

インドネシア共和国

ジャワ・バリ系統基幹送電線建設事業(1)~(3)

評価者：アイ・シー・ネット株式会社

百田 顕児

現地調査：2009年2月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



デポックⅢ変電所

1.1 背景：

インドネシアのジャワ島・バリ島に電力を供給するジャワ・バリ系統においては、急速な経済発展に伴い、1995年当時、電力需要が年平均10%を大きく越える伸びを記録しており、全インドネシアの電力需要量の約80%を占める規模に拡大していた。このような電力需要の伸びに対応するため、インドネシアでは2005年までに約20,000MWの発電設備の整備を計画していた。これらジャワ・バリ系統の電力需要のうち、その約50%はジャカルタを中心とする西部ジャワに集中しているが、西部の電源配置はこの需要を満たすには十分ではないのに対し、東部はその電力需要を大きく上回る電源を抱えており¹、今後もこの電力需給の地理的不均衡が存続し、むしろ拡大していくものと予想されていた。

これまでジャワ・バリ系統では当時北海岸に東西を横断する超高压送電系統が運用されていたが、今後の発電設備の整備計画及び電力需要の伸びを勘案すると、将来的に更なる送電線網の整備が必要となっていた。

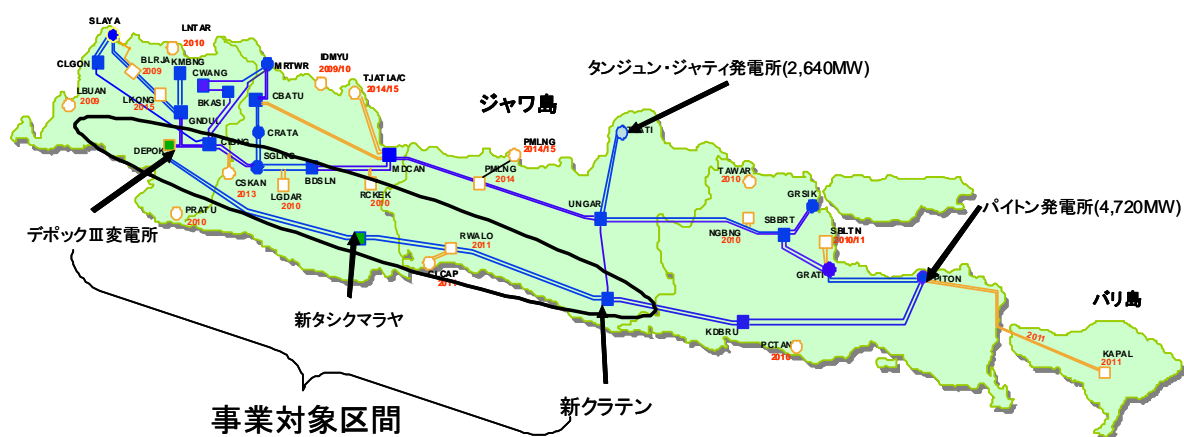
本事業は、ジャワ島南海岸を東西に横断する500kV送電線を整備することで、東・中部から西部の大需要地帯への効率的な送電体制を整備することにより、送電システムの安定性及び信頼性を向上させるものである。

¹ 東・中部には同国最大のパイトン発電所(4,720MW)やタンジュン・ジャティ発電所(2,640MW)等大規模電源が配置されている

1.2 目的：

ジャワ島東海岸の電源地域にあるパイトン発電所と主要電力消費地域であるジャカルタ近郊のデポックⅢまでを横断する 500kV の送電線および関連変電所を建設することにより、対象地域で増加する電力需要に対応した安定的・効率的な電力供給及び電力需給の地理的不均衡の改善を図り、もって同地域における産業振興および住民の生活環境向上に寄与する。

図 1 ジャワ・バリ系統と事業対象区間の概要



出所 PLN 提供資料を元に加工

1.3 借入人／実施機関：

借入人：インドネシア共和国

実施機関：国有電力会社(Perusahaan Listrik Negara /PLN)

1.4 借款契約概要：

円借款承諾額／実行額	総額	30,795 百万円／20,563 百万円
	第 1 期事業	17,037 百万円 / 16,261 百万円
	第 2 期事業	2,840 百万円 / 1,638 百万円
	第 3 期事業	10,918 百万円 / 2,664 百万円
交換公文締結／借款契約調印	第 1 期事業	1995 年 12 月 / 1995 年 12 月
	第 2 期事業	1996 年 12 月 / 1996 年 12 月
	第 3 期事業	1997 年 11 月 / 1998 年 1 月
借款契約条件	第 1 期事業	金利 2.5%
	第 2 期事業	金利 2.7%
	第 3 期事業	金利 2.7%
	コンサルティング・サービス	金利 2.3%
	返済 30 年(うち据置 10 年) 一般アンタイド	

貸付完了	第1期事業 2006年6月 第2期事業 2005年6月 第3期事業 2005年11月
本体契約	Asea Brown Boveriaktiengesellschaft (ドイツ) / Balfour Beatty Group Ltd.(イギリス)・PT.Balfour Beatty Sakti (インドネシア) / PT.Multifabrindo Gemilang (インドネシア)・Alstom T&D SA(フラン ス)・三菱電機
コンサルタント契約	ニュージェック・PB Power Ltd. (イギリス)・PT Connusa Energindo (インドネシア)・PT. Trimitra Nusa Engineering (インドネシア)
事業化調査 (フィジビリティ・スタ ディ: F/S)等	

2. 評価結果 (レーティング: B)

2.1 妥当性(レーティング: a)

2.1.1 審査時の妥当性

第6次5カ年計画(1994-1998年)では、電力供給信頼度の向上及び脱石油化政策に沿った電源開発等が目標とされており、各地域の資源賦存量に適合した電源開発及び送電線の建設が行われることとなっていた。実際に当時のジャワ・バリ系統の電力需要は、年平均10%超増加しており(1991-1995)、急増する電力需要に対応する電源開発及び送配電網の整備が必要であった。

加えてジャワ・バリ系統においては東・中部と西部間で電力需給の不均衡が存在しており(1.1 背景にて詳述)、東西間で効率的な送電網の整備・拡充が急務となっており、本事業の重要性は高かった。

2.1.2 評価時の妥当性

現ユドヨノ政権は、経済、政治、社会、法の改革を通じた国家の開発を打ち出した国家中期開発計画(RJPM 2004~2009)の下、投資環境・インフラ整備のための政策を実施してきており、電力供給の安定化のためのインフラ整備をその重要政策として位置付けている。その方針を具体化する現在の国家電力マスタープラン(RUKN)では、現在も伸び続ける需要に対応するための発電・送電網の拡充のため、今後10年間に送電分野に対し76.8億ドルの投資を計画しており、更なる拡充の必要性を強調している。

実際に、審査時以降もジャワ・バリ系統の電力需要は引き続き増加を続けており、伸び率は鈍化しているものの、依然として毎年3~5%の伸びを示している。

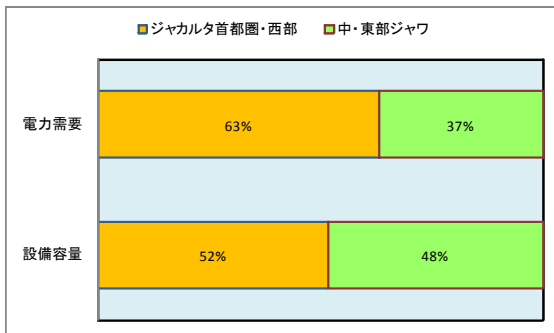
表 1 ジャワ・バリ系統の需給動向

		2004	2005	2006	2007	2008*
設備容量	MW	19,466	19,466	22,126	22,236	22,296
正味容量	MW	15,741	15,741	17,960	20,309	20,369
総ピーク負荷	MW	14,920	15,359	15,954	16,840	16,892
正味ピーク負荷	MW	14,398	14,821	15,396	16,251	16,301
伸び率	%	5.2	2.9	3.9	5.6	0.3

出所：エネルギー供給計画(RUPTL) 2009-2018

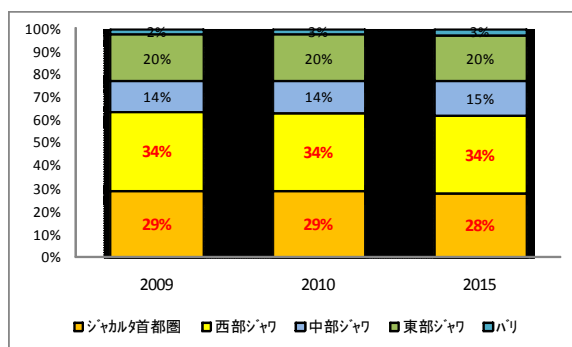
加えて電力需給の東西間の不均衡は依然として続いており、電源配置の比率は東・中部と西部ではほぼ均衡しているのに対し、今後 2015 年までの需要見通しでも、電力需要はジャカルタを中心とする首都圏と西部ジャワ地方の需要が系統全体の 60%以上を占める見通しとなっている。下図 2 は首都圏・西部ジャワ、中・東部ジャワに配置された設備容量と電力需要との比率を表したものであるが、電力消費の 63%を首都圏・西部地域が占めるのに対し、設備容量は首都圏・西部と中・東部ジャワ間でほぼ均衡しており、需給バランスの不均衡が存在することが分かる。また下図 3 に示した 2015 年までの需要見通しでも、この不均衡が当面続くことが見込まれている。

図 2 地域間の需給バランス



出所：PLN 提供資料を元に作成

図 3 ジャワ・バリ系統地域別需要見通し



出所：エネルギー供給計画(RUPTL) 2009-2018

このように電力需要が伸び続ける中、電源配置と電力需要の不均衡が依然として解消されていないことから、東部から西部への電力供給を支える基幹送電網の重要性は依然として高い。²

² PLN の建設管理担当の Deputy director によると、ジャワ西部への電力供給は今日まで系統における最重要テーマの一つであり、今後さらに需要が増加する中で、本事業により南ルートが整備されたことは安定性を確保する上でも非常に意義があるとしている。

以上の点から、本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

2.2 効率性(レーティング：b)

2.2.1 アウトプット

本事業における計画と実績は下表の通りで、主に以下のような点に変更が生じた。

- (1) 500kV 送電線敷設ルートの変更に伴う総長の変更・追加資材の発生
- (2) ラワロ・バル変電所建設のキャンセル
- (3) 150kV 送電線の建設キャンセル

表 2 アウトプット 審査時計画／実績比較

アウトプット	審査時計画	実績
(1)500kV 送電線		
1) 新クラテン～新タシクマラヤ	296km (2 回線)	304km (2 回線)
新クラテン～ラワロ・バル	195km (2 回線)	195km(2 回線)
ラワロ・バル～新タシクマラヤ	111km (2 回線)	109 km (2 回線)
2) 新タシクマラヤ～デポックⅢ	255km (2 回線)	272 km (2 回線)
3) デポックⅢ変電所引き込み線		(第 1～3 期合計)
第 1 期事業分	1km (2 回線)	3.5km (2 回線)
第 2～3 期事業分	15km (1 回線)	
4) 新バハット変電所引き込み線	2km (2 回線)	2km (2 回線)
(2) 150kV 送電線		
新タシクマラヤ変電所～タシクマラヤ変電所	25km (2 回線)	キャンセル
新バハット変電所～バハット変電所	25km (2 回線)	キャンセル
		(共に自己資金で整備)
(3)変電所		
デポックⅢ変電所新設	新設	計画通り建設
ラワロ・バル変電所新設	新設	キャンセル
(4)コンサルティング・サービス		
	総計 526M/M	総計 683M/M
	国際コンサルタント	国際コンサルタント
	200M/M	288M/M
	内国コンサルタント	内国コンサルタント
	326M/M	395M/M

本事業の主要部分となる 500kV 送電線については、用地取得交渉の影響による敷設ルートの変更(2.2.2 期間の項にて詳述)等が生じたため、送電線総長は若干の増加となり、鉄塔の種類の変更や延長に伴う追加設備の購入等が生じた。³それ以外の大きな変更点としては、ラワロ・バル変電所、150kV 送電線の建設のキャンセルがあった。

このうちラワロ・バル変電所は当時建設が予定されていたチラチャップ火力発電所(IPP)からの引き込みを目的として計画されたものであったが、発電所建設の遅れに伴い、本事業での整備はキャンセルされた。150kV 送電線については、本事業の範囲からは外れ、後に PLN の自己資金で整備されることになった。

コンサルティング・サービスについては、工期の延長や用地取得及び敷設権取得交渉の長期化、それに伴う送電線敷設ルートの再設計等の影響で契約作業量が 30%の増加となった

図 4 事業で整備された 500kV 送電線



図 5 デポックⅢ変電所管理室



2.2.2 期間

本事業の期間は 1995 年 12 月～2000 年 8 月(57 ヶ月)の計画に対して、実際は 1995 年 12 月～2006 年 11 月(132 ヶ月/計画比 232%)と、計画を大幅に上回った。遅延の理由は工事開始前の調達手続き上の遅延と、工事実施中の遅延とに大別される。以下に各要因別の詳細を記す。

(1) 調達手続きの遅延 1995 年 12 月～1999 年 12 月(49 ヶ月)

第一期事業の借款契約の調印は 1995 年だが、調達手続きが大幅に遅延したため、実際の調達は第二期事業と合わせて実施された。主な遅延の理由は以下の通り。

1) 1990 年代後半のアジア経済危機の影響による入札評価プロセスの遅延

³ 500kV 送電線については、当初計画では第 1 期事業で 2 回線中 1 回線、第 2 期事業で残り 1 回線を整備する計画であったが、第 2 期事業の借款契約締結時にはまだ第 1 期事業の調達が実施されていなかったため、最終的には 500kV 送電線の 2 回線工事として、同時に実施された。

- 2) 電力供給計画の見直しによる事業スコープの変更
- 3) 経済危機後の物価変動による再入札の実施

上記遅延については、いずれも経済危機という、事業によるコントロールが不可能な外的要因による影響を大きく受けたものであり、やむを得ない遅延であったと考えられる。

(2) 工事実施プロセスの遅延 (工事期間 2001 年 1～2006 年 11 月(71 ヶ月))

実際の工事は 2001 年から開始されたが、送電線・鉄塔敷設に伴う用地取得交渉・送電線の敷設権(ROW)⁴の補償交渉の難航と、それに伴う敷設ルートの再設計、追加の鉄塔建設等による遅延が生じた。交渉難航の背景は、用地取得、敷設権の補償額について土地の所有者と折り合いが付かなかったケースが大半で、特に新クラテン近郊の一部地域⁵では、地元で歴史的・宗教的に重要とされる土地を通過することを住民が拒否したため、これらの土地を避けるよう、迂回ルートの再設計を行った結果、追加の設計・鉄塔建設の期間が増加した。この他、デポック変電所近郊の鉄塔建設予定地の用地取得交渉(全体の約 5%に相当)も難航し、反対住民の妨害行動のため、コントラクターがサイト調査を実施できない状態が発生した。現在はこれらの用地取得・ROW 取得交渉についてはごく一部の世帯(対象総数 5 万世帯のうち 13 世帯)を除いて合意に達している。

図 6 迂回ルート対象地点



図 7 敷設権未取得地点の状況



⁴ Right of way の略称

⁵新クラテン近郊の鉄塔建設予定地(全体の 4.5%)、約 206km(区間の 70%に相当)

参考 敷設権取得交渉の現状(2009年2月時点)

- ・ 2009年2月現在、敷設権に伴う補償金受け取りを拒否しているのは13世帯。総受け取り世帯は約5万で、この13世帯を除いてはすべて解決済み
- ・ 彼らは基準価額の100倍近い補償金額を要求している。ただし、現状で彼らが送電線や鉄塔の破壊行為等の極端な行動に出ることはない。なお補償額は法的に決められたものに沿っている(土地評価額の10%)ため、PLNは法に沿った主張を繰り返しており、現時点で合意の見通しは立っていない。
- ・ 現地調査時に対象地を確認したところ、送電線直下に生えるココナツの伐採が拒否されているほか、新たにココナツを植えるなどの行為が見られた。PLNによると、これらの伐採に伴う補償金も支払うことになっているため、この地域に限らず、補償目当てで新たな植生を行う住民が存在するとのことであった。

2.2.3 事業費

総事業費は工期の遅延や用地取得費の増加等が生じたものの、最終総事業費は34,111百万円(うち円借款部分20,563百万円)と、審査時(45,021百万円)の約76%⁶にとどまった。事業費変動の主な理由は以下の通り。

- (1) 資機材、設備の一部国内調達への変更によるコスト減少
- (2) ルピア安による内貨部分のコスト減少(審査時1ルピア=0.046~0.052円(第1~3期事業間で変動あり)、実施時平均0.0126円(2001~06年))
- (3) ラワロ・バル変電所建設のキャンセル(審査時計画事業費 約5,377百万円)

以上から、本事業は、事業費については計画を下回ったものの、期間が計画を大幅に上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。

2.3 有効性(レーティング：a)

2.3.1 事業対象区間の運用状況

対象系統、変電所の稼働状況を示す主な指標は以下の通り。

⁶ スcope変更を考慮して厳密に計算すると、審査時総事業費のうち、キャンセルされたラワロ・バル変電所(計画事業費5,377百万円)を差し引いた39,644百万円を審査時総事業費とした場合、実績は86%になる。

表 3 ジャワ・バリ系統南ルート 主な運用指標

指標	2006	2007	2008	2009
(1)設備稼働率(%)				
1)新クラテン～タシクマラヤ	37.8	74.8	85	n.a
2)タシクマラヤーデポックⅢ変電所	n.a	60.5	78.9	n.a
(2)(需要地点での)電圧降下(%)	4.3%	2.9%	3.2%	n.a
(3) 停電回数 (回/年)				
1)新クラテン～タシクマラヤ	10	8	7	n.a
2)タシクマラヤーデポックⅢ変電所	12	2	6	n.a
(4) 送電損失率(%)				
1)新クラテン～タシクマラヤ	0.33%	0.42%	0.85%	0.85%
2)タシクマラヤーデポックⅢ変電所	0.04%	0.05%	0.07%	0.10%

出所：PLN

注) 設備稼働率= (年間総時間-(事故停止+計画停止))/年間総時間

注) 2009年の数値は4月までの中間記録

設備の稼働率は毎年向上しており、2008年には約80%に達している。PLNでは、目標値90%にはまだ達していないものの、概ね良好な数値であり、今後変圧器等送電設備の投資計画が進むことで改善されるとしている。また電圧降下もPLNの基準値±5%以下に抑えられており、安定している。区間損失率も1%未満で推移しており、送電システムの効率性・安定性に関する運用状況はおおむね良好であると評価できる。

2.3.2 ジャワ・バリ系統の効率化への貢献

(1) 系統全体の運用状況

系統全体の送電損失率は事業完成(2006年)によって改善した。現在は需要の継続的な伸びに伴い負荷率が上昇し、損失率も上昇しているものの、送電損失率は事業実施前の水準以下で推移している。

表 4 ジャワ・バリ系統全体の稼働状況

	2004	2005	2006	2007	2008
負荷率	73.0%	75.5%	75.6%	80.0%	80.1%
送電損失率	2.31%	2.22%	2.11%	2.13%	2.15%

出所：エネルギー供給計画(RUPTL) 2009-2018

系統全体の停電・供給停止に関する実績は以下の通りで、PLNが設定した目標値を達成しており、系統全体としての稼働状況も概ね良好と評価できる。

表 5 ジャワ・バリ系統の送電線・変圧器の運用状況(2008年)

指標	単位	目標値	実績
100km あたり停電時間	時間/100km	9.62	9.65
変圧器停止時間	時間/1基	6.54	3.86
100km あたり停電回数	回/100km	1.82	1.35
変圧器停止頻度	回/1基	0.31	0.17

出所：PLN

また、事業によって中～東部から西部への送電量が増加したことで、2000年には50%に達していた供給予備率も34%まで減少している。これは、これまで中・東部で余剰となっていた発電容量を西部向けの電源として活用できるようになったことで、より効率的な電力供給体制が整備されたことを示すものと言える。

表 6 ジャワ・バリ系統の需給動向

指標	2006	2007	2008
設備容量(MW)	22,275	22,385	22,445
有効設備容量(MW)	18,402	20,559	20,309
総需要(GWh)	101,661	107,975	110,354
総発電量(GWh)	105,727	112,294	114,769
予備率(%)	41	34	34
ピーク需要(MW)	15,954	16,840	16,892

出所：PLN

(2) 東西地域間の電力需給バランスの是正への貢献

本事業の目的は、東西間をつなぐ送電系統を拡充することで、系統内の効率的な送電体制を整備することを目的としていた。下表は事業によって整備された区間(南ルート)と、南北両ルートの送電量・最大負荷の推移を示したものである。

表 7 ジャワ・バリ系統南ルートを送電状況

	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
(1)送電量(単位:GWh)						
1) 新クラテン～新タシクマラヤ	未開通	未開通	6,649	8,497	8,392	2,841
2) 新タシクマラヤ～デポックⅢ	未開通	未開通	3,679	6,658	9,701	2,161
3) 南北ルートの総送電量	6,123	6,123	15,768	15,943	16,153	n.a
4) 首都圏・西部の総需要	57,163	60,413	62,608	66,510	69,170	n.a
5) 中・東部からの送電比率(%)	10.7	10.1	25.2	24.0	23.4	n.a
(2) 最大負荷(MW)						
1) 新クラテン～新タシクマラヤ	未開通	未開通	759	970	958	973
2) 新タシクマラヤ～デポックⅢ	未開通	未開通	420	760	765	740
3) 南北ルート合計	700	700	1,800	1,820	1,844	1,840

出所：PLN

注 2009年の数値は4月末時点の実績値

上記表から、2006年の南ルートの開通によって、東・中部から西部への送電量・最大負荷共に大幅に増加しており、系統全体の能力増強が果たされたことが分かる。例えば2008年の西部ジャワ、ジャカルタ首都圏の総消費量69,170GWhのうち、南北ルートを通じて東・中部から送電された電力量は16,153GWhとなり、約23%を占めている。

このように、本事業実施によって中・東部で余剰となっていた発電容量を西部向けにより多く送電できるようになったことは、電源配置の不均衡を是正し、需要増加への対応、電力供給の効率化において非常に大きな貢献をしているものと評価できる。よって、本事業は概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

2.4 インパクト

2.4.1 西部ジャワ地域の産業振興への貢献

本事業による主な電力供給地域である西部ジャワ、首都圏地域の経済活動の成長率はここ数年6%前後の伸びを安定して記録している。デポックⅢ変電所が主に電力を供給する南ジャカルタについても同様の傾向にある。

表 8 西部ジャワ、首都圏地域の経済活動の成長

(単位：100 万ルピア)

		2005	2006	2007
西部ジャワ	地域総生産(現在価格)	389,244,654	473,187,293	526,220,225
ジャカルタ首都圏	地域総生産(現在価格)	433,860,253	501,771,731	566,449,345
西部ジャワ	地域総生産(2000年固定)	242,883,882	257,499,446	273,995,145
	成長率	5.6%	6.0%	6.4%
ジャカルタ首都圏	地域総生産(2000年固定)	295,270,544	312,826,713	332,971,263
	成長率	6.0%	5.9%	6.4%
南ジャカルタ	地域総生産(2000年固定)	65,772,296	69,896,626	74,377,052
	成長率	5.8%	6.3%	6.4%

出所：Statistik Indonesia 2008/Jakarta in Figures 2008

またジャカルタ首都圏の主要セクターの状況を見ると、電力需要の大きい製造業等の成長率は5~7%と高い成長を続けている。

表 9 ジャカルタ首都圏の主要セクター別成長

(単位：100 万ルピア)

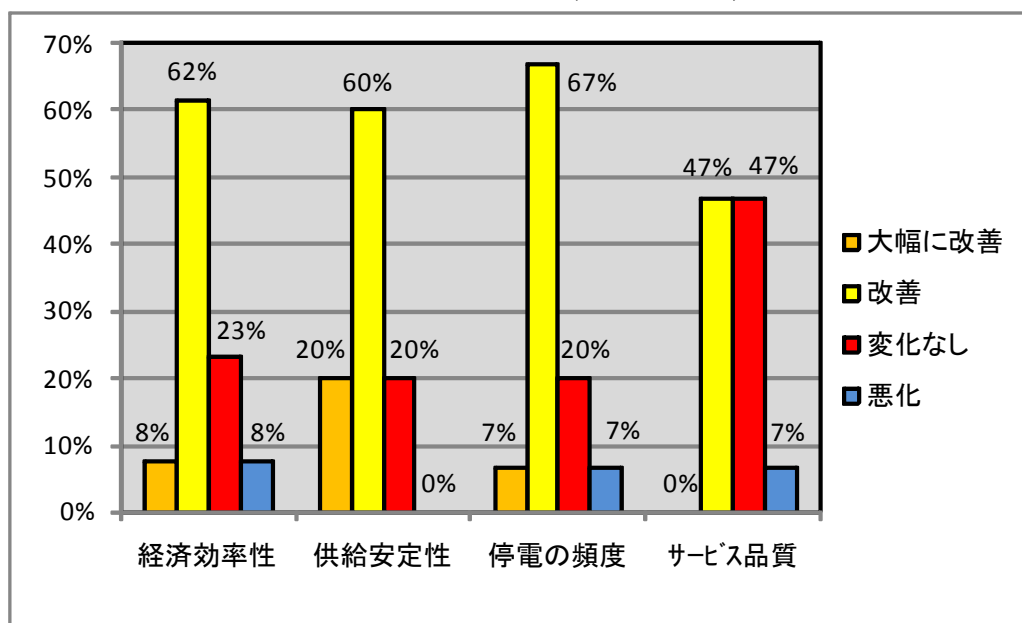
	2005	2006	2007
地域総生産(現在価格)	433,860,253	501,771,731	566,449,345
うち製造業	69,293,543	79,991,300	90,446,591
うち建設業	45,570,841	56,071,975	63,448,564
うち商業・サービス業	87,662,729	100,548,869	115,311,319
地域総生産(2000年固定)	295,270,544	312,826,713	332,971,255
成長率	6.0%	5.9%	6.4%
うち製造業	51,177,800	53,646,724	56,195,163
成長率	5.1%	4.8%	4.8%
うち建設業	29,094,580	31,166,114	33,600,764
成長率	5.9%	7.1%	7.8%
うち商業・サービス業	63,492,894	67,897,897	72,249,706
成長率	7.9%	6.9%	6.4%

出所：Statistik Indonesia 2008/Jakarta in Figures 2008

これらの成長に対して、本事業による電力供給体制の効率化がどのように貢献してい

るかを測るため、今次調査で対象地域⁷の複数の企業(主に製造業)に対して質問票調査を実施した。下図は現在の電力供給サービスの状況を事業実施以前と比較してどのように変化したかを質問したのだが、供給の安定性等主要な項目については約 70~80%の回答者が改善を認めていることが分かる。

図 8 電力供給サービスの事前(2005 年以前)・事後比較



また、これらのサービス改善が事業活動に同様に影響しているかについて確認したところ、以下のような回答が得られた。

- 全回答者が、2006 年以降、営業状況の改善が続いているとし、安定した電力供給は改善において重要な要件であった、と回答している。
- 約 8 割の回答者が事業実施前(2005 年頃)と比較して、電力が安定的に供給されるようになり、安定した操業や自家発電の利用頻度の減少等の効果を認めている。
- 現在の電力供給状況については、約 6 割が満足としているものの、4 割は“相応”と回答しており、その理由として給電停止の発生や電力料金についての不満を挙げている。

上記結果は限られたサンプル数によるものだが、対象地域における企業の認識・評価の傾向をある程度測ることができると考えられる。経済成長には様々な要因が影響するため、本事業による電力供給の安定化と、地域経済成長の直接の貢献度を測ることは困難であるが、西部ジャワ、首都圏の経済成長が順調に続いていること、また対象地域の受益者(企業)からも電力供給サービスの近年の改善を認める声が多く聞かれたことか

⁷調査対象は西部ジャワ、ジャカルタ首都圏の製造業等 15 社で、質問票形式で事業以降の電力の供給状況や、事業環境等を確認した。

ら、経済成長の基盤強化において本事業が一定の役割を果たしたものと考えられる。なお、本事業の想定受益者数はジャカルタ首都圏、西部ジャワの人口約 5,000 万人である。

2.4.2 環境・社会へのインパクト

環境への負の影響に関して、特段の問題は報告されていない。なお 2.2 効率性の項で述べたように、送電線敷設ルート・変電所建設用地の用地取得等が発生した。最終的な用地取得・敷設権は約 5 万世帯(鉄塔数 1,379 本、敷設権 587km)が対象となり、うち 13 世帯について補償金額の交渉が現在も続いている。

2.5 持続性(レーティング : b)

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 運営・維持管理の体制

実施機関である PLN は 1994 年に政府が 100%の株式を保有する公社(PERSERO)に移行している。本事業の対象施設を含むジャワ・バリ系統は PLN のビジネスユニットの一つである、Distribution and Load Control Center for Java-Bali(P3B)が運営・維持管理を担当しており、実質的な体制については審査時から大きな変更はない。PLN 全体のスタッフ数は約 4.7 万人で、うち大卒エンジニアが 15.6%を占める。

2.5.1.2 運営・維持管理における技術

保守及び維持管理においては、予防保全が定期的実施される他、障害発生時には事後保全が行われ、資機材サプライヤが提供した運用保守管理マニュアルが活用されている。これら通常の維持管理活動についてはほぼ問題なく実施されている。

現地調査時に訪問したデポックⅢ変電所の常駐スタッフは 9 名で、チーフ・オペレーター以下 8 名がシフト勤務を行っている。スタッフの経験年数は平均で 12 年に達し、みな PLN が認定する資格保有者である。

この他訪問した新クラテンの変電所では所内のメンテナンス計画に基づき、障害発生時の対応を記録・保管した上で年間のメンテナンス計画にも反映させており、障害発生時の対応とモニタリングという流れが確立されていることが伺えた。調査に同行した現地の電力専門家によるメンテナンス業務の聞き取り調査でも、スタッフの業務知識・能力については問題ないと評価していることから、技術面に関して本業務の維持管理に伴う大きな懸念は見られなかった。

2.5.1.3 運営・維持管理における財務

1990 年代後半から PLN の財務状況は悪化が続いており、過去 4 年間は経常赤字を記録している。インドネシアの電力料金は公共サービスとしての位置づけ上、政策的に低

く抑えられており、代わりに政府からの補助金が投入される構造になっており、近年の補助金の規模は収入の3~5割を占めている。加えて燃料費の上昇やIPPからの買電コスト負担といった状況も財務状況に影響を及ぼしており、2008年には燃料費の高騰もあり、収入の50%近い政府補助金が投入されるなど、厳しい財務状況が続いている。

経理部門の次長によると、2006年から第1次クラッシュプログラム(2011年までに約10,000MWの新規電源開発計画を行う計画)を開始し、重油火力発電所から石炭火力への転換によるコスト削減を進めているとしているが、その効果が表れるには数年が必要としており、現時点でどの程度の改善が見込めるかは明らかではない。

表 10 PLN 損益計算書(直近4年間)

(単位：100万ルピー)

	2005	2006	2007	2008
売電収入	63,246,221	70,735,151	76,286,195	84,249,726
政府補助金	12,510,960	32,909,148	36,604,751	78,577,390
その他収入	786,143	1,082,237	1,151,741	1,381,394
営業収入	76,543,324	104,726,536	114,042,687	164,208,510
燃料費	37,355,450	63,401,080	65,559,977	107,782,838
買電費用	13,598,167	14,845,421	16,946,723	20,742,905
維持管理費	6,511,004	6,629,065	7,269,142	7,619,854
人件費	5,508,067	6,719,746	7,064,316	8,344,224
減価償却	9,722,315	10,150,985	10,716,237	11,372,849
雑費	3,328,598	3,481,853	3,949,560	4,735,081
営業費用	76,023,601	105,228,150	111,505,955	160,597,751
営業利益	519,723	(501,614)	2,536,732	3,610,759
営業外収入(費用)	(2,694,282)	(583,721)	(5,634,798)	(15,801,927)
税引き前利益	(2,174,559)	(1,085,335)	(3,098,066)	(12,191,168)
繰り延べ税金	(2,746,035)	(2,972,508)	(2,547,041)	(112,548)
経常利益	(4,920,594)	(4,057,843)	(5,645,107)	(12,303,716)
特別利益(費用)	0	2,129,987	0	0
純利益	(4,920,594)	(1,927,856)	(5,645,107)	(12,303,716)

出所：PLN

公社形態を取る PLN はその国家経済上の重要性からも、政府による支援(補助金)が継続的に投入されているため、直ちに事業の持続性に大きな影響を及ぼすような深刻な局面は想定できないものの、恒常的な赤字が続くと後述するスペアパーツの整備等、維持管理業務の現場に影響を及ぼす可能性も否定できない。新規の設備投資の資金ソースを

借入金等の開発資金に依存しており、負債比率の上昇が続いていることも、金利負担等による今後の長期的な財務状況における課題と考えられる。

表 11 主な経営指標

	2005	2006	2007	2008
流動比率	68.0%	104.0%	107.0%	107.3%
粗利益率	82.6%	67.5%	66.9%	51.3%
kWh あたりコスト(Rp)	774.4	1034.2	1081.9	n.a

出所：PLN

2.5.2 運営・維持管理状況

対象区間のこれまでの障害の件数は以下の通り。P3B でのインタビューによると、対象区間の送電システムにおける供給支障の主な要因としては、碍子の交換・クリーニングや変電所内の架線作業による計画停止と、コロナ放電⁸や遮断器の故障、落雷等による障害がある。ただし障害発生頻度は低く、稼働状況は良好に保たれているとしている。

表 12 供給支障の件数

		2006	2007	2008
新クラテン～新タシクマラヤ				
1	障害件数	10	8	7
2	事故停電時間(分/世帯) ⁹	0	388	2308
新タシクマラヤ～デポックⅢ				
1	障害件数	12	2	6
2	事故停電時間(分/世帯)	162	0	0

出所：PLN

一方予防的メンテナンスのうち、スペアパーツの整備状況について各地の変電所等でインタビューしたところ、不足を指摘する意見が聞かれた。関係者によれば、PLN では送電設備のスペアパーツについては、設備の数%を確保する方針であるが、スペアパーツの供給は PLN 本部への申請によって実施され、本部の予算執行状況によって供給状況が左右されるとしている。上述した慢性的な PLN の財務状況の悪化の中で定期的なストックの確保は困難で、スペアパーツ等の準備状況は完全な状態とはいえない。

⁸ 送電電圧が高くなる際に、送電線の周囲の空気の絶縁が部分的に破れ、放電を始める現象で、送電損失の原因となる。(東京電力ホームページ 電気・電力辞典より引用)

⁹ 当該区間で障害がある場合でも、別系統からの供給が確保されている場合、給電停止は生じないため、記録が 0 分となっている。

この他維持管理に関する留意点としては、効率性の項で述べた敷設権・用地取得交渉の影響で未だに補償額に合意していない住民の存在がある。ただし現状では送電線の操業に深刻な影響を及ぼすような状況には至っておらず、また受取拒否をしている世帯数もごくわずかで、その広がりが進む可能性も低いと見られることから、持続性の観点から大きな懸念を及ぼすような問題ではないと考えられる。

以上から、本事業は実施機関の維持管理状況は現状では概ね良好で、組織・技術面に関する問題は見られないものの、財務状況の悪化が続いており、スペアパーツの安定供給など長期的な維持管理業務への影響が生じる可能性を否定できないことから、事業の持続性に一部問題があり、中程度と評価される。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論

本事業は事業実施当時の遅延等により効率性は低いものの、事業目的であるジャワ・バリ系統の電力供給の効率化に大きく貢献し、ひいては対象地域における地域経済・産業振興に貢献しており、事業目的を達成している。また持続性についても実施機関の財務面に若干の懸念はあるものの、現時点で事業目的を阻害するような大きな懸念は発生していない。

以上より、本事業の評価は高いといえる。

3.2 教訓

(実施機関に対して)

本事業の有効性・インパクトは高く評価できる一方、実施期間中の用地・敷設権取得交渉の長期化は追加工事等による事業期間・費用の増加につながった。本事業のように大規模の用地取得が生じる場合には、事業実施前から用地取得を進めることは困難であるとしても、想定されるルートの前調査・住民向けヒアリング等、より精緻な実施を考慮する必要があると考えられる。

3.3 提言

(実施機関に対して)

事業運営上の大きな問題とはなっていないものの、現在も補償交渉が続く世帯が一部に存在する。法的な補償条件は整備されているものの、解決に結びついていないことから、補償の再検討など、妥結点を見出す取り組みが必要と考えられる。

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット		
(1) 500kV 送電線	新クラテン～新タシクマラヤ 296km 新クラテン～ラワロ・ハル 195km ラワロ・ハル～新タシクマラヤ 111km 新タシクマラヤ～テポックⅢ 255km テポックⅢ変電所引込線 1km	304km 195km 109km 272km 3.5km
(2) 150kV 送電線	新タシクマラヤ～タシクマラヤ 25km 新ハハット～ハハット 20km	キャンセル キャンセル (自己資金で整備)
(3) 変電所	テポックⅢ変電所 新設 ラワロ・ハル変電所 新設	計画通り キャンセル
(4) コンサルティング・サービス	総計 526M/M 国際コンサルタント 200M/M 内国コンサルタント 326M/M	総計 683M/M 国際コンサルタント 288M/M 内国コンサルタント 395M/M
②期間	1995年12月～2000年8月 (57ヶ月)	1995年12月～2006年11月 (132ヶ月)
③事業費		
外貨	31,475百万円	23,474百万円
内貨	13,546百万円 (2,606億ルピア)	10,637百万円 (8,460億ルピア)
合計	45,021百万円	34,111百万円
うち円借款分	30,795百万円	20,563百万円
換算レート	1ルピア=0.052円 1ドル=123.1円 (1997年4月 第3期事業審査時)	1ルピア=0.0126円 1ドル=116.25円 1英ポンド=192.91円 (2001年1月～2006年12月平均)