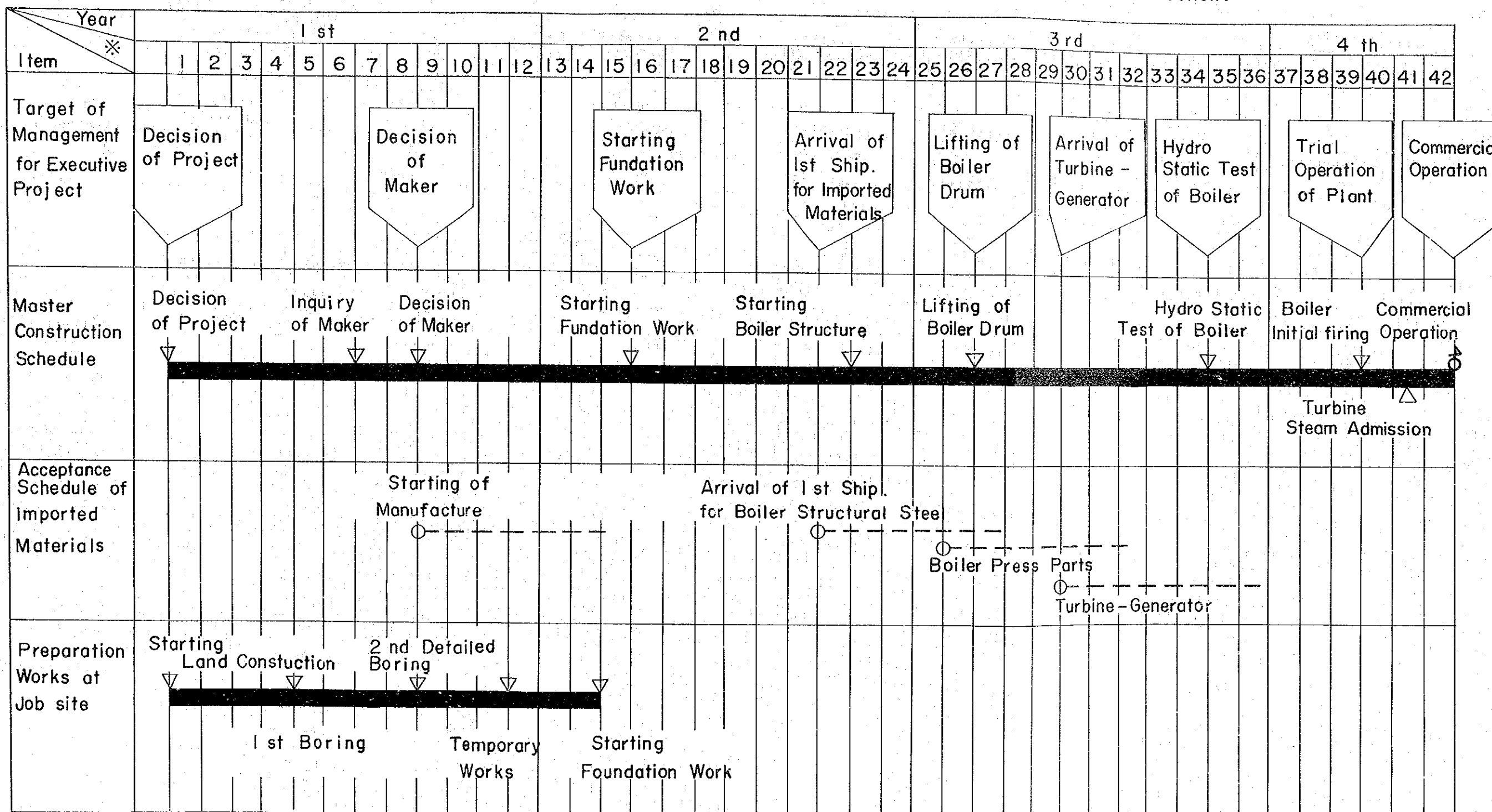
$$\begin{aligned} \text{Annual power generating energy} &= 12 \times 10^3 \text{ KW} \times 8,760 \text{ H} \times 0.1 \\ &= 10,512 \times 10^3 \text{ KWH} \end{aligned}$$

$$\text{Repair cost per KWH} = 5,693 \times 10^3 \text{ RP} / 10,512 = 0.54 \text{ RP/KWH}$$

### Master Construction Schedule of Major Project (In case of Imported Steam Power Project)

Remarks : This schedule shows fundamental principle of master construction schedule for imported steam power project and not an exctutive schedule for construction.

※ Months after decision of the project





## アロケーションの方法

### 1. アロケーションの一般的原則

アロケーションの方法には、各種各様の方法および説があるが、つぎのような一般的原則に集約することができる。

- (1) 各事業目的は、その直接費用について全額負担すべきであること。
- (2) どの事業に対しても、その目的に対する最も経済的な身代り建設費または、最も妥当な投資額以上に費用を割り当てることはできないこと。
- (3) 共同費用はいかなる事業目的に対しても、その費用負担能力を顧慮することなく配分すべきであること。

### 2. 従来から使われているアロケーションの種々の方法

以下にのべる各方法における直接費と共同費の定義はつぎのとおりである。

直接費 : ある単一目的の事業にのみ使用する施設の建設費をいう。

共同費 : 二つあるいはそれ以上の事業目的に共通して使用される施設の建設費で、いずれか一つの事業目的のみに帰属させることのできないものである。

#### (1) 便益法 (Benefit Method)

総合開発の総事業費を、総合開発によって得られる各部門の便益から、それぞれの便益を実現させる必要な経費を差引いた純利益をもって按分し、各部門の直接費を差引いて共同費の負担分を求めるという方法である。

この方法では、同量の便益が、より安い他の適当な事業から得られることがあっても、それが考慮されないという根本的な非妥当性がある。

#### (2) 妥当支出法 (Justifiable Expenditure Method)

各事業目的における純利益を算出し、これを資本還元した額すなわち、採算可能投資限度額を求め、これより直接費を差引いた残額の比で共同費を按分する方法である。

これは、(1)の便益法にさらに一段の妥当性を求めたものと考えられる。

#### (3) 身代り建設費法 (Alternative Expenditure Method)

総合開発における場合と同等の経済効果をもたらす単一目的の施設を単独で設置する場合の実施可能なしかも経済的な身代り建設費から、直接費を差引いた残額の比で共同費を按分する方法である。

身代り建設費については、通常、実際の建設計画ほど行きとどいた調査研究が行われてい

ないため、計算の精度は低いという欠点がある。

(4) 身代り妥当支出法 (Alternative Justifiable Expenditure Method)

身代り建設費あるいは妥当支出額のうち、いずれか小さいものから、直接費を差引いた残額の比で、共同費を按分する方法である。

この方法は一般に、実際に近い合理的な値を示すといわれ、日本においては、従来までこの方法によるアロケーションを原則としていた。

とくに重要な長所は、どの事業目的に対しても、それが寄与する利益以上の費用を負担させないようにしていることである。

(5) 分離費用残余便益法 (The Separable Cost - remaining Benefit Method)

この方法は、1946年、米国の連邦機関河域開発連絡委員会が、連邦政府に勧告した方法で、理論的なものと考えられている。

この方法は身代り妥当支出法に近似している。

a 分離可能な費用

各事業目的のために分離することのできる費用は、複合事業目的の費用と、その事業目的を除去した場合の費用との差である。

b 共同費用

共同費用は、全複合目的事業の費用とすべての事業の目的の分離可能な費用の総計との差である。

c 共同費用の振りわけ

共同費用の振りわけは、各目的の身代り建設費または妥当投資額のうち、いずれか小さい方から、各目的の分離可能な費用を差引いたいわゆる残余便益の比で行なうものである。

### 3. 日本のアロケーション方式

従来、日本では1952年に法律で制定された身代り妥当支出法を基準方式としていたが、この方法によると、当該部門が参加したために生ずる共同施設の増分費用を当該部門で負担せず他部門に過重な負担をさせる場合が生ずることがあるという矛盾から1967年に新しい方式に改訂した。

(1) 方法

a 共同施設に係る各用途の分離費用はそれぞれの用途が負担する。

b 残余共同施設費(共同施設費 - 分離費用の合計額)の配分については、各用途について身代り建設費または妥当投資額のいずれか少ない金額から、専用施設費および上記の分離費用を控除した金額を算出し、その金額の合計額に対するその金額の比率をもって各用途に按分する。

c 各用途について、上記 a, b による負担額を合計し、その合計額の共同施設費に対する比率をもって、各用途の負担割合とする。

(2) 身代り建設費

a 発電の事業または関連事業のいずれか1つの事業について、共同施設および当該事業に係る専用施設が有する効用と同等の効用を有する工作物を、当該共同施設および専用施設に代えて設置する場合に要する費用をいう。

b 共同施設および専用施設を設置する場所と同一場所に同価値のものを設置するものとして算出することを原則とする。

(3) 妥当投資額

a 洪水調節、かんがい、発電の妥当投資額は

$$\frac{\text{年効用一年経費}}{\text{資本還元率}} \text{とする。}$$

発電の年効用は、電気料金におりこまれた電源の原価をもととして算出する。

b 上水道用水、工業用水の妥当投資額は、代替施設の建設に要する費用を勘案して定める額とする。

(4) 分離費用

共同施設の建設の目的である各用途について、共同施設の建設に要する費用と、当該用途を除いた場合の建設に要する費用との差額とする。

(5) 或るダムの計算例

共同費用 US\$ 18×10<sup>6</sup>

単位: US\$ 10<sup>6</sup>

	洪水調節	上水道	工業用水道	発電	計
a 身代り建設費	8	6	16	10	
b 妥当投資額	13	3	15	9	
c a, b 何れか小	8	3	15	9	
d 専用施設費	—	—	—	5	
e c — d	8	3	15	4	
f 分離費用	3	0.7	9	0.5	13.2
g 残余便益(e-f)	5	2.3	6	3.5	16.8
h 同上率 (%)	29.8	13.6	35.8	20.8	100.
i 残余共同費配分	1.4	0.6	1.7	1.1	4.8
j 負担額(f+i)	4.4	1.3	10.7	1.6	18
k 負担率 (%)	24.5	7.2	59.5	8.8	100.





Djatiluhur 発電所の peak 時出力 (ピーク: 10 時間)

	下流に放流すべき流量 ( $m^3/S$ ) ①	逆調 250 万 $m^3$ を使用するときの貯水池からの放流可能量 ①-69.5 ( $m^3/S$ ) ②	貯水池水位 ( $m$ ) ③	peak 時出力 (10 時間) (MW) ④	peak 時の発電使用水量 ( $m^3/S$ ) ⑤	peak 時に逆調にたまる流量 ⑤-① = Q ( $m^3/S$ ) ⑥	off peak 時逆調から下流への放流可能量 $\frac{10 \times Q}{14}$ ( $m^3/S$ ) ⑦	off peak 時の発電使用水量 ①-⑦ ( $m^3/S$ ) ⑧	off peak 時出力 (14 時間) (MW) ⑨
9	124	193.5	91.40	4×21= 84	4×409=1636	39.6	28.3	957	4×12= 48
	128	197.5	90.00	4×21= 84	4×417=1668	38.8	27.7	1003	4×12= 48
10	132	201.5	88.10	4×20= 80	4×412=1648	32.8	23.4	138.6	4×12= 48
	136	205.5	86.90	4×19= 76	4×39.9=159.6	23.6	16.8	119.2	4×14= 56
11	138	207.5	85.00	4×18= 72	4×39.3=157.2	19.2	13.7	124.3	4×14= 56
	149	218.5	85.00	4×18= 72	4×39.3=157.2	82	5.8	143.2	4×16= 64
12	138	207.5	85.60	4×18= 72	4×39.3=157.2	19.2	13.7	124.3	4×14= 56
	135	204.5	88.10	4×20= 80	4×41.2=164.8	29.8	21.3	113.7	4×13= 52
1	131	200.5	89.40	4×20= 80	4×40.4=161.6	30.6	21.9	109.1	4×13= 52
	128	197.5	90.10	4×21= 84	4×41.7=166.8	38.8	27.7	100.3	4×12= 48
2	128	197.5	91.90	4×22= 88	4×42.2=168.8	38.8	27.7	100.3	4×12= 48
	124	193.5	93.10	4×22= 88	4×41.5=166.0	42.0	30.0	94.0	4×12= 48
3	121	190.5	95.00	4×23= 92	4×42 =168.0	47.0	33.5	87.5	4×11= 44
	117	186.5	97.80	4×24= 96	4×42.4=169.6	52.6	37.5	79.5	3×14= 42
4	111	180.5	100.00	4×26=104	4×43.6=174.4	63.4	45.3	65.7	3×12= 36
	109	178.5	102.80	4×27=103	4×43.8=175.2	66.2	47.2	61.8	3×12= 36
5	121	190.5	104.70	4×28=112	4×44.3=177.2	56.2	40.1	80.9	3×16= 48
	173	242.5	106.00	4×29=116	4×44.9=179.6	6.6	4.7	168.3	4×27= 108
6	248	317.5	106.00	4×29=116	4×44.9=179.6	※△68.4	0	※※179.6	4×29=116
	256	325.5	104.10	4×28=112	4×44.3=177.2	※△78.8	0	※※177.2	4×28=112
7	240	309.5	101.90	4×27=108	4×43.8=175.2	※△64.8	0	※※175.2	4×27=108
	228	297.5	99.40	4×25=100	4×42.7=170.8	※△57.2	0	※※170.8	4×25=100
8	187	256.5	96.40	4×24= 96	4×43.2=172.8	※△14.2	0	※※172.8	4×24= 96
	151	220.5	93.90	4×23= 92	4×42.7=170.8	19.8	14.2	136.8	4×18= 72
平均				92					64

※ 無効放流量 ※※ peak 時と同じ



ダム建設に伴う，かんがい面積および収量の推移（想定）

年 度	乾季のかんがい面積 ( ha )	単位収量 ton of paddy	収 量 ton of paddy	備 考
1962以前	25,000	2.5	62,500	
1962	45,000	2.5	113,000	
1963	45,000	2.5	113,000	
1964	50,000	2.5	125,000	
1965	60,000	2.5	150,000	
1966	75,000	2.8	210,000	
1967	90,000	2.8	252,000	
1968	177,000	2.8	495,000	
1969	180,000	2.8※	505,000	※：新品種により1969以降は4 ton of paddyと思われるが今回の計算ではダム建設による効果を求めることが目的であるから2.8 ton of paddyと考えた。
1970	190,000	2.8	530,000	
1971	210,000	2.8	590,000	
1972	220,000	2.8	615,000	
↓	↓	↓	↓	
1977	240,000	2.8	670,000	
↓	↓	↓	↓	



1967年を基準とする収量の現在価値

(乾季)

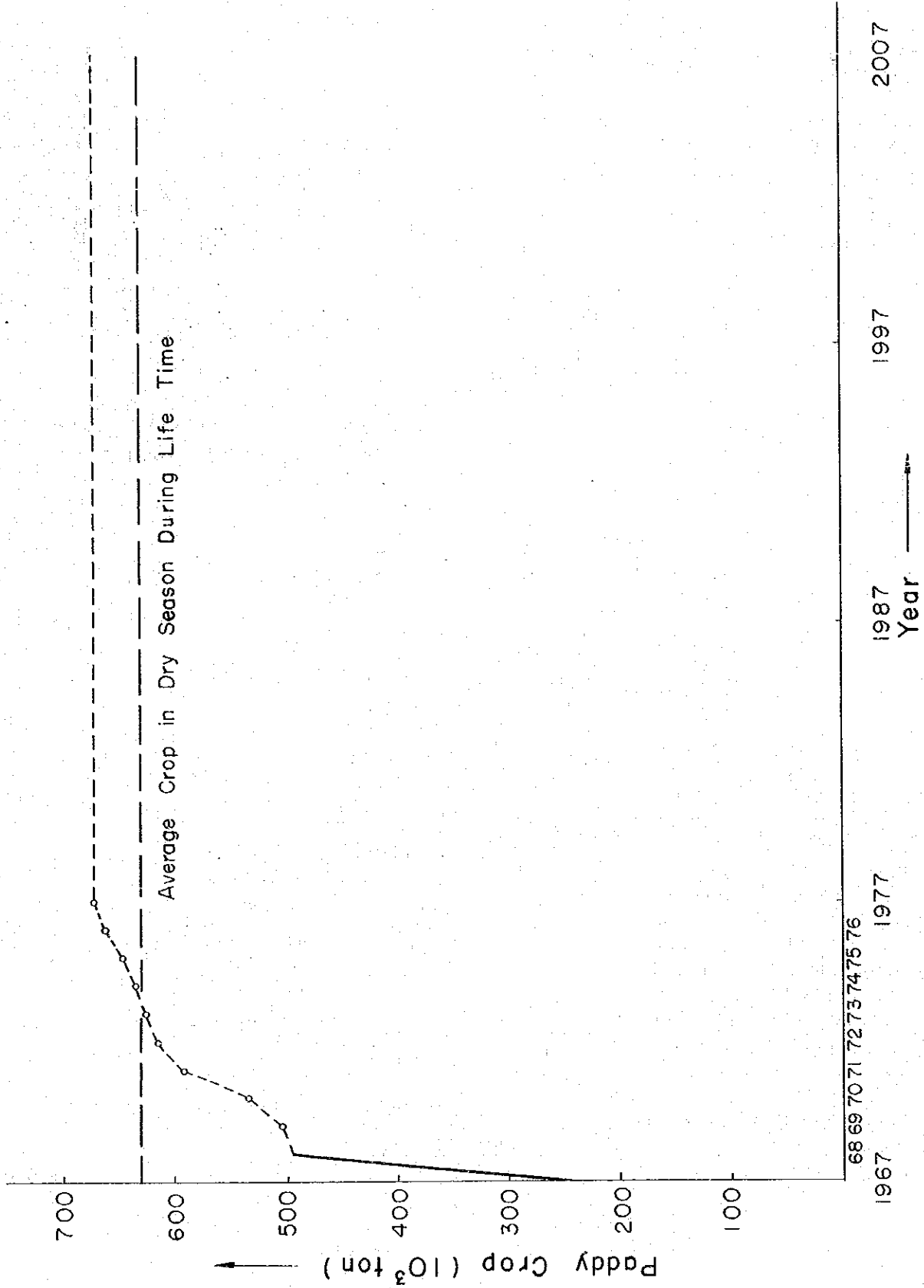
年 度	収量 (ton of paddy)	現価係数 ※※	現価 (ton of paddy)
1968	495,000	0.95	470,000
1969	505,000	0.91	460,000
1970	530,000	0.86	456,000
1971	590,000	0.82	484,000
1972	615,000	0.78	480,000
1973	625,000	0.75	469,000
1974	635,000	0.71	450,000
1975	645,000	0.68	438,000
1976	657,000	0.64	420,000
1977	670,000※	0.61	409,000

注 ※ 1978年以降の残存耐用年数間は、670,000 ton of paddy が変わらないと  
考えた。

※※ 1967年を基準とする現価係数である。



Average Crop in Dry Season During Life Time







## Record of Maintenance Cost (P.N. Djatiluhur 1968)

		1 9 6 8 Record Rp 10 <sup>6</sup>	Estimated Amount Rp 10 <sup>6</sup> *	
1	Salaries, Wages and Bonuses	102	98	} 1,768 staff members excepting for tourism Rp. 83,000 per person per year
2	Rice	50	48	
3	Payment to Foreign Contractor	35	0	} The remainder of the construction works will be completed in the future
4	Necessaries for Workers (Clothes, Shoes, Helmets, etc.)	14	14	
5	Fuel	10	10	
6	Lubricant	13	13	
7	Cement	5	5	
8	Materials (Wood, Iron, Electrical materials, Chemicals, Tools, etc.)	50	50	
9	Transportation (Labor, Functionary, Materials, etc.)	29	20	} As the construction works are finished, it will decrease in the near future
10	Contracting (Indonesian contractor)	45	28	
11	Others (Land purchases, Bank commission and others)	18	14	} As the construction work is finished, there is no purchase of land
	Total	371	300	

\* The average for the life time



Table of Total CostRp x 10<sup>3</sup>

	1969	1970	Total
Personnel Expenses	2,846,814	3,334,040	6,180,854
Fuel Expenses	2,917,050	3,233,417	6,150,467
Lubricating Oil Expenses	247,500	269,033	516,533
Repair Expenses	2,469,024	2,671,368	5,140,392
Expenditure for Purchased Power	552,900	818,400	1,371,300
Conveyance Operations Expenses	300,000	310,000	610,000
Office Expenses	260,578	273,607	534,185
Miscellaneous Expenses	307,960	323,359	631,319
Depreciation	1,067,757	1,305,160	2,372,917
Interest	1,456,303	1,726,705	3,183,008
Total	12,425,886	14,265,089	26,690,975
Miscellaneous Operating Revenue	(-) 46,157	(-) 49,075	(-) 95,232
Net Total Cost	12,379,729	14,216,014	26,595,743
Electric Charges by Existing Rates	10,452,896	11,299,484	21,752,380
Balance	(-) 1,926,833	(-) 2,916,530	(-) 4,843,363
Ratio of Rising (%)	18.4	25.8	22.3
Electric Energy Sales (MWh)	1,440,900	1,574,500	3,015,400



Calculation Base for Total Cost

Rp x 10<sup>3</sup>

Appendix 4-2

	1969		1970	
	Amount of Money	Foundation for Calculation	Amount of Money	Foundation for Calculation
Salaries and Wages	1,412,882	Basic Salaries Number of Staff Members 18,500 Average Basic Salaries per Month per Person Rp 1,732 Basic Salaries Rp 384,560 x 10 <sup>3</sup> Allowance on Basic Salaries (Basic salaries x 52.1%) Rp 200,356 x 10 <sup>3</sup> Overtime Payment Rp 233,966 x 10 <sup>3</sup> Working Compensation Allowance Rp 522,000 x 10 <sup>3</sup> Position Compensation Allowance Rp 72,000 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 1,412,882 x 10 <sup>3</sup>	1,736,864	Basic Salaries Number of Staff Members 18,500 Average Basic Salaries per Month per Person Rp 1,999 Basic Salaries Rp 443,723 x 10 <sup>3</sup> Allowance on Basic Salaries (Basic salaries x 52.1%) Rp 231,180 x 10 <sup>3</sup> Overtime Payment Rp 269,961 x 10 <sup>3</sup> Working Compensation Allowance Rp 696,000 x 10 <sup>3</sup> Position Compensation Allowance Rp 96,000 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 1,736,864 x 10 <sup>3</sup>
Rice and Sugar Allowance	593,850	Rice (50 kg/month) Rp 555,000 x 10 <sup>3</sup> Sugar (2.5 kg/month) Rp 38,850 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 593,850 x 10 <sup>3</sup>	593,850	Rice (50 kg/month) Rp 555,000 x 10 <sup>3</sup> Sugar (2.5 kg/month) Rp 38,850 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 593,850 x 10 <sup>3</sup>

		1969		1970	
	Amount of Money	Foundation for Calculation	Amount of Money	Foundation for Calculation	
Income Tax	164,558	7.64% (Salaries, Overtime, Rice & Sugar, Leave Allowance and Bonus)	244,442	9.81% (Salaries, Overtime, Rice & Sugar, Leave Allowance and Bonus)	
Miscellaneous Labor Expenses	675,524	Service Dress Rp 55,500 x 10 <sup>3</sup> Service Shoes Rp 10,000 x 10 <sup>3</sup> Medical Expenses Rp 283,050 x 10 <sup>3</sup> Leave Allowance Rp 48,743 x 10 <sup>3</sup> Bonus Rp 98,231 x 10 <sup>3</sup> Miscellaneous Rp 180,000 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 675,524 x 10 <sup>3</sup>	758,984	Service Dress Rp 55,500 x 10 <sup>3</sup> Service Shoes Rp 10,000 x 10 <sup>3</sup> Medical Expenses Rp 333,000 x 10 <sup>3</sup> Leave Allowance Rp 56,242 x 10 <sup>3</sup> Bonus Rp 105,729 x 10 <sup>3</sup> Miscellaneous Rp 198,413 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 758,884 x 10 <sup>3</sup>	
Fuel Oil Expenses	2,917,050	Quantity of Consumption H.S.D. 120,400 t I.D.O. 27,200 t Fuel Oil 115,500 t  Price per Ton H.S.D. Rp 12,500 I.D.O. Rp 6,500 F. O. Rp 5,000 Transportation Cost per ton Rp 2,500  Fuel Oil Expenses Rp 1,505,000 x 10 <sup>3</sup> H.S.D.	3,233,417	Quantity of Consumption H.S.D. 138,113 t I.D.O. 31,351 t Fuel Oil 117,275 t  Price per Ton H.S.D. Rp 12,500 I.D.O. Rp 6,500 F. O. Rp 5,000 Transportation Cost per ton Rp 2,500  Fuel Oil Expenses Rp 1,726,413 x 10 <sup>3</sup> H.S.D.	

		1969		1970	
	Amount of Money	Foundation for Calculation	Amount of Money	Foundation for Calculation	
Fuel Oil Expenses (cont'd.)		I.D.O. Rp 176,800 x 10 <sup>3</sup> F.O. Rp 577,500 x 10 <sup>3</sup> Sub total Rp 2,259,300 x 10 <sup>3</sup> Transportation Cost Rp 657,750 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 2,919,050 x 10 <sup>3</sup>		I.D.O. Rp 203,781 x 10 <sup>3</sup> F.O. Rp 586,375 x 10 <sup>3</sup> Sub total Rp 2,516,569 x 10 <sup>3</sup> Transportation Cost Rp 716,848 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 3,233,417 x 10 <sup>3</sup>	
Lubricating Oil Expenses	247,500	Quantity of Consumption 2,000 <sup>t</sup> Price per ton Rp 117,750 Transportation Cost per ton Rp 6,000 Lubricating Oil Expenses Rp 247,500 x 10 <sup>3</sup>	269,033	Quantity of Consumption 2,174 <sup>t</sup> Price per ton Rp 117,750 Transportation Cost per ton Rp 6,000 Lubricating Oil Expenses Rp 269,033 x 10 <sup>3</sup>	
Repair Expenses	2,469,024	Replacement Cost Rp 102,876 x 10 <sup>6</sup> Ratio of Repair Expenses 2.4%	2,671,368	Replacement Cost Rp 111,307 x 10 <sup>6</sup> Ratio of Repair Expenses 2.4%	
Expenditure for Purchased Power	552,900	Djatihuhur Purchased Power 498,000 MWH Price per kwh Rp 1.15 Expenditure Rp 522,900 x 10 <sup>3</sup> Others Purchased Power 6,000 MWH Price per kwh Rp 5.00 Expenditure Rp 30,000 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 552,900 x 10 <sup>3</sup>	818,400	Djatihuhur Purchased Power 584,000 MWH Price per kwh Rp 1.35 Expenditure Rp 788,400 x 10 <sup>3</sup> Others Purchased Power 6,000 MWH Price per kwh Rp 5.00 Expenditure Rp 30,000 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 818,400 x 10 <sup>3</sup>	



		1969		1970	
	Amount of Money	Foundation for Calculation	Amount of Money	Foundation for Calculation	
Conveyance Operations Expenses	300,000	1,000 cars	310,000	1,000 cars	
Office Expenses	260,578	Office & Printed Matters Rp 123,408 x 10 <sup>3</sup> Maintenance for Residences Rp 52,500 x 10 <sup>3</sup> Telephone and Telegram Rp 43,000 x 10 <sup>3</sup> Others Rp 41,670 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 260,578 x 10 <sup>3</sup>	273,607	Office and Printed Matters Rp 129,578 x 10 <sup>3</sup> Maintenance for Residences Rp 55,125 x 10 <sup>3</sup> Telephone and Telegram Rp 45,150 x 10 <sup>3</sup> Others Rp 43,754 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 273,607 x 10 <sup>3</sup>	
Miscellaneous Expenses	307,960	Tours Expenses Rp 76,230 x 10 <sup>3</sup> Taxes Rp 35,000 x 10 <sup>3</sup> Insurances Rp 2,000 x 10 <sup>3</sup> Others Rp 194,730 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 307,960 x 10 <sup>3</sup>	323,359	Tours Expenses Rp 80,042 x 10 <sup>3</sup> Taxes Rp 36,750 x 10 <sup>3</sup> Insurances Rp 2,100 x 10 <sup>3</sup> Others Rp 204,467 x 10 <sup>3</sup> Total Rp 323,359 x 10 <sup>3</sup>	
Depreciation	1,067,757	Fixed Instalment Method Average Life Time 25 years Scrap Value 10% Acquisition Cost Rp 29,660 x 10 <sup>6</sup>	1,305,160	Fixed Instalment Method Average Life Time 25 years Scrap Value 10% Acquisition Cost Rp 36,254 x 10 <sup>6</sup>	
Interest	1,456,303	Interest Rate 5% per year Amount of Loans Rp 29,126 x 10 <sup>6</sup>	1,726,705	Interest Rate 5% per year Amount of Loans Rp 34,534 x 10 <sup>6</sup>	
Miscellaneous Operating Revenues	46,157	Calculation based on the Past Trend	49,075	Calculation based on the Past Trend	

## Result of the Allocation of Total Cost

Rp. x 10<sup>3</sup>

	Allocated Cost			Electric charges by Existing Rates		Electric charges by Revised Rates	
	Fixed cost	Variable cost	Total A	Electric charges B	A/B (%)	Electric charges C	A/C (%)
Residential	9,987,837	5,017,554	15,005,391	7,985,077	187.9	12,918,955	116.2
Street lighting	311,461	140,153	451,614	105,000	430.1	315,000	143.4
Commercial	4,689,938	2,814,911	7,504,849	9,540,984	78.7	9,654,355	77.7
Industrial	2,011,917	1,621,972	3,633,889	4,121,319	88.2	3,707,433	98.0
Total	17,001,153	9,594,590	26,595,743	21,752,830	122.3	26,595,743	100



## Account Statement of Revenue

Rp x 10<sup>3</sup>

Categories		Contract Capacity (KVA)	Energy Sale (MWh)	Electric Charges by Existing Rates			Electric Charges by Revised Rates				Ratio of Increase B/A(%)	
Demand Categories	Contract Categories			Demand Charges	Energy Charges	Total	Unit Price A(Rp)	Demand Charges	Energy Charges	Total		Unit Price B(Rp)
Residential	A <sub>1</sub> (S <sub>1</sub> )	2,259,600	1,129,800	3,253,824	-	3,253,824	2,880	6,552,840	-	6,552,840	5,800	201.4
	(R <sub>1</sub> )	3,221,400	477,900	1,352,988	2,628,450	3,981,438	8,331	1,610,700	3,899,664	5,510,364	11,530	138.4
	A <sub>2</sub> (R <sub>2</sub> )	620,400	64,700	272,976	476,839	749,815	11,589	310,200	545,551	855,751	13,226	114.1
	Total	6,101,400	1,672,400	4,879,788	3,105,289	7,985,077	4,775	8,473,740	4,445,215	12,918,955	7,725	161.8
Street Lighting	B (U <sub>1</sub> )	96,000	42,000	-	105,000	105,000	2,500	-	315,000	315,000	7,500	300.0
Commercial	C <sub>1</sub> (S <sub>2</sub> )	648,600	127,200	110,262	342,168	452,430	3,557	324,300	601,020	925,320	7,275	204.5
	C <sub>2</sub> (K <sub>1</sub> )	905,400	156,600	796,752	1,483,002	2,279,754	14,558	543,240	1,623,942	2,167,182	13,839	95.1
	(K <sub>2</sub> )	1,150,800	128,400	1,288,896	1,296,840	2,585,736	20,138	920,640	1,200,540	2,121,180	16,520	82.0
	C <sub>3</sub> (K <sub>3</sub> )	85,800	28,500	-	570,000	570,000	20,000	-	502,288	502,288	17,624	88.1
	C <sub>4</sub> (U <sub>2</sub> )	1,150,800	314,100	552,384	2,512,800	3,065,184	9,759	690,480	2,591,327	3,281,805	10,448	107.1
	(U <sub>3</sub> )	354,000	67,300	184,080	403,800	587,880	8,735	212,400	444,180	656,580	9,756	119.6
	Total	4,295,400	822,100	2,932,374	6,608,610	9,540,984	11,606	2,691,060	6,963,295	9,654,355	11,744	101.2
Industrial	D <sub>1</sub> (P)	4,994,400	478,900	1,348,488	2,772,831	4,121,319	8,606	1,997,760	1,709,673	3,707,433	7,742	90.0
	D <sub>2</sub>											
	Total	15,487,200	3,015,400	9,160,650	12,591,730	21,752,380	7,214	13,162,560	13,433,183	26,595,743	8,820	122.3



Table of Power Demand and Supply

(MWh)

	1969	1970	Total
P. L. N.			
Diesel	312,820	370,000	682,820
Steam	325,000	330,000	655,000
Gas	70,000	70,000	140,000
Hydro	593,580	597,500	1,191,080
Sub-total	1,301,400	1,367,500	2,668,900
Purchased Power; Djatituhur	498,000	584,000	1,082,000
Others	6,000	6,000	12,000
Sub-total	504,000	590,000	1,094,000
Total of Supply	1,805,400	1,957,500	3,762,900
Total of Demand	1,440,900	1,574,500	3,015,400
Loss (%)	20.2	19.6	19.9











