

2.2 長期設備計画の方法と条件整備

2.2.1 序

(1) われわれは、本レポートにおいて、item jおよびkにもとづくインドネシア電力事業における、長期計画の方法と条件整備について検討した結果を勧告する。

われわれは、本レポートにカウンターパートをはじめ、各界当事者の協力を得て知り得たインドネシアの諸実態に即した長期計画作成の基礎的方法と、当面のアプローチを、電力事業におけるわれわれ自身の経験にもとづいて述べている。

(2) とりまとめるに当たって、われわれは、次の点に最も意を注いだ。

- a 電力事業を経営するという観点から、計画の総合性を図ること
- b 計画の総合性を図るために、必要な方法・対策制度などを工夫すること
- c とくに、計画の総合性をはかる責任主体を明らかにすること

(3) なお、勧告内容の理解を深めるために、われわれは、幾つかの具体例をAppendix 2-12~2-18として用意している。

2.2.2 電力長期計画の基本的考え方

(1) 長期計画の意義

a 企業における長期計画は、その企業の事業経営の指針としての役割りをもっている。とくに1.4の項で指摘しているとおり、インドネシアの電力事業においては、その経営遂行上、次のような観点から総合的な長期計画が是非ともなくてはならない。

(a) 産業の発展と民生の向上に対応する電化の促進、およびサービスレベルの改善をはかるため、急速な電源開発・系統強化ならびに既設設備の改善が必要である。このため、インドネシア電力事業は、大きい設備投資を続けなければならない。

(b) 将来の電気料金を極力安価に抑え、産業の発展ならびに民生の向上に寄与しなければならない。

(c) 電力事業を能率的に経営するため、独立採算を達成しなければならない。

(d) 上記3つの要素を総合調整し、長期的かつ計画的に実施をはからなければ、インドネシア電力事業の使命は達成しえない。

b 中でも設備計画は、長期経営計画の中心として、とくに重要なものである。

現在、インドネシア電力事業がもっている設備に関する長期計画は、単に設備のプロジェクトの集計にすぎず、上記総合関連性に欠けている。

設備計画は、経営全般との総合関連性を有し、かつ設備全体として総合化された計画であり、そのうえで、個別プロジェクトが全体計画の中で、どのような位置づけを有するものであるかがわかるものでなければならない。

c また、設備長期計画は、計画実施の状況、経済情勢の変化、計画資料の整備にともな

って、逐次見直して改善を図らなければならない。

- d 上記のような設備長期計画を能率的に作成するためには、個別に積上げるべきプロジェクトの範囲を明らかにし、他はマクロ的に把握できるようにして、全体の総合性に重点をおいて作成しなければならない。
- e 設備長期計画は、次のような内容ならびに条件をもって作り上げなければならない。
 - (a) 計画期間は、前期5年・後期5年の10ケ年とする。
 - (b) 国家経済開発5ケ年計画にそったものとする。
 - (c) 10年以上の経営目標を明らかにする。
 - (d) これらを織込んだ需要想定、必要設備量の検討、経済比較により検討を経た主要プロジェクト、総合チェックにより最終調整されている設備投資額と部門別内訳などを内容とする。

(2) 借款計画への適用

総合化された全体設備計画の中での個別プロジェクトの位置づけを明確にすることは、次の理由から個々のプロジェクトの資金調達のための借款計画を有利に導くことができる。

個々のプロジェクトの内容のみならず、そのプロジェクトを必要とする背景が広く明らかとなり、プロジェクトの必要性の意義を一層明確にした説明資料の作成が容易になる。この面からも総合化された設備計画が必要である。

なお、総合計画としてのとりまとめが間に合わない緊急の必要の場合には、諸案と経済比較の検討まで十分に行なったものを説明資料としてとりまとめることとする。

(3) 長期計画作成のための基本姿勢と当面の対策

- a 長期設備計画は、経営における最も重要な課題であり、しかも経済情勢あるいは事業内容などの変化に即応して、つねに弾力的な見直しを必要とするものである。かかる観点から PLN は自分自身で設備計画を作成すべきが当然であり、そのための態勢整備をする必要がある。
- b そのためにインドネシア電力事業は、1.4で勧告しているような組織の改善ならびに人的資質の向上などを含めた経営管理上の諸改善を進めなければならない。
- c 本項では、そのような態勢のもとで、長期計画を作成するに必要な方法、その他の条件を勧告したものである。
- d しかしながら、インドネシア電力事業が、この勧告によって長期計画を作成しうるまでの態勢づくりまでには、相当の期間を必要とすることを考えれば、早急に先進国のアドバイザーによる協力、技術指導のもとで、本勧告にもとづく第1回目の長期計画を先ず樹立することが良策である。

2.2.3 計画作成の体系

(1) 計画作成の基本ステップ

総合的な設備投資計画作成するためには、次のような基本ステップが必要である。

a 需要想定

国家経済開発計画にそって、インドネシア経済全体からマクロ的にチェックし、かつ地域特性をも十分反映した需要想定を行なう。この場合、次のことが考慮されなければならない。

(a) 電化目標水準の設定

(b) 必要設備量算定のための Peak load、負荷曲線および増加需要高の想定

(c) 収入算定のための販売 kwh の想定

(d) これらの相互関連

b 必要設備量の検討

上記需要想定に対応する電源・送変電・配電の必要設備量を算定する。この場合、予備設備保有の問題をとくに考慮しなければならない。

c 設備形成についての構想

(a) インドネシア電力事業は、その発展段階の緒にあり、しかも各国援助による設備形成の不統一を招き易いから、10～20年の長期的観点にたった設備形成のあるべき姿、すなわち構想を明らかにしておくことが必要である。

(b) その構想は、将来の経済発展の段階と地域別需要動向に即したものであり、関係者の合意を得ておくことが必要である。

(c) 構想の対象として考えるものは、電源構成、配電、電圧階級、基幹系統形成、配電方式などである。

d 諸案の比較検討

上記諸要素を基礎として、幾つかのプロジェクトを作成する。

この場合次のことが為されなければならない。

(a) 個々のプロジェクトが最経済的にデザインされること。

(b) 他の代替プロジェクト案もしくは標準モデルと、経済性その他の面での比較検討がされること。

したがって設備計画にあたっては、経済性検討のための考え方、手法が必要になる。

e 総合的設備投資計画

以上の基本ステップによって計画されたプロジェクトと他のマクロ計画とを総合した必要投資額をさらに資金調達面および原価動向面からチェックし、必要に応じ各ステップの内容の調整を行なう。

(2) 計画作業の運行

基本ステップによって作業を進め計画を完成せしめる場合、最も重要なことは、必要箇所とのコミュニケーションを緊密にし、計画の総合化と計画作成の効率化をはかることである。その運行を一例として示せば次のとおりである。

- a PLN本社は、作業初期の段階において、各支店から基本的諸元の想定を集める。
- b これを、PLN本社は、日常調査・整備したデータにもとづきチェックし、計画の概要を作成する。
- c その結果を計画作成途中の情報として監督機関などに連絡する一方、地域別の概算を各支店に計画目標として連絡し、チェックさせる。
- d PLN本社は、支店の検討結果を参考として長期計画案を完成し、この計画案は正式に監督機関に提出される。
- e 監督機関は、この計画案に対し、監督指導を行なう立場から客観的角度よりチェックし、国家計画庁・大蔵省・その他関係省に説明し、国家政策との総合調整を行なう。
- f 監督機関による総合調整結果にもとづき、PLN本社は計画全体を見直し、長期計画の最終決定を行ない、これを各支店に通知する。

以上の観点から、PLN本社内に総合的視野から長期計画をとりまとめる責任箇所を明確にし、スタッフの充実をはかることが必要である。例えば、1.4で勧告しているように「企画局」のような組織をつくり、ここを中心として、上記コミュニケーションの過程において、PLN本社内におけるコミュニケーションの充実をはかることが重要である。

Table 2-2-1 Process of Planning

Planner	Elements of Plan	Process
Electric Power Commission	Comprehensive Planning	
Directorate General for Power and Electricity	Comprehensive Planning	
PLN head office	Load Estimation System Requirements Alternatives Comprehensive Planning	
Exploitasi office	Load Estimation System Requirements Alternatives Comprehensive Planning	

Note: Solid lines indicate the process of works while dotted lines indicate the communication and coordination.

2.2.4 計画の方法

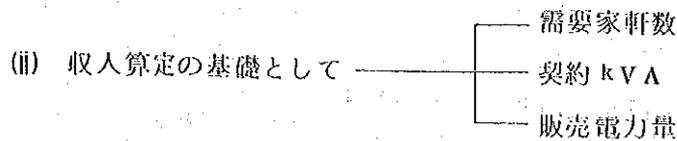
(1) 需要想定

a 現在行なっている需要想定の方法を次の角度から改善する必要がある。

(a) Peak load のみの想定を改め、必要設備量算定の基礎としての Peak load などと収支計算の基礎としての販売 kWh などの想定に一貫性をもたせること。

そのため、次の需要項目を想定することが必要である。

- (1) 必要設備量の算定基礎として
- 最大電力
 - 発電々力量
 - 負荷曲線
 - 需要家増減数
 - 契約 kVA 増減数



(b) 需要の動向を、例えば人口要因など1つの要因、1つの方法だけで予想することなく、多面的な要因をとり上げ、しかもマクロ的あるいは積上げなどの幾通りかの方法によってチェックすることが必要である。

“Estimation”（想定）という言葉は、Forecast（予測）だけでなく、Judge（判断）という意味も持っている。したがって、需要想定においても、両方の機能が果されなければならない。

現在、基本的データの時系列整備がないが、この不備をクロスセクション分析（Cross section analysis）その他によって補う努力が必要である。

b 具体的需要想定の方法

現在のインドネシアの諸実態を考えた需要想定の方法を挙げれば、次のとおりである。（詳細については Appendix 2 - 1 3 参照）

(a) 需要動向要因別想定

この要因は、国や電力事業の発展段階に応じて、それぞれ固有のものであるが、現在のインドネシアの場合、基本的には次の要因を対象とする必要がある。

- (i) 経済成長に比例する電力需要増加
- (ii) 経済成長率を上回る電力需要増加、すなわち電化普及による電力需要増加
- (iii) 電圧改善による需要増加
- (iv) 自家発比率の低下による需要増加
- (v) 供給力と需要のバランス

(b) 開発5ヶ年計画をもとにしての想定

(i) クロス・セクションによるマクロ想定

エカップエ内諸国の実績と、インドネシア開発計画との比較による想定

(ii) 産業別の設備投資額とそれにもとづく平均契約 kVA との関係よりの想定

(c) 実績傾向による想定でチェックする

最小自乗法を用いるが、この方法は、過去の条件に変化が起らない場合にのみ有効である。

(d) 供給種別々および地域別の想定を行なう。

(i) 供給種別々想定とは、需要高（契約軒数、契約 kVA）、稼働時間、販売電力量別に需要動向要因にもとづく想定を行なうことで、収入算定の基礎資料とする。

(ii) 地域別想定とは、支店ごと、あるいは変電所単位ごとに需要動向要因にもとづく想定ならびに供給種別々の想定を行なうことである。

(e) Potential Consumption (潜在需要)からのチェック

Potential Consumptionの概念を明確にしたうえで、現在一部の支店(XI, XII)で行なっている方法を改良すれば、想定値のチェックあるいは地域別配分に用いることができる。

(f) 負荷曲線の想定を行なう

供給種別々想定にもとづく電力量より、日量を算定し、各種別ごとの日、負荷曲線の横上げを行ない、総合、負荷曲線を測定する。

- c 需要想定における中央機関と支店との関連について、中央計画作成部門(PLN本社)は、国民経済との関連および全国大のトレンドに着目した想定にウエイトをおき、支店の報告する主要諸元の想定をチェックする。また、地域配分した値により、各支店に計画最終年度における電化目標を指示する。

各支店は、上記目標を参考として、地域特性を考慮した想定を行ない、その結果を中央へフィードバックする。以上のように、両者は違う視点から緊密なコミュニケーションをとり、想定精度向上を図るものとする。

(注) 電化目標とは、将来における世帯数に対する電灯契約普及数、自家発比率、およびこれらをチェックしたうえにおける潜在需要に対する充足率をいう。

(2) 必要設備量の検討

a 基本的考え方

- (a) 必要な設備能力は次の2点から決定される。

(i) 供給能力は、つねに需要より大きいこと。

(ii) 供給信頼度・電圧など供給の質すなわちサービスに対する方針を明らかにし、これに対応した予備力などを確保すること。

- (b) この必要な設備能力を確保するため、設置されるべき設備量は主として次の2つの条件を総合して決定される。

(i) 設備ならびに設備形成は、その将来構想にもとづく基準に適合すること。

(ii) 経済性があること(2.2.4(3)項参照)

- (c) ここでとくにサービスに対する方針を設定する場合、考慮すべき点をあげれば次のとおりである。

(i) サービスレベルの向上は、コストとの見合いで考えること。

(ii) 地域別の社会・経済の実態に即応したサービスレベルの設定が必要であること。

(iii) 各設備の特性とこれがサービスに及ぼす影響を考えて、設備別に格差を設けること。

(iv) 電化の拡大とサービス向上との相互調和を考えて、限られた資金の有効活用をはからなければならないこと。

b 各設備量の具体的検討にあたり考慮すべき事項

(a) 電 源

(i) 所要設備量は、1つの系統を総合した予備力の大きさから決定する。

保有すべき予備力は、信頼度に対する方針によって定められるが、インドネシアの系統の実態と将来を考えれば、その系統に含まれる火力の最大ユニット相当分を目標とすることが妥当と考えられる。

(ii) 需給バランス算定にあたっては次の点に留意する。

- ・ 乾季、雨期の各季節について、各々の最大需要と、各々の渇水日における供給力を対比すること。（理想としては月別に需給バランスをとること）
- ・ 調整可能な水力供給力については、これを最大限に活用することを基本として、負荷曲線よりピーク供給力を算定すること。
- ・ 火力の定期補修は、水力供給力の多いときに行なうよう計画すること。
- ・ kW バランスだけでなく、kWh バランスの面からもチェックすること。

(b) 送 変 電

(i) 必要設備量は主として、事故時に必要な容量で決定される。

その考え方としては、例えば変電所の場合、変圧器1台事故時に、残された変圧器と他変電所への切替えによって、この事故に対応できることを原則とする。

(ii) とくに変電では、上記のような事故対応を考慮した「稼働率」を検討し、必要設備量を算定する方法が有効である。

なお「稼働率」の考え方・使い方についてはAppendix 2-14 を参照すること。

(c) 配 電

(i) 配電の場合、必要設備量の算定にあたっては、事故対応のほか、電圧面からの検討が必要である。

とくに、低圧線においては、設備量は主として電圧面から決定される。

(ii) 中央計画部門での算定方法としては、高圧、変圧器、低圧などの別に、ある地域の設備量を事故対応、電圧などの各面から一括算定する方法が適している。

この場合、「平均稼働率」を用いることが有効である。また電圧面からの検討例をAppendix 2-15 に示す。

(3) 諸案の比較検討

a 電力事業における諸案比較検討の重要性

電力事業はその設備投資が膨大な額にのぼり、かつ、そのライフが長いことから、1つのプロジェクトは次の角度から検討され、これらを総合勘案の上決定されなければならない。

(a) 種々の代替案を比較の上、最経済的設備形成に努めること。

(b) 地域開発への寄与、国内資源の有効活用など国民経済的観点をも考慮すること。

このためには1つのプロジェクトに対し少なくとも1以上の代替案が用意されることが必要条件である。

ここで上記(b)項については、地域の実態などケースバイケースで、その判断基準を異にするので、本項での詳述は省略し、最も重要な選択基準である経済性に関して、以下諸案の作成、経済性評価の方法を述べることとする。

(詳細については Appendix 2-16 参照)

b 諸案の作成

(a) 諸案の考え方

諸案の作成にあたりとくに留意すべき事項は次の2点である。

(i) 関連する設備をすべて含めて考えること。

例えば、変電所計画では変電所だけでなく1次側送電線、2次側送配電線を含めて考えなければならない。

(ii) 長期にわたる投資系列を考えること。

最初の投資の仕方により次の投資方法・時期が変わってくるのが普通であり、長期間にわたる各種投資系列を考えることが必要である。

(b) 諸案の内容の明確化

諸案は、その相互比較が可能であるとともに直ちに実施に結びつくものでなければならない。

したがって、次の諸点を明らかにしておくことが必要である。

(i) 設計概要、場所、時期など計画自体の概要

(ii) 建設費および経費

この場合、建設費および経費は、適切な単位コストなどによって算定されたもので十分である。

(iii) 技術的特性および信頼度などへの影響

相互比較を行なうためには、できるだけ効果の等しい諸案を作成することが望ましいが、現実には不可能な場合が多く、各案の特性を明らかにしておくことが必要である。

c 経済性評価の方法

(a) 設備投資の経済性を評価する方法は次のとおりである。

(i) 収益率法

設備投資に伴う収益率すなわち

$$\frac{\text{耐用年数間のすべての便益}}{\text{耐用年数間のすべての費用}}$$

を比較し、より大きいものを採用する方法を原則とする。

(iii) 最小費用法

いずれの代替案もその便益が同一の場合には、費用のみの比較で経済性を評価することができる。費用最小のものが最経済的であることはいうまでもない。

(b) なお、経済性評価にあたっては、次の諸点に留意する必要がある。

(i) bの(a)項で述べた関連設備、投資系列を包含する計算範囲および計算期間を対象として総合的な経済性評価を行うこと。

(ii) 現在の技術をもってしては、計量困難な要素が残ることは止むを得ないが、このような要素も十分考慮する必要があり、工夫によって意思決定に便宜を与えうること注目すること。

(4) 総合チェック

電力事業の設備計画案は、最も基本的な制約条件である資金調達と総合的原価動向からのチェックを経て始めて総合設備計画となる。

a 資金調達面からのチェック

プロジェクトの経済性がいかに高くても、もしそれが多額の初期投資を要し、総体の資金調達が不可能な場合には実施計画とはなり得ない。

このような場合には、全体の資金調達枠内に収まる次善のプロジェクトを採用しなければならない。

資金調達枠からのチェックは単に1つの大型プロジェクトのみならず、すべてのプロジェクトに対し、総合的に調整を行なうことを意味する。

b 原価動向からのチェック

プロジェクトの経済性は、長期的観点から判断されるのが原則である。しかし事業の総合原価は、会計制度税制などの諸制度によって制約され、事業年度毎に計算されるものであり、経理上の費用は、経済計算上の均等化された毎年の費用とはその額を異にするのが普通である。

したがって、プロジェクトとして長期的観点から経済性があっても、多額の初期投資を要するときは、短期的に電力事業の原価を上昇させ、財務体質の悪化を招くことも起りうる。

プロジェクトの選択にあたっては、かゝる短期事業原価、財務体質に与える影響を総合的に勘案のうえ、決定されなければならない。

2.2.5 計画データの整備

(1) 計画のためのデータの集め方

a データ整備の観点

PLN本社が、長期計画の準備、作業、まとめの各段階に応じて、次のような問題意識により利用することの出来る基本的データを集める。

(a) 現状認識

(b) 変化状況の把握

Time Series (年度別比較)

Cross Section (地域間比較)

による。

(c) 分析と総合

計画段階に応じて、AとBという異質な要因を組合わせた係数、指標として利用する。

(例) 負荷率, $\frac{\text{内部留保}}{\text{設備投資}}$ など

b データの集め方

上記基本データについては、主として次の3つの集め方がある。

(a) 日常報告書から整備するもの

これについては、現行報告書体系の再検討が必要である。とりあえずは、支店からの報告によって整備する。

(b) 特殊調査から整備するもの

標本調査、実測、アンケート調査などにより行なう。

(c) 外部資料から整備するもの

国内経済活動、海外電力事業統計などの収集・分析を行なう。

上記方法により、正確かつ迅速に集めるためには、重点主義をはかることが肝要である。

(2) 基本的な計画データ

以上の諸点を満足させる計画データとは、次のようなものである。

a 需要関係

次のものについて、全国計(もしくは平均)、地域別、系統別、供給種別々に、年度実績を時系列として整備する。

(a) 電化目標、Peak load および負荷曲線想定に必要なもの。

(i) 発電々力量、最大電力(含自家発)

(ii) 年間ロス率、年負荷率

(iii) 負荷曲線(発電端)

需要端用途別

標本調査により求める

需要率・不等率算出の基礎ともなる

(iv) 電圧水準および分布

(v) 契約kVA(含自家発電,工業用の産業別内訳)

Waiting Consumer については,支払能力によるか,設備能力によるかの原因別内訳

(vi) 人口および世帯数(所得ランク別)

(vii) 経済指標(国民総生産,投資比率,資金調達内訳,直接投資認可実績,主要生産物生産高,生産物単位当り所要kWh,産業別設備投資単位当り契約kVAなど)

(viii) 海外経済統計および電力需給統計

(b) 収入算定のために必要なもの

(i) 販売電力量

(ii) 需要家軒数(年度末)

(iii) 契約kVA(kVA/軒, kWh/kVA)

(c) 配電用必要設備・機材算定に必要なもの

軒数,契約kVAについて異動内訳

(「新設」「増設」「休廃止」「撤去」「再点」「種別変更」などの分類にもとづく増減異動実績)

b 供給力関係

(a) 設備の現状を把握するためのデータ

(i) 設備量

電源,送変電:所別,線路別に主要機器の定格・数量,稼働可能容量

配電:支店別^{*}に主要設備・物件の種類・数量

* 支店内を主要都市とその他に区分,以下同じ

(ii) 送電関係図

(iii) 送電系統図

(b) 運用の現状を把握するためのデータ

(i) 発電実施

(ii) 負荷実績

変電:所別最大kW,稼働率

配電:支店別 フィーダー,変圧器の稼働率分布

(iii) 汐流図

(c) 設備とサービスの関係把握するためのデータ(支店別)

(i) 事故統計

原因・現象別事故件数、事故率の推移

(ii) 設備量の推移

(iii) 発電・負荷実績の推移

(iv) 需要家電圧分布

ファイダーの電圧降下分布

供給支障(軒数、延時間、軒×分の合計)

} の推移

(d) 水力供給力を算定するためのデータ

所別流量、kW、貯水池水位

(e) 諸外国の技術動向

以上のうち(a)(b)(c)とその推移については、PLN以外の電気供給設備(自家発を含む)を含めて整備する。

c プロジェクト関係

(a) 資源調査に関するデータ

(i) 測水所毎の流量・水位観測データ

(ii) 測候所毎の降雨量データ

(iii) 国産各種燃料の成分、特性、価格

(iv) 各種地図

(b) 個別プロジェクトデータ

(i) 電力部門における各種調査報告書

(ii) 他部門における計画、構想、各種調査計画書

灌漑、洪水調節などの河川開発計画

港湾計画

主要都市のマスタープラン

大規模自家発計画

d 投資関係

(a) 毎年の全投資実績

支店別、設備別、投資区分別

(b) 進捗中、計画決定済プロジェクトの件名表

電源、送変電は全件名、配電は支店別・高低圧別工事概要、総工事費および年度別工事費

(c) 建設費実績

材料費、その他に区分し、年度毎の単位建設費に集約(Appendix 2-17参照)

- (d) 主要資材の価格
- e 収入・原価・経済計算関係
 次の諸データを月別あるいは年度別時系列として整備分析する。
- (a) 収入関係
- (i) 月別・年度別電気料収入
 供給種別々・地域別 基本料金・電力量料金別
- (ii) 電気事業雑収，工事費負担金収入
- (b) 原価関係
- (i) 設備別，原価要素別原価実績
- (ii) 金利水準，物価水準
- (iii) 他産業との共通原価要素
 例えば，人件費等については他産業との比較データ
- (iv) 海外諸国の設備別コスト・データ
- (c) 経済計算関係
 原価関係データを基礎とした設備別経費率
- f 総合的チェックのための資料
 経営トップ層の総合的判断資料として次のものを年度別時系列データとして整備する。
- (a) 企業体質指標
- (i) 内部留保率
 $\text{内部留保} / \text{収入}$ ， $\text{内部留保} / \text{設備投資}$ ， $\text{内部留保} / \text{工事資金}$
- (ii) 外部資本依存率：借入金 / 設備投資
- (iii) 外国資金依存率
 $\text{外国資金} / \text{設備投資}$ ， $\text{累積外国資金} / \text{総資本}$
- (b) 投資効率・資金効率指標
- (i) 資本回転率：総収入 / 総資本
- (ii) 設備投資率
 $\text{設備投資} / \text{収入}$ ， $\text{工事資金} / \text{収入}$
- (iii) 在庫回転率：年倉出高 / 年平均在庫高
- (iv) 増分需要当り投資額：設備投資 / 増分発電端最大電力
- (c) サービス指標
- (i) Waiting Consumers
- ・ Waiting consumers の kVA / 契約 kVA
 - ・ Waiting consumers の軒数 / 既供給軒数
 - ・ Waiting consumers の予想契約 kVA / 既供給契約 kVA

(ii) 需要家停電状況

需要家1軒当たり：停電回数，停電時間

(iii) 需要家電圧不適正率

地域別および合計，ランク別

2.2.6 第1回長期計画のすゝめ方と態勢整備

(1) 計画作成のすゝめ方

- a 長期計画作成のための基本姿勢と当面の対策については，本レポートの冒頭に述べたとおりであるが，一方計画の早期作成が強く望まれている。

したがって，スケジュールにしたがった態勢整備と重点的なデータ収集が早急に必要である。

- b 第1回長計にあたっては，次のような態度が必要である。

・ データ整備については，計画着手前に完全な収集を完了しようとせず，計画過程で整備していく。

・ 計画自体も第1回から詳細なものを作ろうとせず，将来回を追って内容の高度化をはかる。

しかしながら，設備形成の考え方と当面早急に着工すべき工事については十分な検討が望まれる。

- c これら長計の準備から完成にいたる所要期間は，要員の質・量など種々の条件によって左右される。

第1回では，以上のような態度で計画をすゝめるものとしても約2ケ年を要するものと考えられ，その phasing は Appendix 2-12 に示すようなものが考えられる。

(2) 態勢の整備

- a 長期計画作成のためには，まず計画総括ヶ所を明確にすること，計画要員を充実することが必要なことは当然である。

なお，計画要員としては，広い視野と実務経験のある人が必要であり，その殆んどは専門学校卒以上の学歴を有し，実務経験2～3年以上の者とならう。

- b 第1回の長計では，とくに次のような態勢をとることが有効と考えられる。

(a) P L N 本社だけでなく，電力動力総局の関係者，若干の支店長からなる委員会を設ける。

(b) 支店から優秀な若手を P L N 本社計画ヶ所に出向させ作業をさせる。

(c) 先進国のアドバイザーを招き，緊密な技術指導をうける。

- (3) 長計作成の基礎となる諸調査，主要プロジェクトの検討には，実施計画の場合と同様コンサルタントの活用をはかることが有効である。

d 作業能率を高めるため、各人が自由に使える簡易計算機、印刷機などの整備も重要である。

3. 電力系統・設備の運用管理と工事諸管理

3. 電力系統・設備の運用管理と工事諸管理

3.1 電力系統の運用ならびに設備の運転保守管理

3.1.1 序

- (1) 本報告は、電力系統・設備の運用管理について大綱を述べ、とくにインドネシア電力事業が早急に整備・改善すべき組織・管理上の問題を中心に、その基本方向について勧告を行なうものである。

なお、火力発電所の経済運転に関する運転・保守上の具体的問題については、“3.2 火力発電コストの低減”において述べることにした。

- (2) 設備産業である電力事業においては、電力系統・設備の運用管理は、電力供給の安定と経済性確保の上に欠くことのできない重要な業務である。

電力系統設備の運用管理にあたっては、電力系統の性格から、各設備を総合し、統制のとれた運用がとくに重要であり、この適不適は、直ちに需給確保、サービスおよび経済性を大きく左右するだけでなく、設備投資にも大きな影響を及ぼすところとなる。

また、このような総合運用の実をあげるためには、系統総合の運用方針にもとづきつつ、さらに設備実態に適合した個々の設備の運転と、これを可能にする十分な保守が必要である。

- (3) 一方、インドネシアにおける電力系統ならびに設備の保守・運用の実態は、

a 電力系統は、ジャワ島でも西ジャワを除き、発展の初期段階にあり、その他の諸島においては、都市ごとに孤立した電力供給が行なわれている。

b 系統および設備の保守・運用は、かつて地域毎に別企業であったこと、需給状況を異にすること、などから、地域によりかなりの差異がある。

などの特色がある。

したがって、本報告の作成にあたっては、これらの実態と電力系統の将来の展望の上に立って、当面実施すべき改善・検討事項に重点をおいて検討した。

- (4) 本報告に述べる勧告の具体化にあたっては、以下に述べる系統設備の運用およびその管理の基本を十分認識し、系統の発展に見合っただ次充実・高度化をはかることが、肝要である。

3.1.2 運用・運転ならびに保守の業務

(1) 電力系統の運用

a 電力系統の運用業務は、需給調整・系統操作および記録が基本である。具体的な現業としては、需給調整については発電所の出力、系統操作については発電所開閉器などに対する指令であり、記録業務は発電所などからの情報の収集および整理である。

これらの業務は、電力系統を運用するためには、何処かで行なわれなければならない

事項であり、給電所を設け、その任にあてるのが普通である。

- b 需給調整とは、日々の負荷・供給力予想および需給計画の作成を行ない、これにもとづき、周波数を指針として、時々刻々の発電力運用を行なうことである。

(なお、需給調整の内容としては、通常発電力調整のみであるが、異常事態では負荷調整も考慮する必要がある)

発電力運用にあたっては、系統を総合した経済性の追求にとくに留意すべきであり、そのためには水力供給力をフルに活用し、火力ディーゼルなどの燃料費を最小にすることを基本とすべきである。

- c 系統操作は、汐流調整、電圧調整および事故時の復旧操作を、直接の目的として行なうものである。

このうち汐流調整は、供給の安定、ロスの軽減などをはかるため、系統状況の変化に対応し、送電系統の切替、変更などを行なうものであり、また電圧調整は、系統主要部の電圧を、予め定められた基準値に維持するよう、電圧調整器などの運転、系統切替などを行なうものである。

系統ならびに設備の操作にあたっては、系統・設備の安定と安全を保つ上から、予め系統・設備のあり得る状況を想定し、各々の状況に見合った操作の手順などを、系統操作規程として定めておくことが強く望まれる。

- d これらの系統運用にあたっては、迅速、確実であることが必須であり、このため系統状況を適確に把握・記録しておくことがとくに重要である。この記録は現状把握のみでなく、将来の運用にとって必要な資料となるものであるから、その保管、整理にも十分意を用いることが必要である。

(2) 電力設備の運転

- a 発電所ならびに変電所の運転は、運転の安定と、運転能率の向上を目的とするものである。そのため、運転業務に当っては、各種機器の機能、構造、特性を十分に理解するとともに、送電系統、負荷状態ならびに機器の運転状態などをよく把握しなければならない。

一般に、運転業務を遂行するため、業務は次の如き4項に大別される。

- ・ 機器の監視
- ・ 機器の操作
- ・ 巡視
- ・ 運転状態の記録報告

- b 機器の監視

発電所・変電所の監視とは、正常な運転を行なうため、ボイラー、タービン発電機・変圧器ならびにしゃ断器など必要な機器類の運転状況と送電線・配電線を含む系統の運転

状況を制御盤などに設置した計器類により、把握する業務をいう。

c 機器の操作

(a) 発電所ならびに変電所における操作は

- ・ 機器の起動、停止、出力の増減などの操作
- ・ 系統切替操作
- ・ 事故時の操作
- ・ その他操作

を行なうものである。

(b) 常時の操作は、あらかじめ定めた機器運転上の操作を除くほかは、原則として給電指令によって行なうものである。

事故発生時の操作は、次に示す要領により処理する事が必要である。

- ・ 早急に関係機関に連絡すること。
- ・ 緊急止むを得ないときは、臨機の処理をとるとともに関係機関に速報すること。
- ・ 事故原因と範囲を確かめ、停電範囲を極力せばめること。
- ・ 応急処置をとり、復旧に努めること。

(c) これらの操作業務の確実性と安全を期するため、各現場にマッチした“操作規程”を作成し、この規程に従って操作業務を実施するようにすることが必要である。

d 巡 視

(a) 巡視は、機器の異常ならびに劣化を発見することにより、設備事故の未然防止に努めることを目的としたものである。

(b) 巡視にあたっては、設備の状態ならびに重要度を考慮し、巡視経路をあらかじめ決めておき、一定期間ごとに主として機器全般の状態変化およびその他周囲の状況について、異常の発見を行なうことが必要である。

また、事故発生時とか、天災地変など特殊な状況が発生した場合には、遅滞なく臨時に巡視を実施して、異常の有無を調べる事が大切である。

e 記 録

(a) 発電所ならびに変電所の運転記録は、物理的諸量の実績を記録し、設備計画、運転計画、保守計画などに資することを目的とするものである。

(b) この運転記録は、その目的から一日あるいは、月間とか、年間の最大について、重点的に記録する方法と記録計器などにより、必要事項について連続的状态変化を記録する方法とがある。

例えば、

(i) 発電所の出力などのように連続的变化を知らなければならないものには、記録計器を設置し使用する。

- (ii) 配電線の電流などのように月間の最大、最小だけを知れば十分と考えられるものには、最大、最小指針付計器を設置し、使用する。
- (iii) 故障時の相電流、電圧および零相電流、電圧などを記録し、それにより事故の解析をするためには自動オシログラフを設置し、使用する。
- (e) この記録業務の項目および回数は設備の種類、設備の規模などによって、異なるので、一率にきめることはむずかしい。したがって、設備グループ毎に設置する計器ならびに記録項目、回数を決め運用する事が必要である。

(3) 電力設備の保守

- a 電力設備の機器は、長年月使用していると、規定運転を行なっても経年劣化、摩耗、じんあいの付着などによって、しだいに機能が低下する。この機能の低下をできる限り少なくし、設備の機能を維持し、事故の未然防止に努めるため、機器の適正な保守を実施しなければならない。
- b この保守業務は、機器異常の有無について検査、清掃および測定器による内部診断、性能試験などを行なうとともに、損傷、摩耗その他異常部分の補修を行ない、機器の機能維持に努めるものである。
- c したがって、この機器点検保守業務の充実をはかるためには“機器点検手入れ基準”を作成し、これに従い、実施することが必要である。
この“機器点検手入れ基準”は、機器ごとに点検項目、点検箇所、実施周期、測定値の標準値または許容値、点検の要点、および不良発見時の処理などについて、決めておき、点検、保守に万全を期すものである。
- d 長期の停止を要する補修作業（火力の定検など）にあたっては、予め系統運用面からの検討を十分行ない、その時期を決定することが必要である。

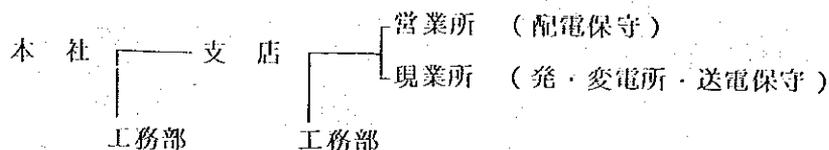
3.1.3 組織と管理

(1) 管理のあり方

- a 系統、設備の運用に対する管理は、実際の運用を適切に行なわせるとともに、その実状を把握してよりよい方法を見出す一方、必要に応じ改善策を設備計画にも反映し、系統・設備自体の強化、改善をはかる業務である。

この観点からインドネシアの現状をみると次の通りである。

- (a) 系統・設備の運用ならびにその管理に関する組織は、



の形態が一般にとられており、発変電現業では、運転・保守の分離まで行なわれている。

したがって、組織形態的にはおおむね現行で十分と考えられるが、系統運用（給電）面の組織が、やや弱体の感がある。

- (b) 一方、系統・設備の運用の現状は、個々には相当の努力が払われているが、冒頭にも述べたように地域による相違がかなり見受けられる。地域・設備実態の差異による運用の相違は当然あるべきものであるが、水力供給力の見方、実態把握方法、発変電所運転方式および保守のあり方など系統・設備運用の基本的考え方については、同一であるべきものとする。

また、PLN管理機関、とくに本社における系統・設備およびこれらの運用状況についての把握は、概括的に過ぎ、専門職能分野における管理のための情報としては、不十分とする。

- b 以上から、系統設備の運用・管理については、とくにPLN本社を中心に、管理方式の整備・充実をはかることが急務とする。

この管理の充実にあたっては、次の諸点に重点をおくことがまず必要である。

- (a) インドネシアの地域の実態を考慮し、日常管理については、ほぼ現行通り支店が広くその任にあたり、本社は、主に運用ならびに管理に対する基本的考え方の確立、指導と地域に共通した諸問題解決のための条件整備を行なうことを基本とする。
- (b) この基本的考えの上にならび、本社管理機能の強化。ならびに本支店の管理責任と権限の明確化をはかる。
- (c) なお、本支店で行なうべき業務区分について、われわれが適切と考える試案を参考のため示せば、Appendix 3-1のとおりである。

(2) 記録、統計、報告

- a 管理業務の充実をはかるためには、その前提として系統・設備の現状と変せんについての適確な把握が必要である。現在行なわれている報告制度は、その目的が明確でなく設備管理資料として不十分と見受けられる。

したがって、前記の本支店の機能に応じた必要最小限の情報収集とその最大限の活用を基本として、報告制度の抜本的改善をはかることがとくに重要である。

- b 系統、設備の運用ならびにその管理に必要なデータは次のように大別される。
 - (a) 機器プラントの定格、現在の可能出力数量（台帳類）
 - (b) “ の配置構造、性能の詳細（図面、仕様書、設計書）
 - (c) “ の運転状況（電気諸量、水燃料、効率、運転停止など）
 - (d) “ の事故（日時、天候、原因、現象、処理など）
 - (e) “ の保守（実施日時結果など）

- (f) 系統の運用状況（運用記録、汐流、周波数など）
- (g) // の事故（動作リレー、需給、復旧操作など）
- c これら諸データの記録、報告、保管、活用について制度化をはかるにあたっては次の諸点に留意することが、とくに必要である。
 - (a) 原始データは、すべて当該発電所など現業機関が記録、保管する。また、図面、台帳類も現業機関で保管する。
 - (b) 報告の項目および時期ならびに図面台帳類の整備は、データの使用目的と重要度に応じ、本支店別に定める。
 - (c) 記録、報告の保管については、重要度に応じた保管期限を定める。
 - (d) 報告、統計では前回実績および計画との対比を行なうことが大切である。

(3) 研 修

- a 設備の運転、保守管理体制の整備強化をはかるためには、社員の質的増強をはかる必要がある。

PLNは差当って、管理者の中堅社員ならびに現場技術者の指導者養成のための研修体制を確立し、指導者を先づ育成し、次の段階として、運転、保守員の能力開発に努めることが有効適切と考えられる。

- b このためには、研修推進の具体方策を含め、ひろく仕事のやり方、組織のあり方、配置処遇などに関し、次のような総合的方策を講ずることが必要である。

(a) 管理職ならびに指導員の能力向上

管理職については、必要な現場経験を有する、人材を重点的に任用配置するとともに、部下一人一人に対し、きめ細やかな指導を十分に行ないうるようとくに留意すること。

また、主任、班長クラスの指導層につき、その能力のレベルアップをはかる観点から、技能優秀者の抜擢をはかることはもとより、この層に対し、重点的に特別研修を強化実施すること。

(b) 現場技能の向上

運転員の現場技能の向上をはかるため、これの研修体制の確立をはかること。

(c) 技能検定制度による自己啓発の促進

技能検定制度を創設し、現場員の自己啓発にもとづく技能向上をはかる体制を確立すること。

(4) 給電所の強化

a 基本的方向

- (a) 系統運用に関する業務としては、前記の給電指令業務、と管理計画業務がある。

これら業務の機能分化、組織化は、系統の発展に伴ない遂次行なわれるものであり、

インドネシアの実態に即して考えれば、基本的には次のような発展段階が望ましいと考えられる。

(i) 1系統, 1現業所の場合

管理計画業務には現業所が当る。

給電指令業務は、現業所所属の給電所が行なう。

(ii) 1系統, 2以上の現業所(1系統, 1支店)の場合

管理計画業務には支店が当る。

給電指令業務は、支店所属の給電所が行なう。

(iii) 1系統, 2以上の支店の場合

ii)の上になら、さらに総合的管理計画業務には本社が当る。

総合給電指令業務は、本社所属の給電所が行なう。

(b) 給電所の組織形態としては、次の2種類が考えられる。

(i) 管理担当個所(部, 課)が、給電指令業務を兼務し、給電指令室を設け、こゝえ管理担当個所の職員が交代で当直勤務する。(これは給電所というより、給電指令室とでもいうべきもの)

(ii) 管理担当個所とは別に独立した給電所を設け、給電指令業務の専従員を配置する。

これら何れの形態をとるかは、給電指令業務に要求される質的レベルと業務量によって決定されるべきである。

b 支店給電所の強化

(a) 現在の系統運用に関する業務の実状は、支店又は現業所が直接の管理計画業務を行ない、支店または現業所に付属した前記(b)(i)の形の給電所(室)で給電指令業務を行なっている。

しかしながら、例えばDjakartaの場合、支店に付属した給電所に支店工務部および現業所双方から直員が出されており、給電指令業務に対する責任の所在が必ずしも明確ではない。

(b) したがって、責任体制の明確化と系統の発展に伴ない必要となる給電指令業務の質的向上をはかるため、ジャワ島内各地区の給電所を次のように逐次強化する。

(i) XI, XII支店

Djakarta, およびBandung 給電所(室)を支店工務部所属の独立給電所に改組し、給電所長および専従員を置く。

なお、Bogor, Parakan 給電所は、通信設備の強化に伴ない廃止する。それまでの間は、Djakarta, Bandung 給電所夫々の給電分所とする。

(ii) X, K支店

Tuntang - Ketenger 系統の連系, Kalikonto - Madiun 系統の連系に伴ない

XI, XII支店に準じ給電所の強化をはかる。

e 西ジャワ系統総合運用組織の確立

(a) インドネシア最大の系統である西ジャワ系の電源は, Djatiluhur 水力発電所および PLN 水力電源と, Priok 火力およびディーゼルの火力電源とから成っている。しかしながらその運用は Djatiluhur を有効に活用せず無効放流を行なっているのが現状であり, 経済運用の面からは勿論供給力確保の上からも重大な問題と考えられる。

(b) これは, 系統予備力の考え方および経済運用という系統運用の基本を遵守していないことが根本原因である。

しかし, 一方西ジャワ系統は, XI, XII両支店にまたがっていること, Djatiluhur 発電所が別企業であるということも現実的には大きな要因となっている。

(c) したがって, まず本社が系統運用の基本原則についての認識を十分新たにし, 関係者の理解指導につとめることが肝要であるがこれと同時に前記の基本方向にそい, 次のような組織および業務運用面での改善が必要である。

(d) 西ジャワ電力系統の総合運営を行なうため, 当面本社工務部に a (b)(i)の形の給電所(室)を新設する。

(i) 業 務

- ・ 西ジャワ電力系統の需給調整, 周波数調整
- ・ 150KV 系統および両支店にまたがる 60KV 系統の系統操作。

(ii) 給電指令

- ・ 直接指令 Pjatiluhur, Priok の出力指令
Tjawang および Tjigarelong 150KV 側操作
- ・ 間接指令 その他の需給調整, 系統操作は必要ある場合支店給電所へ指令

(e) 関係ヶ所の業務を次のとおりとする。

(i) 本社工務部

Djatiluhur 発電所との受電契約

需給計画の作成および Djatiluhur と両支店間の相互調整

(ii) 支店工務部

店内需給計画, 補修計画

(iii) 支店給電所

本社給電所の指令による発電所, 系統の運用

(その他は従来通り)

(5) 燃料の管理

a 全電力原価に占める燃料費の割合は、20%以上にのぼっており、とくに、火力発電原価中では50%以上に達している。しかも、今後の需要増にともない火力発電電力量の飛躍的増大が予想されるので、燃料の管理に関する業務は経営施策上の重要なPointと考えられる。

したがって、経済的かつ円滑な燃料確保を目的とし、発電用燃料に関する管理体制を一層強化しなければならない。

b このためには、まず本社において、下記の業務を統一的に行なうことが必要と考えられる。

(a) 火力運用計画をベースとした燃料上の需給バランスの策定。

(b) 燃料供給先との燃料の購入に関する一括折衝。

例えば、品種別価格の決定、品質の統一、購入数量輸送などに関する一括折衝。

(c) 燃料油の品質に関する基準・規程類の整備

(d) 受入、検収、棚卸し業務に関する支店、現場業務の諸規定、手引き類の制定

e 具体的には、本社資材部門に独立した燃料部門を設置して、上記業務を担当させ、各支店では本社の監督指導のもとに個別的な燃料の購入、受入、検収業務を担当することにより、その責任体制の明確化と、円滑な調達を促進すべきである。

3.1.4 その他の改善事項

(1) 負荷時電圧調整器付変圧器の電圧調整器の運転

現在のジャワ島における電力供給においては、配電々圧の改善を至急に計る必要がある。この配電々圧を抜本的に改善するためには、もちろん配電設備の改修が必要であるが、一方、変電所よりの送り出し電圧を、適宜調整することにより配電々圧の改善に寄与することができる。

したがって、変電所に既に設置してある負荷時電圧調整器付変圧器の電圧調整器を直ちに活用し、変電所の送り出し電圧を調整し、配電々圧改善に積極的に努めるべきである。

参考にこの負荷時電圧調整器付変圧器の設置の考え方、運転方法ならびに保守方法についての資料をAppendix 3-2に示す。

(2) 発電所または変電所の変圧器の過負荷運転

発電所または変電所に使用している変圧器が事故の場合には、その事故により発生した供給支障負荷は、可能な限り健全変圧器により救済し、サービスの向上に努めるようしなければならない。

したがって、個々の変圧器について、どの程度過負荷運転できるか、事前に諸調査しておき、最も効果的な既設々備の活用留意すべきである。

変圧器の過負荷運転は、一般には、下記の諸条件により、変圧器の寿命を犠牲にすることなく、過負荷運転することが可能である。

(a) 変圧器運転時の周囲温度低下による過負荷

冷却空気の1日の最高温度が規格値より大きな差がある場合、ある値だけ過負荷できる。

〔参考 日本の場合には、1日の最高温度が規格値より10℃以上差がある場合1℃低いごとに0.8%の過負荷が可能としている。〕

(b) 温度上昇試験記録による過負荷

規定の温度上昇限度より試験値がある値以上低い場合は、その差1℃ごとにある値だけ過負荷できる。

〔参考 日本の場合には、規格値より5℃以上差がある場合1℃低いごとに定格出力に対し、1%の過負荷可能としている。〕

(c) 負荷率低下による過負荷

負荷の負荷率が、90%より低い場合には90%との差1%ごとに、ある値だけ過負荷できる。

〔参考 日本の場合には、90%との差1%ごとに定格出力に対し、自冷式変圧器は0.5%、最高限界は20%とする。〕

(d) 種々の条件が重なった場合の過負荷

周囲温度低下による過負荷、温度上昇試験記録による過負荷および負荷率低下による過負荷は、その過負荷許容限度を加算することができる。

なお、上記による過負荷運転は寿命を犠牲にしない方法であるが、このほかに寿命を犠牲にした過負荷運転の方法もある。しかしながら、この寿命を犠牲にした過負荷運転方法の採用については、慎重に扱うべきと考えられる。

以上の諸点を勘案しPLNの本社は、PLNの実態にそくした“変圧器の過負荷運転指針”を打出し、現場に周知徹底し、変圧器の事故対策を確立しておく事が必要である。

(3) 30KV系統を70KV系統に昇圧した場合の送電鉄塔の再使用

ジャワ島においては、今後系統の強化に伴ない、30KV系統を70KV系統に昇圧する計画が比較的多い。

この場合に既設30KV鉄塔を一部改造する事により、70KV鉄塔に再使用が可能かどうか充分検討し、既設々備の有効活用にとくに留意するよう努める事が必要である。

今回中部ジャワのTuntang系統の30KV鉄塔について、70KV昇圧時に鉄塔が再使用出来るかどうか検討した結果、一部改造する事により再使用が可能であるとの見通しを得たので、参考にこのデータをAppendix 3-3に示す。

(4) 設備の点検実施

a 機器の油漏修理について

発電所または変電所に使用している。油入型巻線機器（例えば Tr, PTなど）の油漏れしているものが非常に多く見受けられた。この種機器の油漏れを、長期間放置しておく、水分が本体内に浸入し、巻線機器の生命である絶縁物が劣化し、絶縁低下を来たし、電気事故に発展する場合は非常に多い。

したがって、この種油漏れ機器は直ちに点検修理し、設備事故の未然防止に努めることが必要である。

b リレーの点検ならびに整定について

発電所または変電所に設置してあるリレーは、現在かならずしも十分な点検がなされていない。

リレーは、系統運用上または設備の運転上非常に重要な使命をもつ機器であるので、この種リレーの機能を維持するのに必要な点検を直ちに実施するよう努めることが必要である。

もし、このまゝ、リレー点検を実施せず放置しておく、リレーは機能低下により、動作すべき時に動作せず、また動作してはいけない時に動作するなどして、系統事故の拡大または、設備破損事故の拡大などを招き、供給信頼度が極度に低下し、設備管理上、このまじくはないこととなる。

また、リレーの整定値は、系統の短絡容量、ならびに事故時の電流、電圧などと協調のとれた値になっていないと、リレーの使命を果す事が出来ない、上記のリレー点検と同じく、リレーの整定は非常に重要な使命をおびた業務である。

よって、このリレー整定業務の万全を期す体制づくりを至急実施することが必要である。

c その他機器の点検について

上記以外の機器についても、今後、保守体制の整備強化をはかり、電力設備の点検手入を逐次実施し、設備の機能維持に努め、電力設備の信頼度向上をはかることが望ましい。

(5) 系統運用関係施設の強化

系統の運用にあたっては、発変電所、事業所間の迅速、確実な情報交換とその時々、系統実態の詳細かつ正確な把握が前提である。このため、次の諸対策を推進すべきである。

a 年度計画においても具体的勧告を行なったが、給電所と主要発変電所、事業所間を結ぶ通信施設の強化を急ぐべきである。

b 給電所の系統盤を見やすく、かつ取扱いやすいものに整備しておくことが必要である。

- 系統実態の把握に必要な計器類の設置、整備を重点的に実施すべきである。
とくに、電圧管理の面から系統の代表的発電所に力率計または無効電力計の設置を行なうべきである。また、将来の運用・計画に資するため主要発電所に自動オシログラフを設置することが望ましい。

3.2 発電コストの低減策

3.2.1 序

- (1) 本報告は、調査項目 i 項にもとづき、インドネシアの電力事業における。既設発電プラントの運転費の節減と、現在稼働中のガスタービンにおける燃料の選択に関し、当面する重要課題の抽出と、この解決のための基本的な改善策を勧告したものである。
- (2) 旺盛な需要増に対応して、供給力の安定確保をはかるためには、今後火力発電々力量の飛躍的増大が予想され、燃料の消費量も又、膨大な量に達することが予想される。
一方、現存の火力発電所の運転費の50%以上は燃料費であるため、火力発電所における運転費の節減には、日常運転時における基準値運転の励行による、発電所熱効率の維持、向上が最も効果的である。
- (3) このような観点から、既設々備の実態調査を重点的に行ない、この調査結果をもとに、インドネシアの電力事業が、当面の急務としているプラントの出力維持またはこの増強上不可欠の問題であり、同時に、プラントの熱効率の維持向上による運転費節減に著しい影響を与えらると思われる問題について検討した。
- (4) はじめに、われわれは、Djakarta地区における最重要電源であるPriok 1.2号ユニットにおいては、高圧給水ヒータの損傷、復水器・チューブの連続洗浄、給水処理などの問題点を抽出し、この改善の具体策について検討することとし、これによる、Priok 1.2号ユニットのファームキャパシテイ (Firm capacity) の向上と、熱効率の上昇を期する。
- (5) 次いでSurabaya地区における最重要電源であるPerak (ベラック) 1.2号ユニットにおいては、フラッシュエバポレータの運転中の洗浄 (Inservice washing) 過熱器出口の蒸気温度の低下、過熱器チューブの腐蝕、ボイラの保存法などの問題点を抽出し、これらの問題の解明、改善の具体策を検討することとし、これにより、Perak 1.2号ユニットの信頼度の向上と熱効率の改善を期する。
- (6) 一方、火力発電所と同様、多量の燃料を消費し、かつ運転費に占める燃料費の大きい、ガスタービン・プラントについては、熱効率の維持向上のほか、使用する燃料の選択により、その経済性が大きく左右される。
したがって、現在運転中のSemarangガスタービンプラントを例にとり、最経済的な燃料の選択に関し、設備面における検討を加えながら、その可能性について、調査、検討を行なった。

3.2.2 既設ユニットの運転コストの節減

- (1) 既設ユニットの運転コストの節減について
 - (a) 火力発電所の燃料費の発電コストに占める割合は極めて大きく、インドネシアの実情で50%以上に達している。

このため、火力発電所における発電所熱効率の維持向上と設備稼働に伴う機能の低下防止をすることが基本的には運転コストの節減法の最重要ポイントであろう。

したがって、火力発電所のプラントの熱効率の維持向上のためには、基本的には常に燃焼管理を行ない、基準値運転、所内動力の節減に努めるとともに、運転実績および試験成績によって熱勘定を行ない、この検討から各部の熱損失を減少させ、あわせて設備機能の維持を計ることが有効な手段である。

- (b) 例えばボイラにあっては、日常の運転時常に適正な空気過剰率が得られているか、燃焼状況を左右するオイルバーナのチップは良好な状態にあるか、排ガスの温度は高すぎないかなどについて、チェックすることが肝要である。

タービンの運転にあっては、とくにプラントの熱効率の低下に大きな影響を及ぼすタービンの入口における蒸気条件や復水器の真空が定格値を下廻っていないかなどについて監視する必要がある。

また、水質管理の良否はボイラ内部のスケールの付着、腐蝕 (Corrosion) の発生、蒸気純度の低下、タービンブレードにおけるスケール付着等による熱効率の低下や、ヒートサイクル中の各種機器、配管類における Corrosion をもたすため、基準値を保持することが重要である。このような日常運転時における燃焼管理・基準値運転・水質管理などが火力発電所の運転コストの節減の第1ステップといえよう。

このような一連の運転管理のポイントは、日常の火力発電所における通常の運転記録の調査により容易に抽出は可能であるが、単にデータの収集に止まらず、これらの集約と、熱勘定により、解析ならびに定期的なプラントの性能試験により、運転の実態を計数的に把握することが、火力発電所の運転コストの節減の第2ステップである。

- (c) われわれは、このような基本的な観点から既設プラントにおけるコスト低減に関する調査のため、重点的な既設プラントの実態調査を行なった。

一方2.1.3項において電力システムの効率的運用による予備機の削減と既設プラントの Firm Capacity 増強策に力点を置いて検討する一方、当面する既設プラントの出力維持上の諸問題についても十分配慮しつつ、勧告を行なった。

- (d) したがって、本項では、われわれが調査を行なった発電所より提出された諸問題ならびにわれわれの調査結果の中から、出力維持または Firm Capacity 増強上不可欠の問題であり、同時に、プラントの熱効率の向上によるコスト節減が著しいと考えられる下記7項目について勧告する。

- (i) Priok 1.2号ユニットの高圧給水加熱器の加熱器チューブの損傷について
- (ii) Priok 1.2号ユニットの復水器チューブの連続洗浄装置について
- (iii) Priok 1.2号ユニットの給水処理について
- (iv) Priok 1.2号ユニットのフラッシュエバポレータの Inservice Washing につい

て

- (V) Perak 1.2号ユニットの過熱器出口の蒸気温度の低下について
- (VI) Perak 1.2号ユニットの過熱器チューブのCorrosionについて
- (VII) Perak 1.2号ユニットのボイラ長期間停止時における保存法について

すなわち、上記7項目における問題点の抽出と、この改善などについて、検討するととし、これらの結果は、以下に記述する。

(2) Priok 1.2号ユニットに対する技術的提案

a 高圧給水加熱器の加熱器チューブの損傷について

(a) 現状と問題点

- (i) Priok 1.2号ユニットは、運開後間もなく高圧の $\#1$ および $\#2$ 給水加熱器の加熱器チューブの漏洩事故を経験しており、何回かの修理を行なって来たが、未だ解決を見ていない。

現在、上記2ケの高圧給水加熱器は、主要ヒートサイクルより除外されたまま運転されており、このためボイラの節炭器入口の給水温度が基準値の 210°C に対し、 130°C 程度と著しく低下しており、プラントの熱効率の低下はもちろん Firm Capacityも $22,000\text{ kW}$ と、定格出力の $25,000\text{ kW}$ に達しない状況である。

- (ii) このような運転状況を継続すれば、基準値運転時の燃料費に比較し、われわれの試算 (Appendix 3-4 参照) では、プラントの熱効率で平均約4%の損失をもたらす。

このため、Priok 1.2号ユニットの年間発電々力量を約 $71,500\text{ MWh}$ (1968年の実績) としても $20,000 \times 10^3$ ルピア / 年損失に相当する。

今後の需要増により発電々力量が増大すれば、上記の数値は更に上昇することとなる。

- (iii) このような熱経済上の損失は速やかに解決する必要があるばかりでなく、高圧給水加熱器の保修により定格出力の $25,000\text{ kW}$ が確保されればPriok 火力発電所のFirm Capacityは一挙に $6,000\text{ kW}$ 程度 (2ユニット合計で) の上昇が可能であり、当面の需要増に対応する安定した供給力となる点からも、緊急修理が必要であろう。

(b) 加熱器チューブの損傷に対する改善策

(Appendix 3-5 参照)

- (i) 前述の加熱器チューブの損傷は、給水加熱器の給水入口水室側の管板貫通部におけるチューブの損傷が目立っており、この現象は加熱器チューブに炭素鋼を採用した機器において、しばしば見受けられる。

- (ii) これは給水の流動プロセスにより説明が可能であり給水が加熱器チューブに流入

する状況が、大きな影響を及ぼしている。

すなわち、給水が加熱器チューブに流入する水室、管壁または加熱器チューブの管板挿入部の形状により生じた渦流が原因であり、これを防止するためには、入口側に給水の整流装置を設置するのが効果的である。

この方法には、2つのプラクテスがあり、一つは、西独のメーカーであるATLAS社が採用している管板にチューブ口径に見合ったノズル孔を明けた耐蝕性材質の整流板を取付ける方法であり、他の一つは、水室側に同じく耐食性材質のフローデフューザーを取付ける方法であり、われわれの経験からも有効な結果を示している。

(ii) これが具体的な設置については、本高圧給水加熱器の供給先であるMAN-SIEMENSグループ（または給水加熱器のメーカーであるBALCKE社）と折衝することが必要であり、また日本のメーカーによっても同様な装置の取付は可能であるが、性能保証の問題から西独側の了解を取付けておくことが先決となろう。

b 復水器チューブの連続洗浄装置について

(a) 現状と問題点

(i) Priok 1.2号ユニットは運開当初は、復水器チューブの洗浄装置を設置していなかったが、その後レバシブルタイプの洗浄装置を設置して、運転中における復水器チューブの洗浄を期したが、その機能が十分発揮されずに不成功に終わった。

その後はチューブの汚れの状況に応じ、手動による洗浄を実施しているが、洗浄の効果は不十分で、海水の汚染度の進行による洗浄の回数の増加と、真空低下に伴う燃料費の増分は無視できない現状にあり、このような状況を改善する具体策として、高性能の連続洗浄装置の設置か、もしくは他の方法について、検討する必要に迫られている。

一方、われわれの現場調査結果ならびに（既入手の）運転実績データの解析の結果からは、上記の検討の必要性について、十分理解し得るが、これをただちに採用することについて、なお、若干の疑問を持っている。

(ii) すなわち、Priok 1.2号ユニットの復水器の性能に関し、われわれが試算（Appendix 3-6参照）した結果では25,000kWの定格出力時、復水器入口海水温度30℃で2.3" Hgの真空の保持が可能であるが、実際の運転時において、このような数値を示したデータは見当らなかった。

このことは単に、復水器チューブの洗浄によって上記の設計値の真空度を保持することは難しい状況を示しており、例えば、空気漏洩による復水器の真空低下もその原因ではないかと予想される。

一般に復水器の真空低下をもたらす原因として、空気抽出器の性能低下、タービ

ン本体のグランドシール、ブランチ・ボルト、マンホールパッキングよりの空気洩れ、大気放出弁のシール不良、復水器とタービン排気室間のエキスパンション部その他復水ポンプ廻りの配管弁類、復水器に接続される各種ベント、配管系などの空気洩れについて、十分試験を行なえば空気漏洩の有無を確認することは可能である。

したがって、われわれは最効率的な復水器真空低下の防止対策を樹立する前に、上記の復水器の真空試験を行なうことが先決と考える。

(b) 復水器チューブの連続洗浄装置について

(i) 復水器チューブの洗浄の方法には、多くのプラクテスがあり、古くからブラシまたはラバー弾に圧力水または圧縮空気を利用してチューブ内のスライムや汚泥を除去する方法や化学薬品による除去策等が行なわれてきたが、いずれもタービンの停止または片肺運転による負荷制限などの制約を受けるほか、多くの労力と時間が必要である。

復水器チューブの連続洗浄装置（Appendix 3-7参照）はこれらの制約を受けずにタービンの運転中に任意に洗浄が行なえるような装置として開発されたもので、洗浄効果もよく、最近の火力発電所に多用されている。

(ii) 原理的には、復水器の冷却水の回路中に新たにポンプを媒介とした復水器を含む独自の循環系統を設け、この系統にスポンジボールを投入し、復水器チューブ出入口の冷却水の差圧によりチューブ内を強制循環して洗浄を行なうものである。

洗浄後のボールは、キャッチャでキャッチし、ポンプにより洗浄装置系統内に戻し、コレクタおよび分配器を通じ復水器に至る経路を循環させるものである。

(iii) この装置の実際の取付には本装置のメーカーと折衝する必要があるが、本装置の有効な活用を期するためには、現在故障中の復水器冷却水系統中の逆洗弁の修理も併せて行なうことが望ましい。

C 給水処理について

一般に火力発電所における給水処理は、燃焼管理、復水器の真空維持などの基準値運転と同様、質的に高度の管理が要求されており、丁度、人体における医学的管理にたとえられよう。

すなわち、従来ともすれば、事故発生後の修理段階において、その原因の一つとして、水質管理上の諸数値を再検討することが行なわれて来たが、最近では日常運転上の水質管理の厳正な実施はもとより、機器の性能や、サイクルの構成など、プラント全体の広汎な視野から判断し改良に対しても、常に積極的な姿勢をもつこととしている。

換言すれば、このような前向きな水処理を実施することにより、運転技術の高度化と、保守費の低減（機器寿命の延長）との相乗により、火力発電所の運転コスト節減上に大きな役割を果たすことができる。

われわれは、このような観点から、現在 Priok 1.2号ユニットで実施している水質管理状況を調査し、当面解決すべき、重要問題の抽出と、これが改善の具体策について、基本的な検討を行なった。

(a) 現状と問題点

現在、Priok 1.2号ユニットでは Djakarta のシティ・ウォーターを原水として使用し、PERMUTIT社（西独）の純水製造装置を通して、ヒートサイクル中に補給水を補給しており、同時にボイラ間のスケール発生防止用として第3燐酸ソーダ（ Na_3PO_4 ）をボイラに注入している。

これらの給水処理の設計値と実際の運転値を検討した結果より、主なる問題点をあげると次のとおりである。

(i) 補給水、給水、復水のPHの実際値が設計値に比し、著しく低いこと。（設計値 給水PH値 8.5 に対し、実際値 5.5）

(ii) 復水、給水中の溶存酸素量の実際値が大きいこと。

（溶存酸素 50 ppb 程度）

この中(i)のPH値が低い場合には、鋼管を使用している給水加熱器のチューブ側に Corrosion が発生した場合、これを助長する恐れは充分予想しうる。

同様に(ii)の溶存酸素の大きい時は、機器 Corrosion の原因になりうる。

機器メーカーの設計許容値（ボイラ入口）は 50 ppb 程度であるが、この級のユニットに対しては、この値は比較的大きいため、何らかの対策を別途講ずる必要がある。

(b) 改善策

以上の問題点に対し、われわれの経験や、最近のプラクテスなどを勘案しながら、検討を行なった結果から、

- ・ 溶存酸素除去対策としては、機械的な除去方法の改善と脱酸素剤による化学処理の併用。
- ・ 給、復水のPH値上昇のためには、PH調整剤の注入が有効であると考えられるため、これらの具体策について次のとおり勧告する。

(i) 溶存酸素の除去について

一般に、ヒートサイクル中に存在する溶存酸素は、ユニットの起動・停止又は運

転中、サイクルを構成する機器を介して、空気が給、復水中に溶込むのが主原因であるため、プラントメーカーでも、ヒータサイクル中の脱気については、設計製作上からも充分考慮を払っている。

一方、プラントの実運用ならびに、起動停止の頻度、停止期間負荷変動の状況などから、溶存酸素除去のための手段は、若干変わるため、ここでは比較的短期間（1週間程度）停止後の起動と通常運転中とについて、勧告する。

(i) a プラントの起動時の溶存酸素除去について

a) 原理的には、脱気器、復水器の機能をフルに働かせて、給復水中の脱気を充分行なえばよいが、このためには、前記 b 項で述べたように、復水器の真空保持機能が満足されることが先決となる。

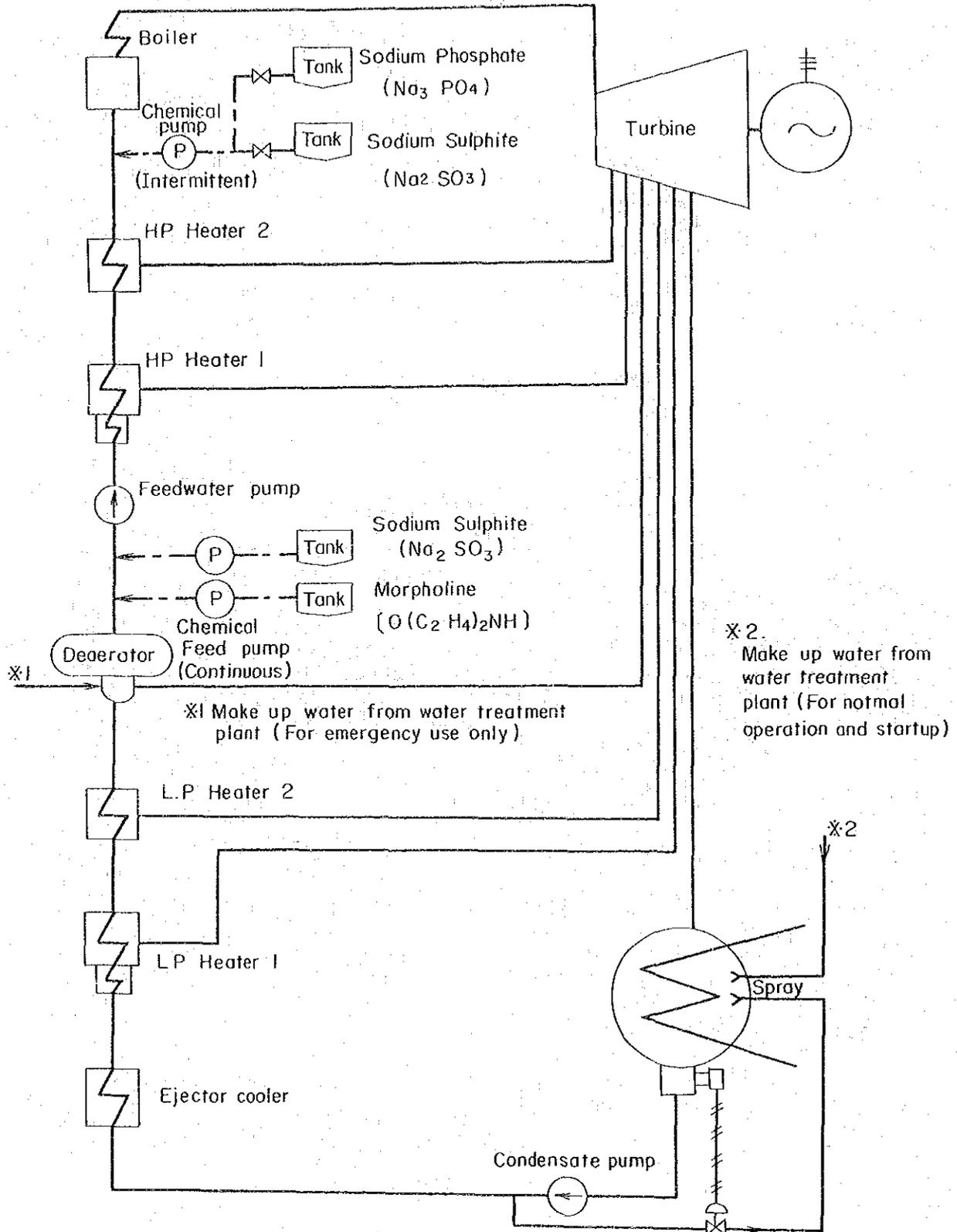
ついで、

復水器に接続されるプラント構成機器のベントラインが所期のベントの役目を果たしているかどうか、（配管系のシール状況はもちろん、機器取出口の位置、復水器への接続位置などが適正かどうか）のチェックを行なうことが必要である。

b) われわれの経験からは、上記の条件が揃っていれば、起動時、復水器の真空を確立したのち、復水ポンプを起動させて、同ポンプ出口に配管されている復水器への循環ラインを利用して、復水器内の復水の脱気を行なうことが溶存酸素の除去には有効である。（図 3.2.1 参照）

この方法は、既設々備の有効活用で充分であるが、循環ラインの復水器注入口は、ホットウエルの水位より上方でスプレイしなければ効果がないので、注入口の位置について、検討を必要とする。

Fig.3.2.1 Conceptual Diagram of Chemical Feed System



(i)-b 通常運転中の溶存酸素除去について

- a) プラントの運転中は、復水器の真空度適正維持とならんで、脱気器の器内圧の保持は重要な管理ポイントである。

定常運転中における脱気器々内圧の基準値保持はもちろん、とくに低負荷時の脱気器入の加熱抽気ラインの切替が確実に行なわれているかをチェックし、器内圧の常時確保を厳守すべきである。

このほか、負荷と脱気器々内圧、同温度との関係を明確に把握して置き、負荷変動時の圧力低下防止に努めることが必要である。

- b) 現在 Priok 1.2 号ユニットの補給水ラインは2系統あり、起動時は復水器に、運転中は脱気器に補給しているが、脱気器による脱気にのみ依存することなく、復水器による真空脱気を併せ行なうことが有効である。(図 3.2.1 参照)したがって、運転中といえども復水器に補給するラインを追加することについて、今後検討すべきである。

この場合の注入口は、先に述べた復水器循環ラインと同様、復水器内でのスプレーが可能なよう配慮すべきである。

- c) その他、常識的ではあるが、予備機として、停止中のポンプ類の弁類は必ず全閉しておかなければならない。

とくに復水ポンプのように復水器に近いポンプのグランド部よりの復水器への空気吸込などは厳に防止しなければならない。

(i)-C 溶存酸素の化学処理について

- a) 前述のように、通常運転中は、給水中の溶存酸素は、復水器、脱気器において大部分が除去される性質のものであるが、この除去が不十分な場合は、更に脱気器出口に脱酸素剤(亜硫酸ソーダ Na_2SO_3 またはヒドラジン N_2H_4)を連続注入することが極めて有効である。(図 3.2.1 参照)

この注入量は、溶存酸素の2倍当量前後を目標とするが、亜硫酸ソーダの場合は、ボイラ水中の残留 SO_2^{2-} が 5~10 ppm 内に納まるよう注入量を加減する必要がある。

また、ユニットの起動時(水張時)のように多量の脱酸素剤の注入を行なう場合には、ボイラ(できればドラムへの直接注入)への間欠注入を行なうことが効果的である。

- b) 上記の脱酸素のため、連続注入すべき薬液ポンプの容量を Priok 1.2 号ユニットの仕様をもとに概算すると、溶存酸素の値を総計許容値の 0.05 ppm 程度とすれば、給水量 100 T/h に対し、 Na_2SO_3 5% 溶液で、1.6 l/h 程度となる。(Appendix 3-8 参照)

- C) 同様に、ユニット起動時に、多量の脱酸素剤を注入すべき間欠注入の薬液ポンプの容量を試算すると、ボイラ水漲時に SO_3^{2-} を 10 ppm 程度注入するとすれば、 Na_2SO_3 5% 溶液で 32 ℓ/h 程度となる。(Appendix 3-8 参照)

なお、この注入ポンプはボイラドラム内に直接注入が可能ならば、満水保存を行なう場合にも便利なので、注入口の追加設置が容易な場合はドラムに直接注入するのが、より効果的である。

(II) PHの調整について

- a) 給水中のPHは、8.0～9.0の弱アルカリ性に保つことが防蝕上必要であり、とくに鋼管チューブの給水加熱器を使用したサイクルでは、上限に近い方の値を保つことが望ましい。

このため、脱気器出口にPH調整剤を連続注入することが、一般的であり通常、モルフォリン、ヒドラジン、アンモニアなどを使用する。

- b) ヒドラジンは、元来前述の脱酸素剤であるが、過剰分はボイラ内で分解しアンモニアを生じPH調整剤の役目を果たすことも可能であるが、前述のように、復水、給水中の脱酸素剤として、亜硫酸ソーダを連続注入する場合には、モルフォリンまたはアンモニアを、PH調整剤として、脱気器出口に連続注入する方式が有効である。(図3.2.1参照)

- c) このための注入ポンプの仕様は、前述の亜硫酸ソーダ連続注入ポンプと同程度のものでよく、注入量は、脱気器出口の給水のPH値を基準値に保つよう、適宜調整すればよい。

また、同容量のポンプを採用することにより、互換性が与えられ、保修など取扱いに便利となる。

- d) ボイラ水のPH調整には第3リン酸ソーダのみによる場合と、苛性ソーダを併用する場合とがあるが、前者の場合はPHを10.0～10.5、後者の場合は10.5～11.0に保持することが望ましい。

いずれの場合にも、注入ポンプの容量の大きいポンプで、間欠的にボイラに注入することが有効である。

なお、本注入ポンプの容量は、ボイラ水の PO_4^{3-} を30分程度で15 ppmに上昇させるものとすれば、 Na_3PO_4 の5%溶液で30 ℓ/h程度となる。

この容量は、ほぼ前述の起動時使用の脱酸素剤(Na_2SO_3)用の薬液ポンプと同容量となるため、タンク設備のみ分離すれば、共用は可能である。

- e) なお、給水のPH調整剤として、ヒドラジン、モルフォリン、アンモニアなどを使用する場合は、過剰のアンモニアにより復水器チューブのCorrosion

を起す可能性があるため、とくに注入量に対しては、基準値を厳守するよう努めなければならない。

f) 次に実際の運転値として、補給水、給水、復水のPH値が、設計値に比し5.5と著しく低い値を示している。この原因の1つとして脱ガス塔の作動不良が考えられる。(脱ガス塔が不良の場合、補給水中のCO₂の除去が不完全になり、PH値が低下する。)しかし、これのみに限定することには若干の疑問が残される。

したがって、PHメータのチェック、最近における原水の水質分析結果、脱ガス塔の作動状況、純水装置の運転状況(主としてイオン交換樹脂の劣化度)を調査のうえ、本装置のメーカーであるPERMUTIT社に連絡し、早期に純水装置の基準値運転体制の整備をはかることが必要である。

g) また、ドラム内に蒸気分離器が設置されていないが、パーポレートプレートがあるため、上述のような給水処理方式の厳正な実施と、ドラムの規定水位が確実に維持されておれば、キャリオーバーの発生は避けられるであろう。

以上が給水処理に関する改善の具体策であるが、この提案は、基本的な考え方を示したものであり、実際面での適用は本ユニットの納入者である西独MAN-SIEMENSグループと充分協議の上、改良することが先決である。

なお参考として、日本におけるPriok 1.2号ユニット級の給水処理の基準値(JIS案)を表3.2.1に示す。

表3.2.1 JIS B8223 (1969年案)

ボイラの給水およびボイラ水の水質の基準は下記のとおり。

(Boiler 圧力 50~75 kg/cm²の場合)

	PH 25℃	硬 度 CaCO ₃ ppm	(注3) 油 脂 ppm	溶存酸素 O ₂ ppm	Mアルカリ度 CaCO ₃ ppm
給 水	8.0~9.0	0	0に近く保つ	0.007以下	—
ボイラ水	(注1) 10.5~11.0 (注2) 10.0~10.5	—	—	—	—

	全固形物 ppm	全 鉄 Fe ppm	全 銅 Cu ppm	リン酸イオン PO ₄ ³⁻ ppm	シリカ SiO ₂ ppm
給 水	—	0.05以下	低く保つ	—	—
ボイラ水	400以下	—	—	5～15	10以下

	(注4) 亜硫酸イオン SO ₃ ²⁻ ppm	(注5) ヒドラジン N ₂ H ₄ ppm
給 水	—	0.01～0.03
ボイラ水	5～10	—

(注)

- (1) アルカリ処理
- (2) リン酸塩処理
- (3) n-ヘキサン可溶性物質
- (4) ボイラ水に脱酸素剤として亜硫酸ナトリウムを加えた場合の値
- (5) 脱酸素剤として給水にヒドラジンを加えた場合の値

(3) Perakユニット1.2号に対する技術的提案

a. フラッシュエバポレータの Inservice Washing について

(a) 現状と問題点

(i) Perak 1.2号ユニットには、現在補給水用として、容量4.5 T/hのフラッシュエバポレータ給水ヒーターユニットが主要のヒートサイクル中に設置されているが、近年海水の汚染その他によりブラインヒータチューブの詰りが著しくなり、はばるヶ月に1回程度の間隔で洗浄を行なっている。

このフラッシュエバポレータの洗浄は、上記ヒートサイクルよりの除外を必要とするが、この除外により補給水の製造が停止するため、タービン負荷を低負荷にして洗浄すれば、Inservice Washingは可能である。

(ii) しかしながら、実際には、本フラッシュエバポレータユニットの付属配管弁類よりの空気洩れが認められ、復水器の真空が低下する傾向が著しく、タービンの運転中の洗浄は不可能であり、このため、フラッシュエバポレータの洗浄はユニットの停止後行なっている。

したがって、このフラッシュエバポレータの Inservice Washing が可能となれば、ユニットの起動損失の低減のほか、Firm capacity 確保にも資するため、この可能性について検討を行なった。

(b) Inservice Washing に対する提案

(i) われわれの入手したフラッシュエバポレータに関する資料ならびに現場調査結果などにより、空気漏れの原因と考えられるものは、次のように整理される。

a) エバポレータヒータへの抽気加熱管系よりの漏洩

b) エバポレータヒータよりエバポレータコンデンサへのドレンパイピングよりの漏洩

c) エバポレータヒータよりフラッシュチャンバへのブラインパイピングよりの漏洩

d) フラッシュチャンバおよびエバポレータコンデンサのブローパイピングよりの漏洩

上記のうち、a) 項の加熱側にある抽気管系の弁、接手類については、エバポレータの運転停止に関係なしにコンデンサの真空低下の原因となり得るものである。

b) c) 項の管系に設置された弁、接手類については、エバポレータの運転中、圧力側停止中は真空側になるものも含まれており、とくに注意する必要がある。

また、d) 項のブロー弁よりの漏洩も見逃し易いポイントであり、エバポレータヒータ本体、ベントラインと同様チェックが必要である。

(ii) 以上の空気漏洩の疑いのある弁・接手類のチェックに当たっては、例えば Appendix 3-9 に示されるようなテンポラリのウォーターボックスに浸す方法が有効である。

すなわち、タービンの定格負荷時と低負荷時 (Inservice Washing が可能な負荷) に分けてチェックすれば、空気洩れのある場合には、それぞれのレベル差はあるが、水位の減少が認められるであろう。

これらを確認の後、それらの弁、接手類についてパッキングの取替、グランド増締めなどにより漏洩を止めることは可能である。

また Appendix 3-9 に示すように、新たに遮断弁を追加したり、大口径の抽気管系の止め弁に水封弁を採用することも有効と考えられる。

(iii) このように空気洩れの防止も重要なことであるが、フラッシュエバポレータの運転上の基本的注意事項は、ブラインヒートサイクルにおけるスケールの発生防止であり、このため、メーカーによって用意された運転記述書の基準値運転を厳守することが必要である。ちなみにブラインヒータ出口におけるブラインの温度を 200°F 以下に保持させることは、補給水中における適正な薬品の注入と同様スケール附着

防止のために極めて重要な役目を果している。

b. 過熱器出口の蒸気温度低下について

(a) 現状と問題点

Porak 1.2号ユニットのボイラの過熱器出口蒸気温度は、892°Fで建設されたが、運開当初温度上昇が著しいため、いずれのユニットも若干の過熱器ループを切断し、蒸気温度制御用のスプレイウォーターシステムを設置した。

これらの改造は成功を収め、その後は問題が起こらなかったが、最近は一一年間に過熱器出口の蒸気温度が徐々に低下をたどり、定格出力において1号、ボイラでは、800°F、2号ボイラでは850°F以上に上げることは困難となった。

このような蒸気温度の低下は、プラントの熱効率低下に及ぼす影響が大きいため、早期に改善することが必要である。

(b) 過熱器出口の蒸気温度の低下についての考察

最新の運転記録と現地調査の結果より蒸気温度低下の原因と考えられるのは次のとおりである。

(i) 蒸気温度調整装置 (Spray water system) の制御弁よりの漏洩

蒸気温度は、タービン入口で計測されているため、スプレイ調整弁のあとの温度を指示することになるが、かりにスプレイ調整弁が完全に閉止されていない場合は漏洩による温度低下が予想される。

一般に、スプレイ調整弁は、完全な閉止が困難な構造となっており、弁の種類により相違し0.001%程度の漏洩はさけられない性質のものである。

とくにボイラを軽負荷で長期間使用した場合、ボイラ給水ポンプの吐出圧力が高くなるため、この弁前後の圧力差が大となり、また弁の開度も締切り点近くになっていることが予想され、たまたま異物の、かみ込みなどによって浸蝕が進行することが予想される。

ある一定の時期より蒸気温度が上らなくなっていることから、その疑いを無視することはできない。

(ii) 重油バーナの不完全燃焼にもとづく伝熱面の汚れ

重油バーナの長期間使用によるバーナチップの孔の摩耗、詰り、またはエアーレジスタの調整不十分などによって良好な燃焼が行なわれず、多くの煤を発生した場合、過熱器蒸気温度の受ける影響は大きく、この形の過熱器の伝熱面に対しては著しいものと考えられる。

すなわち、火炉出口部に、ガス流に直交流に過熱器チューブを配置させ、スラッグスクリーンの役目をさせているので、最も汚れを受け易い位置にあるといえる。

蒸気温度がストブローをかけた直後、20°F位上ることからみて、煤による伝

熱面の汚れが徐々に進行していることが考えられる。

また、この汚れはスートブロウによっては、完全に除去されない性質のものなので、ブローイング後も基準値に達しないということも考えられる。

しかしながら、蒸気温度の低下が最近になってから起きたという現象に対してはこの解明は不十分となる。

(iii) ボイラドラム内のスチーム、セパレータ取付不良によるキャリオバの発生

定検後のボイラドラム内のスチームセパレータの取付不良もしくは運転中の脱落などの原因により蒸気がスチームセパレータを通らずに、一部バイパスするようになると過熱器への水滴の混入により、過熱器蒸気温度が低下することが考えられる。

最近になってからの蒸気温度の低下ということから、定検後のスチームセパレータの取付が不十分であったのではないかと考えられる。

以上のほか、一般的には、空気過剰率の低下によるもの、給水温度の上昇によるボイラ伝熱面の収熱率の変化によるもの、SH過熱器チューブ内面のスケール付着によるものなどが考えられる。しかし、これらは運転記録その他の調査から考えれば、直接の原因にはなっていないものと判断される。

したがって、われわれの調査から判断し得ることは(i)、(ii)、(iii)項の3項が予想し得る原因であり、これらが多少なりとも重なり合って、蒸気温度の低下をもたらしたものと考えられる。

とくに(iii)項のスチームセパレータについては、現在停缶中のボイラについて詳細チェックを行ない、正常に取付けているかどうかを確認することを勧告する。

c. 過熱器チューブのCorrosionについて

(a) 過熱器チューブのCorrosionについて

先に、Perok火力発電所より提供された過熱器チューブのサンプルの分析結果、ならびにCorrosionの原因の解明については、詳細分析を担当した石川島ハリマ社（米国FW社と技術提携）によって、詳細が報告されている。（Appendix 3-10参照）

本報告書によれば、このCorrosionの原因として

(i) 孔食部は侵蝕（Erosion）や偏析によるものではなく、Corrosionによるものと推定される。

すなわち、本ボイラは、3ヶ月毎に運転休止を繰返し、この間N₂封入など、保缶法に特別な措置を講じていないため、休缶時には、横置過熱器チューブ内にはドレンが滞留するとともに、空気が浸入することも考えられる。

このため、管内に錆を発生しピッチングとなり、更に錆と母材との間に、局部電池を形成してPittingを成長させたものと考えており、更に

(ii) このような Corrosion の防止対策には、ボイラの連続運転が最も望ましく、それが不可能な場合は、次のような手段をとることを勧告している。

- ・乾燥保存 (N₂ シールによる)
- ・満水保存
- ・水部にヒドラジン添加、その他の部分に N₂ を封入。

われわれは、上記(i)の石川島ハリマ社の判断は、提供されたサンプルの数が僅少であったこと、Corrosion が発生するに至るまでの限られた状況説明などから推定した結果としては、妥当な判断と考えられる。

一方、この判断が正しいものとすれば、当然、次のような疑問が提起される。

本サンプルの Corrosion の原因が、休缶時におけるドレンの滞留、空気の混入によるものとすれば、この現象はサンプルをとったチューブに限定されず、他のチューブにも同様な現象が認められる可能性がある。

したがって、このような Corrosion に対する防止対策を確立するためには、次の諸点について更に慎重な検討を続ける必要がある。

(b) 今後の調査事項

(i) 今回の石川島ハリマ社の分析試験に提供されたサンプルの位置を確認し、本サンプルの位置が過熱器ループの最上段の中央ならば、両側のチューブについて、少くとも2ヶ程度の切取りを行えば、この領域における Corrosion の進行状況を概略把握することが出来よう。

(ii) 同様に、停缶中のドレン滞留による Corrosion の発生が予想される最下段の過熱器チューブについても、上記の要領により少くとも3ピースの切取りを行なうことにより、この領域における状況の把握はほぼ可能であろう。

(iii) また、過熱器チューブに限らず、Corrosion が予想し得る火炉蒸発管のチェックは、例えばバーナと同一レベルにある側壁および後壁の中心附近よりのサンプリングにより、ほぼ可能であろう。

(iv) 一般にこの種のピースのサンプリングには、チューブの部分的な切断でなく、丸のまま上側・下側の区別をはっきりさせて置くことが必要であり、長さについては、必要に応じ強度試験などを行なう場合を考慮して、500 mm 程度を切断することが望ましい。

(v) 今回の検討ではたまたま、過熱器チューブの Corrosion をとり上げたが、過熱器に限らず、火炉蒸発管などを含めて、過去におけるチューブの破裂による漏洩事故の経験について、可能な限り具体的な情報を蒐集することが必要である。

以上のようなサンプリングや過去の事故の情報を揃えることにより、本ボイラの製作者である米国 FW 社と連絡をとりつつ、これが対策について検討を進めることが必

要である。

われわれは、まず、上記のような基本的な事故原因の解明について、その対策を確立するよう勧告する。

d. ボイラ長期間停止時の保存について

(a) 過熱器チューブ Corrosion とボイラの保存法について

不幸にして、過熱器チューブの Corrosion の原因が、前述のとおり、ボイラ停止中のドレン滞留、空気の浸入によるものとすれば、ボイラ停止中の防蝕対策を確立しなければならない。

一方、プラントの日常の運転管理、運転コストの節減の面からは、ボイラ停止中の防蝕対策はゆるがせに出来ないテーマの一つである。

すなわち、通常運転中、いかに適切な給水処理が行なわれていても、休止時の処置が適正を欠けば、ボイラ内部の錆の発生はさけられないことになるため、定期点検、保修工事、長期間停止の場合のボイラの保存法は、運転保守面からの重要な因子となるからである。

したがって、ここでは Perak 1.2 号ユニットに適用可能と思われるボイラの、長期間停止時における保存法について、勧告することとしたが、この方法は、他のプラント（例えば Priok 1.2 号ユニット）にも適用可能なのでプラントの運用状況、薬品調達等の難易などを勘案のうえ、それぞれ検討を進めるよう併せて勧告する。

(b) ボイラの長期間停止時の保存法の種類について

プラントの定検、保修工事などのため、ボイラを 10 日間以上 3 ヶ月程度の長期間に亘って、休止させる場合は、満水保存か、乾燥保存かのいずれかによらざるを得ない。

(i) 満水保存法

この代表的方法は、ヒドラジン法、亜硫酸ソーダと第 3 磷酸ソーダ使用法、気相防錆剤法、亜硫酸ソーダ混合液法などの薬液注入法がある。ボイラ本体、過熱器などボイラ全体を同時に保存する場合には、ヒドラジン法、気相防錆剤法などが適しており、ボイラ本体のみの保存の場合には、亜硫酸ソーダと第 3 磷酸ソーダ併用法や、亜硫酸ソーダ混合液法が適している。

a) ヒドラジン法

ボイラを全ブロー後、ボイラ本体、過熱器などボイラ全体にヒドラジンを 50 ~ 100 ppm 注入した純水にて水漲りを行ない、保存する。

b) 亜硫酸ソーダと第 3 磷酸ソーダ併用法

ボイラを全ブロー後、ボイラ本体のみに亜硫酸ソーダと第 3 磷酸ソーダを、それぞれ 10 ~ 20 ppm 注入した純水にて、水漲りを行ない保存する。

この場合、過熱器へのボイラ水の流れ込みを防止しなければならない。更に過熱器部などの気相部は N_2 ガス封入を行なうと一層効果的である。

c) 気相防錆剤法

ボイラを全ブロー後、ボイラ本体、過熱器などのボイラ全体を、0.05～0.1%の気相防錆剤を添加した純水にて保存する。

d) 亜硫酸ソーダ混合液法

ボイラを全ブロー後、ボイラ本体のみを亜硝酸ソーダ ($NaNO_2$) 0.25% 第2 燐酸ソーダ (Na_2HPO_4) 0.12%、第1 燐酸ソーダ (NaH_2PO_4) 0.12% を添加した純水で保存する。

以上の方法中、a)、b)の保存法は一般的に多く採用されており、c)、d)の保存法の実績は少ない。

(ii) 乾燥保存法

乾燥保存法には N_2 ガス封入法、防蝕被膜法などがある。貫流ボイラなどのドラムなしボイラでは、 N_2 ガス封入法が適しており最近多用されつつあるが、防蝕被膜法の例は少ない。

a) N_2 ガス封入法

ボイラを全ブロー後、 N_2 ガスを圧入し、以後、 N_2 ガス圧力を 0.3 kg/cm^2 以上で密閉のうえ、保存する。ボイラの漏洩の多い場合には、多量の N_2 ガスを消費するほか、 N_2 ガス封入のための装置、配管、注入口の新設、操作のはんざつなどをともなう。

b) 防蝕被膜法

前項の満水保存法のc) 気相防錆剤、d) 亜硝酸ソーダ混合液法にて、3時間以上、ボイラ内に満水して、防蝕被膜をつくったのち、全ブローを行ない保存する。

(c) Perak 1.2 号ユニットへの適用

(i) 以上の一般的なボイラ停止後の長期間保存法と、われわれの経験をもとに、

Perak 1.2 号ユニットのボイラの蒸気条件、構造、その他諸条件を勘案した結果前項のヒドラジンによるボイラ全缶の保存法が最適であると判断する。

しかしながら、これらの実施に先立ち、解決すべき問題があるため、この問題の解決に努めつつ、上記の適用について、今後検討を進めるよう勧告する。

すなわち、今回の過熱器チューブの Corrosion の原因が未だ解決されていないこと、ならびにヒドラジン法の採用の場合には、ボイラの全ブロー後、純水置換を行なうため、多量の純水が確保されねばならないこと、その他、薬品調達の見通しなど、検討事項が残されている。

したがって、当面の問題の解決策として、先づ過熱器チューブのCorrosionの原因が、ボイラドラム廻りの配管弁類よりの空気漏洩によるものかどうかについて給水処理の面から検討してみる必要がある。

(ii) この方法の一つとして、現在停止中のボイラ水の水質について、PH, PO_4^{3-} , SO_3^{2-} , 電導度などを、正確に測定して置き、ドラム上部に小容量(ドラム上部の空間部を充滿する量)のヘッドタンクを設置して、これより、純水を空気抜を通して、ドラム内に注入して満水させる。この場合過熱器にこのボイラ水が浸入しないよう留意する。

その後、上記のボイラ水の水質を1週間毎に測定し、満水前の数値と比較し、ドラム上部気相部よりの空気の浸入(例えばドラムベント、水位計の接手部、その他の弁類)の有無を把握することが可能である。

(iii) 一般にPerak 1.2号ユニット級のユニットの停止中の保存水質としては、下表のように、運転時の基準値と比較して、濃縮させた状態で保存させる。

表 3.2.2 満水保存時のボイラ水基準水質値

PH	10.5 ~ 11.0
PO_4 ppm	10 ~ 20
SO_3 ppm	10 ~ 20

われわれの経験からは、ボイラ本体各部のシールが充分行なわれておれば、上表の値は殆ど変化しないはずであるが、若干の漏洩があったとしても、PH値は殆ど変化せず、僅かに SO_3^{2-} が低下するため、せいぜい10日間に5~10ppm程度の SO_3^{2+} の補給で、上記の基準値の確保は可能である。

(iv) したがって、上表の保存水質値を基準として、ボイラ本体の満水保存を行ないつつ、SHへの空気の浸入のチェックも可能である。

すなわち、現在運転中のボイラの停止に先立ち、ドラム内に、亜硫酸ソーダ、第3磷酸ソーダを上記の保存水質値に達するよう注入しながら、ボイラ本体の満水を行なう。(残圧を利用して、薬品の均一混合をはかる)

これはドラムの水位計最上部まで水位を監視したあと、上述の空気抜き弁よりのボイラ水のオーバーフローにより満水を確認するようにすればよい。

その後は、1週間毎に水質をチェックし、冷缶の状況にある他のユニットの水質との比較を行なうことにより、過熱器への空気の浸入のチェックは可能となる。

また、このような高濃縮の状態では、ボイラを保存した場合には、ボイラの再起動に先立ち、多量のボイラ水のブローを行ない、通常運転値まで下げたのち、ボイラの点火を行なう必要がある。

(V) 以上の勧告は、基本的な考え方を示したものであり、具体化に当たっては、米国 F W社の意向を予め、確認したのち、実施することが必要である。

3.2.3. ガスタービンの燃料の選択

(1) 重油焚き (Residual Oil Firing) ガスタービンについて

一般的にガスタービンは、次のような優れた特徴をもっている。

- ・軽量小型据付面積が少なくてすむ。
- ・比較的安価で建設期間が短い。
- ・迅速な起動停止が可能である。
- ・冷却水の所要量が少なくてすむ。
- ・運転操作が簡単で自動化が容易である。

このような特徴をもつことから、近年プラントの原動機として、ガス圧送用、油圧加圧用、原油輸送用、化学工業用、高炉送風機などに採用されて、運転性能が立証されてから膨大な生産量に達し、電力事業でもピークロードもしくは緊急用電源として、広く使用されており、1968年末現在で、全世界では1000HP以上のユニット約4600台(共産圏を除く)が製作されている。

このような膨大なガスタービンのユニット数を、その使用燃料から分類すれば、天然ガスやナフサ、軽質油(Light distillate Oil)のような、いわゆる良質の燃料を使用している例が圧倒的に多く、原油や、重油(Residual Oil)を使用しているものは、わずか5%にも満たない。

このことは、ガスタービンが天然ガスや、ナフサ、軽重油のような良質の材料を使用する限り、上述のさまざまな特徴をいかに発揮が可能であるが、原油または Residual Oilを使用することは、幾多の問題点をかかえており、未だ技術革新、運転技術の確立時期に入って間もないことを示しているものといえよう。

また、電力事業にあっては、産業用プラントのように、施設の排ガスやプロセススチームなどの利用によりプラントの熱効率の向上をはからなくとも、同じ Residual Oilを燃料とする火力発電機器の技術開発による大容量化、高能率化が飛躍的であるため、熱経済面より、むしろガスタービンの特徴である迅速な起動と簡易な操作を活かしたピークロード用、もしくは非常用に利用され、燃料も良質燃料の採用が大勢を占めている。

しかしながら、天然ガスや、軽質油が容易にかつ安価に入手が可能な地域にあっては、問題はないが、経済的な理由により、原油、とくに Residual Oil を使用することが望ましい地域にとっては、Residual Oil 燃焼のガスタービンの設置は、最も魅力的なこととなる。

一般に、ガスタービンプラントでは、火力発電プラントと比較して、熱力学的サイクル

上にタービン翼などの主要成分が、高温の燃焼ガスに直接さらされる構造のため、燃焼ガス中に、これらの主要成分の高温腐蝕をもたらす有害成分を含む Residual Oil を使用する場合には、良質の燃料に比較して、格段の防蝕対策を確立する必要がある。

すなわち Residual Oil には各種の無機物、金属有機物が含まれているため燃焼後に種々の酸化物 (V_2O_5 , P_2O_5 , Na_2O) 硫化物 (NiS , SnS) が生成される。これらの無機物、金属有機物の灰分は、単体でも比較的融点が低い、これらがある一定の割合で混合した共晶成分は、さらに低融点となりガスタービンのタービン入口温度よりも低いために熔融状態、もしくは半熔融状態でタービンに飛来し、タービンの動静翼に付着するといわれている。

この Residual Oil の灰の付着が進行すれば、出力、熱効率などのタービンの性能低下を始めとして、局部加熱などの現象から、やがてタービンの翼材の腐蝕現象を惹起することが予想される。

したがって Residual Oil 燃焼のガスタービンにあっては、タービンの灰付着が起れば、ある一定期間の経過後タービンを停止し、タービンの洗浄を行なうことが必要である。

(2) Residual Oil 燃焼ガスタービンの問題点とその対策

Residual Oil 燃焼ガスタービンに特有な Residual Oil の灰付着、腐蝕に関連する諸問題は、燃料の組成から、機器の設計、製作、運転保守にいたるまでの広汎な範囲にまでその要因があるため、理論解析のみでなく、多くの運転経験を総合しなければ、その全貌を明らかにすることが困難とされており、今なお研究調査の段階にあるものもある。

現在までに、実際的な問題として、ガスタービンメーカーにより解明され、技術的な解決策として開発されたものを総合すれば、およそ次のとおりである。

a. タービン入口のガス温度を下げ、熔融灰分の生成を抑制する。

天熱ガスや軽質油のような良質燃料使用の場合に比較して、タービン入口におけるガス温度を極力抑制して、あらかじめ熔融灰分の生成を減少させるが、固体状態の粘着性の低い灰分に転換させることにより、タービン翼への灰付着量の絶対量を減少させることができる。とくにヨーロッパ系 (BBC, 東芝) の設計では、現在までに開発し、製作された Residual Oil 燃焼のガスタービン (約40ユニット) の運転経験から、使用燃料の性状に応じて、タービン入口温度を極力低下させる方針をとっている。

b. 燃料を吟味し、灰分V (バナジウム), Na (ナトリウム) 分の含有量の少ない油を購入することにより、あらかじめ有害成分を減少させる。

原油もしくは Residual Oil 中に含まれる灰分量、金属含有量は原油の産地、石油精製におけるプロセス、運送手段などにより異なるが、価格的に許される限り、灰分含有量の少ない油を購入することが望ましい。

とくにVとNaは灰付着と腐蝕に最も関連の深い、金属物質であるため、V, Naの含有量に留意しなければならないが、 V_2O_5 と Na_2O または Na_2SO_4 の灰分比率によっては、融点が大きく変化する傾向があるため、VとNaとの比率もまた考慮しておくことが肝要である。

このため、各ガスタービンメーカーでは、燃料の選択に関しては、かなり厳格な規格を決めて、極力その仕様に合致するような燃料を購入もしくは、前処理などにより適合させるよう推奨している。

これらの標準仕様の1例を表3.2.3.に示す。

Table 3-2-3 Fuel Oil Criteria for Hitachi and GE Gas Turbine (GEZ-3249A)

	Unit	Testing Method JIS (ASTM)	Light Distillate Oil	Naphtha	Diesel Oil	Heavy Distillate Oil	Crude Oil & Bottom Oil	Remarks
Physical Property	Viscosity (100°F)	JIS K 2283 (D 445)	1.8-5.8	0.5-5.8	1.8-5.8	> 1.8	↑	* 1
	Pour Point	K 2269 (D 97)	< 0°F	↑	↑	-	-	Actual temp. of 20°F + pour point
	Carbon Residue	K 2270 (D 524)	< 0.25 10% RESIDUUM	↑	↑	↑	↑	Distilled amount of 98% (D86)
	Peat	K 2275 (D 1796)	* 2 < 0.1	↑	↑	< 1.0 *3	↑	
	Thermic Stability	(D 1661)	No.1 TUBE	↑	↑	No.1 TUBE(>Z10F) No.2 TUBE	↑	
	Flashing Point		-	-	-	-	-	
	Specific Gravity		-	-	-	-	-	
	Mixing Stability	(D 1661)	-	-	-	No.2 TUBE OR BETTER	-	
	Cetane Number	K 2271 (D 619)	-	-	-	-	-	JIS 2204-57 (D 975)
	Ash	K 2272 (D 482)	< 100 PPM	↑	↑	< 300 PPM	-	
Chemical Property	Vanadium	(D 1548)	< 2 PPM	↑	↑	↑	< 500 PPM	
	Calcium		< 10 PPM	↑	↑	↑	↑	
	Lead		< 5 PPM	↑	↑	↑	↑	
	Sodium + Potassium		< 5 PPM	↑	↑	↑	↑	< 10 PPM (V > 30 PPM) < 5 PPM (V < 30 PPM)
	Mg/V		-	-	-	-	-	3.0 < Mg/V < 3.5
	Sulfur	JIS K 2263 (D 129)	-	-	-	-	-	When equipped with exhaust gas collection equipment of 0.5%

Note 1. Viscosity at fuel nozzle 10 Centistorks (Non air injection nozzle)
20 Centistorks (High pressure air injection nozzle)

Note 2. Solid matter 4 mg/100 ml

Note 3. Solid matter 40 mg/100 ml

Note 4. Testing measures in parentheses indicate the criteria equivalent to ASTM

- c 燃料を水洗して、あらかじめNa塩分を除去する。

Residual oilから灰付着、腐蝕の主役であるVおよびNaをあらかじめ除去すれば、灰付着によるトラブルを減少させることは、極めて有効である。

Na塩の水溶性に着眼し、Residual oilを水洗し、Naを取除く手段が各メーカーによって、推奨されているが、これらの装置により、現状の技術でもResidual oil中に含まれる5.0～6.0 ppmのNaを2～5 ppm程度に減少されることは可能である。この方法により、NaとVの比率を大巾に変えて、低融点の共晶灰分の生成を抑制するには効果的である。

一方Residual oil中の金属有機物としてのVは、水洗では除去不可能であり、他の方法を用いればV含有量を減少させることは、可能と考えられる。しかし、非常にコスト高となり、Residual oil使用の経済性は喪失する。

- d 添加剤の使用により、生成灰分の融点を上昇させ、灰付着を減少させる。

燃料に添加剤を入れて、燃焼後の生成物の融点を上げ、不活性状の粒状の灰分にして、タービンへの灰付着量を減少させることは多くの運転実績からも実証されている。

燃料添加剤には、Ca, Mg, Si, Alなどの塩や、酸化物を主体としたものがあり、いずれも融点の高い灰を生成することに有効とされている。

この場合、添加剤自身も一種の灰分であるから、適正な量を添加しないと、かえって灰付着を進行させる欠点をもっている。

したがって、使用燃料の灰分構成を明らかにしたのち、添加剤メーカーや、タービンメーカーと十分に検討のうえ、添加量を決定することが望ましい。

もちろん、燃料中の灰分量、灰の組成などは一般に一定ではないので、運転中の燃料管理も、ガスタービンの良好な運転には欠かすことのできない要素となる。

- e タービンの水洗により、灰付着を落とす。

Residual oilを使用する限り、上記諸対策を講じてもおお、タービンへの灰付着を除去することは不可能である。そのためある一定の期間経過後、灰付着によるタービンの性能低下（出力と熱効率の低下）が許容限度以上となった場合には、タービンを停止して、水洗によりタービンに付着した灰を落とすことが必要である。

この点は各メーカーとも重視しており、このため、タービンの水洗に便利のように、タ

ービン内に水洗装置を内蔵したり、タービンの分解が容易なように燃焼器をタービンより独立させたりしている例もある。この場合屋外設置のパッケージ形は、Residual oil 燃焼のガスタービンとしては不向きであり、天井クレーンを備えたタービン室にガスタービンを設置して、水洗、分解に便利のようにするのが望ましい設計と考える。

f 耐酸化、耐腐蝕材料の強化をはかる。

上述の一連の灰付着の減少対策は、いずれもタービンの主要部分の腐蝕対策につながるものである。したがって各メーカーには、タービンの主要部分の製作に当って、独自の設計または材料を開発している。

すなわち、Residual oil 燃料ガスタービンにあつては、タービンの翼材に限らず、燃料噴射弁や燃焼器の構造、タービン入口温度圧力、流速、冷却空気を取り方など Residual oil の灰分構成以外に、灰付着、腐蝕に関する要素が多く、かつ複雑な要素を含んでいるため、各社は今日なお、最適設計と材料の開発に取り組んでいる。

例えば、タービンの翼材に関しては、Residual oil 燃料ガス中の耐熱鋼の耐蝕性の向上のため、タービン翼材の（主として第1、第2段）表面にクロマイズ処理を行なうなどの方法を開発したり、燃焼器ノズルを圧力空気噴霧式に切換えて、噴霧エネルギーの増加により、燃焼効果の増大をはかるなどがある。

以上が、ガスタービンメーカーにより現時点までに開発され、運転実績により立証された Residual oil 燃焼ガスタービンの諸問題とその対策の概要であるが、これらはいずれも当初より Residual oil 燃焼を目的としたガスタービンにおける諸対策である。

したがって、既設のガスタービンが、天然ガスまたは軽質油のような良質な燃料を使用する目的として、製作、運転されているものを、Residual oil 燃焼のガスタービンに切換える場合には、別個の観点から、上記諸問題ならびに、関連事項について、更に検討を必要とする。

(3) Semarangガスタービンへの Residual oil 燃焼の適用

Semarangガスタービンは、西独 AEG 社（日本の日立製作所と同様米国 GE 社と技術提携している）より製作納入された 12 MW 級のガスタービンであり、現在ピークロード発電所として中部ジャワ地区における重要電源となっている。

今後の中部ジャワ地区における需要増にともない、年間運転時間の延長が、充分予想し得るが、一方、現在使用している燃料は、良質な軽質油相等のものである。これは Residual oil 燃焼の火力発電所と比較して高価な燃料であり、発電々力量の増加に比例してそのコスト差は、更に増大することとなる。

ちなみに、1968年度におけるインドネシアの火力発電用燃料の標準燃料単価は、High speed Diesel oil（セマランガスタービンプラントで使用・略称 HSD）で 12.5 ルピア/ℓ、Island Diesel oil（Low speed diesel engine 使用中、略

称 I D O) が 6.5 ルピア/ℓ, Residual oil は 5 ルピア/ℓ であり, Semarang ガス タービンでは, Residual oil の 2.5 倍の単価の燃料を使用している。

したがって, かりに H S D の代りに, I D O または Residual oil の使用が 可能となれば, 熱経界面は著しく改善されることは改めていうまでもない。

このような観点から, われわれは, かなり大たんではあるが, Semarang ガス タービンに Residual oil が使用可能なように, 機器の改造, 追加を行なった場合の諸問題に ついて, 日本および米国のガスタービンの最新のプラクテスをもとに, 概略検討を行なっ た。

a. 燃料の選択について

われわれが入手している火力発電用燃料の標準仕様は次表のとおりである。

表 3.2.4 Fuel Analysis

<u>HSD</u>	Cetane Number		60
	Kinematic Viscosity -- 100°F	Cst	4.5
	Pourpoint	°F(°C) CI	55 (12.8°C)
	Sulphur	% Wt.	0.04
	Conradson Carbon - residue	% Wt.	0.01
	Water Content	% Vol	Max. 0.05
	Sediment	% Wt.	0.01
	Ash	% Wt.	Nil
	Flashpoint P.M.CC	°F(°C)	200 (93°C)
	Calorific Value (gross)	Kcal/kg --	10,870
<u>IDO</u>	Specific gravity	Kg/l	0.85 - 0.88
	Flash point	°F(°C)	200 - 240 (93 - 116°C)
	Sulphur	% Wt.	0.10
	Conradson Carbon residue	% Wt.	0.01 - 0.30
	Viscosity RI - 100°F	SEC	43
	Pour point	°F(°C) CI	65 (18.3°C)
	Water	% Vol	0.10
	Sediment	% Wt.	0.02
	Ash	% Wt.	trace
V. Ca. Pb, Na	ppm		
<u>RECIDUAL OIL</u>	Specific gravity	Kg/l	0.92 - 0.93
	Viscosity RI-100°F	SEC.	400 - 700

Flash point PMCC	°F (°C)	160 - 200 (71 - 73°C)
Sulphur	% Wt.	0.15
Pour point	°F	80 (26.7°C)
Water	% Vol	0.15
Sediment	% Wt.	0.03
Hot filtration test	% Wt.	0.10
Ash	% Wt.	0.02
V	ppm	less than 2
P	"	—
Zn	"	—
Na	"	± 50

先に例示した表 3.2.3 の GE 社の推奨する燃料の仕様と、表 3.2.4 の仕様と比較すると、HSD は流動点と金属含有量を除き、軽質留出油 (Light Distillate Oil) または Diesel Oil にほぼ一致しており、IDO は同じく流動点と金属含有量を除き、重質留出油 (Heavy Distillate Oil) に近い性状を示している。なお Residual Oil は、金属含有量の詳細が不明のため比較は不可能である。

しかしながら、インドネシア産の原油は、中近東のそれに比較して一般に V の含有量が極めて少ないという実績や、前表の数値の実際上のバラッキを考慮して、IDO ならびに Residual Oil における V ならびに Na の含有量をそれぞれ、IDO は V を 2 ppm 以下、Na を 5 ppm 以下、Residual Oil は V を 10 ppm 以下、Na を 50 ppm 以下と仮定することとした。

上記の Residual Oil の場合には、GE 社の推奨どおり、前処理装置により、Na の除去と Mg(OH₂) などの添加剤の注入が必要となる。

また、IDO は上記のように、Heavy Distillate Oil に属する Oil と推定したが、ちょうど良質燃料である Light Distillate Oil と Residual Oil との中間に属するもので、金属含有量は少量と推定し得る。しかし、必ずしも樂觀し得る Oil とはいえない。なお日本では、IDO 相等の Oil を A 重油と呼んで、Residual Oil の一種として規格付けしている。

b. 燃料系統の改造

現在の Semarang ガスタービンの燃料系統は、使用燃料の HSD に適合した無気噴霧式を採用しているものと予想されるので、IDO ならびに Residual Oil を使用する場合には、それぞれの特性に適合した、燃料系統に改造することが必要となる。

一般に GE 社では、これらの Heavy Distillate および Residual Oil の燃料を使用する場合には、燃焼特性を上昇させるために、軽質油の場合に比較して圧力空気を

燃焼器ノズルに送込んで、噴霧エネルギーを増加させるプラクテスを採用しており、I D O の場合は低圧噴霧方式を、また Residual Oil の場合には、高圧噴霧方式を採用するのが一般的である。

このため、I D O を使用の場合には、燃料系統に対し、次のような改造または追加が必要となる。(追加または改造すべき燃料の系統図は Appendix 3-11, 3-12 を参照のこと)

(a) I D O を使用する場合

(i) 追加を必要とする機器

・噴霧用空気圧縮機

主圧縮機の吐出空気の一部を燃料噴霧に必要な圧力まで圧縮するもので、アクセサリギヤによって駆動される。このためアクセサリの改造が必要となる。またこの所要動力は約100kWであり、この分だけ主タービンの出力は減少する。

・起動用噴霧空気圧縮機(モータ駆動)

・前置クーラ

主圧縮機吐出空気の冷却用で、このため、冷却水約50 T/h が新たに必要となる。

・その他

スナッパ(脈動減衰器)、空気洗浄器、諸配管類、

(ii) 改造または交換を必要とする機器

・アクセサリーギヤ

・燃料ノズル

低圧噴霧用に交換する。

・タービンシェル

噴霧用空気の取出口として、ケーシングを加工する。

・パッケージ

追加機器の中、パッケージ内に収納が不可能なもののため、一部改造する。

(b) Residual Oil 使用の場合

(i) 追加を必要とする機器

I D O 使用の場合と同様に、噴霧用空気系統の追加が必要となるほか、本体関係として次の機器が更に追加される。

・ハイドロモータ

フローバイダを駆動するための油圧モータ

・ハイドロコントロールポンプ

ハイドロモータ作動油供給用

- ・バイパスバルブ他

燃料ポンプからの燃料流量の過剰分をバイパスさせる弁でコントロールポンプと運動する。

- ・燃料前処理装置

Residual Oil 水洗処理装置ならびに添加剤注入装置1式

(ii) 改造または交換を必要とする機器

I DO使用の場合と同様な改造が必要であるほか、更に次の改造または交換が追加される。

- ・燃料ポンプ

燃料ポンプはアクセサリギヤで駆動されているが、燃料制御方式の変更により、定量型ポンプに交換する。

- ・フローデバイダ

- ・燃焼器ライナ

なお、タービン第1段ノズルは、耐蝕性の高い材質のものと交換するか、クロマイズ処理を行なうことが望ましいが、本タービンが運開後、間もないことから改造しないこととした。

以上が、Residual Oil 燃焼に伴う改造のための諸対策のポイントであるが、実際にはこのほか、Residual Oil 前処理装置におけるOilと清水の加熱のための蒸気源（補助ボイラが必要）、圧縮機吐出側のアフタークーラの冷却用水のための水源、タービン水洗用水源や、Residual Oil 前処理装置よりの排出される排油のための沈殿戸過槽（本槽で沈殿、戸過を行なったのち、排水を附近の河川に捨てなければ、河川が汚染される）などが必要となり、われわれの調査結果からは、このResidual Oil 前処理装置は、独立建屋スペースとして約600㎡程度の敷地が必要と考える。

I DOの場合には、一応前処理装置を必要としないとしたため、これに必要な給水源の確保をはかることが肝要である。

e. 機器追加、改造後のガスタービンの性能

前述のような機器の追加改造後のタービンの性能については、予測が困難であるが、燃料の仕様が、推定通り（とくにV、Naの金属含有量、灰分含有量）であり、かつメーカーによりわれわれの試案が受け入れられ、良好な運転管理が行なわれたとすれば、およそ次のとおりとなる。

すなわち、出力、熱効率を決定するポイントとなるタービンの入口におけるガス温度は、改造を担当するメーカー側の意見によって決定される性質のものであるが、I DOの場合には、おそらく入口温度については、含有される灰分中の金属物が極めて少ないと

いうことから現状の温度とほぼ同程度で運転が可能と考えられる。

したがって、空気噴霧方式に切換えることによる動力の100kW程度の出力減と、灰付着量の増大による出力減の傾向が、現存のガスタービンの使用燃料との間に派生することとなる。

Residual Oil にあっては、タービン入口温度の低下をはからなければならないため、出力は現存のタービンに比し、15～20%程度の低下と、熱効率も5～10%程度の低下は免れないものと予想される。

d. 運転、保守上の問題点

使用燃料が変更されたとしても、ガスタービンにおける通常運転上の保守点検の基本的な要領は変わらず、負荷と排気温度、振動、燃料の流量、圧力などについて、重点的な点検をしなければならない。IDO、Residual Oil 燃焼の場合には、更に重油処理装置のキメ細かな運転管理と、タービン停止後の燃焼量や本体の点検とくに留意を払う必要がある。これらの点検結果から、適正な点検間隔や、部品の取替え時期などを決定しなければならない。

とくに起動回数、負荷変動、運転保守状況は機器の寿命にも大きく影響を及ぼすため、メーカーによって提示される標準的な点検間隔と部品の寿命に関する提案と、運転実績とを十分検討のうえ、運用することが必要である。

表3.2.5にGE社によって提案されたResidual Oil の場合の点検間隔の標準を示す。

表3.2.5 Residual Oil 燃焼タービンの標準点検間隔

運 転 1000 Hr 当りの 起 動 回 数	燃 焼 器	タービン	全 体 点 検
1	2,000	4,000	11,000

IDOの場合は、Residual Oil に比較すれば、さらに点検間隔の延長は十分期待し得る。

しかしながら、上表は一応の目安にすぎないことに注意すべきであり、実際には判断しがたい要素も含まれている。例えば、使用燃料以外の要素である吸入空気側の汚れによる空気圧縮機ブレードが汚染されて、著しい出力低下を及ぼすなどの現象に遭遇することも全く無視することは出来ないことである。

したがって、連続運転の継続可能な時間は、上記の諸条件を十分検討の上、最も適切な時期を決定することが必要であり、この場合の目安として、出力低下3～5%を目標

にすることも一つの方法である。

なお、タービンの主要部品の寿命については、上記と同様、GE社では表3.2.6のとおり、標準を示している。これらはいずれも年間の運転保守費の材料として確保しておくほか、緊急時に備え一通りの主要部品は、当初より用意しておくことも必要となる。

表3.2.6 Residual Oil 燃焼に於ける標準寿命表

運転 1000 Hr 当りの起動回数	燃 焼 器 ラ イ ナ	燃 焼 器 トランジション ゾ ー	第 1 段 ノ ズ ル	第 1 段 ブ レ ード	第 2 段 ノ ズ ル	第 2 段 ブ レ ード
1	10,000	10,000	22,000	44,000	24,000	55,000
100	2,500	2,500	17,000	34,000	16,000	42,500

e. 特記事項

以上、われわれは Semarang ガスタービンを Residual Oil 燃焼に改造した場合の概略について述べたが、これらはいずれも最近の米国 GE 社もしくは日本のガスタービンメーカーのプラクテスを参考にしたものであり、実際の改造に当っては、適合しない場合も予想される。このことはわれわれが Semarang ガスタービンの詳細設計についての情報は殆ど入手しておらず、また、本改造のような機器性能に基本的影響を与えるものについては、本タービン製作者の AEG 社の意見を充分とり入れることが先決であり、必要があれば、AEG 社から改造計画を提出させるべきであるとの基本的方針を持っているからである。

とくに、燃焼器の設計、タービン本体の主要部分の設計、重油前処理装置などの技術改新の日進月歩的な要素の含まれる機器にあっては、いくつかの改造上の問題が発生するおそれがある。

f. 経済性の評価

一般的な仕様をベースに Semarang のガスタービンを IDO または Residual Oil 燃焼が可能に改造と追加を行なった場合の発電コストと、現在のガスタービンの発電コストの経済性の評価を行なった結果を表3.2.7に示す。

経済比較を行なうに当たり、考慮した主要項目は次のとおりである。

(a) ガスタービン出力

現存のガスタービンの定格出力(12,250 kW)をベースとし、IDO の場合は、ほぼ同等の出力12,000 kW 発電が可能とし、Residual Oil の場合は、10,000 kW の発電が可能とした。これらの出力を、利用率をパラメータとして、年間発電々力量を試算し、発電機端のkWh 当りの発電コストを比較する。

(b) 建設費および資本費

現存のガスタービンの建設費を $650,000 \times 10^3$ ルピアと推定し、これにIDOの場合は、設備の改造、追加増分費として $40,000 \times 10^3$ ルピアを見込み、同じく、Residual Oilの場合の増分建設費を $130,000 \times 10^3$ ルピアと推定し、年間の資本費を算定した。この場合、金利償却、人件費、諸費の合計を建設費に対し、一樣に、年14%として固定費扱いとする。

(c) 修繕費

HSDを燃料とする既設ガスタービンの場合、建設費に対し、年間1%、IDO燃焼の場合、同じく1.5%、Residual Oil燃焼の場合を2.5%と推定し、これをベースとして、利用率による補正を行なう。(Appendix 3-13参照)

(d) 燃料費

表3.2.4に示される燃料仕様をベースとして、若干の推定を加えて算定する。

(i) HSDの場合

単価12.5ルピア/ℓ、発熱量(LHV)10,250Kcal/kg、タービン熱消費率3,660Kcal/kWhから、5.38ルピア/kWhとする。

(ii) IDOの場合

同じく単価6.5ルピア/ℓ、発熱量(LHV)10,250Kcal/kg、タービン熱消費率3,660Kcal/kWh、燃料処理費(アフタークーラ冷却水、タービン水洗用水、動力費など)をIDO1kg当り、0.03ルピアとして合計2.68ルピア/kWhとする。

(iii) Residual Oilの場合

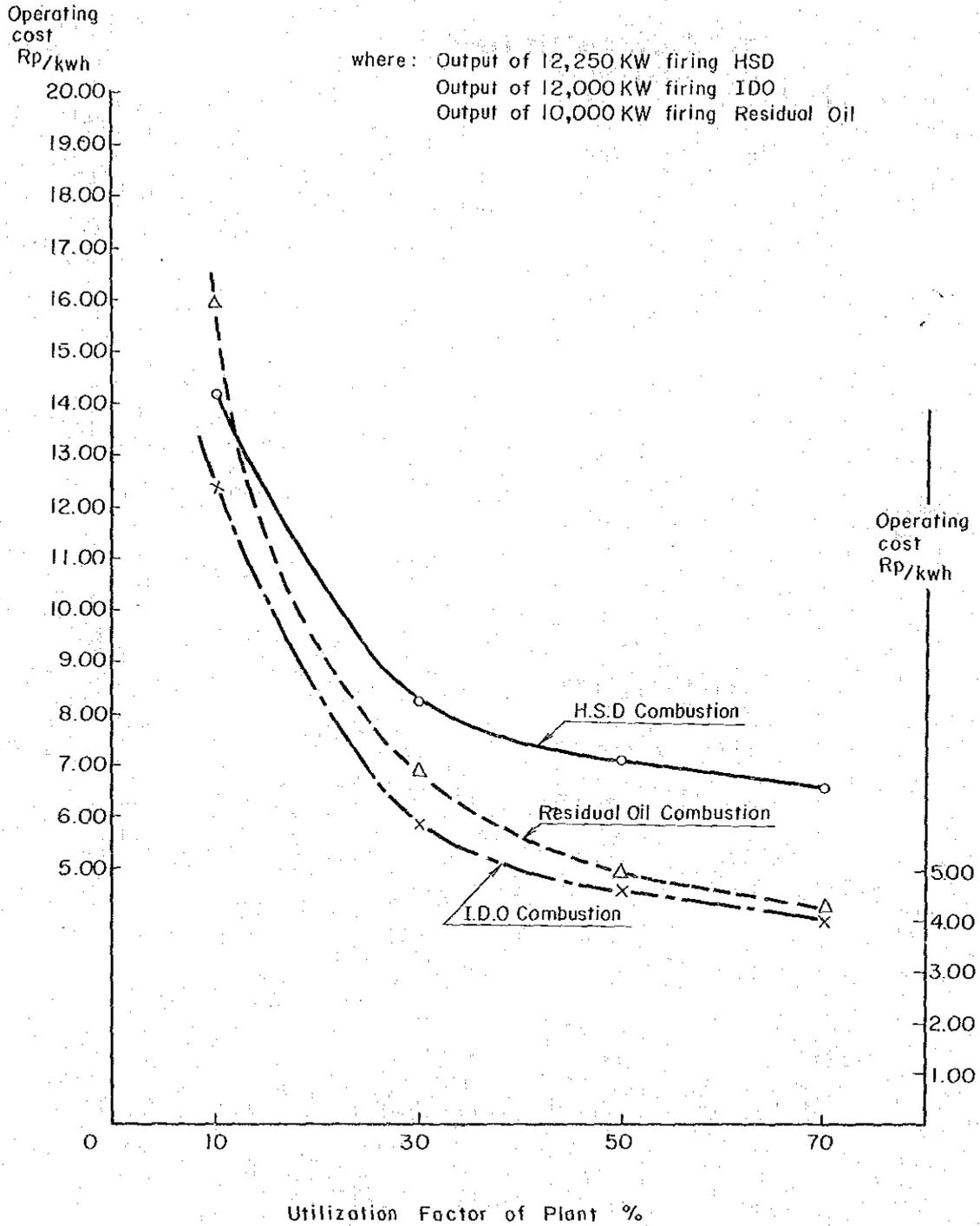
同じく単価5ルピア/ℓ、発熱量(LHV)10,050Kcal/kg、タービン熱消費率3,960Kcal/kWh、燃料処理費(IDOと同じコストにさらに前処理コストを加算)をResidual Oil 1kg当り0.20ルピアとして、合計2.21ルピア/kWhとする。

これらの考慮をほらった試算結果は表3.2.7および図3.2.2のとおりであるが、本表より明らかなように、IDOが利用率に関係なく、最も経済的であり、Residual Oilにあっては、高利用率の場合には、改造のメリットが明らかであるが、低利用率の場合には逆に既存のガスタービンより割高になる傾向が見られる。

表 3.2.7 スマランガスタービン経済比較表

比較項目	既設ガスタービン (HSD 燃焼)	I DO 燃焼ガスタービン (改造)	Residual Oil 燃焼ガスタービン (改造)
1. ガスタービン出力	12,250 kW (Base)	12,000 kW	10,000 kW
2. 建設費+増分建設費 10 ⁶ ルピア	650,000 (53,000 ルピア/kW)	650,000+400,000=690,000 (57,500 ルピア/kW)	650,000+130,000=780,000 (78,000 ルピア/kW)
3. 年間固定費 (金利, 償却 人件, 諸費他) 10 ⁶ ルピア	91,000	96,000	109,200
4. 燃料費+燃料処理費 ルピア/kWh	538	268	221
5. 年利用率による発電コスト ルピア/kWh	538	268	221
① 発電電力 10 ⁶ kWh			
70% 50% 30% 10%	75,120 53,660 32,190 10,730	75,580 52,560 31,540 10,510	61,320 43,800 26,280 8,760
② 固定費 ルピア/kWh			
70% 50% 30% 10%	1.21 1.69 2.83 8.46	1.31 1.83 3.07 9.20	1.78 2.49 4.15 12.40
③ 修繕費 ルピア/kWh			
70% 50% 30% 10%	0.07 0.09 0.13 0.33	0.12 0.15 0.21 0.54	0.27 0.33 0.48 1.22
④ 燃料費 ルピア/kWh			
70% 50% 30% 10%	5.38 " " "	2.68 " " "	2.21 " " "
⑤ 発電コスト ルピア/kWh			
70% 50% 30% 10%	6.65 7.16 8.54 14.17	4.11 4.66 5.96 12.42	4.26 5.03 6.84 15.83

Fig 3.2.2 Comparison Curve on Operating Cost for
Power Generation at Semarang Gas Turbine



g. 結 論

以上は、インドネシアにおける既存の火力発電所の中、発電コストの低減に関する重要テーマの一つであるガスタービン発電所における燃料の選択についての調査結果である。

結論的に云えることは、ガスタービンの機器寿命からは、天然ガスや軽質油のような、良質燃料を使用するのが望ましく、また高信頼度の保持が可能である。経済的な理由により、Residual Oil を使用する場合には、ある程度の機器寿命の犠牲と性能低下は覚悟しなければならない。

とくに供給信頼度を最重要視しなければならない。電力事業にとっては、慎重な考慮が必要である。

われわれは、かなり前向きではあるが、本勧告で、Residual Oil 燃焼のガスタービンにおける灰付着と腐蝕という重要問題の解明とその解決策について、最新の技術情報を挿入しつつ、調査検討を行ない、既存の Semarang のガスタービンを例にとって、具体的な改造計画について述べた。

これらの一連の検討結果は、経済性の評価において集約されているように I D O 使用の場合が結果的には現実的であり、経済的な提案となった。

しかしながら、われわれの改造試案は、基本計画の範囲に止まっており、なおも詳細な検討を進めるためには、I D O の性状の詳細分析（とくに灰分中の金属について）を行なうほか、I D O の発電用燃料としての供給体制の整備のための諸調査をはじめ、A E G 社との密接な情報交換が是非とも必要とするところである。

とくに再三述べたように、われわれは、油の性状分析に関し、かなり楽観的な観点をとったが、実際の分析値が、われわれの推定値と大巾な相違を示す場合には、I D O の場合といえども、前処理装置の設置や、タービン入口におけるガス温度の低下などを始めとして、各種の改造、追加が必要となり、その経済性がそなわれる可能性がないとはいえない。

われわれは、このような認識の上に立って、Semarang ガスタービンをモデルとして、今後 I D O の利用に関する検討を進めることを勧告する。

3.3 電力設備プロジェクト実施上の諸管理

3.3.1 序

- (1) 本報告は電力設備プロジェクトの実施における工程管理ならびに工事実施に伴う資材・会計管理についての勧告を行なうものである。
- (2) 電力設備プロジェクトは経済社会の発展、民生の繁栄に無くてはならない電力の安定供給をはかるためのものである。しかしながら電力設備プロジェクトの遂行には膨大な資金と労力の投入ならびに長期の建設期間を必要とするため、その計画決定にあたっては、プロジェクトの規模、建設時期などを充分考慮し最経済的な投資計画を樹立しなければならない。
- (3) したがってプロジェクトの設定された場合には、そのプロジェクトの意義と重要性を十分認識し、着工より工事完成までの全期間を通して、資金の効率的運用と長期にわたる工期の能率化をはかる必要がある。そのため全体的な工事管理体制を樹立することが肝要である。
- (4) 電力設備プロジェクトの機器の殆んどもしくはプラントを輸入しているインドネシア電力事業にとっては、輸入機器の納入管理が重要な問題である。
- (5) またとくに、火力電源プロジェクトの場合には、長期にわたる大型機器や大量の鋼材類の受入・保管などの管理について万全の体制をとらねばならない。
- (6) 一方電力設備プロジェクトにおける膨大な資材、資金の有効活用と適正配分を行なうためには、機器の購入より据付組立、請負工事、工費用資材の購入、貯蔵品の転活用などに至るまでの一貫した資材業務と会計業務の効率的な管理が必要である。さらに PLN は、健全かつ近代的な公益事業の慣習に従った明確にして統一的な会計制度を可急的速やかに制定することが必要である。
- (7) 以上の諸観点から、われわれは、インドネシアにおける電力設備プロジェクト実施上の諸管理について検討を行なった。

3.3.2 工 事 管 理

(1) 総合工程管理について

- a 電力設備プロジェクトは、次に示す火力電源プロジェクトの例からもわかるとおり、その実施のための工事管理は、たんに建設部門のみならず電力事業殆んど部門にまたがる全企業的管理業務である。

(例) 火力プラントの全体計画を決定するには、需給バランス、系統計画、資金計画、地域開発との協調、燃料搬入の難易、冷却水の量的・質的確保などを十分勘案し決定する。

- b したがって電力設備プロジェクトの実施にあたっては、本社と建設所、ならびに本

社内各部門の業務内容を明確にし、相互の協調が具体的かつ合理的にはかられ効率的実施が可能となる全社的な総合管理体制が、整備されなければならない。

c. かかる観点から、電力設備プロジェクト実施における組織上からみた工程管理についてわれわれは、次のことをインドネシア電力事業に対し推奨する。

(a) 本社と建設所との業務分担を次により明確にし、プロジェクト業務の責任体制を明確にするものとする。

(i) 本社業務 : プラントの全体計画, プラントの設計, 購入仕様書, 工事請負仕様書, 工事請負仕様書の作成, ならびにこれに伴う購入契約, 請負付託, 建設所に対する指導監督

(ii) 建設所業務 : 現地における工事施工と管理

(b) 本社の建設部門は、プロジェクト毎に、プロジェクトの決定より工事完成までの主要業務（プラントの設計、購入仕様書の作成、見積仕様書の検討、購入契約の締結、用地確保、ボーリング、仮設工事、現地据付、試運転などの業務）の管理ポイントを明記した「総合工程管理表」を作成し、本社内各部門間および本社と建設所間の協調をはかるものとする。

(注) 総合工程管理表の1例をAppendix 3-14に示す。

(c) 本社内に関係部門（建設所を含む）による総合工程管理会議を適宜開催し、状況に応じた弾力的対策を構ずるとともに、協調体制の一層の強化をはかるものとする。

(注) 本巻の1で勧告した副総裁制が設けられた場合には、総合工程管理会議は設備担当副総裁が主催する。

(2) コンサルタントの利用

a. 大型プロジェクトのコンサルタントの業務内容は、契約当事者間の協議によって決定される場合が多いので一律には云えないが、一般に、コンサルタントの職能としては次の設計役務と技術役務とに大別されるほか、設計、技術とを明確に区分することなく、プロジェクト全般にわたって設計・工事管理面から助言勧告のみを行なうコンサルタントがある。

(a) 設計役務は、プロジェクトの計画の段階で、当該プロジェクトに関する基本的な調査とそれにもとづく技術的考察によるプロジェクトの計画書、設計書、仕様書を準備するものである。

(b) 技術役務は、現場の工事段階で現地におけるプロジェクトの施工に関する技術監督、安全管理、建設工事上の指導監督などを実施するものである。

b. 如何なるコンサルタントと云えども、コンサルタントは、あくまでもプロジェクト実施者から特定の業務についての実施の依頼を受けたものであって、プロジェクトの

遂行責任者はプロジェクト実施者である依頼者側にある。

e 以上の観点から今後経済・社会の発展とともに益々大型プロジェクトを必要とするインドネシア電力事業に対し、われわれは、コンサルタント対策として次のことをアドバイスするものである。

(a) プロジェクトに関する業務をコンサルタントに依頼する場合は、先ずコンサルタントの職能を十分理解し、プロジェクトの内容、規模によってコンサルタントの職能を予め決め、その職能の範囲内で責任体制を明らかにしておき、かつ依頼業務の内容を可能な限り明確にして契約を結ぶことを基本とすることが肝要である。

(b) コンサルタントを決める場合、どのような役務を対象にするかは、プロジェクト遂行に重大な影響を及ぼすこととなる。また、当該プロジェクトの遂行のみにとらわれず、そのプロジェクト完成後の問題、さらには今後のプロジェクト計画のことも充分配慮することが大切なことである。

例えば、プロジェクト実施者がプロジェクト全体についての一貫した技術向上策を考慮するならば、設計役務と技術役務を一括発注する。

(c) コンサルタントと契約を結ぶ場合、如何なる場合といえどもプロジェクト遂行の責任者は、プロジェクトの実施者にあることを忘れてはならない。

(3) 輸入機器の受入保管体制

a 大型プロジェクトの機器は、輸入機器を含め、多岐にわたる性能をもちその数量も膨大なものである。

b とくに輸入機器は、工場出荷後現地に到着するまでの長い期間にわたる陸上輸送、海上輸送を経るため機器損傷が皆無とはいえない。

c また現地における保管にあたっては、保管の誤り（例えば、防錆処置不十分など）による機器の損傷、その他盗難、火災などの事故の防止について格別留意しなければならない。

d 以上の観点よりインドネシアの現状をみると、保管管理体制は必ずしも充分とはいえない。

したがって、われわれは、とくに次の点に留意し管理体制を強化するよう勧告する。

すなわち、輸入機器の納期管理の総括責任は、本社の資材部門が担当し、資材部門は船の運行状況、着船毎のインボイスと現品の照合に関する情報を把握しておき、輸入機器のトラブル発生に際しては、速かにその原因を調査し時期を失せず修復、取替など適切な処置がとられるようにしなければならない。

そのため、本社資材部門はコンサルタントとも充分協議し、輸入機器納入者、PLN本社、現地建設所などの相互関係における機器の損傷発生時の処理に関するルールなどを予め決定しておくことが必要である。また関税業務、機器納入者との通信連絡体制の

強化など窓口業務を含め資材管理業務を整備することが望ましい。

(4) 現地の工事管理

- a. 現地における工事は、次に示す火力電源プロジェクトの例にも見られるとおり、相当長期にわたる複雑な工事が並行したり前後して、非常に狭い場所で行われる場合が多く、また大型機器の陸揚げ、保管、運搬、吊上げなどの作業が幅奏する。
- b. したがって、事故の未然防止と人身安全の確保にとくに留意することはもとより、各工事の手順の調整、工程の合理化、作業環境の整備などに留意し、工事の安全と工期の確保をはかり、いやしくも出戻り工事などのため経済性を損うことのないよう配慮しなければならない。
- c. そのため、建設所においては、本社の総合工程管理表に準拠し、本社もしくはコンサルタントの指示のもとで更に詳細にわたる工程表を作成し、その中から主要管理目標を抽出して、適切な工程の管理ができる体制を整えることが肝要である。

(火力電源プロジェクトの現地主要工事例)

- (I) 用地確保、主要機器の発注とともに工事用道路、工事用電力・水、建設事務所などの仮設工事
- (II) 復水器冷却水路工事、主要機器の基礎工事などの土木、建築工事
- (III) ボイラおよび本館建屋工事
- (IV) ボイラ支持鉄骨の組立、ボイラドラム揚げ、ボイラの現地組立作業
- (V) タービン発電機基礎台工事、コンデンサーの据付
- (VI) 工場試運転完了のタービン本体、発電機の現地搬入、据付作業
- (VII) 所内の電気設備の据付
- (VIII) ボイラ火入れ、ボイラ内の洗浄、配管のフラッシング作業
- (IX) タービン、発電機の組立後の試運転
- (X) 各種の保安装置試験、プラントの総合試運転、竣工検査

(5) 検 査

- a. 電源設備プロジェクトは、工事の進捗に応じて所要の検査を行ないつつ工事を進めるのが一般である。
- b. 火力電源プロジェクトを例に、検査業務を照介すれば次のとおりである。

(a) 工場製作中検査 : 材料および熔接検査、タービン発電機の工場試運転などを行なうものである。

プラント輸入の場合はメーカーに一任することもある。

(b) 据付中検査 : 機器の組立や据付けの場合の欠陥や事故を未然に防止するために行なうものである。

ボイラーの場合は、ボイラ耐圧部の熔接完了時における水

圧試験、火炉漏洩試験などが重要なポイントである。

タービンの場合は、タービン基礎、タービン軸の芯出し、タービン本体のクリアランス検査などが主要ポイントである。

(c) 試運転検査：ボイラーの場合は、火入れ試験、燃焼試験、安全弁試験などが検査ポイントである。

タービンの場合は、保安装置試験、通汽後のガバナ試験などがそのポイントである。

(d) 受取性能検査：定格出力運転時においてメーカーの見積仕様書に記載された計画仕様にもとづき運転性能もしくはメーカーの保証性能を確認する検査である。

(e) 監督官庁による施設検査：試運転検査ならびに受取性能検査後、監督官庁による施設検査を受け、これに合格した後、営業運転に入る。

c. インドネシア電力事業に対し、とくにわれわれがアドバイスすることは次のことである。

(a) 上記検査項目中、(a)、(b)に関する検査は、一般に監督官庁ならびに機器メーカーによって実施されるが監督官庁ならびに機器メーカーにより実施される検査と云えどもその試験結果は、運開後の定検、補修時の検査基準ならびに日常運転時における指標となるもので、記録の整備、保管にとくに留意することが大切である。

(b) 受取性能検査は、当該プラントの性能を総括して確認できるものであるから少なくとも本検査は、当該プロジェクトの実施責任者自からの手によって行なうことが望ましい。そのためには、国際的規則（例えばIEC）に準拠した検査の規程、基準類の早期整備につとめ、受入検収体制の強化をはかることが望ましい。

3.3.3 資材・会計管理

(1) 分散されている資材業務の一元化と設備に関する技術部門の統合化をはかり、夫々の業務目的に対応した責任区分を明確化するとともにこれらの合理化、能率化をはかること。

a. 現 状

(a) 運営資材部は、設備保守のみに関する技術開発および資材の購入、配給ならびに輸入業務を行なっている。

(b) 建設部は、プロジェクトに関する設計書、仕様書の作成ならびに資材の調達、現地工事の契約を行なっている。

b. 問 題 点

(a) 資材の調達、請負付託などの資材業務が2部門に分散し、業務全体の管理機能が向

上しない。

(b) 技術業務と資材業務との責任区分が不明確となり業者との取引関係の不明化を招き易い。

(c) 技術、資材にそれぞれ共通した業務が2部門に分散され、業務の非合理化、非効率化を招き易い。

c. 勧告

(a) プロジェクトに関する設計書、仕様書の作成、設備の保守ならびに必要なデータ収集は、すべて建設部において行ない、資材購入、工事付託は資材部に依頼する。

(b) 資材部は、その依頼にもとづき業者選定、見積徴収、支払条件の検討の業務を行ない、技術面での検討は建設部に依頼する。

(c) 資材部は、これらを総合して契約の締結、発注および工事付託を行ない、建設部は工事の検査を行なう。

d. 勧告による効果

(a) 技術的業務と資材的業務との責任区分が明確化し相互牽制にもなり、業者との取引上の不明朗化を防止することができる。

(b) 設備に関する技術業務と資材業務とを夫々別個に集中管理できるので、これらの業務の質的向上、効率化が図られ、人員の合理化も可能となる。

(2) 資材の数量、金額に関する管理を統一化し、業務遂行の効率化と管理機能の統合化を図ること。

a. 現状

(a) 資材の受渡し、保管などの数量管理は運営資材部で行ない、資材の金額の記帳管理は営業部で行なっている。

(b) PLNは、政府資金によるプロジェクトに対しPLN保有の資材を貸与または売却する場合がある。

b. 問題点

(a) 書類の運行の繁雑および処理の遅延を招き易い。

(b) 数量表示のみで金額の記されていない書類によっては、資材の十分な責任管理を期待することができない。

(c) 資材の数量、金額を分離することは、内部牽制的には効果がない。

(d) 現状の(b)項の場合、資材運営部で直ちに価格決定ができないため、貸与、売却の処理が遅延し、代金回収ができないまま放置される場合がおり易い。

c. 勧告

資材の数量のみならず金額の記帳管理もすべて資材部において行なうこととする。

- d. 勧告による効果
- (a) 資材の異動と同時に資材の数量、単価および金額が一体となって一個所で処理できる。
 - (b) 業務の能率化がはかられる。
- (3) 貯蔵品払出し単価の算定方法の合理化を図り業務能率を促進すること。
- a. 現 状
- 受入単価の異なる貯蔵品を払い出す場合、払出しの都度そのときの貯蔵品の平均単価を算定し、払出し単価を決めている。
- b. 問 題 点
- 受払いの頻度、種類の多い貯蔵品については、処理が非常に繁雑でわずらわしい。
- c. 勧 告
- (a) 受払いの頻度が高く、かつ種類、品質、規格を同一とする貯蔵品については、一定の基準にもとづいて毎事業年度あらかじめ予定払出し単価を定めておく。(この場合、受入、払出し価額をできる限り適正に見積ること。)
 - (b) これにもとづいて年度中の貯蔵品の払出し会計処理を行なう。
 - (c) 年度末に総平均法によって確定払出し単価を算定し、これによる価額と予定払出し単価による価額との差額を一括して払出価額および貯蔵品価額にそれぞれ配付する。
- d. 勧告による効果
- 払出し単価の計算業務が簡素化され、処理の迅速化がはかられる。
- (4) 会計業務の一元化を図り、PLN事業経営の実態を総括管理しうる機能ならしめること。
- a. 現 状
- (a) PLN全体の貸借対照表などの財務諸表は営業部において作成されているが、営業部は各支店分と建設部分を本社分と一緒にまとめているに過ぎない。
 - (b) プロジェクトに関する会計業務は、実質的には建設部が行なっている。
 - (c) すなわちPLNの会計業務は、プロジェクトに関するものとその他に関するものとに分割されて運用管理されている。
- b. 問 題 点
- (a) 総資産に占める比率が非常に高い固定資産全体に対する管理が十分に行なわれていない。
 - (b) そのため減価償却、資産再評価、収支計画、資金計画、料金改訂などの重要経営業務の管理機能の弱体化を招き易い。

(c) 勸 告

プロジェクトを含めたPLN全体としての会計業務の一切を事業経営を総括管理するスタッフ部門において、一元的に運用管理する。これにより、事業全体経営の一貫した体制を確立することができる。

(5) 資産勘定の的確処理により、経營業務の適正化を推進すること。

a. 現 状

- (a) 営業運転を開始したプロジェクトの固定資産勘定への振替処理が速やかになされていない。
- (b) 付帯工事に長期間を要する場合、使用開始したプロジェクト本体部分の固定資産勘定への振替処理が速やかに為されていない。
- (c) 外貨により建設されるプロジェクトについては、輸入税、輸送費のような国内経費のみが計上され、設備本体についての会計処理がなされていない。

b. 問 題 点

- (a) 設備の真実の実態にもとづく減価償却費、修繕費、人件費などの費用の適正な計上がなされていない。
- (b) 経理の実態を大巾に誤ることとなる。
- (c) さらに将来、資産の再評価、または減価償却を行なうことが困難となる。

c. 勸 告

- (a) 固定資産に振替えられるべき勘定が振替えられず累積して行くことがどのような影響を及ぼすかを関係者に認識せしめるとともに上司の的確把握による指導強化が為される必要がある。
- (b) 関係部門間のコミュニケーションおよび折衝を強化すること。
- (c) プロジェクトの使用を開始したのち付帯工事に長期間を要する場合は、主要な部分について概算額で仮に精算し、全工事が完成したときに補正する方法をとること。
- (d) プロジェクトがPLNから他の機関に移管された場合は、勘定の振替も同時に行なうこと。
- (e) 外貨により建設されるプロジェクトについては（現状(c)参照）設備の取得の都度送り状の金額にもとづき会計処理を行なうこと。外貨と内貨の換算レートについては、政府はPLNに協力する必要がある。

(6) 資本的支出と収益的支出との区分を明確にし、正しい資産と損益による経営管理を可能ならしめること。

a. 現 状

- (a) PLNには、現在資本的支出（建設費）と収益的支出（例えば修繕費）との一般的区分基準がない。

(b) 現在、各地域ごとに古い基準によって夫々区分している。

この区分にもとづく財務管理が十分に行なわれない。

b 問題点

(a) このことはP L N全体としての不統一を招き、そのため正しい資産と損益の反映がなされないこととなる。

(b) 適切な予算管理ひいては経営管理が困難である。

c 勧告

(a) 電力事業の特質を充分考慮に入れた適切な基本的区分を税務当局との調整によって定める必要がある。

(b) これにもとづきP L N本社は、具体的統一基準を設定する必要がある。

3.4 Djatiluhurプロジェクトのコスト・アロケーション

ならびに、発電原価

3.4.1 序

アロケーションとは、河川の総合開発における共同施設の建設に係る共同費用を、各計画目的毎に、公平かつ妥当に配分する方法をいう。(Appendix 3-15 参照) 一般に共同施設としては多目的ダム、共同水路があげられるが、その主なものは、河川総合開発における多目的ダムである。

日本では、1952年の法律制定により、アロケーション方式について統一した基準が確立され、運用されてきたが、その後、矛盾点を修正することにより、1967年に方式を改訂し、現在に至っている。

そこで、基本的には現在日本で最も合理的とされ、統一的に採用されている「日本のアロケーション方式」の考え方を、Djatiluhur プロジェクトに適用する。

3.4.2 コスト・アロケーション

(1) 建設費精算額の推定

P.N. Djatiluhur から入手した建設費の内容はおよそ表 3.4.1 のとおりである。

Table 3.4.1 The Content of Construction Costs

Unit: US. \$

Foreign Currency			Local Currency
	Amount	Adjusted ※ Amount	Amount
I C. F. E Civil engineering contractor	8 1,3 4 4,3 2 1	1 0 3,6 3 9,0 0 0	} 8 0,0 0 0,0 0 0 ※※
II C. O. B Whole consulting engineer	2 4,4 1 4,4 6 5	2 8,8 6 5,0 0 0	
III Soletanche Boring and grouting contractor	1 1,3 9 5,6 1 5	1 3,9 8 3,0 0 0	
IV Sogreah Laboratory test	3 8,0 0 0	4 9,0 0 0	
V Cogelox/G. I. E Electro mechan ical contractor	1 9,0 9 6,2 8 3	2 1,4 0 0,0 0 0	
Total	1 3 6,2 8 8,6 8 4	1 6 7,9 3 6,0 0 0	

(注) ※ 金利5%で支出年度を考慮し 1967年時点で精算

※※内訳は不明

建設工事費項目を想定し、表3.4.1の外貨精算額および内貨分をもとに建設費精算額を推定すればおよそ表3.4.2のようになる。

ただし内貨US\$ 80×10^6 については、外貨の支出にはほぼ比例させ、各年度に支出されたと推定されるルピアをもとに精算した。

Table 3.4.2 Estimation of the Breakdown of construction Costs

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total	Construction Cost ※	Facilities
A. Preparatory works	7	8.4	15.4		
B. Dam works	5.5	8	6.3	13.1.6	Common
C. Intake Tower works	1.0	4.5	1.4.5	3.0.3	Common
D. Tailrace and control building	4.3	2.1	6.4	1.3.4	Common
E. Power house Switch yard Penstock Power generating equipments	1.5		1.5	2.6.7	Common
F. Construction machineries	16.1		16.1		Exclusive for power Generation
G. Construction plants	1.0		1.0		
H. Consulting engineering	28.9		28.9		
I. Compensation		7	7		
J. general expenses	8.7	1	9.7		
K. Contingency	1.3	3	1.6		
Total	168	34	202	202	

(注) ※ B, C, D, E以外の項目について吟味し、最終的にはB, C, D, Eの4項目に包含し、共同施設建設費、専用施設建設費を算出した。

この結果は

- ・ 共同施設建設費 : US\$ 17.53×10^6
- ・ 発電専用施設建設費 : US\$ 2.67×10^6

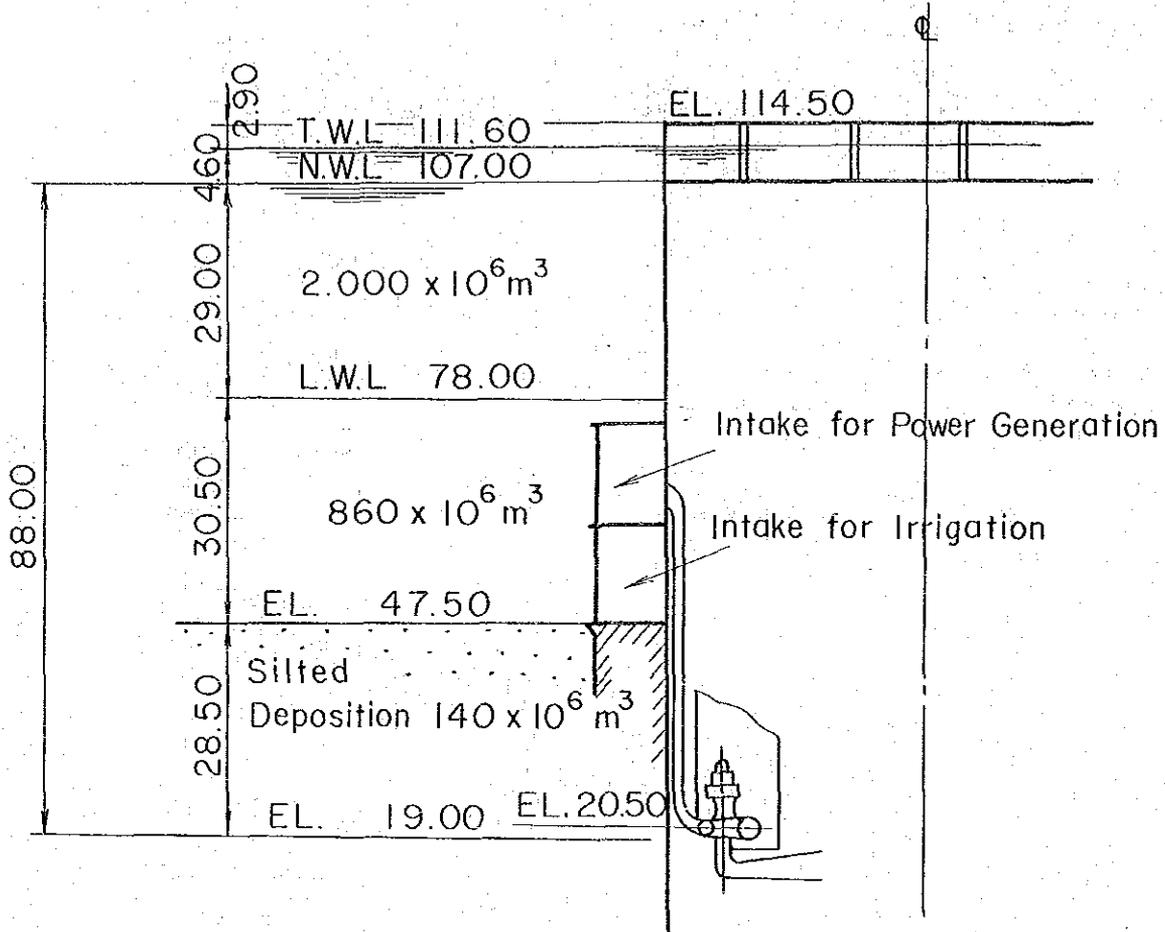
となる。

このほか

送変電工事費 : US\$ 8×10^6

かんがい用水施設工事費： US\$ 30×10^6
と推定される。

Fig. 3.4.1 Capacity of Reservoir



(2) 貯水容量配分… (図 3.4.1 および図 3.4.2 参照)

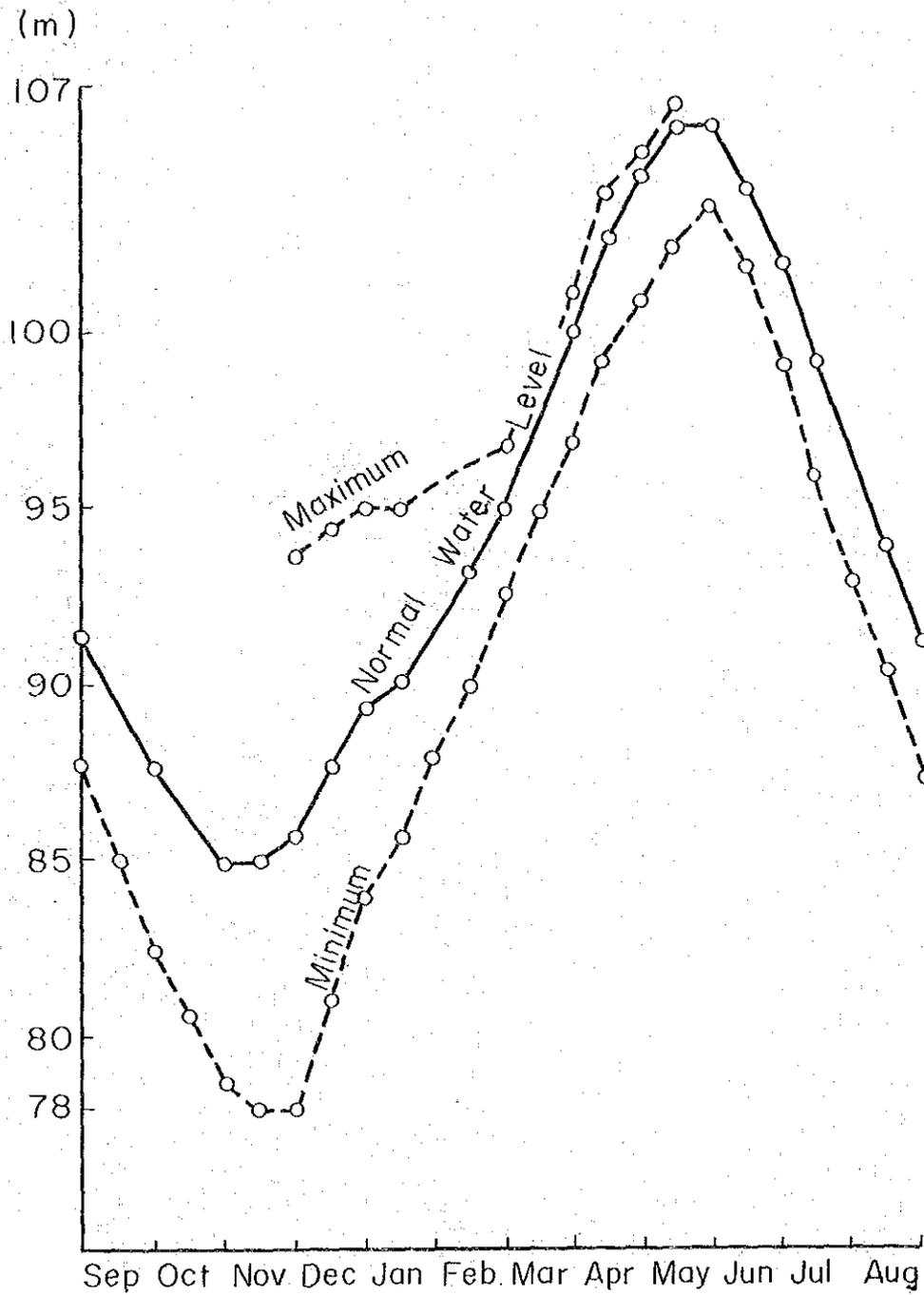
a. 考 え 方

- (a) 雨季 (基本計画の貯水池運用曲線に合せ, 11月から翌年5月とする) に満水まで貯め込み, 乾季 (同じく6月から10月とする) に全部使い果すものとする。
- (b) 乾季における各目的 (かんがい, 発電, 上水, 下水処理用水) の所要量を基本計画その他から求め, これによって有効貯水容量 $20 \text{ 億 } m^3$ の所要量比で按分する。
- (c) 身代り建設費, 分離費用の算定に対する容量のとりかたを次のように考える。

(i) 身代り建設費

- 治水については, N, W, L (常時満水面) 以上の自然越流式調節分 (4.60 m 相当の容量で計画では $392 \times 10^6 \text{ m}^3$) と推砂量。

Fig. 3.4.2 Normal Water Level of Reservoir



- ・ かんがいおよび上水，下水処理用水については，いずれも乾季における配分容量，推砂量および洪水吐として $3,000 \text{ m}^3/\text{S}$ の越流水深を考慮する。

(iii) 分離費用

- ・ 治水については，自然越流調節方式であり，有効容量 20 億 m^3 のなかに，専用の容量が見込まれていないので，分離費用はないものとする。
- ・ 治水以外については，乾季の配分容量で算定する。
ただし発電については死水を考慮する。

b. 容量配分

(a) かんがい

基本計画によると，所要量は

乾季(6月~10月)	$2,064 \times 10^6$	$3,848 \times 10^6 \text{ m}^3$
雨季(11月~翌年5月)	$1,784 \times 10^6$	

(b) 発電

基本計画によると，水位低下による発電の不足分を補うため時期によりとくに発電のための増加放流量が見込まれている。

乾季のみ考慮すると，

$$9 \text{ 月, } 10 \text{ 月で } 257 \times 10^6 \text{ m}^3$$

また，貯水池の dead Water (死水) は $860 \times 10^6 \text{ m}^3$

(c) 上水および下水処理用水

Djakarta とその港湾施設に対し， $3 \text{ m}^3/\text{S}$ を Djatiluhur から上水として供給する。

$$\text{乾季には } 3 \text{ m}^3/\text{S} \times 3,600 \times 24 \times 153 \text{ 日} = 40 \times 10^6 \text{ m}^3$$

乾季に Djakarta に対し $10 \text{ m}^3/\text{S}$ の下水処理用水を供給する。

$$10 \text{ m}^3/\text{S} \times 3,600 \times 24 \times 153 \text{ 日} = 132 \times 10^6 \text{ m}^3$$

以上より乾季における容量配分を次のように考える。

	所要量	配分容量
かんがい	$2,064 \times 10^6$	$1,655 \times 10^6$
発電	257×10^6	207×10^6
上水, 下水	172×10^6	138×10^6
	$2,493 \times 10^6$	$2,000 \times 10^6$

(3) 身代り建設費

a. 治水

$$V = 392 \times 10^6 + 140 \times 10^6 \text{ (推砂量)} = 532 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$\text{WL: } 65 \text{ m, 堤頂高: } 65 + 2.90 = 67.90 \text{ m} \\ \text{(余裕)}$$

堤体積： $1.05 \times 10^6 \text{ m}^3$ ……（図3.4.3より）

ダム工事費： $1.143 \times 1.05 \times 10^6 = \text{US\$ } 1.2 \times 10^6$

取水塔のEL： 47.50 m

“ の容積： $201 \times 10^3 \text{ m}^3$ ……（図3.4.4より）

取水塔工事費： $8.41 \times 201 \times 10^3 = \text{US\$ } 1.69 \times 10^6$

放水路およびコントロールビルディング工事費： $\text{US\$ } 1.34 \times 10^6$

計 $\text{US\$ } 4.23 \times 10^6$

b. かんがい

$V = 1.655 \times 10^6 + 1.40 \times 10^6 = 1.795 \times 10^6 \text{ m}^3$

WL： 91.5 m 堤頂高： $91.5 + 7.50 = 99 \text{ m}$

堤体積： $6.45 \times 10^6 \text{ m}^3$ ……（図3.4.3より）

ダム工事費： $1.143 \times 6.45 \times 10^6 = \text{US\$ } 7.36 \times 10^6$

取水塔のEL： 91.5 m

“ の容積： $290 \times 10^3 \text{ m}^3$ ……（図3.4.4より）

取水塔工事費： $8.41 \times 290 \times 10^3 = \text{US\$ } 2.44 \times 10^6$

放水路およびコントロールビルディング工事費： $\text{US\$ } 1.34 \times 10^6$

小計 $\text{US\$ } 11.14 \times 10^6$

専用施設費： $\text{US\$ } 30 \times 10^6$

計 $\text{US\$ } 14.14 \times 10^6$

c. 上水および下水処理用水

$V = 1.38 \times 10^6 + 1.40 \times 10^6 = 2.78 \times 10^6 \text{ m}^3$

WL： 55.5 m 堤頂高： $55.5 + 7.5 = 63 \text{ m}$

堤体積： $0.8 \times 10^6 \text{ m}^3$ ……（図3.4.3より）

ダム工事費： $1.143 \times 0.8 \times 10^6 = \text{US\$ } 9.1 \times 10^6$

取水塔のEL： 55.5 m

“ の容積： $210 \times 10^3 \text{ m}^3$ ……（図3.4.4より）

取水塔工事費： $8.41 \times 210 \times 10^3 = \text{US\$ } 1.76 \times 10^6$

放水路およびコントロールビルディング工事費： $\text{US\$ } 1.34 \times 10^6$

計 $\text{US\$ } 4.01 \times 10^6$

d. 発電

(a) 考え方

(i) 身代り建設費は、標準的な火力の年経費をもとに算定することとし、火力のユニットサイズは50MWとする。

(ii) 貯水池は、80多湿水年の出水をもとに、主としてかんがいのための必要量から

Fig 3.4.3 Elevation and Volume of Dam

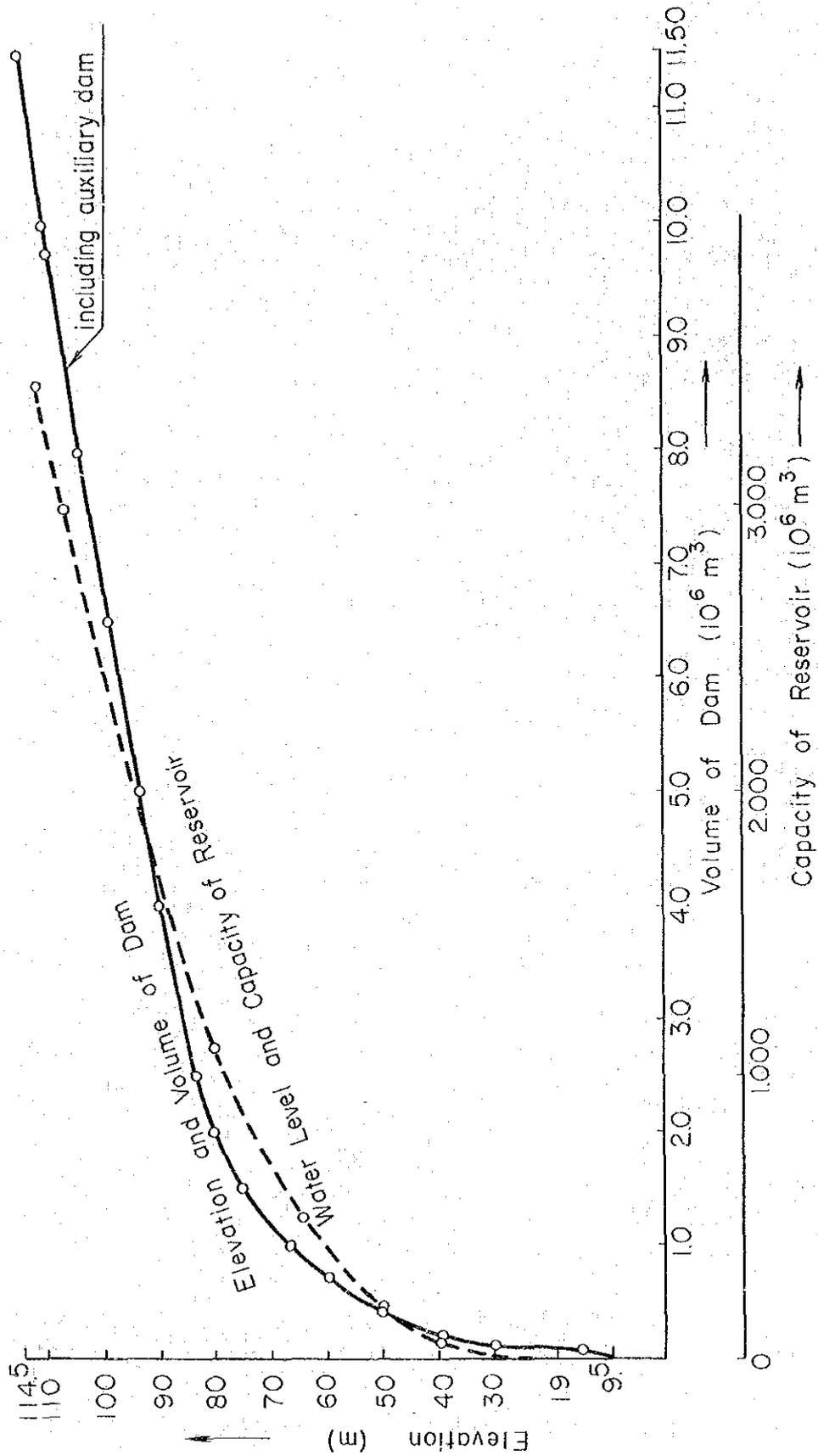
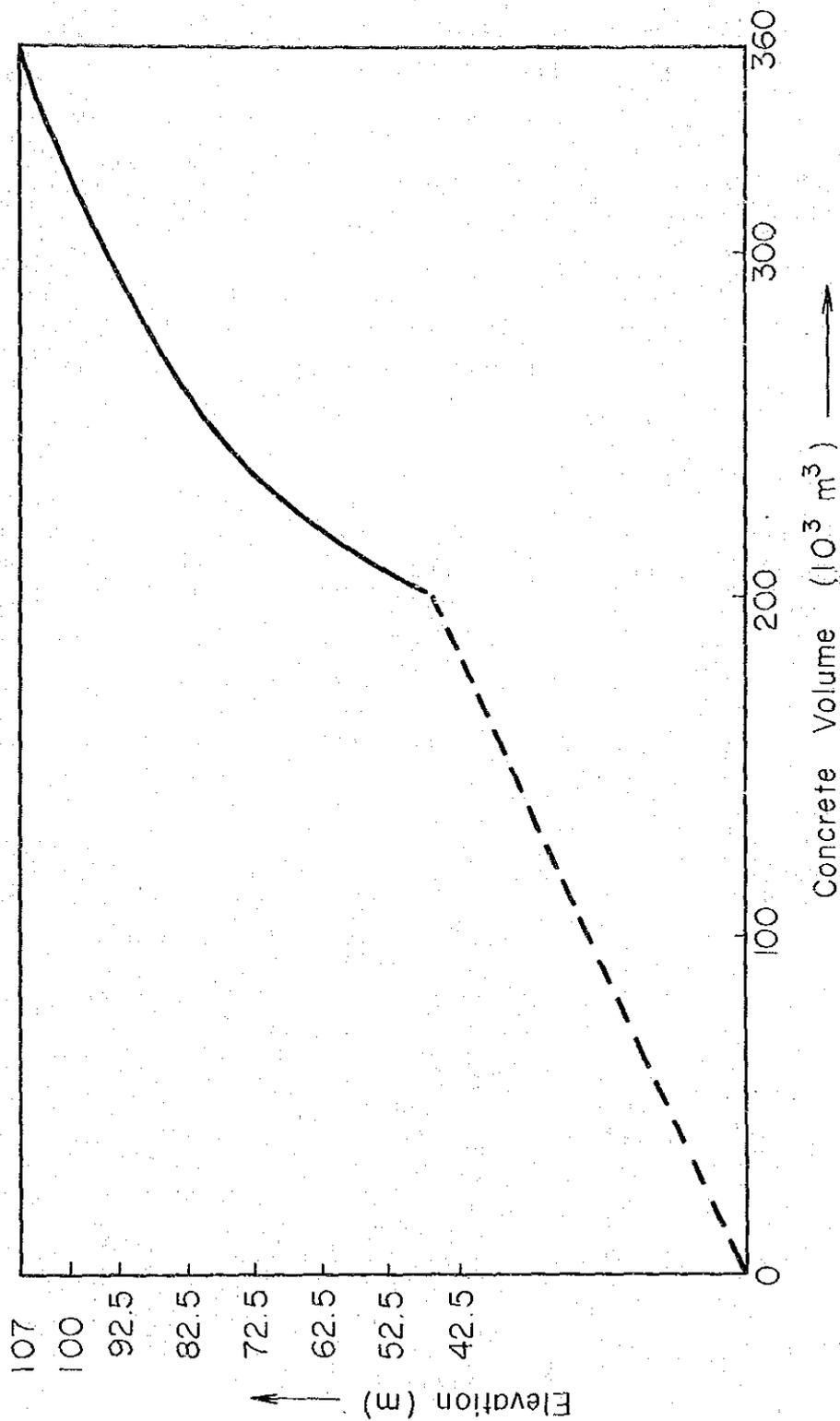


Fig. 3.4.4 Concrete Volume of Intake Tower



きめられたNormal Water Levelで運用される計画となっているので、発電の運用もこの計画水位を基礎とする。

(iii) 発電機は、耐用年数間において現在の3台から5台運転に漸増すると予想されるので、耐用年数間平均として4台運転と考える。

(iv) 1台予備 4台運転として計算したDjatiluhur 発電所の各月ピーク出力(10時間ピーク)の年間平均値をもって発電所の有効電力とする。(92 MW)……(Appendix 3-1.6 参照)

(v) 発電所の有効電力量は、耐用年数間平均として、計画値 658×10^6 kWh / 年平均を採用する。

(b) 計算価格の算定

(i) 標準的火力の諸元

表3.4.3 標準的火力の諸元

項目	単位	諸元	備考
単位容量	MW×台	50×2	
燃焼方式		重油専焼	
建設単価	US\$/kW	250	Priok #3, #4 US\$230
所内率	%	6	
耐用年数	年	15	
金利	%	5	
kW補正率		1.1	
送電線	US\$/kW	9	77KV, 100MW 標準巨長 40km \$22,200/km×40=\$888,000
送電ロス	%	5	

(ii) 標準的火力の経費

表3.4.4 標準的火力の年経費

項目	単位	諸元	備考
金利、償却	US\$/kW	2,275	残存10% $0.096 \times 0.9 + 0.05 \times 0.1 = 0.091 (\times 250)$
人件費	"	36	12.0人 年\$300/人
修繕費	"	250	建設費の1%
その他経費	"	125	建設費の0.5%
計		2,686	

(Ⅲ) 計算価格

表 3.4.5 計算価格

項目	単位	固定費	可変位	備考
火力固定費	US ¢ / kW	2,686		
火力可変費	US ¢ / kWh		0.5	Perak 053 priok #1, #2 0.56
kW 補正	US ¢ / kW	2,955		2,686 × 1.1 = 2,955
送電経費	"	90		9 × 0.1 = 0.9
計		3,045	0.5	
77KV変電所入口 総費用	US ¢ / kW	3,420		3,045 ÷ (1 - 0.06 - 0.05)
同上計算	US ¢ / kW	3,400		
価格	US ¢ / kWh		0.56	0.5 ÷ (1 - 0.06 - 0.05)

(c) 身代り建設費の算定

需要地における Djatiluhur の kW 価値および kWh 価値 (年間経費の限度額) は、次のとおりである。

$$\begin{aligned} \text{kW 価値} &: \text{US \$ } 3.4 / \text{kW} \times 92 \times 10^3 (1 - 0.02 - 0.05) \\ &= \text{US \$ } 3,050,000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{kWh} &: \text{US ¢ } 0.56 / \text{kWh} \times 658 \times 10^6 (1 - 0.014 - 0.05) \\ &= \text{US ¢ } 361 \times 10^6 = \text{US \$ } 3,610,000 \end{aligned}$$

$$\text{計 US \$ } 6,660,000 / \text{year}$$

このうち 送変電経費は

$$\text{US \$ } 8,000,000 \times 0.1 = \text{US \$ } 800,000$$

$$\left(\begin{array}{l} \text{送電線の建設費: US \$ } 3.5 \times 10^6 \\ \text{変電所の建設費: US \$ } 4.5 \times 10^6 \end{array} \right)$$

したがって Djatiluhur の年間経費限度額は、

$$\text{US \$ } 6,660,000 - \text{US \$ } 800,000 = \text{US \$ } 5,860,000$$

これを建設費に換算すれば、Djatiluhur における投資限度額が算定される。

$$i = 0.05 \quad n = 40 \quad \beta = 0.1 \text{ (残存価格率) として}$$

$$\text{投資限度額} = \frac{5,860,000 - 482,540}{0.057} = \frac{5,377,460}{0.057}$$

$$= \text{US \$ } 94,400,000$$

(4) 妥当投資額

a. かんがい

(a) 考え方

(i) 乾季のかんがい面積は、1962年以前に25,000 ha, 1967年に90,000 ha, 1977年に240,000 ha, になるものと想定する。……(Appendix 3-17 参照)

(ii) 単位収量は、1965年まで2.5 ton of paddy, 1966年以降2.8 ton of paddy と考える。実際は新品種により1969年以降は、4 ton of paddy になると思われるが、ここではダム建設による効果を求めるのが目的であるから、2.8 ton of paddy と考える。……(Appendix 3-17 参照)

(iii) 同様な理由から雨季については、ダム建設前後で収量は変わらないものとする。

(b) 耐用年数間平均収量の算定……(Appendix 3-18, 3-19 参照)

1967年を基準年次とし、1963年以降耐用年数間の収量の現価合計は10,856,000 ton of paddy であり、これを耐用年数間に均等化すれば

$$\begin{aligned} 10,856,000 \times 0.058 &= 630,000 \text{ ton of paddy / year} \\ &= 315,000 \text{ ton of rice / year} \end{aligned}$$

ダム建設前の収量を差引くと増分生産量は

$$315,000 - 31,000 = 284,000 \text{ ton of rice / year}$$

(c) 妥当投資額の算定

米穀の標準単価をUS \$100 / ton of rice とし、純益率

$\left(\frac{\text{生産物価格} - \text{生産費用}}{\text{生産物価格}} \right)$ を60%とすれば、純収益は

$$US \$ 100 \times 284,000 \times 0.6 = US \$ 17,000,000 / \text{year}$$

ここに米穀の標準単価は、市場価格を考慮し、政府が決定した1967年および1968年価格および最近の傾向を勘案し

US \$100 / ton of rice としたものである。

また、純益率は、従来の実態を考慮して60%とする。

$$\text{妥当投資額} = \frac{\text{年効用} - \text{年経費}}{\text{資本還元率}}$$

$$\text{資本還元率} : 0.058 \left(\begin{array}{l} i = 5\% \\ n = 40 \end{array} \right)$$

$$\text{妥当投資額} = \frac{17,000,000 - 806,000}{0.058} = US \$ 280,000,000$$

かんがいの専用施設費 (Jurug dam, ポンプ・ゲート設備, 主用水路, 二次分水路など)

は、240,000 ha完成までを見込み、US \$ 30 × 10⁶ とする。

b. 上水および下水処理用水

身代り建設費をもって、上水の妥当投資額とする。

(5) 分離費用

a. 治水

なし、(貯水容量配分の考え方を参照のこと)。

b. かんがい

他目的の貯水池：

$$3,000 \times 10^6 - 1,655 \times 10^6 = 1,345 \times 10^6 \text{ m}^3$$

WL : 85 m 堤頂高 : 92.5 m 堤体積 : 4.7 × 10⁶ m³ …… (図 3.4.3 より)

$$\text{ダム工事費} : 11.43 \times 4.7 \times 10^6 = \text{US } \$ 53.7 \times 10^6$$

取水塔の EL : 85 m

〃 の容積 : 268 × 10³ m³ …… (図 3.4.4 より)

$$\text{取水塔工事費} : 84.1 \times 268 \times 10^3 = \text{US } \$ 22.5 \times 10^6$$

放水路およびコントロールビルディング工事費 : US \$ 13.4 × 10⁶

$$\text{小 計 US } \$ 89.6 \times 10^6$$

分離費用：

$$175.3 \times 10^6 \text{ (共同施設建設費)} - 89.6 \times 10^6 = \text{US } \$ 85.7 \times 10^6$$

c. 上水および下水処理用水

他目的の貯水池：

$$3,000 \times 10^6 - 138 \times 10^6 = 2,862 \times 10^6 \text{ m}^3$$

WL : 105 m 堤頂高 : 112.5 m 堤体積 : 10.6 × 10⁶ m³ …… (図 3.4.3 より)

$$\text{ダム工事費} : 11.43 \times 10.6 \times 10^6 = \text{US } \$ 121 \times 10^6$$

取水塔の EL : 105 m

〃 の容積 : 350 × 10³ m³ …… (図 3.4.4 より)

$$\text{取水塔工事費} : 84.1 \times 350 \times 10^3 = \text{US } \$ 29.4 \times 10^6$$

放水路およびコントロールビルディング工事費 : US \$ 13.4 × 10⁶

$$\text{小 計 US } \$ 163.8 \times 10^6$$

分離費用：

$$175.3 \times 10^6 - 163.8 \times 10^6 = \text{US } \$ 11.5 \times 10^6$$

d. 発電

他目的の貯水池：

$$3,000 \times 10^6 - (\text{dead water } 860 \times 10^6 + \text{発電分 } 207 \times 10^6)$$

$$= 1.933 \times 10^6 \text{ m}^3$$

WL: 93 m 堤頂高: 100.5 m 堤体積: $6.85 \times 10^6 \text{ m}^3$ …… (図 3.4.3 より)

$$\text{ダム工事費: } 11.43 \times 6.85 \times 10^6 = \text{US\$ } 78.4 \times 10^6$$

取水塔の EL: 93 m

” の容積: $296 \times 10^3 \text{ m}^3$ …… (図 3.4.4 より)

$$\text{取水塔工事費: } 84.1 \times 296 \times 10^3 = \text{US\$ } 24.9 \times 10^6$$

$$\text{放水路およびコントロールビルディング工事費: US\$ } 13.4 \times 10^6$$

$$\text{小 計 US\$ } 116.7 \times 10^6$$

分離費用:

$$175.3 \times 10^6 - 116.7 \times 10^6 = \text{US\$ } 58.6 \times 10^6$$

(6) アロケーション

表 3.4.6 アロケーションの結果

単位: UH\$ 10⁶

	治 水	かんがい	上 水	発 電		
a. 身代り建設費	42.3	141.4	40.1	94.4		
b. 妥当投資額	—	280	40.1	—		
c. a, b 何れか小	42.3	141.4	40.1	94.4		
d. 専用施設費	—	30.0	—	26.7		
e. c — d	42.3	111.4	40.1	67.7		
f. 分離費用	—	85.7	11.5	58.6	155.8	
g. 残余便益 (e-f)	42.3	25.7	28.6	9.1	105.7	
h. 同上率 (%)	40.2	24.2	27.0	3.6	100	
i. 残余共同費配分	7.8	4.7	5.3	1.7	19.5	175.3 - 155.8 共同施設 建設費
j. 負担額 (f+i)	7.8	90.4	16.8	60.3	175.3	
k. 負担率 (%)	4.5	51.5	9.6	34.4	100	

3.4.3 Djatiluhur 発電所の発電原価

(1) 建設費

$$\text{アロケーションによる負担額: US\$ } 60.3 \times 10^6$$

$$\text{発電の専用施設費: US\$ } 26.7 \times 10^6$$

$$\text{計: US\$ } 87 \times 10^6$$

(2) 原価計算 (1968年 US\$ 1 = 326ルピアとする)

a. 金利, 償却

$$n = 40 \quad i = 0.05 \quad \beta = 0.1$$

$$\text{US \$ } 87 \times 10^6 \times 0.057 = \text{US \$ } 4.96 \times 10^6 = \text{US \$ } 4,960,000$$

b. 人 件 費

1968年実績単価 83,000ルピア/年を基準として、人員数により算出する。……
(Appendix 3 - 20 参照)

$$83,000 \text{ルピア} \times 150 \text{人} = 12,450,000 \text{ルピア} = \text{US \$ } 3,8200$$

c. 修 繕 費

対建設費比率を0.5%として算定する。

$$\text{US \$ } 26.7 \times 10^6 \times 0.005 = \text{US \$ } 133,500$$

d. 燃料および潤滑油

1968年実績を基準とする。…… (Appendix 3 - 20 参照)

$$23 \times 10^6 \text{ルピア} = \text{US \$ } 70,500$$

e. 消耗品および諸費

1968年実績を基準として1人当り単価19,000ルピア/年から算出する。……
(Appendix 3 - 20 参照)

$$19,000 \text{ルピア} \times 150 \text{人} = 2,850,000 \text{ルピア} = \text{US \$ } 8,700$$

f. そ の 他

1968年の実績を基準として人員比例で算出する。…… (Appendix 3 - 20 参照)

$$14 \times 10^6 \times \frac{150 \text{ルピア}}{1,768} = 1,185,000 \text{ルピア} = \text{US \$ } 3,640$$

g. 維持管理費分担額

共同施設管理費の分担額はアロケーションの比率から算出する。

$$\text{共同施設分} : 300 \times 10^6 \text{ルピア} (\text{US \$ } 920,000) \dots\dots (\text{ Appendix 3 - 20 参照})$$

$$\text{発電専用分} : \text{上記 b ~ f の合計 US \$ } 254,540$$

$$(920,000 - 254,540) \times 0.344 = \text{US \$ } 228,000$$

h. a ~ g の合計 : US \$ 5,442,540

i. 発生電力量 : 658 × 10⁶ kwh

j. 発電原価

$$\text{US \$ } 5,442,540 \div 658 \times 10^6 \text{ kwh} = \text{US } \text{¢} 0.83 / \text{kwh}$$

(注) (1) ¢ 0.83 / kwhのうち資本費(金利, 償却)の占める割合は, 約90%と高くその他の運転維持費は, 僅か10%程度であることに注意する必要がある。

(2) 一般に水力発電所の売電料金は, Demand chargeとEnergy chargeに分割して定める。両者の分割比率を定めるに当たっては, kwh当りのEnergy chargeを火力発電所のkwh当りの燃料費よりかなり安く定めるよう配慮すべきである。

これによって、Djatiluhur 発電所の可能発電々力量の有効活用が促進される
であろう。

4. 電 気 料 金 制 度

4. 電気料金制度

4.1 序

- (1) 電気は、国民生活に密接な関連をもつとともに、産業活動の基礎的生産財として欠くことのできない重要なサービスである。したがって、その対価である電気料金については、つねに合理的かつ公正で、しかもどの需要に対しても公平であることが要請される。

これらの諸要請に応える電気料金の決定原則は原価主義の原則である。

- (2) このような観点から、現在のインドネシアの電気料金制度をみると、1968年の料金改訂で原価主義への接近がはかられたものの、

a. 総体の料金水準が適正な原価水準を相当下回る低位な水準に抑えられており、赤字は国の補助金によって賄わざるを得ない状態にある。

b. 個別の料金についても小住宅需要に対して、平均単価の2分の1を下回る水準となっているのに対し、商業用については、平均単価の2倍を超える高水準となっており、負担力主義的な料金構造となっている。

など、いまだ政策を加味した料金制度から脱するに至っていない。

このような政策料金は、これまでのインドネシアの政治的、経済的諸情勢を考えるならば、ある程度は止むを得なかったと思われるが、将来にわたっても、本来公益事業料金から排除されるべき政策的機能を電気料金に負わせることは、経営能率の低下を通じて、電力事業の原価水準を高め、また、政策的料金を通じて資源の適正配分を誤らしめ、経済社会の発展を阻害するおそれすらある。

- (3) 開発5カ年計画の成功による経済社会の安定と発展を前提とするならば、この際可能な限り公益事業料金の拠るべき基本原則である「原価主義の原則」による料金制度に改めることが望ましい。

このように改めることにより、はじめて公益事業料金本来の資本吸引機能および経営能率促進機能ならびに資源の適正配分機能を果たことができ、電力事業の健全な発展と消費者の利益との調和をはかることが可能となる。

なお、現在の電気料金制度が負っている政策的機能は、税制あるいは社会保険制度など他の制度にゆずることが本来の姿であると考えられる。

- (4) 国民生活、産業活動など社会・経済のあらゆる分野にわたって密接な関連をもつ電気料金制度の改訂にあたっては、現在ならびに将来の消費者に与える影響を慎重に配慮するとともに、現在インドネシアのおかれている社会的経済的背景と、その中における電力事業の果たすべき役割を十分認識し、インドネシア全体の発展に寄与できるよう配慮しなければならない。

- (5) 今回の「電気料金の暫定改訂」に関する勧告は、以上のような観点から、電力事業が能率経営に徹する経営努力を払うことを大前提に、その能率経営のもとにおける適正な原価

配分をふまえた料金制度を基本とし、当面の社会、経済諸情勢を慎重に配慮した結果にもとづき、導き出された結論であり、将来ビジョンへの一つのステップを示すものである。

4.2 電気料金の基本原則と一般的算定方法

4.2.1 電気料金の基本原則

(1) 独立採算制

電力事業は、膨大な固定資産をもつ代表的な設備産業であり、国の基幹産業なので、その経済的効率は国民経済に大きな影響を及ぼす。

したがって、電力事業は、国営であると私営であることを問わず合理的、能率的経営を第1義としなければならない。

電力事業に対する補助金制度は、歴史的、経験的事実からみて、自主的経営意欲を阻害し、能率経営に大きな支障をもたらしがちである。とくに経常収支の赤字を賄う補助金制度は、その危険性をもっとも高いといえる。

このような観点から、国営電力事業といえども自主能率経営を促進するため、独立採算制を基本原則としなければならない。

独立採算制は料金制度を基軸として達成されるものである。

(2) 原価主義の原則

電力事業は、公益事業であり、独占的に電気の供給を行う事業であるから厳格な料金統制が必要であり、その料金は、電力事業の健全な発展と消費者の利益を同時に確保し、客観的にみて妥当性を有しているものでなければならない。

この要請に応えるものが原価主義の原則であり、これはひとり電力事業のみならず、独占的な公益事業に普遍的に適用される基本原則である。

原価主義の原則は、次の総括原価主義と個別原価主義の2つから成り立っている。

a. 総括原価主義

電気料金は、電力事業に過大な利潤をもたらすものであってはならないことはいうまでもないが、電力事業の適正な経営を不可能にするものであってはならない。

したがって、「電気料金は、電力事業が能率的な経営のもとにおいて需要家に良好なサービスを提供するために必要とされる原価を補償するものでなければならない」との原則が成り立つ。これが総括原価主義である。

b. 電気料金は、各需要種別間および各需要家間に不公平であってはならない。とくに政策的見地から、需要種別、あるいは需要家の負担力に応じた料金の差などを設けるようなことは厳にいましめなければならない。

ここに「電気料金は、各需要種別の負荷の特性および態様を考慮した適正な基礎にもとづいて配分された個別原価に準拠し、供給電圧、電気の使用方法などによる原価

の差異を考慮して公正妥当に決定されなければならない。」という個別原価主義の原則が成立する。

この原価主義を貫くことにより

- (a) 経済原則に適合した電気の利用
- (b) 需要に対応した供給力の増強
- (c) 設備増強のための資金調達
- (d) 公益事業として不可欠の公平原則の貫徹

が可能となる。

(3) 需要家に対する公平の原則

電力事業の公益性および供給の独占という特質上、各需要家に対する料金は公平でなければならない。

このことは、電力事業が政策上、特定の需要種別について、あるいは特定の需要家に対して、特別の料金を適用することが許されるとすれば、需要家の利益を確保するという基本原則が崩れてしまうからである。

このような意味で需要家に対する公平の原則は、料金制度の基本原則の一つにあげられる。

この公平の原則はさきにあげた原価主義の原則を厳正に貫くことによって確保されるわけであり、狭義の料金面のみでなく、一般規程、負担金規程などの適用においても常に公平な取扱いがなされなければならない。

4.2.2 電気料金算定の一般的方法

前記4.2.1の基本原則にもとづく電気料金の一般的算定方法を若干の説明を付しながら述べれば次のとおりである。

(1) 総括原価の算定

総括原価は、電力事業設備の減価償却、営業費用および財務費用を総括した額とする。

総括原価は、実績および合理的な将来の予想を基礎として作成された電気の需給計画、工事計画、資金計画などにもとづき、本勧告では将来の2カ年を原価計算期間として算定する。

この場合において、水力による可能発電力の算定にあたっては、設備の状態および合理的な運用を考慮して行なわなければならない。

a. 算定の前提条件

(a) 需給計画

需給計画とは、将来の需要種別ごとの電力需要を予測し、それを充足するための供給力を計画することである。

この計画には発電用の燃料計画も含まれる。それによって、燃料費や購入電力料などの原価要素の基礎数値が固められ、また各需要種別毎の料金収入を算定しうる基礎が与えられる。

(b) 工 事 計 画

工事計画は、需給計画にもとづいて、電気を適正なサービス水準のもとに供給するための建設計画である。この計画によって減価償却の基礎である資産の状況が明らかとなる。

(c) 資 金 計 画

資金計画は、工事計画を円滑に遂行するために必要な資金の調達計画であり、これは原価要素中の財務費用の算定基礎を提供するものである。

(d) その他業務計画

以上のほか、総括原価の算定にあたっては、人件費算定の基礎となる人員計画、業務の機械化計画など、すべて適正にたてられなければならない。

(e) 原 価 計 算 期 間

総括原価の算定にあたっては、その計算期間が定められなければならない。

電力事業は、公益的かつ基幹産業的性格をもつものであるから、その料金は、できるだけ長期にわたって安定していることが望まれる。そのためには、原価計算期間をできるだけ長期にとり、長期にわたっての原価変動要因を織込むことが望ましい。しかし、反面、期間が長くなると原価計算の前提となる諸計画を的確に予想することが困難となる。

このような事情を考慮し、原価計算期間は事業年度を単位として2カ年とする。

b. 減 価 償 却

減価償却費は、原価計算期間を通じて存在する電力事業固定資産の取得価格および減価計算期間中に増加する電力事業固定資産の期間計算を行なった取得価額に対し適正な方法により算出した額とする。この場合耐用年数および残存価額は法の定めるところによる。

c. 営 業 費 用

営業費用は、人件費、燃料費、修繕費、購入電力料、その他の費用合計額から関連費用および控除項目の額を控除した額で、電力事業の誠実かつ能率的な経営のために必要な費用とする。

d. 財 務 費 用

財務費用は、適正な資金調達計画にもとづき算定された計算期間中の支払利息より建設中利子を差引いた額とする。

(2) 個別原価の算定

電気料金の基礎となる「総括原価」が算定されると、次に料金の原価主義、公平の原則から、これを住宅用、産業用などの各需要種別に配分する必要がある。

すなわち、販売される電気は、需要家の使用電圧、ロス率、負荷率、不等率など使用条件の差によって原価に差が生ずるため、これらの使用条件の差を各需要種別の料金に正しく反映させることが必要である。

総括原価を使用条件の差を考慮して各需要種別に配分することを「個別原価計算」といい、電気料金の決定過程において非常に重要な意義をもつものである。

電気の供給原価は、個々の需要家について、個別に計算することが最も原価に忠実な方法であるが、電力事業は、さわめて多数の需要家を対象としているため、それは事実上不可能であり、経済的にも無理である。したがって実際の個別原価計算に当っては、負荷態様が比較的近似し、原価的にも近似性をもっている需要家ごとに適当な需要家群すなわち需要種別に分け、この種別に対して総括原価の配分を行い、その配分された需要種別の原価を基準として、それぞれの特性にもとづく供給条件を考慮して料金率を決定する。

個別原価計算の概要を示せば次のとおりである。

a. 場所別原価配分

総括原価を発電（水力および火力）、送電、変電、配電、販売の各部門に配分し、各部門ごとに固定費可変費および需要家費に区分する。

b. 需要種別原価配分

(a) 固定費の配分

固定費は、原価計算期間中のロードカーブにもとづき、最大電力標準法による係数と尖頭責任標準法による係数とを適正に合成した比率を基準として配分する。

(b) 可変費の配分

可変費は、原価計算期間中の各需要種別の使用電力量の比率を基準として配分する。

なお、水力、火力の電力量の構成比率が時間別、季節別に相当異なる場合には、各需要種別中に含まれる水力、火力の電力量の比重をも考慮して配分する。

(c) 需要家費の配分

需要家費は、原価計算期間中の需要家件数業務費などを勘案した比率を基準として配分する。

(d) そ の 他

上記配分にあたっては、電圧別の原価差を考慮し特別高圧需要については、発電、送電および変電（特別高圧供給に必要なものに限る）の原価を、低圧需要について

は、発電、送電、変電および配電の原価をそれぞれ配分するものとする。

(3) 料金の決定

料金は、個別原価計算により配分された各需要種別の原価に準拠し、供給電圧、電気の計量方法、電気の使用期間および時間などに応じた原価の差異を基準とし、改訂前の料金率をも考慮して需要種別をさらに細分して設けた契約種別について定めるものとする。

この場合において、決定された料金をもって計算した料金収入額は、総括原価と一致するものでなければならない。

(4) 工事費負担金制度

電力事業者が、需要家に電気を供給する場合、その供給設備は電力事業者が自己の負担で施設し、その原価は、電気料金を通じて回収されるのが原則である。

しかしながら需要家が特別の供給設備を要求し、あるいはとくに多額の投資額を要するときは、原因者負担の原則にもとづき工事費負担金を申し受け、負担の公平をはかることが必要である。

したがって工事費負担金は、狭義の料金制度と表裏一体をなし、負担の公平をはかるために必要な範囲に限定されたものでなければならない。

4.3 電気料金の暫定改訂に関する勧告事項

4.3.1 基本的方向と改訂の主眼点

4.2項で述べた基本原則ならびに一般的算定方法を基準としながら、われわれが入手した資料にもとづき現在ならびに近い将来のインドネシアの諸情勢を慎重に配慮して能率経営のもとにおける適正な原価を算定した結果、総体の原価水準は8.82ルピア/kvwhとなり、これにより電力事業の収支は相償うとの結論を得た。

この水準は、世界的水準に比較すれば若干高めではあるが、インドネシアの経済社会の発展を阻害するものではないと判断される。

むしろ、現時点において、この水準に電気料金を改訂することは、電力事業の体質改善を促進し、長期的にみて、電気料金水準を低位に安定させ、経済社会の発展に寄与する道だと考える。

したがって、自主能率経営を促進する観点から、現行の補助金制度は廃止するものとし、総括原価主義の完全実施をはかることとする。

しかしながら、個別原価主義の完全実施については、需要家への影響面などから時期尚早であると判断されるので、住宅用と産業用のアンバランス是正を主眼として可能な限り個別原価主義への接近をはかることとする。

以上を基本方向とした料金制度の改訂の主眼点は次のとおりである。

(1) 減価償却の適正化

電力事業にあっては、総資産に占める固定資産の割合が極めて高く、この意味で典型的な設備産業ということができ、減価償却が電気料金の算定上決定的な要素となってくる。インドネシアの電力事業の現状をみると減価償却計算の基礎となる財務資料が未整備などの観点から適正な減価償却費が織込まれていない。

このようなことは内部留保をはかる余地を少なくし、経理内容の悪化をもたらすものであり大きな問題である。したがって今回は総体の料金水準を考慮し定額法による減価償却を採用することとする。(ただし、資産の再評価はしない)

(2) 支払利息の織込

現在までのところ設備投資は、政府資金によって賄われ、その利息も政府の負担によって支払われている。このような制度は原価主義の原則にもとるばかりでなく、設備産業である電力事業にとって、もっとも重要な投資効率の向上を阻害するおそれがある。

総体の原価水準から支払利息の織込みが可能と判断されるので、電力事業の自己責任における資金調達を前提として、積上げ方式による支払利息を料金原価に織込むこととする。

(3) 需要種別体系の合理化

現行の需要種別体系は、社会政策的色彩の強い需要区分となっている。

本来需要種別は電気の使用状態、負荷の態様によって区分されるものであるので、今回は原価主義の観点から需要種別と契約種別との区分を明確にし、合理的な組替え統合をはかる。

すなわち、従来の社会・住宅・商業・公共・産業需要の区分を廃止し、負荷の態様に応じて、住宅用、街路灯用、商業用、産業用の4需要種別とし、さらにその中を需要規模に応じて数種類の契約種別に整理する。

(4) 二段料金制の合理化

二段料金制は、増分原価の吸収と需要の抑制を目的とするものであり暫定的な制度である。

したがって将来は、二段料金制を廃止し、一本化するものとするが、ここ当分の間、増分原価が高騰すると予測されること、供給力が不足していること、ならびに需要家への影響面を総合勘案すると、当面は二段料金制を存続させる必要がある。

したがって、将来は一本化することを指向しつつ現在の極端な一、二段格差を縮少し、電気エネルギーの最適配分を指向した基準電力量の改訂を行ない、二段料金制の合理化をはかることとする。

(5) 高圧料金の新設

若干ではあるが現在ある産業用高圧供給は、将来産業の発展に伴い増加することが予

想される。高圧需要は、その供給設備、負荷態様から当然に低圧需要との間に原価差があり、原価主義の観点から産業用に高圧料金を新設する。

(6) 工事費負担金制度の合理化

現行工事費負担金のうち、新増加1VA当り一律30ルピアを課しているBP-VAは、需要家直接の設備とは無関係であり、本来は料金に織込まれるものである。しかし、電気の普及率が低く、供給力不足の現状においては、むしろ、このような負担金が原因者負担の原則にかなうものとも考えられ、かつ、資金調達面からみても当面は必要がある。

したがって、工事費負担金は、現行体系のまゝとするが、BP-VA 30ルピア/VAは過大に過ぎるので、20ルピア/VAに改訂する。

なお産業用需要家に対しては、国民経済的観点よりBP-VAは適用せず電気料金に織込むこととする。

4.3.2 暫定改訂料金

(1) 改訂料金表

種 別		改 訂 料 金			現 行 料 金	
需 要 種 別	契約種別	適 用 範 囲	料 金			
住 宅 用	定額電灯 (A ₁)	小住宅用 60VA~250VA	60VA	1カ月	174ルピア	67ルピア
			75 "	"	218 "	108 "
			100 "	"	290 "	144 "
			125 "	"	363 "	180 "
			150 "	"	435 "	216 "
			175 "	"	508 "	252 "
			200 "	"	580 "	288 "
			225 "	"	653 "	
			250 "	"	725 "	
		従量電灯 (A ₂)	住宅用 250VA以上	基本料金 100VA	1カ月につき	50ルピア
			電力量料金 ① 1カ月150hまで 1kWh		6.80ルピア	
			② 1カ月150h超過 1kWh		13.60ルピア	

種 別		改 訂 料 金		現 行 料 金
需 要 種 別	契 約 種 別	適 用 範 囲	料 金	
住 宅 用				(R ₂) 2,500VA以上 基本料金 44ルピア 電力量料金 ① 200hまで 5.5ルピア ② 200h超過 16.5ルピア
街路灯	街 路 灯 (B)	街 路 灯	1kWhにつき 7.50ルピア	(U ₂) 1kWh 2.50ルピア
商 業 所	商業用Ⅰ (C ₁)	寺院, 学校等 250VA以上	基本料金 100VA 1カ月につき 50ルピア 電力量料金 ① 1カ月150hまで 1kWh 3.50ルピア ② 1カ月150h超過 1kWh 7.00ルピア	(S ₂) 基本料金 17ルピア 電力量料金 ① 200hまで 1.70ルピア ② 200h超過 5.00ルピア
	商業用Ⅱ (C ₂)	商 業 用 250VA以上 2,500VA未満	基本料金 100VA 1カ月につき 60ルピア 電力量料金 ① 1カ月150hまで 1kWh 8.50ルピア ② 1カ月150h超過 1kWh 17.00ルピア	(K ₁) 基本料金 88ルピア 電力量料金 ① 150hまで 6.50ルピア ② 150h超過 20.00ルピア
	商業用Ⅲ (C ₃)	商 業 用 2,500VA以上	基本料金 100VA 1カ月につき 8.0ルピア 電力量料金 ① 1カ月150hまで 1kWh 8.50ルピア ② 1カ月150h超過 1kWh 17.00ルピア	(K ₂) 基本料金 112ルピア 電力量料金 ① 150hまで 9.00ルピア ② 150h超過 20.00ルピア

種 別		改 訂 料 金		現 行 料 金
電 要 種 別	契約種別	適 用 範 囲	料 金	
商 業 用	商業用Ⅱ (C ₁)	国の機関 外国公館等 250VA以上	基本料金 100VA 1カ月につき 60ルピア	(U ₂) 基本料金 48ルピア
			電力量料金 ①1カ月150hまで 1kWh 5.50ルピア	電力量料金 ①150hまで 4.00ルピア
			②1カ月150h超過 1kWh 11.00ルピア	②150h超過 12.00ルピア
				(U ₃) 基本料金 52ルピア 電力量料金 ①150hまで 4.25ルピア ②150h超過 13.00ルピア
産 業 用	産業用低 (D ₁)	産業用 1kVA以上	基本料金 1kVA 1カ月につき 400ルピア 電力量料金 オフピーク時 1kWh 3.50ルピア ピーク時 1kWh 7.00ルピア (18:00~22:00)	(P) 基本料金 270ルピア 電力量料金 オフピーク時 5.50ルピア ピーク時 20.00ルピア
	産業用高 (D ₂)	産業用 50kVA以上	基本料金 1kVA 1カ月につき 380ルピア 電力量料金 オフピーク時 1kWh 3.30ルピア ピーク時 1kWh 6.60ルピア (18:00~22:00)	(P) 基本料金 270ルピア 電力量料金 オフピーク時 5.50ルピア ピーク時 20.00ルピア
臨 時 (E)		臨 時	最初の3カ月まで当該種別料金の15%増し 4カ月以降 当該種別の料金	(K ₃) 1kWh 20.00ルピア

(参考) 現行、改訂料金水準比較

単位：ルピア

種 別		改訂料金水準 A	現行料金水準 B	改訂率 A/B(%)	
需要種別	契約種別				
住 宅 用	A ₁ (S ₁)	5.80	2.88 (3.60)	201.4 (161.1)	
	A ₂ (R ₁)	11.53	8.33	138.4	
	(R ₂)	13.23	11.59	114.1	
住 宅 用 計		7.73	4.78	161.8	
街 路 灯	B (U ₁)	7.50	2.50	300.0	
商 業 用	C ₁ (S ₂)	7.28	3.56	204.5	
	C ₂ (K ₁)	13.84	14.56	95.1	
	C ₃ (K ₂)	(K ₃)	16.52	20.14	82.0
		(K ₃)	17.62	20.00	88.1
	C ₄ (U ₂)	(U ₃)	10.45	9.76	107.1
		(U ₃)	9.76	8.74	119.6
商 業 用 計		11.74	11.61	101.2	
産 業 用	D ₁ (P)	7.74	8.61	90.0	
	D ₂ (P)				
合 計		8.82	7.21	122.3	

注) A₁()は現行水準決定時の1カ月400時間使用による単位

(2) 工事費負担金制度の改訂

現行工事費負担金中BP-V A(一律30ルピア/V A)については、これを20ルピア/V Aとする。

BP-DUおよびBP-S Rについては現行どおりとする。

(3) 供給規程の整備

公平の原則にもとづき、すべての需要家に対して無差別的に公平な取扱いを保証し、需要家の利益を保護するため、料金規程のみならず、一般規程、工事費負担金規程など電気の需給に関して必要な基本的事項をすべて網羅した電気供給規程を早急に整備する必要がある。

供給規程の内容として必要な事項を列挙すれば下記のとおりである。

- a. 供給の種別
- b. 供給電圧および周波数
- c. 料 金
- d. 器具、機械その他の用品および工事費の負担の方法(使用者の負担となるものにつ

いては、その金額または金額の決定方法)

- e. 前記のほか、使用者の負担となるものがあるときは、その事項および金額または、金額決定の方法
- f. 供給電力および電力量の計測方法ならびに料金調定の方法
- g. 送電上の責任の分界
- h. 電気の使用法および器具機械その他の用品の使用などに関し制限を設けるときは、その事項
- i. 前記以外に電気供給の条件または電気事業者および使用者の責任に関する事項があるときはその事項
- j. 有効期間を定めるときはその期間
- k. 適用区域または適用範囲
- l. 実施時期

(4) 供給規程の運用

電力事業は、公益事業であり、独占事業であるという性格から電気供給規程の運用にあたっては、すべての面について差別的取扱いがあってはならない。

とくに電気料金の授受は、需給契約の基本をなすものであり、完全な料金収入の確保なくしては電力事業の存立があやぶまれることとなるので、供給規程の厳格な運用がなされなければならない。

供給規程の厳正、公平な運用が行なわれて、はじめて電力事業の健全な発展と需要家全体の利益保護が可能となる。

なお電力需要のかなり大きな部分を占める官庁用電力需要の料金支払については、中央での一括後払が多く採られているが、これは電力事業経営に大きな支障をもたらす原因となっており、とくに今後電力事業が独立採算制をとり、かつ各支店の経営努力を促進させるためには、各官庁においても、一般需要家と同様に、電力使用場所で所定の期日に支払いが行なわれる原則を確立しなければならない。

また需要家側においても、このような料金支払いをすることによって、電気の合理的使用が可能となるであろう。

4.4 今後の問題点

4.4.1 将来の原価動向と新たな国家的施策の問題

本勧告による暫定改訂においては、電力事業資産の再評価を行なっておらないので、料金計算期間内における建設資金に占める内部留保資金の比率はわずか7%に過ぎず、これをもって既設設備の再建設を行なうことは困難である。したがって将来は資産の再評価を行ない、内部留保率を高め、企業の体質改善をはかっていくことが電力事業の経営にとっ

て重要である。

このような前提にたつて、将来の原価動向を概観すると (1)新規開発原価の高騰 (2)資産再評価による既設原価の上昇を主要因として総体の原価水準は、将来相当程度上昇することが予想される。

かかる原価の高騰に対し、設備投資の効率化をはじめ経営のあらゆる面にわたって可能な限り合理化をはかり、経費の節減に努めるべきことはいうまでもないが、もし、総体の原価水準が現行水準を大巾に上回る場合には、国民経済的な観点から、電気料金の低位安定化を図る新たな国家的施策の必要性が生じよう。

しかし、その施策は、現在のような経常収支の赤字を補填する形の補助金制度ではなく、あくまでも自主独立経営を阻害しない、例えば電源の開発に対して利子補給を行なうなど、目的を限定した新たな制度の検討が必要と考える。

4.4.2 個別原価主義への接近と料金改訂

われわれの料金改訂に関する勧告は、原価主義をビジョンとしつつも現在のインドネシアの社会、経済諸情勢および需要家への影響を慎重に配慮した暫定改訂であり、需要種別間のアンバランスは、いまだ完全に解消されるに至っていない。

しかし資源の適正配分の見地から個別原価主義の徹底は極めて重要な課題である。

したがって、今後は所得水準の向上など経済社会情勢の変化に対応して徐々に個別原価主義への接近を図ることが必要である。

4.4.3 諸制度との関連

電気料金の改訂にあたっては、需給計画、設備計画などの基本計画を前提とすることは前に述べたとおりであり、1.4の組織の提言で示す計画体制整備が必要であることはいうまでもない。

また、他の管理制度とりわけ会計制度と密接な関連を有しているので、早急な会計制度の整備が望まれる。ことに今回の暫定改訂における料金原価には、P.L.Nの資金調達を前提とした支払利息が織込まれているので、会計制度の整備にあたって、この点を十分留意する必要がある。

また、諸制度の整備と相まって、管理統計資料の整備充実が急務である。

4.4.4 Djatiluhur 発電所からの購入電力料金

われわれは、さきにDjatiluhur 発電所のコストアロケーションを行ない、その耐用年数間平均原価単価US \$0.83/kWh との結論を得た。

しかし、現在のDjatiluhur 発電所からの購入電力料単価は1.05ルピア/kWhであ

り、これを一挙に 0.83 /kWhに引き上げるとは、P.L.Nの事業経営に大きな影響を与えることとなろう。

したがって、われわれは、徐々に購入単価を引き上げ、5カ年間をもって正常化を図ることが妥当と考え、1970年度におけるDjatiluhur発電所からの購入単価を現行単価より 0.30 ルピア/kWh増の 1.35 ルピア/kWhとして総括原価に織込むことを勧告する。

5. 諸勧告の具体化に必要な
アドバイザーと経費

5. 諸勧告の具体化に必要なアドバイザーと経費

5.1 序

- (1) 本巻の1から4までに述べた勧告の大部分は、今後インドネシア電力事業がとるべき諸方策の目標と、その基本的方向を示したものであり、インドネシア電力事業としては、これらの勧告を基本として、早急に具体策をたて、実施に移して行くことが必要である。
- (2) しかしながら、諸勧告は、電力事業のすべての業務分野にわたっており、しかも現状の質的レベルを大巾に向上させる内容をもっているため、この具体化にあたっては、先進国の技術指導をうけ、推進をはかることが最も、有効適切な方法と考える。
- (3) 本項は、この技術指導をうけるにあたって、とるべき方法 (Approach) と所要経費について述べたものである。

5.2 方法

5.2.1 基本的態度

- (1) 1から4までに述べた諸勧告は、前記のように電力事業のすべての業務分野にわたっているばかりでなく、インドネシア電力事業の経営という一貫した考えにもとづくものであるから、勧告事項全般にわたって相互に密接な関連をもっている。
- (2) インドネシア電力事業の経営は、インドネシア電力事業自らが行なうものである。したがって、1から4までの諸勧告の具体化にあっても、具体案の作成、決定、実施およびその見直しの plan, do, see のすべてを自ら行なうことによって、はじめて地に足のついた改善がはかられることになる。
- (3) かかる観点から、インドネシア側は、技術指導をうけるにあたって、顧問団招へいの形をとり、そのアドバイスの下で、具体案の作成、決定および実施を、インドネシア電力事業自らの手で行なうものとする。

また、顧問団は、夫々の過程において、合理化、効率化をはかるために必要な助言、指導および諸案の提示を適宜インドネシアに対し行なうものとする。

5.2.2 項目

- (1) 技術指導をうけるべき項目としては、今回の勧告事項すべてを網羅することが必要である。

中でも長期設備投資計画を含む長期経営計画の作成 (Long Range Study)、業務管理の改善が重要と考えられる。

また、今回の調査からみて、各種業務管理の基礎ともなる会計制度の改善が大きな課題である。

(2) 具体的項目は次のとおりとする。

- a. 長期設備投資計画の作成
 - (a) 10～20年の長期的視野にたった基本的設備形成のあり方（電圧階級など）
 - (b) 主要電源，基幹送変電系統の拡充を主な内容とする10ヶ年設備投資計画
 - (c) 具体的5ヶ年設備投資計画
- b. 収支計画の作成
- c. 事業全体の組織ならびに経営管理方式の具体案の作成
- d. 会計制度，監査制度の整備
- e. 供給規程の整備・運用
- f. プロジェクトの総合工程管理方式の整備・運用
- g. 購買，工事契約に関する管理方式の整備・運用
- h. 系統の運用管理方式の整備
- i. 設備の保守・運転に関する規程・基準類の整備
- j. 包蔵水力調査計画の作成
 - (a) 現有データによる机上包蔵水力調査
 - (b) (a)にもとづく包蔵水力現地調査計画

5.2.3 顧問団の構成と所要期間

(1) 上記の技術指導項目は，いずれも広範かつ専門的な内容をもっているので，顧問団としては，次のとおり各分野の専門家12人をもって構成することが，必要と考えられる。

専 門 分 野	人 員	主要指導項目
団 長	1	全 般
組織・経営	2	c, g
経 理	1	d
料 金	1	b, e
需 要	1	a
電 源	2	a, f, i
送 変 電	1	a, i
配 電	1	a, i
給 電	1	h
水 力 調 査	1	j
合 計	12	

(注) 主要指導項目のアルファベットは，5.2.2(2)の具体項目を示す。

- (2) 技術指導期間としては、インドネシアの実態を考慮すれば、具体案の作成のみならず、これにもとづく業務・管理の実際の運用についてアドバイスすることが重要であり、約2ヶ年を要するものとする。

5.3 所要経費

以上の技術指導をうる（顧問団の招へい）に必要な経費は、およそ1.9百万米ドルと想定する。

