

インドネシア

バンジャルマシン石炭火力発電所建設事業

現地調査：2003 年 8 月

1. 事業の概要と円借款による協力



南カリマンタン州バンジャルマシン市近郊



発電所全景

1.1 背景

1994 年から始まったインドネシアの「第六次国家開発 5 カ年計画（REPELITA VI）」においては、電力供給信頼度の向上および脱石油政策にそった電源開発等が目標とされており、各地域の事情に応じた電源開発および送配電網整備が計画されていた。本事業の位置する南カリマンタン州を含む旧第 6 電力供給区は、同計画期間中の 5 年間に年平均 14.0%の電力消費量増加が見込まれ、着実な電源開発が必要とされていた。また、同区は利用可能な石炭が豊富に産出される地域でありながら、既存の電源の約 8 割（設備容量ベース）がディーゼル発電であり、脱石油政策の観点からも石炭資源を活用したベースロード*¹電源の開発が必要とされていた。同区における電源開発においては、バンジャルマシン発電所およびサマリダ発電所が 2 大発電所として位置付けられており、本事業には高い優先度が付されていた。

1.2 目的

カリマンタン東南部において、石炭火力発電所を建設することにより、増加する電力需要への対応および脱石油政策の推進を図り、もって同地域の経済成長に向けた基盤整備および地方開発支援に寄与する。

1.3 アウトプット

本事業は世界銀行等との協調融資案件*²であり、全体のアウトプットは下記のとおりである。円借款では審査において、ボイラーおよび同関連施設にかかる設備を対象とした。発電所建設地は、南カリマンタン州都であるバンジャルマシン市の南東約 123km

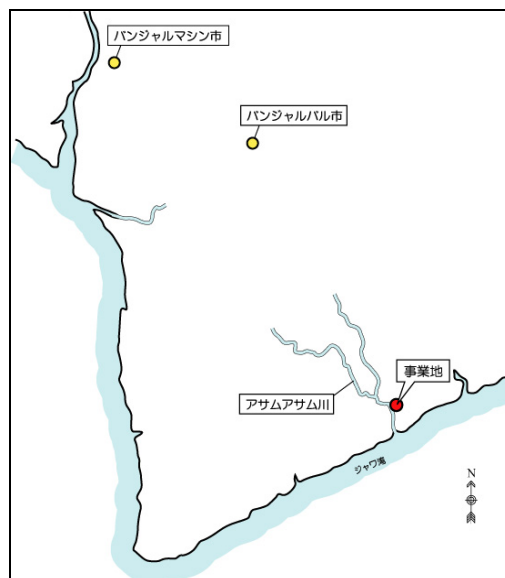
¹ 電力・ガス等の事業において、ある期間において常に必要とされる基礎的な需要。

² 「Sumatera and Kalimantan Power Project」（1994 年 6 月理事会承認、2001 年 6 月貸付完了）

のアサムアサム河畔である（図 1 参照）。

- 土木工事：アクセス道路、整地、関連建屋の建設（世銀）
- ボイラー³および同関連施設：ボイラーおよび同関連施設の調達・据え付け（円借款）
- タービン発電機：タービン発電機の調達・据え付け（世銀）
- 電気設備：電気設備の調達・据え付け（世銀）
- 計測装置：計測制御装置の調達・据え付け（世銀）
- 送電線建設：送電線の建設（190km）（オーストラリア政府）
- コンサルティング・サービス：詳細設計、入札補助、施工監理（世銀）

図 1 本事業位置図



1.4 借入人／実施機関

インドネシア共和国／国有電力企業（P.T. PLN (Persero)）

1.5 借款契約概要

円借款承諾額／実行額	64 億 6,400 万円／64 億 4,000 万円
交換公文締結／借款契約調印	1994 年 11 月／1994 年 11 月
借款契約条件	金利 2.6%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド
貸付完了	2001 年 12 月

³ 燃料となる石炭を燃やし、この熱により水を蒸気に変える。蒸気はタービンを回転し、タービンと直結した発電機が回転して電気が生産される。

2. 評価結果

2.1 妥当性

REPELITA VI（1994 年～98 年）において、電力供給信頼度の向上および脱石油政策にそった電源開発等が目標とされており、各地域の事情に応じた電源開発および送配電網整備が計画されていた。

本事業の位置する南カリマンタン州を含む旧第 6 電力供給区では、同計画期間中の 1994 年度から 98 年度までの 5 年間に於いて年平均 14.0%の電力消費増が見込まれており、着実な電源開発が必要とされていた（表 1 参照）。98 年度末までに運転予定の発電施設のうち、本事業によるバンジャルマシン石炭火力発電所は最大規模であり、南カリマンタン州を需要地区とするベースロードの主要部分を担う計画となっていた。同電力供給区は硫黄分の少ない石炭が豊富に産出される地域でありながら、93 年時点において既存電源の約 8 割（設備容量ベース）はディーゼル発電であり、脱石油政策の観点からも石炭資源を活用したベースロード電源の開発が必要とされていた。このような状況に於いて、地域の豊富な石炭を活用して電源開発を行うという本事業の計画は、審査時のインドネシア政府の政策に合致しており、妥当であったと考えられる。

表 1 REPELITA VI における旧第 6 電力供給区における電力需要予測：1994/95～1998/99 年度

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
発電電力量 (GWh)	1,386.4	1,631.5	1,865.6	2,129.5	2,411.8
ピークロード (MW)	230.0	269.1	305.8	346.9	391.5

(出所) PLN

南カリマンタン・中央カリマンタン電力供給区（旧第 6 電力供給区の一部）では、2003 年より 5 年間に於いて年平均 9.3%の電力消費増加が見込まれているとともに、PLN ではバンジャルマシン石炭火力発電所より供給される電力を同発電所の属するバリト系統以外にも送電することを計画している。このように、本事業の目標であるカリマンタン東南部の電力需要増加への対応は、現在においても重要な位置付けにある。また、同発電所は同地域における石油火力発電比率を低減するものであり、インドネシア政府が PROPENAS（2000～04 年国家開発計画）の下、引き続き掲げる脱石油政策にも貢献している。よって評価時点においても、本事業の妥当性は高い。

表 2 南カリマンタン・中央カリマンタン供給区における電力需要予測：2003～2007 年

	2003	2004	2005	2006	2007
発電電力量 (GWh)	1,555.6	1,686.4	1,827.2	2,006.3	2,202.6
ピークロード (MW)	288.4	312.0	337.3	369.5	404.8

(出所) PLN

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

世銀融資コンポーネントを含む全体のアウトプットについて、ほぼ計画通り実施された。しかしながら、当初計画では円借款によりまかなわれる予定であったボイラーおよび関連施設部分について、円貨の対ドル交換レートが 1994 年 4 月の 1 ドル=105 円から 2001 年 9 月には 1 ドル=119 円となり、この円安進行の影響により、関連施設部分については、円借款ポーションから世銀ポーションへと資金源の変更が行われた。

2.2.2 期間

当初計画では、全体期間は 1994 年 11 月から 99 年 6 月まで（L/A 調印から製造・据え付け・テストまで）の 55 カ月であったところ、実際の期間は 1994 年 11 月から 2000 年 12 月までの 73 カ月であった。この主な要因は、①土木工事およびタービン発電機にかかる契約手続きの遅れ、②関連施設の資金源の変更にかかる調整（円借款より世銀へ）、③アジア通貨危機後の社会・政治混乱（ジャカルタ暴動・政権交代）、またそれに伴う実施機関の業務の停滞であった。

2.2.3 事業費

当初計画における全体事業費は 313 億 9,400 万円であり、そのうち円借款対象事業費は 76 億 500 万円（全体の 24.2%）であった。

最終的な全体事業費は 302 億 2,200 万円（対計画比 96.3%）であり、計画の範囲内ではあるが、円借款対象部分の事業費は円貨の対ドル減価のため、86 億 1,400 万円（対計画比 113.3%）と計画を上回った。このため、円借款対象部分（ボイラーおよび関連施設）のうち関連施設については、世銀資金の対象となり、最終的に円借款実行額は 64 億 4,000 万円（対計画比 99.3%）となった。

2.2.4 実施体制

上述したとおり本事業は世銀との協調融資案件であり、円借款ではボイラーの調達・据え付けがまかなわれた。実施にあたっては、世銀融資によって雇用されたコンサルタントの監理下で各コンポーネントのコントラクター間の調整が図られた。

2.2.5 住民移転*⁴

本事業実施のための用地取得(事業実施地区の一部)により、36世帯(144人)の住民移転が県政府の監理の下1995年に行われた。PLNは移転先(事業実施地から約4km北方に位置)にコンクリート造りの新家屋(36m²)を提供するとともに、アクセス道路、水道等の基礎的なインフラおよびモスク等の社会的施設を整備した。また、地元大学およびNGOとの協力により、移転前および移転後に移転住民を対象としたコミュニティ開発プログラムを実施し、移転先での生活を円滑に始められるよう支援した。コミュニティ開発プログラムにおいては、畜産業、農業関連産業、漁業等の分野での教育訓練を行うとともに、宗教活動を含む文化・社会活動が実施された*⁵。

図2 住民移転先の住宅



図3 住民移転先のモスク



2.2.6 環境配慮

本事業の実施過程を通じて、「環境管理法(1997年法律第23号)」に基づく環境アセスメント(AMDAL)が行われた。環境管理計画(RKL)および環境モニタリング計画(RPL)の策定、事業実施中のモニタリングはPLNより委託を受けた地元大学が行った。本事業実施に際して、特段の問題は報告されていない。

2.3 有効性

2.3.1 発電所の運用実績

審査時の計画において、本事業により建設されるバンジャルマシン石炭火力発電所の最大出力は130MW、設備利用率は63.0%、発電電力量は717.4GWhと想定されていた。事業完成後の運用実績は、表3に示すとおり、それぞれ計画値を上回っている。また、稼働率について80%を超えており、重大なトラブルもなく順調に運転されていることがわかる。

⁴ 今次調査において住民移転地区を訪問し、3世帯のインタビューを行った。

⁵ 世銀完成報告書では、模範的な住民移転の実施であったと評している。なお、PLNは住民移転に際して、地元大学、NGOと協力し効率的にコミュニティ開発プログラムを実施したが、事業終了後に、就業機会を求めるなどの理由で他の地域に転出した例も多く、今次調査にて確認したところ、移転してきた居住者は、現在では6世帯となっている。

表 3 審査時計画および運用実績

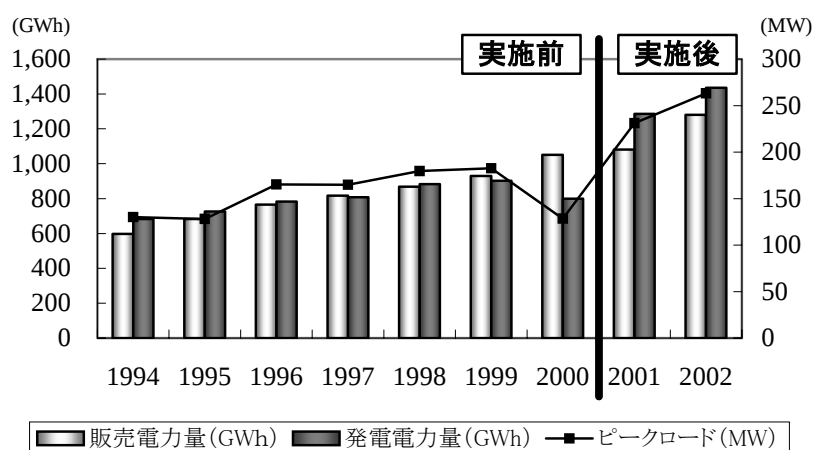
	年間発電電力量 (GWh)	最大出力 (MW)	設備利用率* ⁶ (%)	稼働率* ⁷ (%)
計 画	717.40	130.00	63.00	—
2001	738.71	130.00	64.87	95.38
2002	865.16	130.00	75.97	82.31

(出所) PLN

2.3.2 南カリマンタン・中央カリマンタン電力供給区への電力供給

1994 年の本事業審査時における南カリマンタン・中央カリマンタン電力供給区（旧第 6 供給区の一部）の発電電力量は 682.82GWh、販売電力量は 597.26GWh、ピークロードは 130.08MW であった。本事業実施前においては、同電力供給区の発電設備は一部を除いてほとんどが小規模なディーゼル発電施設であり、後述するとおり、電力供給能力が需要を下回ることが頻繁にあった*⁸。

図 4 南カリマンタン・中央カリマンタン供給区の電力供給状況



(出所) PLN

それに対し、本事業実施後の 2002 年における同供給区の発電電力量は 1,436.62GWh (210.4%増)、販売電力量は 1,281.43GWh (214.6%増)、ピークロードは 263.29MW (202.4%増) であり、それぞれ大幅に増加している。図 4 に示すとおり、これらの指標は本事業が完成した後の 01 年から大きく改善しており、本事業によるバンジャルマシン発電所建設が南カリマンタン・中央カリマンタン供給区における電力供給に貢献していることが明瞭である。また、02 年における同供給区の発電電力量のうち、同発電所によるものは 60.2%を占めており、同供給区においてベースロード電源としてきわめ

⁶ 設備利用率＝年間発電電力量／（定格出力×年間時間数）

⁷ 稼働率＝年間運転時間数／年間時間数

⁸ 電力供給が不足する場合には、発電バージ（Barge-mounted Diesel Power Plant）により電力供給を行っていた。

て重要な機能を果たしている。

2.3.3 財務的内部収益率（FIRR）の再計算

審査時における財務的内部収益率（FIRR）は、建設費、燃料費、運営・管理費を費用、売電収入*⁹を便益として行われ、6.3%と算出されていた。本評価にて、同様の条件にて再計算を行ったところ、6.5%と審査時の値を上回る結果を得た。

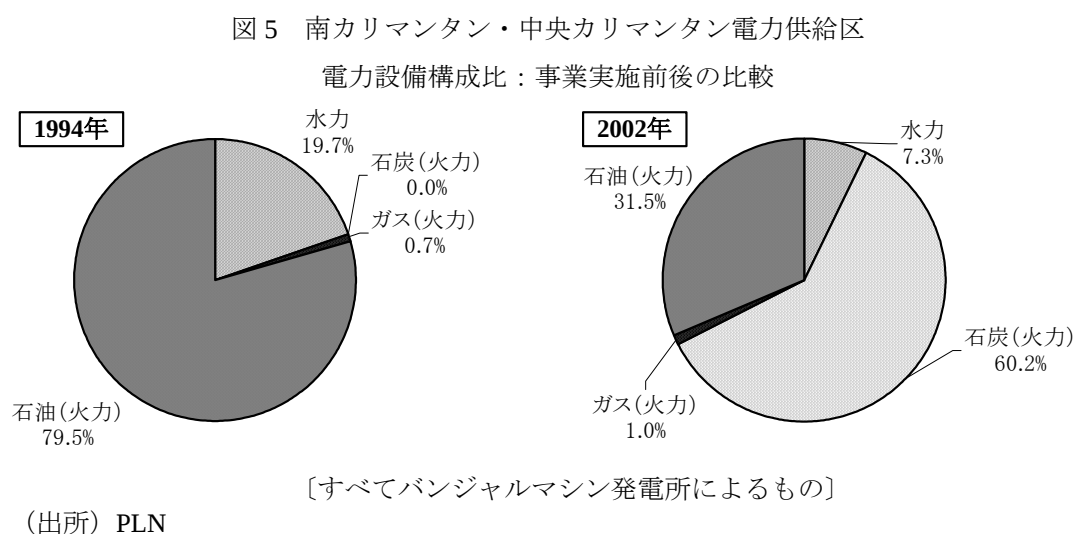
2.3.4 経済的内部収益率（EIRR）の計算

本事業の社会経済的効果を定量的に把握することを目的として、建設費、燃料費、運営・管理費を費用、石油消費削減分を便益として、経済的内部収益率（EIRR）を計算したところ、33.6%と算出された。本事業がインドネシア政府の推進する脱石油政策を支援し、社会経済的に高い効果をもたらしたといえる。

2.4 インパクト

2.4.1 脱石油依存の推進

図 5 に示すとおり、1994 年の本事業審査時における南カリマンタン・中央カリマンタン電力供給区（旧第 6 供給区の一部）の発電電力量構成比率においては、石油火力が 79.5%（543,126GWh）を占めており、19.7%（134,736GWh）を占める水力以外の電力設備はほとんどない状態であった。それに対し、本事業実施後の 2002 年には石油火力は 31.5%（452,043GWh）へ大幅に減少するとともに、代わって石炭火力が 60.2%（865,164GWh）を占めるようになった。この石炭火力発電電力量はすべてバンジャルマシン発電所によるものであり、本事業による脱石油依存への貢献が認められる。



⁹ 電力を売ることによって得られる収入。審査時には、発電電力量からロス率分を除いた電力量を売電電力量として売電収入を試算している。

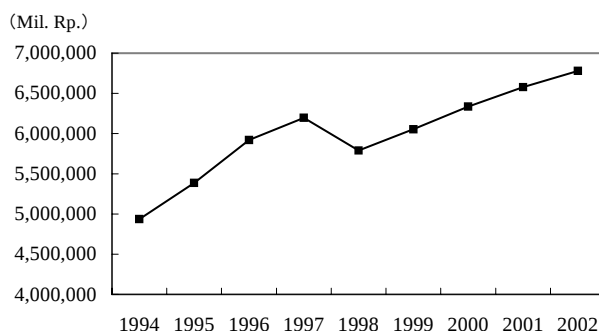
2.4.2 地域産業の活性化

本評価の一環として、本事業の地域産業の活性化への貢献度および受益者の満足度を把握することを目的として、PLN 職員の協力を得て大口契約者を対象に受益者調査を実施した。バンジャルマシン石炭火力発電所より電力供給を受けている大企業より、南カリマンタン州の木材加工業 3 社、魚類加工業 1 社、鉱業 1 社を選定し、質問票に基づくインタビュー調査を行った。

本事業による電力供給の改善について、すべての回答者（5 社）が「おおいに改善した」（4 社）または「改善した」（1 社）と述べるとともに、現在の状態については 4 社が「満足している」と答えている。これらの回答者は、本事業実施以降、停電の頻度が減少し安定した電力供給を受けることができるようになったことを特に高く評価している。

また、事業経営の改善への貢献についても、すべての回答者が「おおいに貢献した」（3 社）または「貢献した」（2 社）と高く評価している。特に、電力の安定供給が確保されたことにより操業計画の立案が容易になったことを事業経営上の便益として強調する意見が目立った。

図 6 南カリマンタン州域内総生産（1993 年固定価格）



（出所）中央統計局

南カリマンタン州の地域内総生産（1993 年固定価格）に着目すると、発電所完成前である 1999 年の 61 億 5,700 万ルピアより発電所完成後の 2002 年には 68 億 6,900 万ルピアへとアジア経済危機による落ち込みを克服して順調に成長している（図 6 参照）。地域経済の発展における本事業のインパクトを特定することは困難だが、インタビュー調査の結果と合わせ考えると、本事業によるバンジャルマシン石炭火力発電所の建設が同州における地域産業の活性化に貢献し、同州経済の成長を下支えしていると推量される。

2.4.3 環境へのインパクト

大気汚染については、PLN により 2002 年 11 月に行われた環境モニタリング調査結果が示すとおり（表 4 参照）、バンジャルマシン石炭火力発電所周辺の大気中の汚染物質

含有量はインドネシア政府の定める基準を下回っている。

表 4 大気汚染（1 時間値）（ $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ）

大気汚染物質	測定場所 1 : 煙突より 3m	測定場所 2 : 煙突より 200m	測定場所 3 : アサムアサム村* ¹⁰	測定場所 4 : 煙突より 500m	インドネシア 政府基準
ばい塵	55.6	166.7	111.1	166.7	230
二酸化硫黄 (SO ₂)	Tr (微量)	Tr (微量)	Tr (微量)	Tr (微量)	900
二酸化窒素 (NO ₂)	33.5	42.4	74.8	68.7	400
一酸化炭素 (CO)	3.23	2.15	1.24	3.05	30,000

（出所） PLN

また、水質汚濁についても、同環境モニタリング調査結果が示すとおり（表 5 参照）、排水中の汚染物質含有量はそれぞれインドネシア政府の定める基準*¹¹を下回っている。

表 5 水質汚濁（排水）（mg/l）

水質汚濁物質	測定場所 1 : 放水口	測定場所 2 : 灰捨て場	測定場所 3 : 污水处理場	インドネシア 政府基準 I	インドネシア 政府基準 II
pH	5.85	5.67	8.89	6～9	—
鉄	1.05	1.05	1.24	5	10
浮遊懸濁物 (TSS)	36	47	52	200	400

（出所） PLN 提出資料を基に作成

しかしながら、現在まで灰の全量が灰捨て場に貯留されたままとなっている。審査時の計画では、灰捨て場に 3 カ月程度のみ一時的に貯留し、炭鉱採取跡地の埋め戻し材やセメント造成に活用する予定であったが、現在のところ技術的な問題点もあり、これらの再利用は進んでいない。本評価のための調査のあとに行った PLN との面談では、灰処理計画の見直し中であるとの説明があった。

大気汚染（排煙）については、発電所内の自動制御装置にて 24 時間監視されている。水質汚濁（排水）については、排水処理の結果を発電所内にて 1 日 5 回確認するとともに、3 カ月ごとに環境関連ラボにサンプルを送付し、第三者の確認を得ている。また、大気汚染、水質汚濁のいずれに関しても、6 カ月ごとに南カリマンタン州政府環境管理局（Bapedalda）に環境モニタリング計画実施状況を定期報告することが義務付けられており、環境モニタリングは適切に行われている。

2.5 持続性

2.5.1 実施機関

(1) 技術

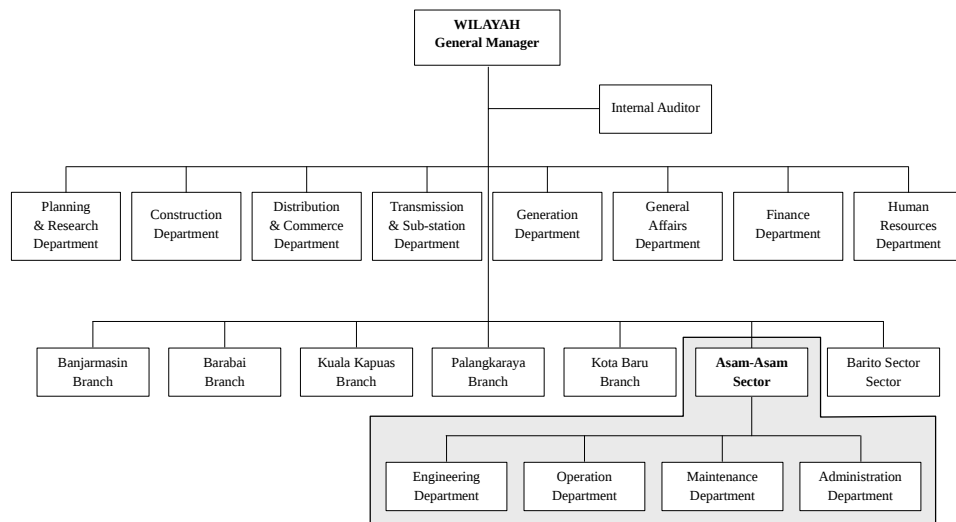
¹⁰ アサムアサム村測定場所の煙突からの距離については PLN 資料には明示されていない。同村はプロジェクトサイトの西 3km の場所に位置する。

電力供給区事務所および発電所事務所の職員は、発電所各施設の運営・管理について本事業コントラクターによる研修を受講し、必要な技術を習得するとともに、それぞれの業務を各施設のマニュアルに基づいて体系的に行っている。PLNによると、運営・管理要員の技術力は十分な水準にある。なお、PLNでは職員の技術力のさらなる向上を目的として、PLN研修部門による研修へ職員を派遣している。

(2) 体制

本事業により建設されたバンジャルマシン石炭火力発電所の運営・管理は、PLN南カリマンタン・中央カリマンタン電力供給区事務所（Wilayah）の指導の下、同発電所事務所（Sektor）が担当している。同発電所事務所は、管理部、技術部、運営部、維持管理部により組織編制されており、所長を合わせ合計101人の職員が在籍している（図7参照）。

図7 運営・管理組織図



（出所） PLN

(3) 財務

PLN（全体）の営業収入は電力料金、加入料金等で構成されている。過去5年間に於ける営業収入は年々増加しているものの、この増加分は同様に増加する営業費用をまかなうに至っていない（表6参照）。その結果、1998年以降2001年まで営業利益段階において4期連続の赤字となっている。当期利益段階においては、01年に黒字に回復したものの、支払い利息額および融資返済期間の変更による金融費用の減少、並びに国家予算（APBN）からの政府補助金（6兆7,352億900万ルピア）によるものであり、電気事業での業績回復を示すものではない。総資産当期利益率（ROA）^{*12}は、97年以降

¹¹ 工場の排水基準について制定されたもの。

¹² 総資産利益率（ROA）＝利益／総資産（総合的な収益率を示す）

マイナスが続き、01年に政府よりの補助金によりプラスに転じている（図8参照）。短期的な安定性を示す流動比率^{*13}や長期的なそれを示す自己資本比率^{*14}のいずれも、00年以降回復の兆しを表しているものの、それぞれ97年のレベルに比べ低い水準となっている（図9参照）。

これらの指標が示すとおり、PLNの財務状況は依然として厳しい状況にあり、本事業調達施設の運営・管理への負の影響が懸念される。こうした財務状況の悪化は、アジア経済危機による現地通貨（ルピア）の対ドル交換レートの下落に伴う①燃料費を中心とした発電費用の増加、②独立系発電事業者（IPP）からの電力購入価格の上昇（主にドル建て）、③それらと比較して不十分な料金値上げに起因するものである^{*15}。PLNでは、財務状況の改善のため、料金体系やIPPとの契約の見直し、経営効率の改善、配電の効率化（テクニカルロスの削減）、発電原料のガス化等に取り組んでいる。

セクター全体としては、PLNの財務リストラおよび企業組織再編、電力料金の適正水準への段階的引上げ、電力市場の規制緩和による民間投資の促進等に取り組んでおり、04年度から黒字化する見込みである。新電気事業法（02年）では、07年度を目処とした発電分野・小売分野での競争原理の導入等が掲げられ、対応が進んでいる。

表6 PLN（全体）損益計算書（1997年～2001年）（10億ルピア）

	1997	対売上比	1998	対売上比	1999	対売上比	2000	対売上比	2001	対売上比
営業収入	11,126	100%	14,036	100%	15,997	100%	22,556	100%	28,624	100%
電力販売	10,877		13,766		15,670		22,139		28,275	
その他	248		269		326		416		348	
営業費用	9,449	85%	16,808	120%	21,502	134%	27,215	121%	31,939	112%
電力購入	325		1,885		5,082		9,395		8,717	
燃料費	4,338		9,408		9,691		10,375		14,007	
維持管理費	965		924		1,497		1,610		2,630	
人件費	1,068		1,018		1,335		1,802		2,086	
減価償却費	2,250		3,074		3,224		3,229		3,404	
その他	501		495		670		802		1,094	
営業利益	1,676	15%	-2,772	-20%	-5,505	-34%	-4,659	-21%	-3,314	-12%
営業外収益・費用	-2,255		-6,382		-5,348		-19,331		3,880	
経常利益	-579	-5%	-9,155	-65%	-10,853	-68%	-23,990	-106%	566	2%
税金	-		-390		-514		-620		-569	
特別収益・費用	-		-		-		-		183	
当期利益	-579	-5%	-9,545	-68%	-11,368	-71%	-24,611	-109%	180	1%

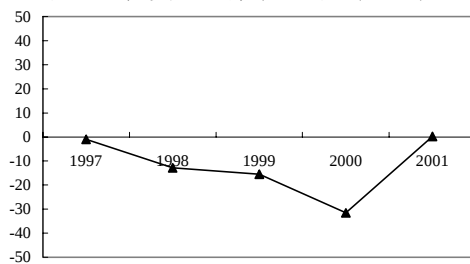
（出所）PLN

¹³ 流動比率＝流動資産／流動負債（支払能力を示す）

¹⁴ 自己資本比率＝自己資本／総資本（調達資金の安定性を示す）

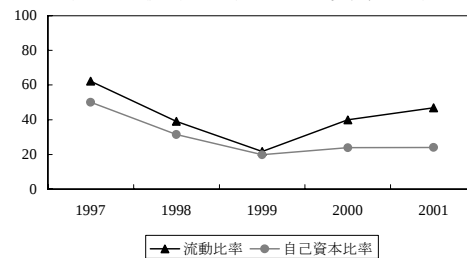
¹⁵ ルピアの対ドル交換レートの下落により、1997年に4兆6,639億9,800万ルピアであった電力購入費および燃料費の合計は、2001年には22兆7,244億3,600万ルピアになり、487.3%増加している。対売上費比率においても、1997年には41.9%であったが、2001年には79.4%まで占めるようになった。これに対し、平均電力料金は、1997年の169.13ルピアから2001年の334.55ルピアへと推移しており、197.8%値上げされるにとどまっている。

図 8 総資産当期利益率（ROA）



（出所） PLN

図 9 流動比率・自己資本比率



（出所） PLN

2.5.2 運営・管理の現況

本事業により建設された施設の運営・管理状況は、おおむね良好である。

運営・管理活動としては、日常保守に加えて、修理保守、定期保守を行っている。定期保守には基本点検、中間点検、本格点検の3段階があり、それぞれ稼働時間および起動停止回数を基準にして実施される。本格定期保守は 32,000 時間（約 4 年）ごとに実施され、2005 年に本事業完成後初めて行われる予定である。また、修理については、PLN 内部の修理サービス部門や民間企業へ外注している。さらに、必要に応じてバンドン工科大学等の研究機関への委託も行っている。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

なし。

3.2 提言

（対実施機関）石炭灰処理システムの早期確立

石炭灰に関しては、計画されていた再利用が進んでいない。実施機関は、現在、是正措置を検討中とのことだが、早急に灰の再利用を具体的に進め、対応することが求められる。さらに今後とも発生する石炭灰に対応するための包括的な処理システムの早期確立が望まれる。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット 1. 土木工事（世銀）	- アクセス道路 - 整地 - 関連建屋の建設工事	- 計画通り
2. ボイラー（JBIC）	- ボイラーの調達・据え付け	- 計画通り
3. ボイラー関連施設（世銀）	- ボイラー関連施設の調達・据え付け	- 計画通り
4. タービン発電機（世銀）	- タービン発電機の調達・据え付け	- 計画通り
5. 電気設備（世銀）	- 電気設備の調達・据え付け	- 計画通り
6. 計測制御装置（世銀）	- 計測制御装置の調達・据え付け	- 計画通り
7. 送電線（オーストラリア政府）	- 送電線の建設（190km）	- 送電線の建設（228km）
8. コンサルティング・サービス（世銀）	- 詳細設計 - 入札補助 - 施行監理 -	- 計画通り -
②期間 1. L/A 調印 2. 入札・契約 3. 製造・据え付け・テスト	1994 年 11 月 1995 年 4 月～1996 年 2 月 1996 年 2 月～1999 年 6 月	1994 年 11 月 1995 年 11 月～1997 年 8 月 1997 年 8 月～2000 年 12 月
③事業費（円借款対象コンポーネント） 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	53 億 7,000 万円 22 億 3,500 万円 76 億 500 万円 64 億 6,400 万円 US\$1=105 円=2,100 ルピア (1994 年 4 月)	60 億 7,400 万円 25 億 4,100 万円 86 億 1,400 万円 64 億 4,000 万円 US\$1=119 円=8,875 ルピア (2001 年 9 月)

Third Party Evaluator's Opinion on Banjarmasin Coal Fired Steam Power Plant Project

Armida S. Alisjahbana

Associate Professor

Head of Center for Economics and Development Studies

Faculty of Economics, Padjadjaran University

Relevance

The objectives of the project were highly relevant when it was first conceived in the mid 1990s as a source of non-fuel electricity generation to lessen the dependence on oil. The project is consistent with the need to increase supply due to increased demand for energy in South East Kalimantan that had been provided mostly from diesel generation. South Kalimantan is an area abundant with coal reserves, and diversification of energy supply away from oil towards more use of coal for electricity generation is highly appropriate strategy. Demand for electricity in South Kalimantan has been accelerating at a rapid pace due to increased economic activities in the region. It had been forecasted to increase by an average of 14% per year during the 1994-1998 periods. The construction of the Banjarmasin Coal Fired Steam Power Plant Project was meant to provide most of the electricity needs of South Kalimantan Province.

At present and in the future, the project will still be highly relevant to meet South Kalimantan's steady growth in its demand for electricity consumption averaging at 9.3% per year since 2003. As such the project is contributing in a significant manner towards the diversification of the region's and hence Indonesia's dependence on electricity generation from oil resources. The development of the Banjarmasin coal fired steam power plant project has contributed to electricity supply for other grid systems in the region other than the Barito grid system which the project belongs. The project's relevance has been enhanced further in supplying more electricity from steam fired power generation and a reduction in the role of oil electricity generation. At the present time, the project is still highly relevant in supporting government's program in reducing its dependence on oil resources.

Impact

The project has achieved its intended impact on reducing the regions heavy dependence on oil electricity generating capacity. When the project was started in 1994, South Kalimantan and Central Kalimantan's reliance on oil in its electricity generation was as high as 79%, but when the project was finished in 2002 the proportion of electricity generated through coal fired steam power plant had become 60.2%. All of the electricity from coal fired steam generation plant is generated by the Banjarmasin coal fired steam power plant, which confirms its important and strategic role it has played in the region's electricity generating capacity.

The plant has direct economic benefits to the region as it provides stable and reliable electricity supply to industries. The project has taken care of the environment in terms of air and water pollution emitted is far below the allowable threshold. The project, however has to pay attention to the ash produced from the plant which is still left sitting outside without proper discharging mechanism so as not to cause pollution to the area.