

タンジュンプリオク火力発電所 3、4 号機改修事業

評価報告： 2002 年 11 月
現地調査： 2001 年 7 月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



プリオク火力発電所 3 号機

1.1 背景

タンジュンプリオク火力発電所は、ジャカルタ湾に位置し、インドネシア第一の国際港であるタンジュンプリオク港の近郊に位置している。同発電所には、4 基の発電機（25 MW×2 基¹、50 MW×2 基）が設置されており、そのうち 3、4 号機（各 50 MW）は、1972 年に円借款により建設されたものである。この 2 基の発電機は、1987 年の本事業審査時点で既に稼働開始から 15 年以上が経過し劣化が進んでいたため、熱効率²は運転開始当初の 32%から 29%に低下していた。

国営電力公社（PLN）が 1987 年に行った需要予測によると、ジャワ島における電力需要は、1987 年の 13,426 GWh から年率平均 11%で増加し、1997 年には 38,907GWh に達すると予測されていた。一方、供給サイドで見た場合、PLN は当時のエネルギー資源保全政策に従い、従来の石油火力中心から石炭火力発電及び水力発電へとエネルギー源を移行させる計画を立てていた。こうした政策の下、PLN はジャワ・バリ電力系統内への大規模水力・石炭火力発電所の建設を計画していた。こうした方針に則り、既存の 50 MW クラスの石油火力発電所は、従来のベースロード施設³からミドル/ピークロード施設⁴へとその役割を変えていくことになっていた。

かかる状況において、プリオク 3、4 号機は、主要ミドル/ピークロード発電施設として、90 年代を通じてプラント稼働率⁵20～30%での安定した稼働を続けることが期待されていた。この計画を達成するためには、プリオク 3、4 号機の改修が不可欠であった。

¹ 1・2 号機は 1989 年以降運転されていない

² 熱効率：燃料から熱を吸収してエネルギーに変換する能力

³ ベースロード施設：昼夜を通じて一定量で発電を行い、電力系統の基本需要を賄う発電施設のこと

⁴ ミドル/ピークロード施設：電力消費のピーク時を中心として稼働する発電施設

⁵ プラント稼働率：1 年間に実際に発電された電力量を、年間を通して最高出力で発電した場合可能な電力量で割った際の割合

1.2 目的

プリオク火力発電所（プリオク SPP）3、4号機を改修し、90年代の効率的で信頼性のあるミドル/ピークロード発電施設としての機能をもたせること。

1.3 事業範囲

プリオク火力発電所3・4号機の改修は以下のコンポーネントから構成される：

- ボイラー： 吊り下げ加熱器、プレート型加熱器、空気予熱器、スートブロワ、バーナー、バーナーチッププレート、給水装置、空気・ガスダクト、関連機器
- タービン： 静翼、高熱ボルト、コンデンサーチューブ、所内用水冷却器・管、補給水管、給水装置、海水ポンプケーシング、主蒸気遮断弁、関連機器
- 電気・制御設備： 主変圧器、モーター、蒸気温度制御装置、空気予熱器入口空気温度制御装置、発電機、CWP用電力スイッチ、CWP用電力ケーブル、関連機器
- その他： 第1次・第2次過熱器の排水弁、ボイラー主蒸気管、関連機器

1.4 借入人/実施機関

インドネシア政府/ 国営電力公社（PLN^{*6}）

1.5 借款契約概要

円借款承諾額	1,590 百万円
円借款実行額	1,555 百万円
交換公文締結	1988 年 4 月
借款契約調印	1988 年 7 月
借款契約条件	金利 3.0%、返済期間 30 年、据置期間 10 年 一般アンタイド
貸付完了	1996 年 1 月

⁶ PLN：インドネシア政府全額出資の公社。1994年に公益企業から株式会社に転換している。

2. 評価結果

2.1 計画の妥当性

審査時において、インドネシア政府は発電のための燃料を石油から他の資源に変換するため、ベースロード用施設として大型の水力・石炭火力発電所を建設する計画を策定していた。したがって、石油消費量を削減するためにも、中規模の石油火力発電所をベースロード施設からミドル/ピークロード施設に転換させる必要があった。発電所をミドル/ピークロード施設として運用する場合、施設は頻繁な始動・稼働停止の繰り返しに耐える必要がある。PLN は、こうしたエネルギー政策の転換に沿ってプリオク 3、4 号機が WSS（週毎始動・停止）運転に対応できるよう、発電施設の改修を決定した。また、審査時の数年前から顕在化していた国内石油埋蔵量の減少傾向から、インドネシアは近い将来に石油輸出国から輸入国になってしまうことが予測されていた。こうした中、原油から代替エネルギーへのエネルギー源の転換に寄与する本事業は、エネルギー資源の保全と多様化という同国の総合エネルギー政策に沿ったものであり、妥当であったと考えることができる。

プリオク SPP3、4 号機は、本事業の改修計画に含まれていなかった装置・部品の劣化および政府の石油消費抑制政策により、本改修事業の完成後 4 年足らずで運転が停止されることになった。本件のフィージビリティ調査時⁷において、様々な装置・部品の劣化が判明していたが、PLN によると、財政難のため深刻な劣化が見られる装置・部品のみが本事業における改修対象となったとのことである。本事業完了後、改修された装置・部品は良好に稼働していたものの、本事業の実施が遅延したことにより、事業範囲に含まれていなかった装置・部品の劣化が進行していた。このような状況を考慮すると、事業施設運用の持続性という観点からは、本事業の範囲は不十分であったと思慮される。

2.2 実施の効率性

2.2.1 事業範囲

本事業は、主にボイラー、タービン、電気・制御設備の改修から構成されている。事業範囲は各施設の状態と修復の優先順位を考慮した上で決定された。設備の据付作業が遅れている間に、ボイラーをはじめとする事業施設に深刻な劣化が見られたため、事業実施時に対象機器の一部が変更された。しかしながら、本事業そのものは特段の変更なく実施された。

2.2.2 工期

発電機の改修が完了したのは、当初計画である 1990 年 11 月から 3 年 7 ヶ月遅れた 1994 年 7 月であった。この大幅な遅延の理由は、以下の通りである：

審査時において、3、4 号機を改修するのに必要な部品はそれぞれ 1990 年 12 月及び 6 月までに調達される予定であった。しかし、事業実施計画及び入札準備に予想以上の時間を要した結果、入札全体および業者の選定に 18 ヶ月の遅延が生じたため、実際に調達が完了したのは 1992 年 12 月になってしまった。

この間、ジャワ・バリ電力系統における電力需供状況は、厳しさを増していた。電力需要に対応するために、1990 年～93 年の間、同電力系統に接続する全ての発電所を継続的に稼働させる必要

⁷ 「プリオク火力発電所改修事業フィージビリティ調査」、国際協力事業団、1985 年 2 月

があった。このような状況下、本改修事業を実施するために発電機を停止することができず、結果として据付作業がさらに10ヶ月延期されることとなった。

2.2.3 事業費

事業実施の遅延により設備の劣化が更に進行していたため、追加工事が必要となった。また、工期の遅れにより事業の内貨分が、物価上昇の影響で増加してしまった。その結果、事業費の実績は計画1,590百万円より342百万円(21.5%)超過した1,932百万円となった。

審査時において、事業費は全額円借款により賄われる予定であったが、実際の円借款額は1,555百万円となった。残る事業費377百万円は、インドネシア政府及びPLNの自己資金で賄われた。

2.3 効果 (目的達成度)

2.3.1 事業効果

本事業においてプリオク SPP3、4号機のボイラー及びタービンの一部が改修され、1995年前半に3号機が、1994年後半に4号機がそれぞれ商業運転を再開した。しかしながら、以下に示す本改修事業の目標値はいずれも達成できずに終わっている：プラント稼働率(PLF)20~30%の達成、熱効率を29%から31.3%に改善、発電所の耐用年数を1997年から2005年に延長(図-1及び表-1参照^{*8})。

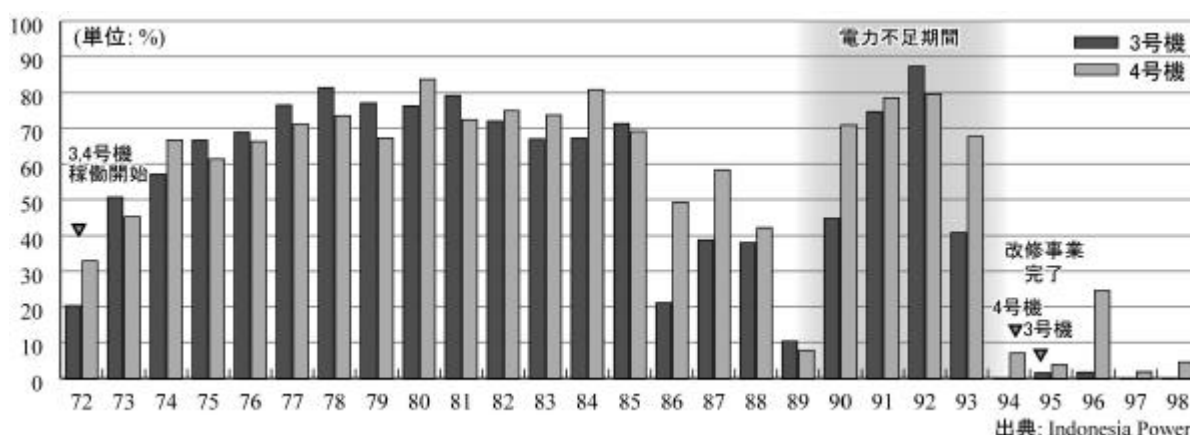


図-1: プリオク SSP3・4号機の発電負荷率

表-1: 事業効果における計画値と実績の比較

		熱効率 (%)	発電設備容量 (MW)	プラント耐用年数
当初計画値 ^{*1}		29.0 31.3	40 50	1997年 2005年
実績	3号機	28.82~28.98	45	- ^{*2}
	4号機	28.52~30.88	45	- ^{*2}

備考 *1: JBIC 資料から引用

出典: Indonesia Power

*2: 3号機は1996年、4号機は1998年に稼働を停止した

本事業が計画時に設定された目標を達成することができなかったのは、事業完成の遅延、本事業で改修されなかった機器・部品の劣化に加え、発電所の役割が変更されたことに伴う発電要求量の低下など複合的な理由により生じている。また発電所は、財務的脆弱性から3号機が1996年に、4号機が1998年にそれぞれ稼働停止をせざるをえない状況となった。現在、両発電機の運転再開は

⁸ PLNの発電所運用は、1994年まで3月31日で終わる会計年度を採用していたが、1995年以降、1月から始まる会計年度を採用している。したがって、1994年の会計年度は4月1日から始まり12月31日に終わっている。

計画されていない。この予期できなかったほど低い稼働状況の原因は、以下の通りである。

1) 事業完成の遅延

インドネシア国内の他の発電所（例えば、パイトン石炭火力発電所: 400MW×2 基やチラタ水力発電所: 126MW×8 基など⁹⁾）の完成が遅れたため、1990年から1993年にかけてインドネシアでは深刻な電力不足が生じていた。3、4号機は改修が終わる1990年8月及び1991年2月には運転が再開されることになっていたため、こうしたピーク時の電力不足の緩和に貢献することが期待されていた。しかし、本改修事業が実際に完了したのは、1994年7月であった。仮に事業が計画どおり完了していたら、発電機は良好な運転状態の下、深刻な電力不足期間において電力を供給できたと考えられる。しかし実際には、事業行程の遅延により3、4号機は適切な改修がなされぬまま、電力不足に対応するための連続運転を余儀なくされた。このことが、施設の更なる劣化及び低パフォーマンスの原因になったと考えられる。

2) 発電所装置・部品の劣化

改修が完了した後、電力需要が増加するにつれ、本発電所もピーク時における運転をせざるをえなかった。しかし、ボイラーの水冷壁管からの蒸気漏洩が原因となり、発電所は始動直後に停止することが頻繁にあった。このような頻繁な事故発生後、ボイラーの点検、劣化した水冷壁管の交換が行われた。このような事故は1994年8月から1998年5月までの間に10回ほど起こっていた¹⁰⁾。

1984年に行われたフィージビリティ調査（事業実施前）において、水冷壁管の高温腐食及びスケール堆積の進行は、ある程度予測されていた。しかし、財政難のため、改修対象はボイラーなど重要な装置に限られてしまい、水冷壁管の改修は本事業範囲に含まれなかった。

また、本事業実施以前の段階には、水冷壁管の一部がボイラーから取り外され点検が行われている。その結果、一部の水冷壁管に損傷が見られたため、それらの交換が行われている。しかし、深刻な電力不足の期間中、メンテナンスなしで発電機を継続的に運転させたことにより、発電所とその水冷壁管の劣化が一気に進行した可能性がある。

3) 経済性の喪失

前述の通りプリオク SSP 発電所の装置・部品が劣化したため、経済効率が低かった3、4号機は最終的に停止されることとなった。

図-2はプリオク3、4号機のkWh当りの発電費用を他のPLN発電所と比較したものである。3、4号機の発電単価は、PLN全体の平均発電単価よりも高い数値となっている。特に、1994年から1998年にかけては、プリオクSPPの発電量が大幅に落ち込んだため、同期間の発電単価は、PLNの平均を大幅に上回る結果となった。

3、4号機を再稼働させるためには、ボイラー内の水冷壁管を全て（約1,300本）取り替える必要がある。1999年にIndonesia Power¹¹⁾が行った試算によると、3、4号機の改修費用は32百万ルピアになると見積もられた。

表-2は、こうした改修が実施された場合における3、4号機の収益予測を示したものである。同予測によると、改修後の1999年時点においても営業利益を生み出せないことになっており、この調査結果を受けて、Indonesia Powerは3、4号機の稼働停止を決定したものである。

⁹⁾ 本事業審査時において、パイトン発電所は1992～93年、チラタ発電所は1998年にそれぞれ完成する予定であった。

¹⁰⁾ このようなメンテナンス/改修のために稼働を停止することは通常、計画稼働停止に含まれないが、Indonesia Powerでは計画稼働停止として区分している。

¹¹⁾ Indonesia PowerはプリオクSPPの運営・維持管理を担当している。詳細については本報告書2.5.1にて述べる。

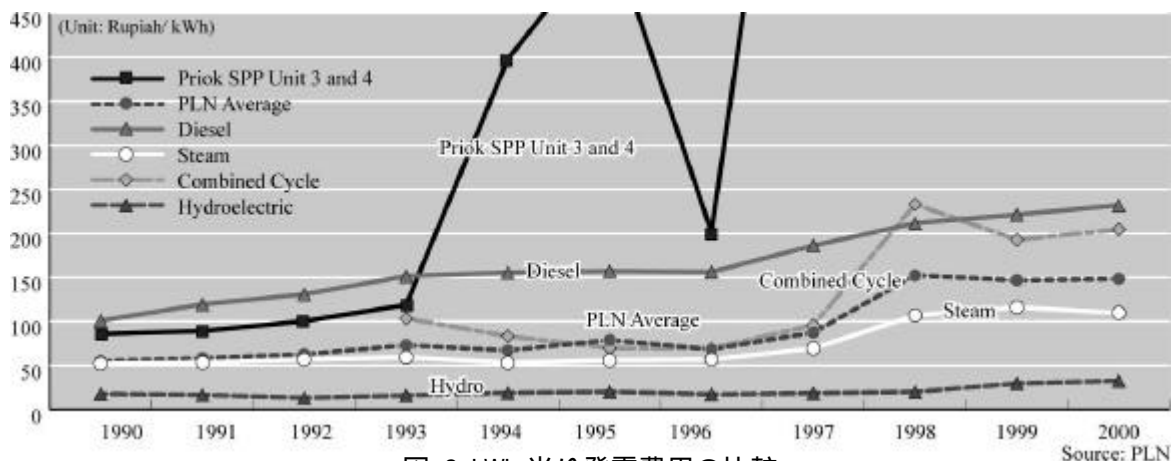


図-2: kWh 当り発電費用の比較

表-2: プリオク SPP3、4号機再改修後の収益予測 (単位: ルピア)

	2001	2002	2003	2004
営業利益				
売電量 (kWh)*	700,800,000	700,800,000	700,800,000	700,800,000
売電単価 (Rp./kWh)	164.88	164.88	164.88	164.88
営業利益合計	115,547,904,000	115,547,904,000	115,547,904,000	115,547,904,000
営業費用				
燃料・潤滑油費用	152,326,292,676	148,091,653,224	148,091,674,469	156,043,108,121
- 燃料 (バンカーオイル):	152,325,888,000	148,091,228,314	148,091,228,314	156,042,639,667
- 潤滑油:	404,676	424,910	446,156	468,453
維持管理費	8,359,683,895	13,230,349,599	17,694,298,903	22,016,667,421
人件費	2,518,692,162	2,896,495,987	3,330,970,385	3,330,970,385
管理費	796,351,199	875,986,319	963,584,951	963,584,951
減価償却費	8,037,500,000	8,037,500,000	8,037,500,000	8,037,500,000
営業費用合計	172,038,519,933	173,131,985,129	178,118,028,708	190,391,830,877
税引き前経常収支	(56,490,615,933)	(57,584,081,129)	(62,570,124,708)	(74,843,926,877)

備考: *エネルギー販売量は発電負荷率を80%として算出したもの。

出典: Indonesia Power

また、インドネシア政府は財政負担を軽減する目的で石油製品に対する大幅な補助金削減を決定した。この政策により、1998年から2002年の間に石油製品価格が2倍以上に上昇している。表-2に示した収益予測は、この価格上昇が考慮に入っていなかったにもかかわらず、上述の通りの結果になっている。従って、たとえ改修が成功し3、4号機の状態が良好であったとしても、発電所の運転は現時点において経済的に見て妥当でないことが判る。

表-2: 石油製品価格の変動 (単位: ルピア/リットル)

	1998年5月	2000年10月	2001年6月	2002年1月
ガソリン	1,000	1,150	1,450	1,550
ケロシン (灯油)	280	350	400	600
自動車用ディーゼル油	550	600	900	1,150
工業用ディーゼル油	500	550	1,000	1,100
重油*	350	400	900	925

*プリオク SPP で使用されている燃料

出典: 石油・ガス総局

4) ジャワ・バリ系統における各発電所の役割変更

プリオク発電所の3、4号機は、1980年代半ばまでベースロード発電所として安定した運用がなされていた。しかし、政府が石炭火力及び水力発電所をベースロード施設として使用することに重点を置くようになると、3、4号機はミドル/ピークロード施設として運用されることになった。同政策の下、サグリン発電所1~4号機(797MW)やスララヤ発電所3、4号機(800MW)また前述したパイトン及びチラタ発電所が運転を開始したため、ジャワ・バリ電力系統における3、4号機の必要性は減少していった。さらに、1990年~93年の電力不足を解消するため、系統内に新たなガスコンバインド発電所(CCPP)^{*12}が建設された。これら総容量4,302MWを擁する4ヶ所の新設発電所は1992年~94年に運転が開始され、1996年半までの需要を満たすことが期待されていた。

需要は現在でも依然として供給容量を上回っているが、ベースロード施設の利用可能状況が充実しているため3、4号機は仮停止状態にあり、1996年以降運転が再開されることはほとんどなくなった。図-3、4は、1993年から3、4号機の計画稼働停止率^{*13}が高くなっていることを示しており、これから、電力系統内における3、4号機の必要性が低下していることが分かる。

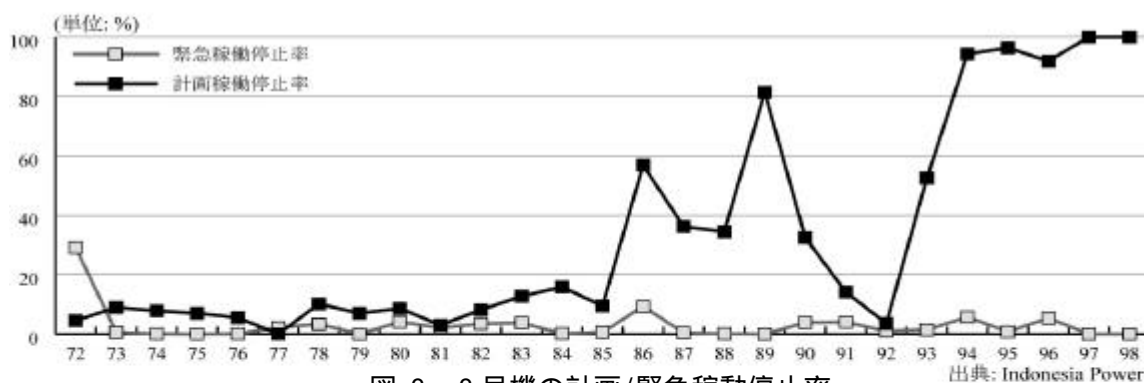


図-3: 3号機の計画/緊急稼働停止率

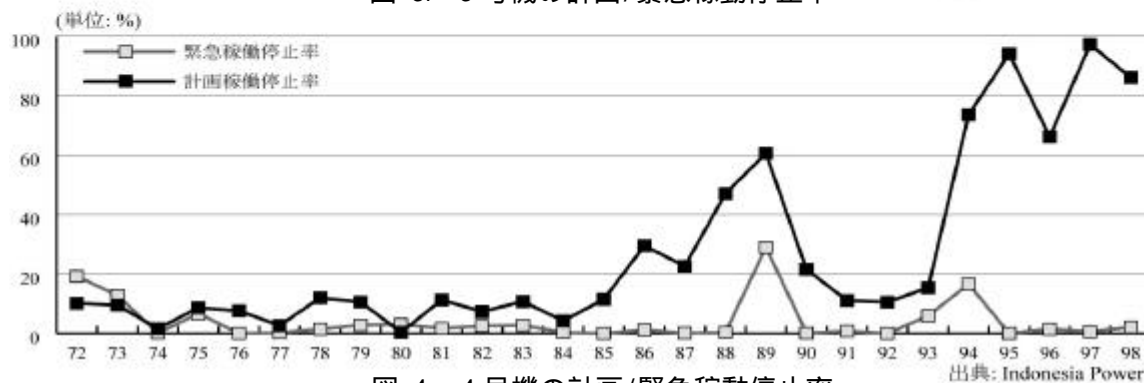


図-4: 4号機の計画/緊急稼働停止率

2.3.2 財務的内部収益率 (FIRR) の再評価

審査時に算定された FIRR は、10.2%であった。その際、便益として、1) プラント効率の改善による燃料費の節約、2) 発電所耐用年数の延長が用いられていた。しかし、2.3.1 で既に述べたよう

¹² プリオク CCPP(1,180MW:1993~94年完成)、タンジュン・ロロク CCPP(1,034MW:1993年完成)、グレンク CCPP(1,579MW:1992年完成)、ムアラカラン CCPP(509MW:1992年完成)が新設された。1980年代後半に建設されたこれらの発電所は、国内の急速なガス田開発及び予想されていたエネルギー危機が引き金となり建設された。これら事業はターンキー契約であったため、早期の実現が可能であった。

¹³ 計画稼働停止因数: 計画メンテナンス/送電網における供給過多などにより発電機を停止する割合。
緊急稼働停止因数: 緊急な理由や予期していなかった故障のため発電が出来ない等の理由により発電機を停止する割合。

に施設の稼働状況が目標値を大幅に下回っている上、事業費は予算を上回る結果となっている。その結果、再計算した事業便益は、費用を下回るため、本事業の FIRR は再計算できなかった。

2.4 インパクト

2.4.1 社会へのインパクト

当初、本事業は緊急稼働停止による停電の回数・期間の減少、消費者の電化生活の安定化、工業生産の向上、に貢献することが期待されていた。しかしながら、これらの分野に対する本事業の貢献は見られなかった。

本事業は既設発電所の改修が目的であり、新たな土地収用は必要なかった。よって、住民移転等も行われていない。

2.4.2 環境へのインパクト

発電所は停止されているため、環境に係るデータはない。

2.5 持続性・自立発展性

2.5.1 運用・維持管理担当機関

a) 運営・維持管理機関の概要

1990 年代初頭、インドネシアでは、電力セクターに対する規制緩和の必要性が活発に議論されていた。1992 年の大統領令第 37 号の発令以降、パイトン第 1 発電所に対する民間資金の導入を皮切りに、IPP^{*14}を通じた民間資金の活用は電力セクターの主流となり、同セクターの資金調達に欠かせないものとなっている。こうした中、1993 年後半に鉱山・エネルギー大臣は、電力セクター改革の長期計画を発表した。

その第 1 段階として、完全国営企業であった PLN は、1994 年に公社へと変更された。これに引き続き、1995 年には PLN のジャワ・バリ系統の発電部門が分離され、会社化された。プリオク SPP は、新たに設立された 2 つの発電会社の一方である PLN PJB1 に移管された。その後、同社は、設立 5 周年にあたる 2000 年 10 月 3 日に Indonesia Power へと社名を変更し今日に至っている。

Indonesia Power は、内部に役員会、役員秘書、内部監査を有する企業で、役員会は代表取締役、常務取締役及び 4 人の部長（製造部、営業部、人事部、経理部）から構成されている。各部署の下には 3~4 の課があり、各部の部長により管理されている。

Indonesia Power は、各地に点在する発電ユニットに独自の裁量権をもたせる方針を採っている。現在、同社の傘下には 8 ヶ所（プリオク、スララヤ、サグリ、カモジャン、ムリカ、セマラン、ペラク・グラティ、バリ）の発電業務ユニット（GBU）が存在する。GBU の任務は、所管内発電所の運用及び日常メンテナンスとなっている。

GBU に加えて、維持管理業務ユニット（MSBU）が、発電所の定期メンテナンス及び整備点検、機材の調達、装置の試験、測定等を担当している。

¹⁴ IPP（独立系電力企業）：公共団体及び電力消費者に対する電力販売を目的に発電施設を所有する民間企業体。

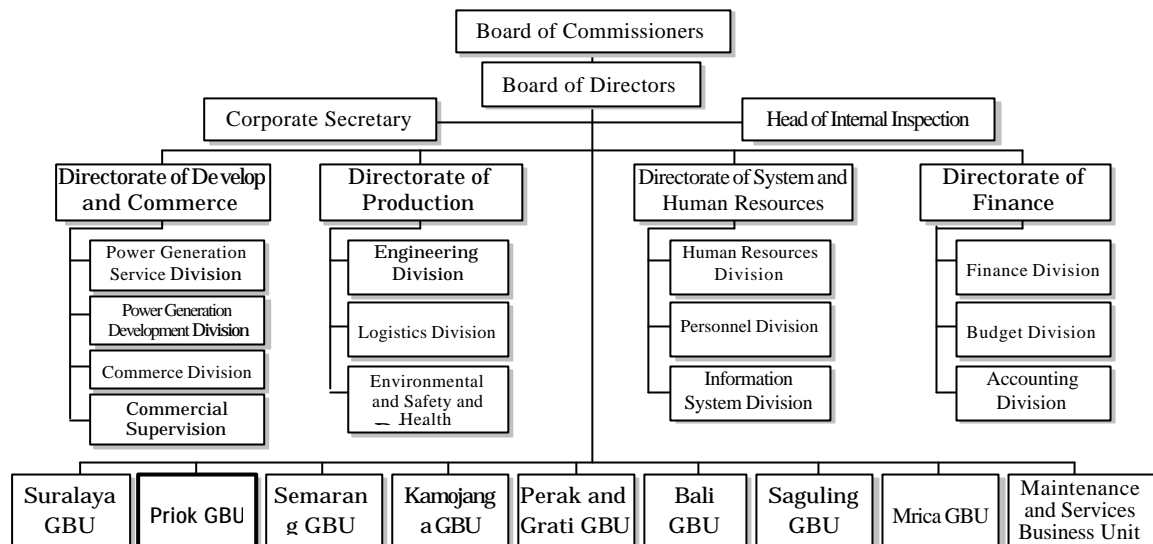


図-5：Indonesia Power の組織図

出典：Indonesia Power

b) 3・4号機の運用・維持管理

3、4号機の運用及び日常メンテナンスは、プリオク GBU が担当している。プリオク GBU は、オペレーター81名、メンテナンス職員117名、事務員64名、作業員150名を含む412名の職員を擁している。3、4号機の場合、発電機停止以前は、職員22名が運転を担当し、12名がメンテナンスを行っていた。また、プリオク・コンプレックス^{*15}に常駐する運用・維持管理職員及び契約従業員もまた3、4号機の運転・維持管理を補佐していた。発電所が稼働停止した後は、運転職員3名及びメンテナンス職員8名のみが事業施設の維持管理に従事している。

c) 事業施設の現況

3、4号機の蒸気タービンは稼働停止以降も、適切に維持管理されている。また、発電機についても、試験運転や点検が定期的に行われているため、2機とも良好な状態が保たれている。しかしながら、ボイラー、給水装置、制御装置などの劣化は深刻であったため、それらは稼働停止当時の状態のまま放置されている。特にボイラーの内部・表面はさび付き、外壁の一部は崩れ落ちている。

2.5.2 Indonesia Power の財務的健全性

現在、Indonesia Power、PJB II、IPP が発電した電力は、PLN P3B^{*16}にのみ販売されている（図-6）。電力購入量及び価格などの条件は、PLN と発電企業の間で取り決められた売買電契約で定められている。

Indonesia Power は様々な事業を行っているが、主な収入は PLN への売電から派生している。PLN への売電単価は、Indonesia Power が収益性を確保できるよう、実際に発生した発電費用を基に算定されている。したがって1998年の通貨危機にもかかわらず、Indonesia Power の収支は設立以来プラスとなっている（表-4 参照）。また同社の借入金の多くは、インドネシアルピアであったため、ルピア暴落の影響を受けずに済んだことも要因となっている。しかし、1999年度の売上債権は、

¹⁵ プリオク・コンプレックスは、蒸気火力発電所（50MW×2基）、ガス火力発電所（20MW×1基、26MW×2基、48.8MW×4基）、コンバインドサイクル発電所（130MW ガスタービン×6基、200MW 蒸気タービン×2基）、ディーゼル発電所（25MW×4基、30MW×2基）により構成されている。

¹⁶ PLN P3B：ジャワ・バリ系統送電・給電指令センターは、送電施設の運用、維持管理、開発を担当している。

2,616.3 百万ルピアで(前年度比で 41.7%の増加) 売上債権回転期間は 6.08 ヶ月であった。これは、主に PLN から未収金が増加したためである。

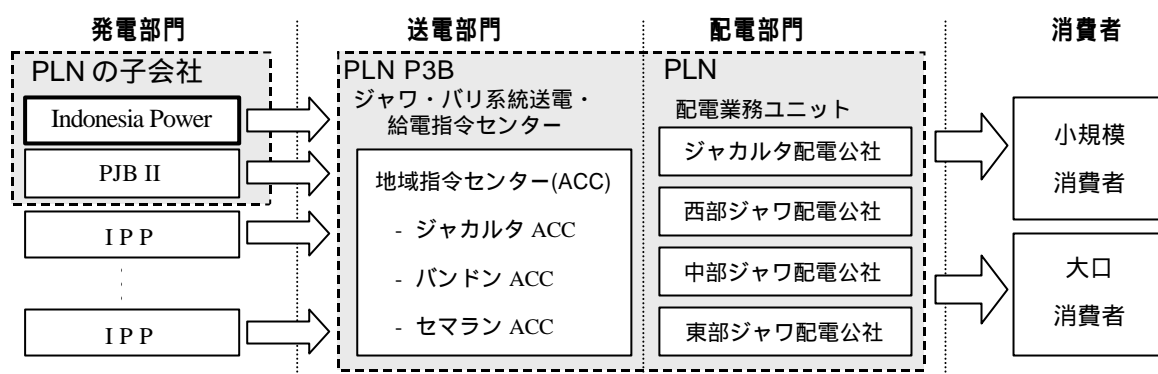


図-6: ジャワ・バリ系統の電力供給構造

PLN の財政悪化は、インドネシアを襲った通貨危機により引き起こされたものである。当時、急激なインフレと大幅なインドネシアルピアの下落により、IPP から購入する電力価格が急騰したため、PLN の運転・維持管理費が上昇した。一方、インドネシア政府は社会経済状況を考慮して PLN の電気料金値上げを認めなかったため、PLN の財務状況は危機的状況に追い込まれることになった。PLN が唯一の電力購入者であることを考慮すると、Indonesia Power の商業的持続性・自立発展性は PLN の財務状況の改善なしでは達成できないと思われる。

表-4: Indonesia Power の損益計算表 (単位: 百万ルピア)

	1995*	1996	1997	1998	1999
営業収入	482,536	2,170,356	2,315,092	4,501,731	5,163,296
営業費用	394,485	1,788,448	2,187,802	3,885,011	4,294,882
営業利益	88,051	381,908	127,290	616,720	868,414
営業外損益	(10,881)	(38,462)	(52,005)	(533,309)	(455,774)
税金および子会社への補填	25,219	111,628	29,145	18,909	124,772
当期純利益(課税前)	51,951	231,818	46,140	64,502	287,868

備考: *1995年10月3日~12月31日

出典: Indonesia Power

PLN は、財務的健全性を回復すべく次の計画を実行し始めている： 数年間にわたり徐々に電気料金の値上げを行う、 社会経済的理由から政府が電気料金の値上げを承認しない場合、PLN は政府に対して収益補助を要求する、 PLN と IPP の間で交わされた売買電契約を見直し¹⁷、IPP からの買電単価を削減する、 プルタミナ¹⁸に天然ガス価格の引き下げを要請する、 技術面の改善を行うため、技術的効率化促進監査チームを組織する。

2.5.3 将来の稼働計画

PLN の計画部門は、現在計画・建設中の新設発電所が計画どおり完成したとしても、ジャワ・バリ系統の電力供給は需要をはるかに下回るとの見通しを立てている。仮に電力需要が予測どおり増加した場合、2004年には電力不足が起こることになる。このような電力危機を避けるためには、年間約 1,500 MW の発電容量をジャワ・バリ電力系統に追加する必要がある。

¹⁷ 通貨危機の間、米ドルに対してルピアが大幅に下落したため、IPP の電力販売価格が上昇した。PLN は契約に基づき IPP から平均 6 U.S.セント/kWh (現在の為替レートで約 680 ルピア/kWh) で電力を購入しなければならなかった。これに対して 1999年における Indonesia Power の電力販売価格は 155 ルピア/kWh で、PLN の平均電気料金は 219.7 ルピア/kWh であった。

¹⁸ プルタミナ: インドネシア国営石油会社

一方、3・4号機は収入がないうえに、維持管理費、土地賃貸費、職員給与等が高くなってしまっている。従って Indonesia Power は、以下に示すような発電所の有効利用計画を策定している。

- 発電所を、発電容量 322 MW のコンバインドサイクル発電所（蒸気タービン：42.7MW ×2 機、ガスタービン：237MW ×1 機）に改築する。この場合、既存施設の内、ボイラーおよび関連施設は撤去されるものの、3・4号機のタービンは蒸気タービンとして再利用することができる。
- 同じ敷地に、発電容量 732MW のコンバインドサイクル発電所（蒸気タービン：258MW ×1 機、ガスタービン：237MW ×2 機）を新設する。この場合、発電所を含む全ての既設設備は廃棄され、3・4号機のタービンは他の発電所に移設され再利用される。

3. 教訓

3.1 改修事業の適時実施の重要性

本改修事業が計画どおり完了していたとしたら、プリオク発電所は深刻な電力不足期間における電力需要を満たすことが可能であったと考えられる。しかし実際には、同期間中、発電所は改修工事着工前にもかかわらず、電力不足に対応するための連続運転を余儀なくされている。このような過剰運転が施設の更なる劣化を引き起こしたと考えられる。

改修事業の事業範囲は、審査時における施設の状態を基に決定されるが、工期が遅延すればするほど施設の劣化が進行する可能性が高くなる。一般的に、施設の状況が一度悪化すれば、その後の施設劣化は急速に進行してゆくことが多い。また、工期の遅延と事業範囲の修正は事業費を増加させる。したがって、既存の施設を改修工事中のために停止させることができない場合、改修事業の計画・見直しは慎重に行うべきである。

3.2 遅延した改修事業の事業範囲の見直し

改修工事が遅延したことにより既存施設が更に劣化した場合、施設の現状に合った事業範囲の再審査を行うべきである。

3.3 電力システムに対する厳密な需要予測実施と効率的運用の必要性

本事業における事業施設の過剰運転とそれに伴う施設劣化は、予測または防止することができたかもしれない。そのためには、今後より慎重な需給予測、PLN に係るより適切な事業実施能力、ジャワ・バリ送電網の管理・運営に係るより効率的な電力供給、正確な需要予測が必要になってくるであろう。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
<p>・ 事業範囲</p> <p>1. ボイラー</p> <p>2. タービン</p> <p>3. 電気・制御設備</p> <p>4. 近代化</p>	<p>プレート型加熱器、吊り下げ加熱器、過熱低減器、ノズル、空気予熱器、ガスダクト接続部の交換</p> <p>スートブロワの改修、バーナー、給水装置、バーナーバーナーチッププレートとの交換、給電装置の修理</p> <p>静翼、コンデンサチューブ、ボイラー給水ポンプ予備ローター、推進高熱ボルト、ボイラー給水ポンプの交換及び所内用水冷却器/配管のオーバーホール</p> <p>海水ポンプケーシングの交換、カソード保護の修理、主蒸気遮断弁の修理</p> <p>主変圧器のオイル漏れ及びモーターの修理 蒸気温度/空気予熱器入口空気温度制御装置の改良 発電機の修理</p> <p>ウィークリースタート&ストップの改良</p>	<p>同 左 (追加項目) 水冷壁管の部分的修復、空気ダクト接続部及び耐火性ボイラールーフキャストブルの交換</p> <p>同 左</p> <p>同 左 (追加項目) 高熱ボルト、補給水管、トラベリングスクリーン等の交換</p> <p>同 左 (追加項目) スロットル弁/サーボモーター及びトラベリングスクリーンの修理、部品の調達等</p> <p>同 左</p> <p>同 左</p> <p>同 左 (追加項目) 燃料流量計及び CWP 用電力ケーブルの調達、ステータコイルの巻き戻し等</p> <p>同 左</p>
<p>・ 事業実施期間</p> <p>1. コンサルタント選定</p> <p>2. 事業範囲のレビュー</p> <p>3. 入札・契約</p> <p>4. 機器・工場建設</p> <p>1) 製造</p> <p>2) 設計</p> <p>3) 輸送</p> <p>4) 据付</p> <p>5) 調整・試験</p> <p>6) 最終報告書作成</p>	<p>1987年10月 - 1988年5月</p> <p>1988年4月 - 1988年6月</p> <p>1988年7月 - 1989年12月</p> <p>1989年4月 - 1990年5月</p> <p>1989年1月 - 1989年10月</p> <p>1990年5月 - 1990年12月</p> <p>1990年10月 - 1990年9月</p> <p>1990年4月 - 1990年11月</p> <p>1990年11月 - 1990年12月</p>	<p>1988年9月 - 1989年7月</p> <p>1989年8月 - 1989年9月</p> <p>1990年7月 - 1991年6月</p> <p>1991年8月 - 1992年10月</p> <p>1991年7月 - 1992年2月</p> <p>1992年6月 - 1992年12月</p> <p>1993年10月 - 1994年5月</p> <p>1994年1月 - 1994年7月</p> <p>1994年9月</p>
<p>・ 事業費</p> <p>外貨</p> <p>内貨</p> <p>合計</p> <p>うち円借款分</p> <p>換算レート</p>	<p>1,515 百万円</p> <p>851 百万円ルピア</p> <p>1,590 百万円</p> <p>1,590 百万円</p> <p>1 ルピア=0.088 円</p>	<p>1,800 百万円</p> <p>2,633 百万円</p> <p>1,932 百万円</p> <p>1,555 百万円</p> <p>1 ルピア=0.05 円</p>