

東部ジャワ送配電網建設事業 第四期

評価報告: 2002年9月

現地調査: 2001年6月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



マドゥラ島ギリ・ティムール変電所

1.1 背景

年率1.3%で伸びていた東ジャワ州の人口は、アプレイザル時点で約31百万人に達していた。同州の面積47,922 km²は、インドネシア国土の2.5%を占めるに過ぎないが、人口、及び、農業生産・多数の製造業を含む経済活動規模ともインドネシア全体の約20%を占めていた。東部ジャワ州送配電網建設事業は、日本の協力によって1971年6月に開始されている。同事業の第一期から第三期事業は、それぞれ1975年10月、1978年4月、1983年12月に完了している。東部ジャワ州の電力施設は、日本の円借款および技術協力により大きく発展していた。同州の電力セクターには、本事業のアプレイザル時点までに、日本政府から総額1,273億円の資金が供与されており、送配電事業の他、ブランタス河流域の水力発電所、グレシック火力発電所など7つの事業が実施されていた。

しかし、同州の発電施設がもつ供給能力は、依然として全ての電力需要に対応することはできないままであった。そのため、企業・個人が所有する自家発電設備が全発電容量の65%を占める一方、州の電化率はわずか9%という状況であった。年々増加する需要に対応するため、インドネシア政府は、パイトン石炭火力発電所1、2号機(80 MW)、グレシック火力発電所3、4号機(400 MW)等の電源を開発する一方で、送配電施設建設の中短期計画を実行に移していた。

1.2 目的

東部ジャワ州において伸び続ける電力需要に対応するための送配電設備を建設することにより、送配電システムの安定化、地方電化の促進を図り、もって東部ジャワ州における民生の向上、産業の発展に貢献すること。

1.3 事業範囲

1. 送電線

- a. 新規建設: 150 kV-2 回線-68km、150 kV-1 回線-181 km
- b. 既存施設の拡張: 150 kV-2 回線化-5 km、70 kV-2 回線化-11 km

- c. 既存施設の修復: 70 kV-2 回線-11 km
- 2. 変電所
 - a. 新規建設: 150/20kV 変電所 9 ヶ所、変圧器総容量-160MVA
 - b. 既存施設の拡張: 150/70-20kV 変電所 13 ヶ所
 - c. 予備変圧器: 30MVA 150 (70)/20KV 移動式変圧器 1 機
- 3. 配電施設
 - 中圧、低圧配電線の架設、変圧器、引き込み線、区分開閉器

1.4 借入人／実施機関

インドネシア政府 / 国营電力公社 (Perusahaan Umum Listrik Negara: PLN)

1.5 借款契約概要

円借款承諾額	14,000 百万円
借款実行額	11,570 百万円
交換公文締結	1984 年 7 月
借款契約調印	1985 年 2 月
借款契約条件	金利 年率 3.5 % 返済 30 年 (うち据え置き 10 年) 部分アンタイド
貸付完了	1995 年 1 月

2. 評価結果

2.1 計画の妥当性

1969 年に始まった第一次国家五カ年開発計画の重点施策の一つは東部ジャワの開発で、その開発目標は次の通りに設定されていた。

- i) スラバヤおよびその近郊における工業および商業・サービス業のさらなる発展
- ii) 州中部における、プランテーションと加工業を中心とする農業セクターの集約化
- iii) 州東部地域における林業、鉱業の開発
- iv) 州東部の低地における灌漑設備の修復・拡充による輸出用農作物の増産
- v) 州東部地域の工業・水産業の拠点としての開発

インドネシア政府は、第一、第二、第三次五カ年計画の実施期間中に、国内経済の近代化を進めるため様々な施策を実施してきた。東部ジャワ州の経済的發展は、当時過去 10 年間に於いて年率 22%にもおよぶ電力需要の伸びとして顕在化していた。こうした電力需要の増加に対応するため、PLN は 1971 年以降、東部ジャワ州送配電網建設事業の第一期～第三期事業を計画的に漸次実施していた。

電力需要はその後も急速な伸びが予想されていたこともあり、インドネシア政府は大規模発電所の建設と中短期的な需要に対応するための送配電設備の建設を進めていた。PLN は第三期事業が完了した 1983 年 11 月、国際協力事業団 (Japan International Cooperation Agency: JICA) の協力の下、東部ジャワ州における送配電設備開発のためのフイービリティ調査を実施、送配電長期計画を策定した。PLN およびインドネシア政府は、同長期計画にもとづいて第四期事業が妥当なものであると判断するに至っている。従って、本事業は当時の、インドネシア政府の開発計画に合致した

ものであると言える。

現在においても、東部ジャワは依然としてインドネシアの工業・商業の中心として重要な役割を担っている。同州の送配電施設は、本事業および他関連事業によって成熟に近い状況にまで至っている。また、ジャワ島における 500 kV の基幹送電線の建設により、地域間の電力融通がより柔軟になり、今や州内各地域における電力供給は地元の発電設備のみによる制約を受けなくなった。しかし、PLN の計画部門の予測¹⁾によると、現在実施・計画されている発電所が計画通りに完成したとしても、ジャワ-バリ系統は近い将来電力不足に陥ることが確実視されている。もし、同系統の電力需要が想定通りの勢いで伸びた場合、電力不足は 2004 年までに本格化することになる。PLN はこうした電力危機を回避するため、年間約 1,500 MW の発電所およびそれに対応する送配電施設のさらなる拡充を必要としている。こうした観点から本事業は、現時点のインドネシア政府の政策と一致する妥当なものであったと考えられる。

2.2 実施の効率性

2.2.1 事業範囲

本事業の計画は、東部ジャワ送電網拡張の長期開発計画に沿って作成された。しかし、マドゥラ沖のガス田発見後、長期開発計画時には予定されていなかったグレシク・コンバイドサイクル発電所 (1,500 MW) の建設が急遽決定されることになった。そのため PLN は、こうした外部条件の変化およびジャワ島の 500 kV 送電線と東部ジャワ送電系統との接続を考慮に入れた上で、潮流分析を再度実施する必要がある。

PLN は上記の潮流分析および既に PLN が計画していた系統拡充計画の見直しを日本政府に依頼した。最終的に、潮流分析、系統拡充計画の見直しは本事業のコンサルティング・サービスによって追加実施された。その結果に基づいて、当初の計画が、現状に適合するよう修正されている。当初計画と実施の再については、レポート末の計画/比較実績表を参照のこと。

2.2.2 工期

本事業が完了したのは 1994 年 5 月で、当初の完成予定 1989 年 11 月に比べ 4 年 6 ヶ月の遅延が生じている。このような大幅な事業の遅滞は、以下に示す要因によって生じている。

- i) 1988 年 1 月におけるマドゥラ島沖のガス田発見を受け、インドネシア政府はグレシク・ガス・コンバイドサイクル発電所および関連送電線の建設を急遽決定した。その結果、既に修了していた系統分析を再度実施する必要があるが生じたため。
- ii) 変電所の断路器はユーゴスラビアのメーカーから調達されることになっていたが、ボスニア・ヘルツェゴビナにおける民族紛争により、同メーカーの工場が操業停止に追い込まれてしまった。最終的に代替品を他企業から調達することになった。このため、同機器の調達が 29 ヶ月遅延することになった。
- iii) 変圧器の一部部品はインドネシアの企業により供給されることになっていたが、PLN と企業との間で契約内容に関する係争が生じ、最終的に同企業は契約を破棄してしまった。同機器の製造は別会社にゆだねられることになり、再度、業者を決めるための入札が行われた。その結果変圧器の施工が 15 ヶ月遅れることとなった。

以上の要因の内、i) および ii) は予期し得ない事態であり、不可避な問題であったと言える。しかし、要因 iii) の場合、適切な処置がとられていた場合、回避可能な問題であったと考えられる。ただし、契約金額に係る係争および業者の契約不履行が決まった後の対処は概ね適切であったと考

¹⁾ 出典: PLN 白書 "Immediate and Critical Issues for Decision" 2000 年 10 月 16 日

えられる。

2.2.3 事業費

総事業の実績は 125.7 億円相当であり、当初見積もりである 230.1 億円を 45.4% 下回る結果となっている。事業費を節約できた要因は以下の通りと考えられる。

- i) インドネシア・ルピアおよび米ドルに対し円高が進行したため
- ii) 入札の際の激しい価格競争により、入札価格が想定を下回った

円高が始まったのは 1980 年代後半頃からであるが、1990 年代に入るとより急速に円高が進行している。例えば、1984 年 4 月における対米ドルの為替レート 1\$=235 円は、1988 年 12 月には 1\$=120 円にまで変化している。

円借款については、承諾額 140.0 億円に対し実際に支出された金額はその 82.6%にあたる 115.7 億円であった。円借款は全事業費の 95.2%をカバーすることができたため、インドネシア政府が実際に支出した額 189.4 億ルピアは、当初見積もり 380.2 億ルピアの約 49.9%におさまっている。

2.3 効果（目的達成度）

2.3.1 東部ジャワ州内での送配電施設の拡張

インドネシアでは、1980 年代後半から 1990 年代中頃にかけて発電所の建設が急速に進展しており、それに対応するための送電線、変電所の建設も活発であった。表-1 は発電所の発電容量、送電線・配電線の総延長を示したものである。送電線の場合、1990 年代中頃から 25-70 kV の低圧送電線は減少に転じ、それに替わって 150 kV および 500 kV の高圧・超高压線の使用が徐々に増えている。特に、1991-93 年の間、150 kV の送電線は発電所の開発計画に応じて急速に建設されている。現在、150 kV の送電線は、地域内および地域間の基幹送電線として使用されており、500 kV 送電線はジャワ島全体の送電系統を統一する役割を担っている。

表-1: インドネシア全体の送配電施設

		88-89	89-90	90-91	91-92	92-93	93-94	1994	1995	2000
総発電容量 (MW)		8,529	9,088	9,118	10,873	13,600	14,327	14,986	16,109	20,762
配電線総延長 (1,000 kmc)	低圧配電線	103.7	114.2	120.9	126.9	138.9	160.9	170.0	194.7	287.5
	中圧配電線	63.4	70.7	77.3	77.4	92.2	105.5	115.5	135.1	216.2
送電線総延長 (kmc)	25-70 kV	6,316	6,509	6,206	6,287	6,223	6,284	6,418	5,675	4,945
	150 kV	7,454	7,810	8,316	8,570	10,255	10,975	11,216	12,150	17,102
	500 kV	1,061	1,107	1,148	1,143	1,190	1,502	1,565	1,728	2,774

出典: PLN

東部ジャワ州における電源開発は 1990 年代始め頃まで比較的順調に進んでいた。しかし、パイトン石炭火力発電所 (400 MW x 2) など建設予定の発電所の完成が遅れたため、1990 年代前半に同州は電力不足に見舞われている。こうした電力不足を解消するため、大規模発電所²の建設が積極的に進められた。こうした電源開発に対応するための送配電設備も同様に必要とされていた。

本事業では³、10ヶ所の変電所が新設され、可搬式変圧器 1 台、変圧器 20 台、11 区間の 150 kV 送電線、5 区間の 70 kV 送電線などが東部ジャワ州の各地に建設されている (図-1 参照)。また、配電線・配電用変圧器がマドゥラ島⁴およびケディリ県に設置されている。

² グレシック・ガス・コンバインドサイクル発電所 (1,500 MW)、パイトン石炭火力発電所 (800 MW) など

³ 本事業 (第四期事業) は 1987 年 4 月にコンサルティング・サービスが開始され、1994 年 5 月に建設作業が完了している。

⁴ マドゥラ島は、ジャワ島の北東部沖に位置し、東西 160 km、南北 35 km、総面積 4,250 km²の島である。スラバヤのタンジュン・

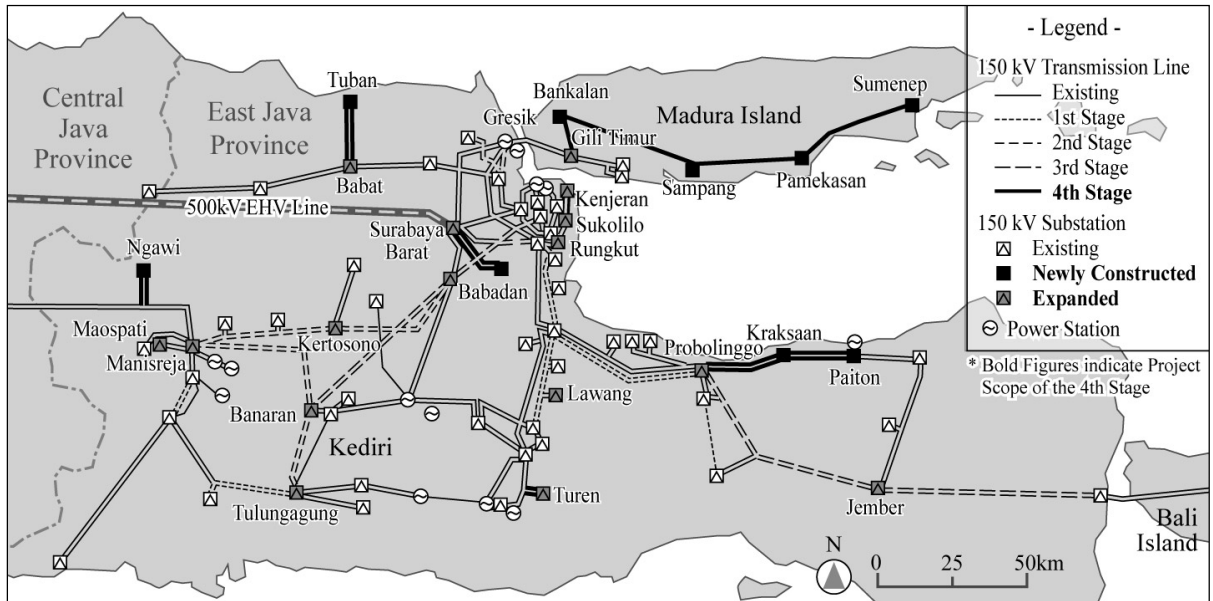


図-1: 事業位置図 (第四期事業完成直後)

本事業のアプレイザルが実施された 1982 年から同事業が完了した 1994 年の間に、東部ジャワにおける 150 kV 送電線の総延長および変電所の容量は約 3 倍に増えている。本事業の事業計画は規模において大きな変更なく実施され、回線延長 262.5 km の 150 kV 送電線、540 MVA の送電用変圧器が設置されている。これら 150 kV 送電線、送電用変圧器は 1994 年における東部ジャワ州の全設備の 10.5% および 11.4% を占めている。

その他、配線線および配電用変圧機がマドゥラ島およびケンダリ県（東部ジャワ州の西部）に設置されている。

表-2: 第四期事業が東部ジャワ全体の送配電施設に占める割合

		1974 年 (第一期事業 実施前)	1982 年 (第四期事業 アプレイザル時)	1991 年 (第四期事業 開始)	1994 年 ^(a) (事業完了)	第四期事業に よる増分 ^(b)	第四期事業の 寄与率 (b)/(a)
送電線 (Circuit km)	150 kV	105	983	1,868	2,512	262.5	10.45%
	70 kV	342	901	1,479	1,515	56.5	3.73%
	25, 30 kV	246	354	380	316	0	0.00%
配電線 (Circuit km)	低圧配電線	不明	不明	18,741*	25,040	484	1.93%
	中圧配電線	923	5,137	11,336*	14,759	186	1.26%
送電用変圧器	(MVA)	337	1,514	不明	4,655	540.0	11.39%
配電用変圧器	(MVA)	161	1,098	2,079*	2,620	53.0	1.87%

* 1992 年 4 月時点

出典: PLN

2.3.2 送配電ロスの減少

東部ジャワ送配電事業の第一期および第二期事業において、東部ジャワ州には 30~70 kV の送電設備が設置された。次に第三期事業では、需要の高い地域に 150 kV の送電施設が導入されている。その他、第一期から第三期事業において、多くの配電設備が電力需要の高い 9 地域に設置されている。その結果、第一期事業が開始される前の 1974 年に 22.68% であった東部ジャワ州の送配電ロス率は、本事業（第四期事業）が開始される直前の 1990 年には 11.73% にまで減少してい

ペラック港からフェリーで約 30 分の距離にある。フェリーは乗客、物品の他、ほぼ全てのサイズの車両が搭載でき、一日中約 15 分おきに運行している。

る。

表-3 は本事業実施期間における東部ジャワの送配電ロスの推移を示したものである。送配電ロスの数値は、明らかに減少傾向にあることを示している。本事業ではより高い電圧レベルの送電施設が拡充されたほか、送電電圧を適正なレベルに保ち送配電ロスを減少させるための分路コンデンサー (shunt capacitor) がジェンバール変電所に設置されている。その結果、1990年に11.73%であった送配電ロス率は、事業完了後の1995年において9.07%にまで減少している。

表-3: 東部ジャワ州送配電ロスの推移

	1974年	1990年	1991年	1992年	1993年	1994年	1995年	2000年
発電端電力量 a (GWh)	595	5,226	5,808	6,223	6,893	7,581	8,456	14,366
送配電ロス b (GWh)	135	613	586	603	659	727	767	1,231
売電量 a-b (GWh)	460	4,613	5,222	5,620	6,234	6,854	7,689	13,135
送配電ロス率 b/a*100 (%)	22.68	11.73	10.09	9.69	9.56	9.59	9.07	8.57

出典: PLN

送配電ロスを減少させると、売電量が増加するため、PLNの料金収入の増加に直接影響を及ぼすことができる。従って、送配電ロスの減少は需要家の消費量増加につながるだけでなく、PLNの営業収支にまで好影響を及ぼすことができる。もし、東部ジャワ州の送配電ロス率が1990年から1995年まで11.73%のまま不変であったと仮定すると、PLNは同期間において107.1兆ルピア^{*5}もの収入を失っていたことになる。

2.3.3 電力供給の安定

図-2 は1992/93年度～1999年度の東部ジャワ州およびマドゥラ島における、SAIDI^{*6}およびSAIFI^{*7} (停電時間・頻度を示す指標)の推移をグラフ化したものである。同グラフを見ると、東部ジャワ全体およびマドゥラ島における停電時間および頻度が明らかに減少していることが判る。特にマドゥラ島における停電発生状況の改善は顕著である。

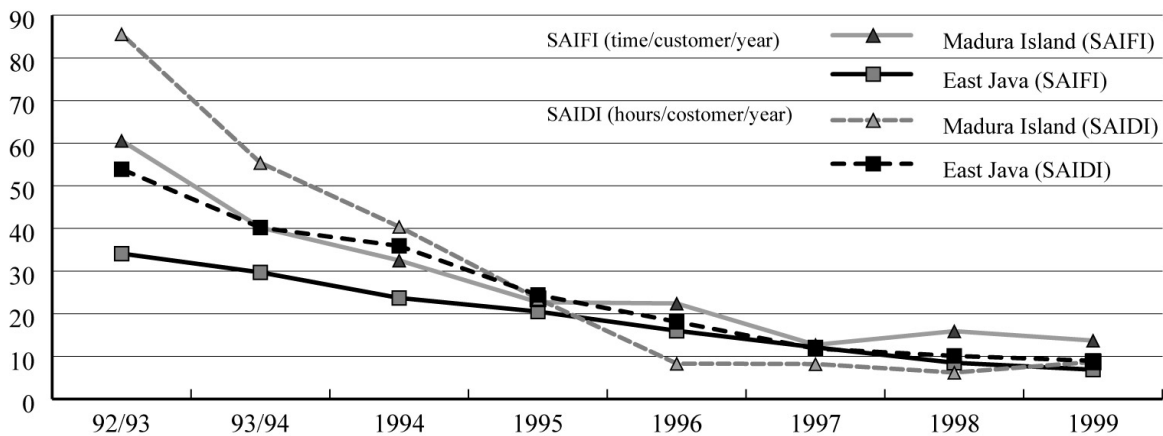


図-2: 東部ジャワ州全体およびマドゥラ島における SAIFI/ SAIDI 出典: PLN

⁵ $\sum_{y=1991-1995} \{ \text{発電端電力量}_y * (11.73\% - \text{送配電ロス}_y) / 100 * \text{売電単価}_y \} = 107.1 * 10^{12}$

⁶ SAIDI (System Average Interruption Duration Index): ある系統における年間停電時間の合計を、同系統内の需要家数で除した数値。つまり、ある系統内の需要家が一年間に平均して経験する停電時間を示している。

⁷ SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): ある系統における年間停電回数の合計を、同系統内の需要家数で除した数値。つまり、ある系統内の需要家が一年間に平均して経験する停電回数を示している。

本事業は、送配電設備の高圧化、送配電設備および変圧器の容量拡充、プロポリンゴ-パイトン-ジェンバールにおける送電線の環状化、複数変電所への保護システムの導入^{*8}、などを通じて電力供給の安定化に貢献している。

本事業が実施される前、マドゥラ島はジャワ-バリの電力系統とは接続されていなかった。そのため電力は、小規模ディーゼル発電所から独立した地域配電網を通じて供給されており、同島の住民は度重なる停電と不安定な電圧レベルに悩まされていた。

本事業では、島の東西を縦貫する 150 kV の送電線および関連変電所が建設され、1993 年に完成している。また、翌年イギリスの無償資金協力により、ジャワ-バリ系統とマドゥラ島を連結する海底送電線が建設された。これら事業が完成したことにより、マドゥラ島全土はジャワ-バリ系統からの安定した電力供給を受けることができるようになった（表 2 参照）。

東部ジャワ州における安定した電力供給は、本事業の実施のみによって達成された訳ではなく、その他様々な発電および送配電事業が実施されたことによる結果である。ただし、本事業は東部ジャワ州、特にマドゥラ島の電力供給の安定化に大きな貢献を果たしていることに疑いの余地はない。

2.3.4 財務的内部収益率の再計算

アプレイザル時点に計算された本事業の財務的内部収益率 (FIRR: Financial Internal Rate of Return) は 11.5%であった。同計算では、本送配電事業により派生する収入の増分が、事業便益として用いられていた。しかし、実際には PLN の収入から本事業のみの寄与分を分離することはほとんど不可能であると思われる。また、同便益を推定するために必要なデータは整備されていないこともあり、実績データに基づいた FIRR の再計算は実施していない。

2.4 インパクト

2.4.1 地方電化促進への貢献

東部ジャワ州送配電網建設事業の第一期から第三期事業が実施された結果、東部ジャワ州内の送電網の基本的な骨格が形成されている。しかし、第三期事業が完了した 1982 年においても、州の電化率は 8.7%に過ぎなかった。また、地方部と都市部の電化率の間には大きなギャップが存在していた。当時、マドゥラ島の世帯電化率はわずか 2.9%で、東部ジャワ州の各地区のなかで最も電化が遅れていた。

本事業（第四期事業）では、150 kV および 70 kV の送電線および変電所が新設・拡充されている。これらの設備は、既存発電所から配電線に至るまでの送電容量を増加させ、同州における地方への供給能力向上に貢献している。さらに、配電線および配電用変圧器の設置は、マドゥラ島およびケンダリ県における電化率向上に直接的な貢献を果たしている。

東部ジャワ州における地方電化事業はその後も順調に進展しており、1999 年には世帯電化率が 50%に達し、村落電化率も 1998 年以降 90%を越えている。本事業において設置されたスラバヤ、マラン、マディウン、マドゥラ島の送配電設備は、こうした電化率向上に大きく貢献しているものと考えられる。

村落電化率の上昇は特にマドゥラ島において顕著である。事業完了直後の同島の世帯電化率は 21.3%であったが、2000 年には 43.2%^{*9}にまで上昇している。同じ 2000 年における東ジャワ州の電化率が 52.0%であることを考えると、最も電化が進んでいなかったマドゥラ島と東ジャワの他の地区との格差が縮まっていることがわかる。これは、本事業において同島全土に敷設された 150 kV 送電線が、電化率向上の基礎となってためと考えられる。

⁸ 周波数継電器 (frequency relay) が 4 ヶ所の変電所に、搬送波継電器 (carrier relay) が 5 ヶ所の変電所に設置されている。

⁹ この電化率は本事業のみに依るものではなく、PLN が世銀などの融資を受け実施した地方電化事業と本事業によって複合的に発現した効果であると理解できる。

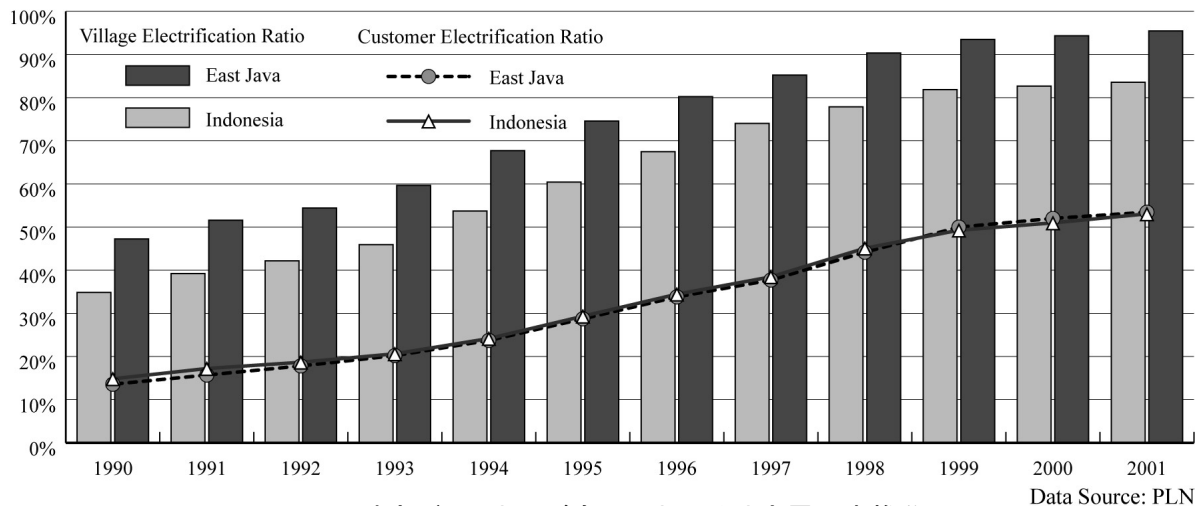


図-3: 東部ジャワおよび全国における地方電化率推移

Data Source: PLN

2.4.2 自家発電利用者を PLN 需要家に転換させたことに対する貢献

グリッド送電網から供給される安定した電圧の電力は、多くの工業・商業の需要家にとって自ら所有する発電機で発電する電力を上回る魅力をもっている。しかし、PLN は需要家が必要とする電力を完全に供給することができていない。そのため、非常に多くの自家発電設備¹⁰が発達するようになった。2000年時点で PLN が所有・契約している発電所の容量は全体の約 60%で、残りの 40%は、主に大規模工場・プラントなどが所有する自家発電機が占めているような状況である。このような状況を招いたのは、多くの工業需要家が PLN からの電力供給を望めないことのみならず、電力料金が高いことも原因になっている。PLN の電力料金体系は大規模な需要家からより高額な料金を徴収することで、一般需要家の安い電力料金を埋め合わせるようになっている(内部補助金)。そのため、工業需要家のような大規模需要家は、料金の高い PLN からでなく、補助金で安く抑えられたディーゼル燃料を使用した自家発電機を使用するものと考えられる。

表-4 は東ジャワ州における自家発電機の総発電容量の推移を示したものである。自家発電機の総容量は年々増加している。しかし、PLN がコントロールしている発電容量に対する自家発電設備の発電容量は、1982年における 34.7%から事業が完了した 1994年には 20.4%にまで減少している。また、自家発電設備の総容量は増加しているものの、主電源¹¹として使用されている設備の容量は減少傾向にある。自家発電機への依存が減っていることは、PLN の電力供給が安定してきたことを示していると考えられる。本事業は、電力供給を安定させることにより、自家発電機を使用してきた需要家を PLN の顧客へと転換させることに貢献している。

表-4: 東部ジャワ州における自家発電施設容量の推移

(単位: MVA)

	82/83年	92/93年	93/94年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年
主電源	256.0	196.7	199.8	200.9	150.0	142.1	126.1	121.8
予備電源・休止中	177.3	734.3	729.5	928.9	1,029.6	1,296.3	1,411.6	1,450.6
合計	433.3	931.0	929.3	1,129.8	1,179.6	1,438.4	1,537.7	1,572.4

出典: PLN

2.4.3 社会・経済的側面へのマイナスの影響

本事業の建設・設置段階に先立って行われた変電所および送電線の鉄塔のための土地収容変は土

¹⁰ 自家発電設備: 自家消費のために個人・企業が設置した発電設備のこと

¹¹ 主電源: 各需要家の電力需要を満たす主要電源として使用されている発電機のこと。予備電源・休止中: かつて主電源として使用して使用されていたが、需要家が PLN に接続語、稼働停止あるいは予備電源として使用されるようになった発電機

地所有者からの訴訟という事態に発展した。補償金は政府のガイドラインに従って算出されたが、こうした紛争を回避するため PLN が送電線ルートの変更を行った箇所もある。提示された補償額を不服とし PLN との和解が成立しなかった一部住民は、最終的に訴訟を起こすに至っている。PLN によると、こうした問題は最終的に両者の合意のもと解決したとのことであった。

2.4.4 環境に及ぼした影響

建設期間中、送電線用の鉄塔および変電所の敷地内において樹木が伐採されている。その他、送電線に樹木が接触し停電が発生しないよう、必要に応じて樹木の枝が伐採されている。ただし、これらの伐採は、植生に影響を及ぼすほど大規模なものではなかった。また、送電線、配電線は汚染物質を排出するものではなく、完成後の施設による環境汚染は報告されていない。

2.5 持続性・自立発展性

2.5.1 運営・維持管理機関

a) PLN の構造改革

インドネシアの電力セクターは、現在構造改革を実施しているところである。これまで、政府によって規制され PLN が独占的に行ってきた電力事業は、特にジャワ-バリ系統において、市場原理・競争原理が導入されようとしている。こうした方針に則り、PLN が所有するジャワ-バリ系統内の発電関連施設は、PLN の2つの子会社 (PT Indonesia Power^{*12} and PT Power Generation Java-Bali^{*13}) に移管されている。また、送電関連施設については、全てジャワ-バリ送電公社 (P3B: Java-Bali Transmission Company) へと移管されている。更に、配電部門については、地方分権化された4つの戦略的営業ユニットを立ち上げている所である。

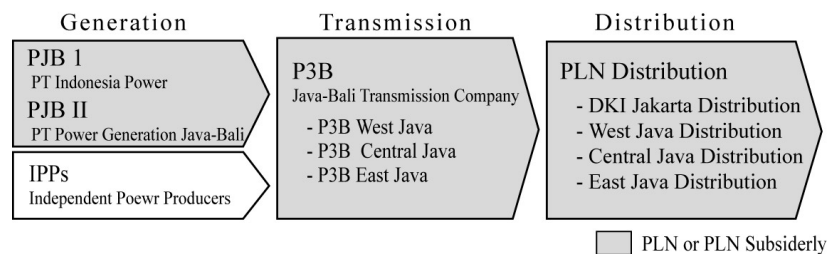


図-4: 現在のジャワ-バリ系統の組織構成

P3B の営業エリアは3地区（東部ジャワ、中央ジャワ、西ジャワ）に分割されているが、ジャワ島を東西に走る 500 kV 超高压送電線^{*14}を除く全ての送電関連施設は、P3B 本部が所有することになった。P3B は、配電ユニットを代表して、グリッドに接続する全ての発電会社から電力を購入する責務を負っている。こうして P3B が発電会社から購入した電力は、P3B から配電会社へと売電されることになっている。

政府は電力分野における競争市場を開設することにより、将来的にはそこでほとんどの電力取引が行われることを期待しており、小売りと発電会社との間の直接契約の制限を撤廃する予定である。2つの発電会社および3つの配電ユニットの民営化は、それぞれが利益を出せるような水準に到達後実施される予定である。その時点で、政府の役割は電力分野における競争市場の規制・監視に限定されるであろう。しかし、実際にはこうした構造改革および民営化は思ったようには進んでおらず、現時点では、実質的には PLN は国営の発送配電を一体として運営している公社の

¹² PJB-1 は 2000 年 9 月 1 日づけで PT Indonesia Power へと名称が変更された。

¹³ PJB-2 は 2000 年 9 月 22 日づけで PT Power Generation Java-Bali へと名称が変更された。

¹⁴ 超高压送電線は今後とも PLN 本部が単独で保有することになっている。

ままである。

b) 事業施設の運営・維持管理

本事業にて建設された、送電施設は P3B 東部ジャワによって、同じく本事業にて設置された配電施設は、東ジャワ配電ユニットによって運営・維持管理が実施されている。

東部ジャワ州内の送電線メンテナンスは、9 つの地域事務所によって実施されている。各地域事務所は2つないし3つのメンテナンス・グループから構成されており、全部で23のグループが存在している。一方、送電施設の操作は、東部ジャワ地域コントロール・センター (East Java Area Control Center: ACC)¹⁵から出される指令に従って、各変電所に所属する4つのグループが毎日3交代で実施している。変電所の維持管理は、各地区事務所のエンジニアリング・グループ協力のもと、各変電所の職員が実施している。

東部ジャワ配電ユニットは、本部、15の地区事務所および配電コントロール・センター (Distribution Control Center: DCC)¹⁶で構成されている。各地区事務所は、配電施設の運営・維持管理を担当している他、担当区域内の需要家への課金・徴収などを行っている。また、DCCは電力負荷配分や負荷切替などの役割を担っている。

PLNの職員数は、早期退職制度の導入、ゼロ採用政策などの人員削減政策によって徐々に減少している。例えば、PLNの売電量は49,748.8 GWh (1995年) から79,164.8 GWh (2000年) に増加しているが、同期間の総職員数は逆に54,790から46,016人へと減少している。PLNは少ない職員で運営・維持管理、マネージメントを効率的に行うため、職員への教育研修制度を強化・拡充している。2000年度には、51,736人の職員が様々なトレーニング・コース (マネージメント研修6,068人、専門研修11,906人、管理職研修5,611人、その他研修28,178人) に参加している。また、主要業務以外については、PLNの技術者から外部の契約社員への移行を進めることで、コスト削減を測っている。

職員数は削減されているものの、基本的には余剰人員が整理されていると考えられる。また、職員への教育訓練は拡充される方向にあることから、本事業で設置・建設された機器の運用・維持管理には特段の問題はないものと考えられる。

2.5.2 PLNの財務的持続性

PLNの電力供給コストのうち、約60% (天然ガス、IPPからの買電、スペアパーツ購入、メンテナンス契約、借入金返済) はドル決済で購入されている。それに対し、収入である電力料金は、当然現地通貨で入ってくる。そのため、1998年のアジア通貨危機によるインドネシア・ルピーの下落は、大幅なコスト増を招く結果となり、PLNのドル建てコストに対する支払い能力を大きく減少させた。その結果、通貨危機以降、PLNの財務状況は著しく悪化している。

1994年から1998年までPLNは、定期的料金調整プログラムプログラム (Periodic Electricity Tariff Increase Program) と呼ばれる料金調整システムを採用していた。同プログラムは、1994年の電力料金を基準として、四半期毎に為替レート、物価上昇率、燃料費、IPPからの買電費用などの変動に応じて自動的に電力料金を見直してゆく制度であった。しかし、通貨危機の結果による電力料金の急騰は、その後の需要家からの猛烈な反発の結果を招くこととなった。直後の政府からの指示で、同プログラムによる料金見直しは中止されるに至った。そのため、自国通貨の下落は、最終的にPLNのみが負担する結果となってしまっている。その後、2000年4月に電力料金が値上げされ1.0 kWhあたり平均で300ルピアとなった。しかし、値上げにも関わらず電力料金は電力供給コスト単価を下回っている (図-5 参照)。

¹⁵ インドネシアの送電コントロール・センターは JCC (ジャワ・コントロール・センター)、ACC、DCC の3種類に分類されている。ジャワ島には一つの JCC と4つの ACCs (ジャカルタ、西部ジャワ、中部ジャワ、東部ジャワ)、多数の DCC が設置されている。ACC の役割は i) 150kV および 70 kV 送電網の潮流・電圧コントロール、ii) 担当地区の電力供給を安定化である。

¹⁶ DCC は遠隔地の小規模変電所の操作も行っている。DCC が操作する変電所のいくつかは完全に無人化されている。

その結果、生じた PLN の財務状況悪化により、1998 年から 2001 年までの 4 年間は、とくに目立った設備投資がなされていない。一方、その間の電力販売量は、33%も増加している。その結果、各地の電力系統における予備供給力は徐々に減少していった。

同じような状況は、ジャワ-バリ系統の送変電施設にも発生している。送電線や変圧器にかかる負荷は各施設の設備容量に

近づいているため、施設の増設或いは新設が必要な状況にある。本事業において増設・新設された変電所の内、(地名はカタカナで表記のこと)セカレプチ、ツバン、ンガウイ、ツレン、クラクサンおよびトゥルンガグンの各変電所では、新たな変圧器が必要とされている。また、送電線についてもパイトン-クラクサン-プロボリング間は増加する需要に対応できておらず、複々線化、迂回ルートの新設などの処置が必要となっている。しかし、P3B 東部ジャワによると、現時点では予算的制約のためこれらのボトルネック解消は困難であるとのことであった。さらなる電力不足を回避するためには、PLN の財務状況を改善に向けた早急な措置が必要である。

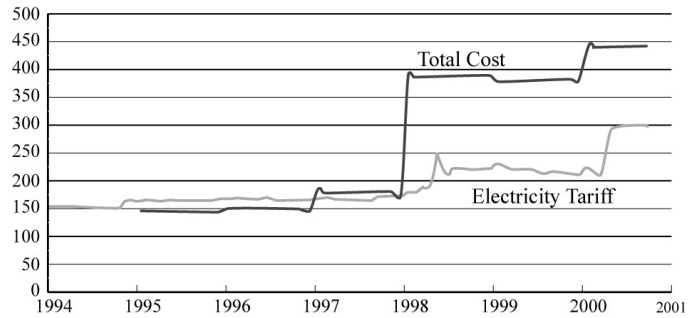


図-5: 発送配電費用と電力料金の比較

出典: PLN White Paper 16102000

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
I. 事業範囲		
1) 送電線		
- 新 設	150kV- 2 回線- 68km 150kV- 1 回線-181km	150kV- 2 回線-73.0km 150kV- 1 回線-185.0km
- 拡 張	150kV- 2 回線- 5km	150kV- 2 回線-4.5km
- 修 復	70kV- 2 回線- 11km 70kV- 2 回線- 11km	70kV- 2 回線-38.0km 70kV- 2 回線-18.5km
2) 変電所		
- 新 設	150/20kV 変電所 9 ヶ所 総容量- 160MVA	66/20k 変電所 1 ヶ所 150/20kV 変電所 9 ヶ所 総容量- 160MVA
- 拡 張	150/70- 20kV 変電所 13 ヶ所 総容量 380MVA	150/70- 20kV 変電所 17 ヶ所 総容量- 350MVA
- 予 備	移動式変圧器 1 台 30MVA 150(70)/20kV	移動式変圧器 30MVA 150(70)/20kV
3) 配電施設		
下記設備の建設・据え付け		
- 中圧配電線	20kV- 115km	20kV- 186km
- 低圧配電線	220/380V- 498km	220/380V- 484km
- 配電用変圧器	332Unit 53.120kVA	53.000kVA
- 引き込み線	99,385 ヶ	不 明
- 区分開閉器	16 ヶ	不 明
4) コンサルティング・サービス		
- 詳細設計	212 M/M	314.2 M/M
- 調達準備補助	(Local: 40 M/M)	(Local: 71.5 M/M)
- 建設・施工管理	(Foreign: 172 M/M)	(Foreign: 242.7 M/M)
他		
II. 工 期		
借款契約締結	1984 年 11 月	1985 年 12 月
入札・契約	1985 年 1 月- 1987 年 4 月	1988 年 9 月- 1990 年 9 月
機器の製造・搬入	1987 年 4 月- 1988 年 3 月	1990 年 11 月- 1994 年 1 月
建設・据え付け	1987 年 10 月- 1989 年 11 月	1991 年 7 月- 1994 年 5 月
コンサルティング・サービス	1985 年 11 月- 1989 年 11 月	1987 年 4 月- 1993 年 1 月
III. 事業費		
外 貨	14,000 百万円	11,250 百万円
内 貨	9,010 百万円 (38,015 百万ルピア)	1,320 百万円 (18,939 百万ルピア)
合計	23,010 百万円	12,570 百万円
うち円借款分	14,000 百万円	11,570 百万円
換算レート	1 ルピア = 0.237 円 1 US\$= 235 円 (1984 年 4 月)	1 ルピア = 0.0696 円 1 US\$= 120 円 (1988 年 12 月)