

## インドネシア

### ジャワ・バリ送電線・変電所整備事業（東部ジャワ）（ ）（ ）

評価報告：2003年 1月

現地調査：2002年 11月

#### 1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



本事業により設置された変圧器

#### 1.1. 背景

東部ジャワ州は、インドネシア第2の都市であるスラバヤを含む商業・鉱工業の中心地域の一つである。1990年代、同国の約20%の人口を抱え、地域総生産で同じく約20%の割合を占め、製造業や鉱業が発展した。90年代想定された経済活動の成長に備え、国営電力公社（PLN）が、東部ジャワ地域では1991～98年度に同地域の電力需要は年率約18.5%で増加すると見込んでいた。

この増大する需要に対応するため、発電設備及び送配電網設備の整備を計画し、第6次5ヶ年開発計画の終了時点（1998年）では、同地域に6,078 MWの発電容量、中圧変圧器では4,250 MVAの容量が増設される予定にあった。本事業は、1971年以降円借款にて資金協力が供与された「東ジャワ州送配電網整備事業」に関連し、同地域の送変電設備の拡充整備をはかるものである。

#### 1.2. 目的

第1期：既に電化された地域の電力需要の増加に対応し、新規の需要家に電力を供給し、送電システムの信頼度を強化することにより、電力供給の信頼度を向上する。

第2期：東部ジャワ地域におけるグレシック・コンバインド・サイクル発電所及びパイトン火力発電所の両大型電源の投入にあわせ、2次系統以降の電力流通設備を拡充・増強し、同地区の電力安定供給および供給信頼度の向上をはかる。

#### 1.3. 事業範囲

本事業の当初計画概要は以下のとおり。

第1期：

1) 既設変電所増設

変圧器増設 70/20 kV、7 箇所、計 150 MVA  
150/20 kV、16 箇所、計 820 MVA

2) コンサルティング・サービス

第2期：

1) 既設変電所増設

a) 変圧器増設 150/20 kV、10 箇所、10 台、計 410 MVA  
b) 送電線引出口増設 (1 箇所)

2) 変電所新設 150/20 kV、3 箇所、4 台、計 150 MVA

3) 送電線新設 150 kV-2CCT、3 線路、計 25 km

4) コンサルティング・サービス

1.4. 借入人 / 実施機関：

インドネシア共和国政府 / 国営電力公社 (PT. PLN)

1.5. 借款契約概要：

円借款承諾額 / 実行額	第1期 7,671 百万円 / 3,223 百万円 第2期 6,862 百万円 / 3,236 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	第1期 1991年9月 / 1991年9月 第2期 1992年9月 / 1992年10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 (コンサルタントは部分アンタイド)
貸付完了	第1期 1997年10月 第2期 2001年2月

## 2. 評価結果

### 2.1. 計画の妥当性

第5次5ヶ年国家開発計画 (1989~93年: REPELITA V) では、電力セクターについて以下の目標が掲げられていた。

- 1) 経済成長持続のため産業部門を中心とする電力需要増に応じた供給能力の確保
- 2) 脱石油政策に沿った電源開発の推進
- 3) 地方電化の推進による地域開発の基礎造り
- 4) 送配電網設備の整備による電力供給信頼度の向上
- 5) 送配電ロス率の低下、火力熱効率の向上、電力負荷率の向上、効率的な需給運用によるコストダウン

本事業はスラバヤ都市圏を中心とする東部ジャワ州地域の送電網整備を行うものであ

るが、その目的は年率約 18.5%で増加すると見込まれた地域の電力需要に対応し、同地域の電力安定供給及び供給信頼度の向上をはかることであった。アプレイザル当時、スラバヤ都市圏を始め東部ジャワ地域では、工業団地の造成計画を通じた工業投資誘致が活発であった一方、同地域変電所の多くが過負荷の状態にあるか、早期に過負荷になる見込みがなされていた。

そして、PLN による 1998 年までの電源開発計画では、6,078MW の新規電源が東部ジャワ地域に設置される予定になっており、なかでもグレシク・コンバインド・サイクル発電所（526MW×3 基）、パイトン火力発電所（400MW×2 基）の新規電源投入が近々に計画されていた。ここで生じる供給余力と需要を結びつける送配電網設備を東部ジャワ州を含めジャワ島全体的に整備する必要があった。

上述のとおり、本事業の目標はアプレイザル時の 5 ヶ年開発計画の方向と一致したものであり、本事業は妥当なものであった。本評価を行った時点に至っても、スラバヤ都市圏を含む東部ジャワ州は、国内でも人口が比較的密集した商業及び鉱工業の中心地域の一つである。アプレイザル時に比べ、通貨危機の影響や PLN の段階的な電力料金値上げにより、電力消費量の伸びは低下しているが、それでも近年は年率平均 7.5 %台の伸びを記録している。

発電供給能力と送配電網設備の整備不足は現在も指摘されており、東部ジャワ地域を含むジャワ・バリ系統においては電力供給危機の可能性も議論されている<sup>1</sup>。とりわけ健全な産業活動の成長と維持のためにも、電力の安定供給と信頼度の向上は依然として解決すべき課題であり、この点から本事業の目標は現在も妥当であると言える。なお、グレシク・コンバインド・サイクル発電所及びパイトン火力発電所の兩大型電源とも発電開始時期の遅延が見られたものの、現在ほぼ計画通り運営されている。

## 2.2. 実施の効率性

### 2.2.1. 事業範囲

実施機関より提出された事業完成報告書（PCR）によると、当初事業計画に変更または修正がなされたのは変圧器の配置についてのみである。当初計画されていた容量増設・拡張対象の変電所のいくつかが対象から外れ、供与された変圧器は東部ジャワ地域内の他の変電所に増設されている。本事業開始にあたり、変電所毎に電力需要予測と既存供給能力を比較検討し、どの変電所にいくらの容量の変圧器を増設するかを再検討した結果、計画時の変圧器の配置計画に変更がなされている。

変電所毎の電力需要予測は、過去の需要増加率と当時の供給待ち需要や工業団地等大型の新規需要の見通しに基づいて行われた。PLN の送変電施設担当機関である Distribution and Load Control Center for Java-Bali (P3B)によれば、当初計画の見直しは、需要予測の検討結果に基づき変電所のなかでも緊急に増設する必要があるものを優先した結果である。

### 2.2.2. 工期

第 1 及び 2 期事業併せて、全体で約 15 ヶ月の完工遅延が報告されている。PCR によると遅延の要因は、資機材サプライヤ（コントラクタ）との契約交渉及び締結に追加期

<sup>1</sup> PLN White paper 「Immediate and Critical Issues for Decision」2000 年 10 月より。

間を要したためである。なお、実施機関ではこの遅延による電力需給状況への影響を最小限にする目的で、契約締結予定のコントラクタ宛に事前に工事サイト整備及び資機材供給の準備に、交渉と並行して取りかかるよう指示を行っている。結果的に契約交渉過程での遅延分と同じ期間での完工遅延に留まっている。

### 2.2.3. 事業費

第 1 及び 2 期ともに、コスト・アンダーラン（円貨ベース）が報告されている。理由は事業費の大部分を占める変圧器設備の国際競争入札、及び現地貨の大幅な下落により、外貨及び内貨調達項目に要する円借款供与額が減少したためである。

### 2.3. 効果（目的達成度）

#### （1）本事業の変電容量増加への貢献

本事業により変電施設が拡充整備されたことで、東部ジャワ地域における中圧レベルの総変電容量は、表 1 のとおり増強された。2001 年現在で、中圧の変電容量は約 9,100 MVA の容量を有し、本事業は累積容量のうち約 16%を占める容量の整備に貢献した。また第 6 次国家開発計画の期間中（1994～1998 年）に、4,250 MVA の中圧変圧容量が増強される予定であったが、4,871 MVA の容量増が達成された。また、事業実施期間中における同地域の中圧変電増強容量分に対して、本事業による増強容量が約 3 割を占める結果となっている。

表 1 事業対象地における累積変電容量の推移（単位：MVA）

	1991	1993	1998	1999	2000	2001
500 / 150 kV（高压：対象外）	0	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000
150 / 20 kV	1,398	2,408	6,264	6,279	6,484	6,176
70 / 20 kV	901	1,015	1,555	1,635	1,556	1,581
その他 150 / 70 kV 等	544	829	1,304	1,354	1,304	1,344
東部ジャワ地域の合計（中圧）	2,843	4,252	9,123	9,268	9,344	9,101
本事業による増強分			1,470（2001 年時点の 16.2%に相当）			

出所：PLN Unit Business P3B

#### （2）本事業の変圧器からの送電量

東部ジャワ地域の中圧変電所（中圧の変圧器全体）から、同地域の配電網へ供給された送電量の推移を表 2 に示す。実施機関によると、ほぼ全ての変電所において送電量は増加傾向にある。このうち、表 3 に示すとおり、約 21%程度の電力量が本事業対象の変圧器から送電されている。

表 2 事業対象地における全変電所からの送電量の推移（単位：GWh）

	1993	1997	1998	1999	2000	2001
東部ジャワ地域全変電所の送電量	7,601	11,656	11,775	13,047	14,395	15,611

出所：PLN Unit Business P3B

表 3 本事業設置変圧器からの総送電量への貢献度（2002 年 1 月及び 10 月）

	本事業設置変圧器からの送電量	事業対象地変圧器からの総送電量	貢献度
2002 年 1 月（MWh）	321,104	1,499,402	21.4%
2002 年 10 月（MWh）	338,355	1,588,172	21.3%

出所：PLN Unit Business P3B

本事業にて設置された変圧器は全て稼働しており、現在同地域で稼働している中圧変圧器台数のうち約 20% (197 台のうち 40 台) が本事業にて設置されたものであることを考慮すれば、本事業対象の変圧器が適切な運用状況にあることが判る。

### (3) 対象地域の電力需要への対応

下表に示すとおり、過去 10 年間にわたる東部ジャワ地域の需要家数と契約電力 (MVA) は増加傾向にある。通貨危機の影響を最も深刻に受けた工業需要家は、1998 年に需要家数と契約電力ともいったん減少させたものの、一般家庭及び商業需要家においては顕著な伸びを記録し、総契約電力でみれば継続して増加傾向にある。

表 4 事業対象地の需要家数と契約電力の推移 (単位: MVA/戸)

	1991	1996	1997	1998	1999	2000	2001
一般	1,167	2,324	2,642	2,918	3,127	3,443	3,710
(需要家戸数)	2,064,714	4,002,311	4,506,729	4,935,027	5,090,348	5,236,232	5,391,876
商業	227	449	534	574	644	704	774
(需要家戸数)	52,921	83,498	97,539	106,083	162,368	192,092	241,759
工業	1,310	2,131	2,381	2,165	2,254	2,321	2,395
(需要家戸数)	5,962	8,742	9,860	9,321	9,325	9,794	10,181
公共及びその他	181	258	282	302	317	335	352
(需要家戸数)	51,437	103,346	117,637	128,521	133,836	138,782	144,565
合計 MVA	2,885	5,162	5,839	5,959	6,342	6,803	7,231

出所: PLN Unit Business Distribusi Jawa Timur

係る契約電力の伸びに対して、実施機関では、本事業を含む変圧器設備の拡充整備により、年毎の累積総契約電力を十分に上回る水準の中圧変電施設容量 (表 1 参照) を整備している。2001 年時点では、総契約電力 7,231 MVA に対し、中圧変電容量 9,100 MVA が整備されている。この点でも、本事業が対象とした変電設備の拡充は不可欠であったと言える。

結果的に、過去 10 年間にわたり年平均 10%以上の電力消費量増加と約 7~8%のピーク需要の増加が記録されている (表 5 参照)。1997 年の通貨危機後、電力消費量の伸びは工業需要を中心に一旦停滞したが、近年再び高い増加率を記録している。本事業による変電設備の増強は (事業実施期間中の東部ジャワ地域における中圧変圧器の増強容量の約 3 割を占める)、需要家へ接続する配電網への送電容量及び送電量の増加させ、部分的ではあるが係る需要増加の下支えとしての貢献を果たしている。

表 5 事業対象地の需要家別電力消費量とシステム・ピーク需要の推移 (単位: GWh / MW)

	1991	1996	1997	1998	1999	2000	2001	年伸率 98 以前	年伸率 98 以降
一般	1,536	2,948	3,370	3,778	4,182	4,829	5,280	14.0%	11.9%
商業	266	583	641	779	854	1,097	1,178	16.0%	16.8%
工業	3,721	5,497	5,992	5,517	6,292	6,629	6,844	8.3%	3.9%
公共及びその他	280	435	459	507	521	579	640	8.7%	8.8%
合計	5,803	9,462	10,462	10,581	11,849	13,135	13,942	10.4%	7.5%
平均需要	1,103	1,818	2,092	2,273	2,231	-	2,481	10.9%	3.1%
ピーク需要	-	2,162	2,359	2,482	2,794	2,942	3,129	7.2%	8.1%

出所: PLN Unit Business Distribusi Jawa Timur

しかしながら、1998 年のアプレイザル時点で 3,628 MW のピーク需要を見込んでいたのに対し、実績では 2001 年に 3,129 MW を記録するに留まっている点に留意する必要

がある。成長率では、年平均で約 18.5%のピーク需要増加が想定されたが、10%近い実績との乖離が見られる。本事業が対象とした中圧変電施設の全体的な整備容量に特段の問題はないものの（変電所毎では、過負荷運用を強いられる変電所も存在する）、実施機関の予測精度自体の問題と、高圧及び低圧の変圧器容量（本事業の対象外である 500 / 150 kV 変電施設と配電用変電施設）の拡充整備が充分でないことが乖離の主な要因であると実施機関では認識している。結果として、送配電網設備の過負荷運用による供給停止事例、自家発電の運用を選択する工業需要家、未接続の申請待ち電力需要家は依然として存在する。

#### （４）供給待ち需要の推移

本事業の対象である中圧の送変電設備の整備拡充自体は、中圧以上で受電する一部工業需要家の需要以外、直接的には供給待ち需要の減少にはつながらない。配電網の拡充整備と一体となって、間接的に供給待ち需要の解消に貢献する。

表 6 供給待ち需要の推移

	1989	2000	2001
一般（MVA）	21	46	69
供給待ち申請者数（人）	n.a	79,369	127,324
商業（MVA）	13	3	4
供給待ち申請者数（人）	n.a	1,102	3,655
工業（MVA）	65	6	48
供給待ち申請者数（人）	n.a	87	165
公共及びその他（MVA）	8	5	3
供給待ち申請者数（人）	n.a	767	911
合計（MVA）	107	60	124

出所：審査資料、PLN Unit Business Distribusi Jawa Timur

近年の数値によれば、供給待ち需要は増加傾向にある。現状は、通貨危機後、本来的に潜在需要が高い東部ジャワ地域の経済状況が回復基調にあり、電力需要が再び増加傾向にあるものと考えられる。この状況下において、高圧及び低圧変圧器を中心とする送変電及び配電施設の整備量が着実に追いついておらず、施設整備は通貨危機後の PLN の危機的な財務状況も影響し、ほとんど停滞した状態にある。

中圧レベルでも、過負荷の状況にある一部変電所では変圧器の増強対応が必要である。実施機関は変電所毎に需給バランスのチェックを行っているものの、設備投資が行えない現在の状況では、既存変圧器の配置換えを中心に対応せざるを得ず、新規の受電申請を充分満たすことが出来ない状況が続く。

実施機関本部の方針では、新規接続の顧客はオフ・ピーク需要家が優先されている（主に昼間利用の商工業需要家）。係る「選択的な新規接続」は事実上の需要抑制策と言え、潜在的な需要家全体的に供給するには困難な状況である。

#### （５）本事業による変圧器稼働率の緩和

現在、変圧器の稼働率の緩和は、ジャワ・バリ系統の一般的な課題となっている。東部ジャワ地域においても同様であり、消費活動が盛んとなるイスラム正月前に向けた工業生産活動が活発化し、電力需要が高めに推移する時期に重なる 10 月のデータ（2002 年）では、高圧変圧器（500/150 kV：本事業の対象外）の約 83%が高稼働状況にある（表 7 参照）。

表7 ピーク時稼働率毎の中高変圧器数(2002年10月)

稼働率(%)	500/150 kV		150/20 kV		70/20 kV	
	台数(比率)	MVA	台数(比率)	MVA	台数(比率)	MVA
91 ~ 100	3 (50.0%)	1,500	3 (2.1%)	65	5 (9.6%)	60
81 ~ 90	2 (33.3%)	1,000	11 (7.6%)	350	9 (17.3%)	210
71 ~ 80	-	-	14 (9.7%)	520	7 (13.5%)	150
51 ~ 70	1 (17.7%)	500	67 (46.2%)	2,340	20 (38.5%)	372
31 ~ 50	-	-	35 (24.1%)	1,521	5 (9.6%)	130
0 ~ 30	-	-	15 (10.3%)	740	6 (11.5%)	65
合計	6 (100.0%)	3,000	145 (100.0%)	5,536	52 (100.0%)	987

出所：PLN Unit Business P3B

しかし、本事業の対象設備である中圧変圧器では約14%が80%以上のピーク時稼働率を記録するに留まり、その過半数はピーク時稼働率でも31%から70%の範囲で無理のない運用が行われている状況にある。本事業により中圧の変圧器が拡充整備されたことで、既存の変圧器にかかる負荷が分散のうえ緩和され、より無理のない変電所運営が実現されたものと判断される。

中圧変電所全体の平均ピーク時稼働率も、表8に示すとおり1991年アプレイザル時の数値(59.2%)より、2002年度は、比較的電力需要が高い10月において約57%程度まで低下している。80%以上のピーク時稼働率を記録する変圧器が全体に占める割合も、1991年の17.8%より、2002年は、電力需要が高い10月においても14.2%に低下している。

表8 変圧器全体の平均稼働率及び80%以上の稼働率を記録する変圧器の割合

	1991	2001年 5月	2002年 1月	2002年 10月
a) 総変圧器台数(稼働中)	81	197	196	197
b) 変圧器全体の平均ピーク時稼働率	59.2% <sup>*1</sup>	55.3%	50.2%	56.8%
c) 80%以上のピーク時稼働率を記録する変圧器の割合	17.8% <sup>*1</sup>	13.7%	2.0%	14.2%
d) 事業対象変圧器台数	-	40	40	40
e) 事業対象変圧器の平均ピーク時稼働率	-	56.4%	55.1%	60.1%

出所：審査資料、PLN Unit Business P3B

注：150/20、70/20 kVの中圧変圧器のみ。

注1：変電所毎の数値。

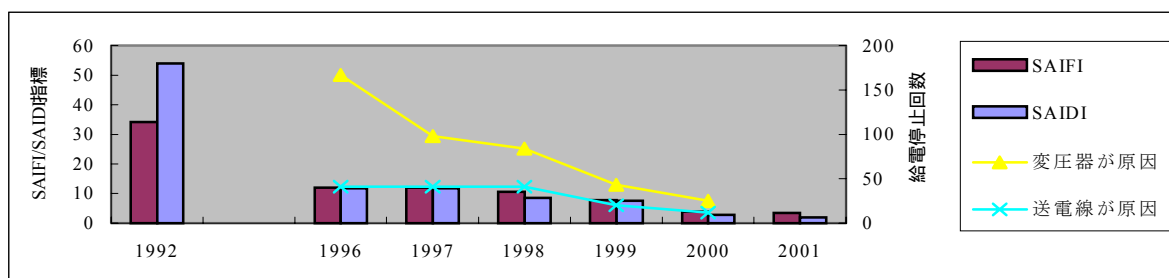
なお、本事業対象の変圧器のみを採り上げれば、同数値は若干高い約60%程度である。これは、本事業対象の変圧器がより潜在的に電力需要の伸びが高いと想定された地域に配置され、緊急性に配慮され整備された結果であると考えられる。

#### (6) 停電回数と停電時間の低下

停電回数と時間の変化を見る指標としてSAIFI及びSAIDI<sup>2</sup>が挙げられる。停電の最大の理由は変圧器と送配電線に対する過負荷である。実施機関の給電担当職員が、過負荷状況をモニタリングし、容量水準に近い稼働になれば、供給停止(ロード・シェディング)を行う。この他、変圧器と送配電線施設の障害発生(70 kV送電線の落雷による損傷等)により、停電に至ることもある。

<sup>2</sup> SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) : 年に経験する1需要家当りの平均停電回数、SAIDI (System Average Interruption Duration Index) : 年に経験する1需要家当りの累積停電時間(時間)。

図1 SAIFI/SAIDI 及び給電停止回数（送電システム：変圧器/送電線が原因）の推移



出所：PLN Unit Business P3B

注：施設毎障害発生件数は、東部ジャワ州内の3送電エリア領域の合計（Madiun、Surabaya及びMalang）

図1のとおり SAIFI 及び SAIDI 指標は、過去10年間の間に、本事業により中圧変圧器の容量が増強され、過負荷運用が緩和されたこともあり、顕著な改善傾向にある。同様に供給停止回数も低下傾向にあり、変圧器の増強により、変圧器を原因とする供給停止回数は著しい改善をみせている。実施機関によると、現在では、配電変圧器 20 kV 以下と低圧配電線の容量不足による供給停止が全停電事例の 60%を占めている。

#### (7) 送電ロスの低下

本事業の対象は主に変電施設であり、送電ロスの低下に大きな効果は想定されないものの、間接的な送電ロスの改善は期待される。表9のとおり、実績では1996年当時の損失率と比較して、2000年時点で約0.32ポイントの改善を実現している。

表9 送電ロスの推移（単位：GWh）

	1996	1997	1998	1999	2000
P3Bシステムを受電量	52,782	59,677	59,570	65,386	72,196
P3Bシステム内の変電所利用分	44	48	58	55	56
ジャワバリ系統配電システムへの送電量	52,738	59,629	59,512	65,331	72,134
<b>ジャワバリ系統での送電ロス</b>	<b>1,504</b>	<b>1,456</b>	<b>1,376</b>	<b>1,704</b>	<b>1,826</b>
	<b>2.85%</b>	<b>2.44%</b>	<b>2.31%</b>	<b>2.61%</b>	<b>2.53%</b>
うち、東部ジャワ地域での送電ロス	306	291	278	349	372
東部ジャワ地域での送電ロス比率 /	20.3%	20.0%	20.2%	20.5%	20.4%
ジャワバリ系統配電システムを受電量	51,234	58,172	58,136	63,627	70,306
（東部ジャワ地域配電システムを受電量）	10,444	11,656	11,775	13,047	14,395

出所：審査資料、PLN Unit Business P3B

#### (8) 本事業の全体的な効果

上記のとおり、本事業で整備された中圧変圧器施設は良好な運用状況にあり、東部ジャワ地域における同変圧器整備容量の約16%、稼働中変圧器台数の約2割を占める。これら変圧器の整備により、増加した送電量と過負荷運用の緩和を通じて、同地域の電力需要の増加と供給信頼度の向上がもたらされており、本事業の効果が確認される。しかし、中圧レベル以外の設備拡充と事業後の一部中圧変電所の継続的増強が充分でなく、潜在需要への対応と安定供給において更なる効果発現の余地がある。

## 2.4. インパクト

### (1) 工業開発への貢献



通貨危機の影響を受けたものの、1990年代当初より2001年時点にかけて東ジャワ州の経済活動の成長率は年平均で3.9%を記録した。とりわけ製造業は、同期間で年平均6.4%の成長率を達成している。1997～98年の通貨危機は東部ジャワ地域の工業セクターに甚大なダメージを与え、マイナス成長を記録させるに至ったが、その後は緩やかな回復基調をみせている。

表 10 東部ジャワ地域の製造業セクターの成長（単位：百万 Rp.）

	1993	1996	1997	1998	1999	2000	2001
地域総生産（現在価格）	44,629	77,004	88,772	135,753	150,556	169,681	196,499
<b>うち製造業</b>	<b>10,202</b>	<b>22,454</b>	<b>26,344</b>	<b>38,258</b>	<b>41,158</b>	<b>45,616</b>	<b>51,617</b>
うち商業・サービス業	10,252	16,050	19,027	32,069	34,478	39,166	46,476
地域総生産（1993年固定）	44,629	61,794	64,854	54,399	55,059	56,857	58,758
- 年平均成長率	-	11.5%	5.0%	-16.1%	1.2%	3.3%	3.3%
<b>うち製造業</b>	<b>10,202</b>	<b>17,815</b>	<b>19,410</b>	<b>15,104</b>	<b>15,096</b>	<b>15,358</b>	<b>15,538</b>
- 年平均成長率	-	<b>20.4%</b>	<b>9.0%</b>	<b>-22.2%</b>	<b>0.0%</b>	<b>1.7%</b>	<b>1.2%</b>
うち商業・サービス業	10,252	12,906	13,828	11,369	11,404	11,908	12,838
- 年平均成長率	-	8.0%	7.1%	-17.8%	3.1%	4.4%	7.8%

出所：BPS Propinsi Jawa Timur

製造業産出額、付加価値額についても顕著な伸びを記録している（表 11 参照）、但し物価上昇の影響によるところが大きく、地域総生産と同様のパフォーマンスにあると考えられる。企業数や投資額の伸びは、通貨危機の影響を受け近年停滞傾向にあるものの、1990年代当初より過去10年間全般的には、経済全体及び製造業の成長は確認され、製造業が地域総生産に占める比率も1993年の22.9%より2000年には27.0%まで向上、工業化が促進されている。

表 11 東部ジャワ地域の製造業（中規模以上）パフォーマンスの推移（単位：百万 Rp.）

	1992	1995	1998	2000
大・中規模企業数	3,997	4,742	5,004	4,999
産出額	21,328	36,013	79,396	162,482
付加価値額	8,733	17,393	34,516	98,256
投資額（含む小規模企業）	n.a	15,287	17,857	10,913

出所：BPS Propinsi Jawa Timur

なお、本事業のアプレイザル時は、東ジャワ州のなかでも特にスラバヤ都市圏を中心とした地域の工業開発の促進に重点が置かれていた。REPELITA V（第5次国家開発5ヶ年計画）期間（1989～93年）中は、スラバヤ市、シドアルジョ県、グレシック県への工業投資の持続的成長、第6次期間（1994～98年）中は、グレシック県方面での投資の加速を想定し、そして電力や通信等のインフラ整備の進展が前提条件であると認識されていた。

結果、過去10年間で最も工業化の著しかった地域（スラバヤ市内を除き）は、シドアルジョ県、グレシック県、そしてパスルワン県であった。表 12 より明らかとなり、なかでもグレシック県は製造業が通貨危機の影響を超えて継続的に成長を実現した。

各市・県の製造業比率では、1997年にはスラバヤ市で36.3%、シドアルジョ県で48.6%、グレシック県で、46.5%にまで向上し、2000年現在でもそれぞれ31.9%、46.2%、45.7%の高比率を維持する工業地域として成長している。これらの市・県は港湾、空港、高速道路施設へのアクセスに恵まれていたと同時に、多くの工業団地計画

が実行され、本事業を始め関連円借款事業により電力や通信等のインフラ整備が重点的に行われた地域である。

表 12 スラバヤ市及び周辺地域における近年の製造業パフォーマンスの推移（単位：百万 Rp.）

	1997	1998	1999	2000	2001
<b>スラバヤ市</b>					
総地域生産（1993年固定）	15,373	11,933	11,904	12,303	n.a
うち製造業	5,586	3,957	3,862	3,919	n.a
大・中規模企業数	n.a	486	546	654	n.a
雇用者数（大・中規模企業）	n.a	88,252	92,720	97,512	n.a
<b>シドアルジュラ県</b>					
総地域生産（1993年固定）	5,698	4,533	4,581	4,764	n.a
うち製造業	2,767	2,114	2,135	2,202	n.a
大・中規模企業数	325	325	336	341	351
雇用者数（大・中規模企業）	43,093	43,093	45,450	45,600	47,787
<b>グレスック県</b>					
総地域生産（1993年固定）	5,109	6,933	7,866	9,213	n.a
うち製造業	2,377	3,089	3,402	4,206	n.a
大・中規模企業数	n.a	n.a	n.a	433	472
雇用者数（大・中規模企業）	n.a	n.a	n.a	151,792	159,330
<b>パレンラング県・市</b>					
総地域生産（1993年固定）	3,164	2,740	2,777	2,888	n.a
うち製造業	1,219	997	1,005	1,050	n.a

出所：BPS Propinsi Jawa Timur

なお、具体的な貢献事例を抽出するのは困難であるものの、電力インフラの整備が工業化の支えや条件になったことは明らかである。東部ジャワ州政府開発計画局（BAPEDA）、商工会議所やスラバヤ都市圏に所在する工業団地の管理会社は、過去10年において同地域の電力事情は充分改善したものと認識している。言い換えれば、中大規模の企業（含む工業団地入居企業）の数及び生産高が増加した通貨危機前及び近年で、スラバヤ都市圏において電力の供給量や供給容量自体がボトルネックとなり、健全な成長と増加の大きな妨げとして認識された時期はないとのことである。

工業化の推移を端的に表す情報として、工業団地の開発状況も挙げられる。1990年当時にスラバヤ市及び周辺地域において、政府系機関や各工業団地デベロッパーが予定していた計画件数に対し、2000年時点の開発状況を比較したものを表13に示す。データ比較が可能な県について言えば、総面積で計画を下回る実績にあるが、団地数自体は計画数を上回っている。総じて、1990年代はスラバヤ地域における工業団地の開発投資が順調に行われたものと評価できる。

表 13 スラバヤ市及び周辺地域における新規工業団地開発の進捗

	1990年当時の計画値		2000年時点の実績値		計画と実績の差分	
	団地数	面積 Ha	団地数	面積 Ha	団地数	面積 Ha
スラバヤ市	8	2,373	12	1,653	4	-720
シドアルジュラ県	n.a	n.a	6	813	n.a	n.a
グレスック県	6	1,900	11	1,148	5	-752
モジョルト県	1	200	2	500	1	300
パレンラング県	1	1,350	1	900	0	-450
パレンラング県	-	-	3	1,445	3	1,445
合計	16	5,823	35	6,459	13	-177

出所：BPS Propinsi Jawa Timur、BAPEDA Jawa Timur

個別訪問した工業団地管理会社<sup>3</sup>によれば、電力インフラの容量増強も、団地開発の進捗、団地入居企業の増加に併せて、PLN に適宜整備してもらえたとのことである。1990 年当初に造成が始まった当該団地では、1996～97 年にかけて入居企業（含む入居問合せ）が格段に増加（2002 年時点で、約 120 企業が入居）したが、本事業の実施期間と重なっている点で本事業との関連付けができる。本工業団地に供給を行うランガット変電所では、本事業により容量の増設が行われており、1 事例ではあるが、地域の需要増見通しに適切に対応した結果が伺える。

- ランガット変電所 -

スラバヤ市南部に位置し、比較的歴史のあるワル工業団地とシアー工業団地等近年整備された大型工業団地を中心とする工業地域に供給し、送電先には 20kV 受圧以上の工業需要家を含む。本事業において、工業団地の造成計画や管理会社からの接続要請を見込み、既存 2 台の変圧器に加え 50 MVA の変圧器 3 台他付属設備を追加設置した。

評価時点では、定格 50 MVA（＝約 40 MW）に対し、工場稼働が集中する午前では対象設備である 2 号機で 21 MW、4 号機で 36 MW、5 号機で 33 MW、一方、家庭電灯需要が増加する 19 時頃の夜間需要も同様である。結果、ピーク時稼働率は変圧器によっては 90%を記録している。なお、本変電所は当初変圧器 2 台の増設予定に対し、計画変更により別の変電所へ設置予定の 1 台を配置転換のうえ増設対応を行い、ピーク時 90%を超える稼働率からも配置計画修正の意義が伺える。

同工業団地管理会社によれば、他のスラバヤ及び周辺地域の工業団地も、同様に 1996～97 年頃にかけて入居企業が増加したと聞いているとのことである。自家発電設備を殆ど備えたうえで操業していることもあるが、当団地操業以来、電力インフラの整備状況が問題になったことは無いとのことである。

## (2) 工業開発における電力問題の有無

1997 年の通貨危機の影響を除けば、スラバヤ都市圏を中心とする東部ジャワ地域の工業開発と産業発展は、過去 10 年間にわたり高い成長動向を示している。係る成長動向と、商工業関係機関へのヒアリング結果より判断する限り、電力供給の状況は決してボトルネックとはならなかったと考えられる。

しかし、工業セクターへの供給状況は、スラバヤ周辺地域の産業界にとって十分に満足のゆく水準ではなかったことも事実である。ピーク時に過負荷運転となる変電設備が供給停止を強いられ、供給待ち需要が増加傾向にあるなかで、給電の量的問題は依然解決すべき課題である。同時に供給信頼度にも一層の改善が必要である。雨期にはほぼ毎週どこかで発生する停電は、場合によっては企業の生産活動を 2 日程度止めてしまうこともある。また、契約容量増設申請にも PLN の場合 1 ヶ月の時間を要するケースも見受けられる。

従ってピーク時スタンバイ及び緊急対応用の自家発電設備の備えが継続的に不可欠な状態が続いている。自家発電設備を所有する工業需要家には 2 通りある。自家発電をメイン対応に用い、電灯需要のみグリッドに頼る需要家と、グリッドを主としピーク時スタンバイ及び緊急対応で自家発電を所有する需要家である。自家発電の施設容量ベースでは後者が圧倒的である。

<sup>3</sup> シア-工業団地、スラバヤ市南部ランガット地域に団地を所有し、入居企業の 9 割は日系企業である。

表 14 から、1990 年代半ばまでは、メイン対応目的の自家発電容量が減少していたことが判る。円借款事業「東部ジャワ送配電網整備事業」による継続的な整備支援がこれに貢献した。しかし、産業活動にはある程度不可欠な緊急対応は別としても、メイン対応目的及びピーク時スタンバイ対応とも 90 年代半ばより、施設容量が増加している。東ジャワ州の商工会議所では、電力料金値上げと電力危機への不安により、自家発電設備の新設及び増強が近年増加しているものと認識している。

表 14 自家発電施設容量の推移 (単位: MVA)

		1992	1994	1995	1996	1997	1998	1999
メイン対応で所有	自家施設容量	197	201	150	142	126	122	188
ピーク時スタンバイ対応で所有	自家施設容量	327	463	357	593	589	618	657
緊急対応で所有	自家施設容量	301	391	617	507	650	657	947
合計	自家施設容量	825	1,055	1,124	1,243	1,365	1,397	1,492

出所: PLN Unit Business Distribusi Jawa Timur

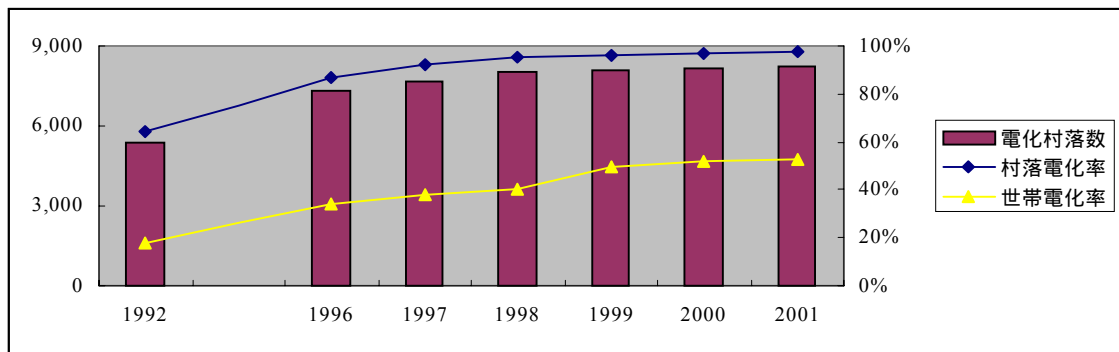
今後、継続的に料金値上げが実行されれば、自家発電供給の方が安価かつ効率的になるとの指摘もある。実施機関によれば、安価で効率的なのは依然グリッド供給であるとのことだが、これ以上工業需要家への発電施設設置及び維持管理負担を強いさせないためにも供給状況の改善の必要性を認識している。産業界からは実施機関の経営改善 (特に配電事業の民間委託化) を強く求められている。

工業団地入居企業の多くが自家発電設備を所有している。ヒアリング訪問した工業団地管理会社によれば、全ての入居企業が実施機関とグリッド契約している一方、自家発電設備をピーク時スタンバイ対応で所有している。グリッドは、雨期当初に停電を伴う供給支障が発生することが多く、特に雨期の自家発電利用が多いとのことである。

### (3) 村落及び世帯電化率の変化

図 2 のとおり、1990 年代を通じて東部ジャワ地域の村落電化率 (全村落数に対する電化村落数) と世帯電化率 (契約戸数の増加) も大幅に増加した。村落電化率は、ほぼ 100% の水準を達成し、世帯電化率も半数以上の家庭が電化されたことになる。

図 2 東部ジャワ地域の村落及び世帯電化率の推移



出所: PLN Unit Business Distribusi Jawa Timur

注: 電化村落数は、部分的にでも電力が届いている村 (Desa) の数

この改善過程において、本事業は変電設備の拡充整備を通じて部分的にはあるが、一般の電力消費者へより多くの供給を可能とし、1 需要家当りの消費量増加と、電化村落数の増加及び世帯電化率向上に貢献した。アプレイザル時、本事業は、工業成長に

に向けた電力事情の改善を目的にしていたが、同時に変圧器の増強と適切な運用は、一般需要家の契約戸数増加の下支えとしても貢献したと評価できる。

(4) その他のインパクト（用地取得）

新設変電所建設に伴う用地取得については、私有地であったものの、政府のガイドラインに従い補償も含め進められ、事業遅延や効果発現に影響する問題は生じていない。尚、本事業における用地取得においては、住民移転は発生していない。

2.5. 持続性・自立発展性

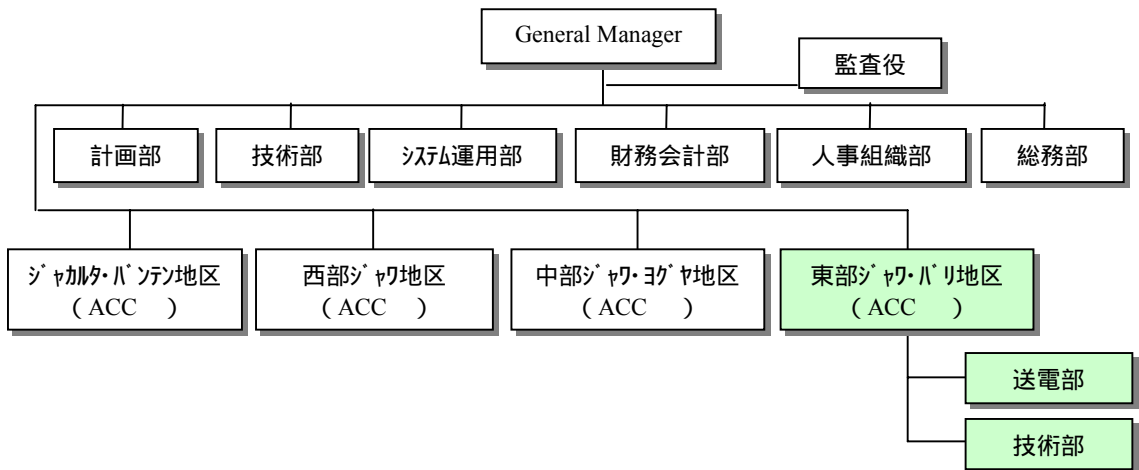
2.5.1. 運営維持管理

(1) 組織と要員の体制

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）に移行した。そしてジャワ・バリ系統においては、近年の電力構造改革の流れを受け、組織改革を進めてきた。現在 PLN は、PLN 内部の送配電部門を Strategic Business Unit（戦略的事業ユニット）として位置付け、送配電部門の将来的な分離独立事業化を視野に入れた取組みを進めている。本事業の対象施設である送変電施設は、PLN の戦略的事業ユニットの 1 つである Distribution and Load Control Center for Java-Bali（P3B）が、1995 年の設立以来、運営と維持管理に当たっている。

ジャワ・バリ系統の 500 kV 施設は P3B 本部が管理しているが、150 及び 70 kV の総変電施設は、P3B 組織下の Area Control Center（ACC<sup>4</sup>）が地域毎に管理している。この ACC より、同じく戦略的事業ユニットである各地域の配電ユニットに送電される。

図 3 P3B の組織図



P3B の東部ジャワ・バリ地区支局では、スラバヤ市近郊で ACC を運営管理しており、管内の変電所及び送電線を管理するために更に組織を 4 地域（マディウン、スラバヤ、マラン及びデンパサル）に分割している。東部ジャワ地区における従業員は 2000 年末現在で、1,266 人である。P3B 東部ジャワ地区の責任者は、職員の能力に特段の問題は見受けられないが、職員数は過剰であると認識している。

<sup>4</sup> ACC の主な機能は、1) 給電管理及び電圧管理を目的とした 150 kV 及び 70 kV の系統運用、2) 地域内の電力供給保障である。

PLN 全体についてみれば、近年の早期退職プログラムと採用抑制策により職員数は急激に減少している。1995 年には 54,790 人を数えた職員は、2000 年末時点で 46,016 まで削減され、エンジニアや技術者を対象とした契約職員制度も導入された。

## (2) 事業運営

PLN の戦略的事業ユニットとしての位置付けである P3B は、電力構造改革の将来ビジョンである完全分社化とマルチセラー・マルチバイヤー・モデル<sup>5</sup>の実現への下地となる送変電業務を専門に行う事業組織であるが、評価時点ではあくまでも PLN の内部機関である。事業計画及び資金調達は PLN 本部の決議事項であり、投資及び要員補充と配置は P3B が立案するが PLN 本部の承認事項である。従って、P3B は施設の運営・維持管理と資機材の調達業務に責任を有している。

なお P3B には、事業運営上の業績目標が PLN 本部より課せられている。システムに支障が生じた期間及び頻度、送電ロスが P3B の事業運営におけるモニタリング事項である。この他、配電事業ユニットへの売電原価、資産回転率等の目標も設定している。2.3 項にて説明した通り、システムに支障が生じた期間及び頻度、送電ロスには一定の改善が確認できるが、財務関連の目標については、P3B の組織性格上、P3B 自身に改善のモチベーションが充分働かないのが現状である。

東部ジャワ地域の各変電所の運営については、東部ジャワ ACC 管轄のもと、4 グループ - 1 日 3 交代制で行っている。送変電施設の運営状況の如何は、そのまま給電供給信頼度（特に供給支障の発生）に影響する。供給支障の原因を施設別に見ると表 15 のとおりである。P3B 全体の送電線運用では、内部の運営能力に関連する人的及び施設要因よりも、落雷等外的事由が圧倒的な支障要因となっているが、変圧器運用については、逆である。P3B が今後とも設備運用保守の改善をはかる必要があるものと伺える。

表 15 供給支障の要因（件数）2000 年度

		送電線		変圧器	
		1996	2000	1996	2000
内部要因	・設備上の問題	43	27	140	56
	・運営上の問題	8	0	16	1
	・保護系送電器支障	8	2	47	2
	・フィード-支障	0	0	133	101
外部要因	・落雷	144	55	33	2
	・凧	15	5	1	2
	・樹木倒壊等	3	2	-	-
	・動物	7	1	24	4
	・他 PLN コントロール外	32	7	55	19

出所：PLN Unit Business P3B

注：要因は実施機関の区分による

## (3) メンテナンス・維持管理

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及び実施機関

<sup>5</sup> 複数の発電事業者が、送変電事業者に売電し、そこから複数の配電事業者が買電し、顧客への給電を行う、電力供給の一形態。

が作成したガイドブックが用いられる。これら維持管理活動は、実施機関の最低限の責務として財務状況によらず実行されている。

送変電設備スペアパーツの準備量は、設置済全設備量に必要な部品量の約 2～3%をストックするよう努めている。ストック量を維持するために、定期的に PLN 本部へ部品の供給要請を行うが、供与は本部の予算次第であり、障害発生等で緊急に要請されるものを除き、予算措置が可能となる時点で供給されるのが現状である。従って、適切な部品ストックの量と種類の確保は困難な状況にある。また、実施機関によると、通信設備等海外調達の必要な部品については、現地貨の下落により適切なストックが困難になっているようである。

### 2.5.2. 維持管理に係る能力

PLN は積極的に、職員のトレーニング機会拡充に努めている。2000 年度には 51,763 人の職員が各種トレーニングに参加した。PLN が、職員に提供している本事業に関連したトレーニング・コースには以下がある。

- ・変電所 / 送電線の運用・保守管理
- ・高圧送電線の保守管理
- ・通信及び SCADA<sup>6</sup>システム運用

実施機関によれば、保護系送電器管理と SCADA システム運用に関する職員の能力改善の必要性を指摘しており、トレーニング機会拡充を通じてスキル向上をはかりたいとしている。

なお、昇進や配置換えに際しての職員評価基準は経験年数を基本とし、この他各種技術試験の結果（社内技術資格の有無）、トレーニング受講の有無、学歴、勤務態度等が加味される。P3B 東部ジャワ地区の責任者によれば、職員の技術的能力の向上に対する意欲は高いと認識している。毎週始め、運営及び保守管理に当る全職員で会議を開き、その週の業務と責任所在を明確にしたうえで業務に従事させているとのことである。

### 2.5.3. 財務状況

PLN は既に、戦略的事業ユニットである P3B が管理すべき送変電設備資産、及び負債と資本も区分したうえで、それぞれに独立した財務諸表を作成させている。しかし、送電事業ユニットである P3B は完全に分社化された組織ではなく、あくまでも PLN の内部組織である。そのため、P3B が受給電する場合の売買価格は、PLN 本部と独立系発電事業者（IPP）や PLN 発電子会社の間で取り決められる電力引渡し価格の平均と、需要家への電力料金に直接的に影響を受ける。

そして、配電事業ユニットが徴収する電力料金収入は、一度 PLN 本部に納められ、この収入から P3B を含む戦略的事業ユニットへ予算として運転及び投資資金が再配分される。つまり、P3B は PLN 本部の価格決定権限と収入配分システムを与件として運営している。このため、P3B には適切な資金繰りと損益管理に対するモチベーションが働かず、財務状況の如何は PLN 本部に委ねられている。事業組織としての P3B の財務状況は赤字であるものと思料される。PLN の財務状況で頻繁に指摘されるよう、需

<sup>6</sup> Supervisory Control and Data Acquisition を指し、電力給電系統の遠隔制御通信システムのこと。給電指令センターで変圧器負荷の状態や送電線潮流等を常時把握するとともに、需要に応じた負荷の切替えを遠隔通信操作で行うもの。

要家料金より発電原価が高い以上（IPP からの高額な引取り料金、ルピア下落による燃料価格及び債務利払いの高騰と政策上低水準に抑えられている電力料金が背景）、送電事業部門のマージンを十分な水準に設定できない。

表 16 PLN 全体の財務状況の推移（単位：10 億 Rp.）

	1995	1997	1998	1999	2000	2001
業務運営収入	8,306	11,126	14,036	15,997	22,557	28,625
平均収入（Rp./kWh）	163.0	169.1	211.3	220.7	279.7	334.2
業務運営費用	6,537	9,450	16,809	21,503	27,216	31,993
<b>収入／費用比率</b>	<b>78.7%</b>	<b>84.9%</b>	<b>119.8%</b>	<b>134.4%</b>	<b>120.7%</b>	<b>111.6%</b>
金利・税金払い前利益	1,769	1,676	-2,773	-5,506	-4,659	-3,315
債務利払い	576	3,435	1,602	4,043	3,894	6,805
内部利用可能キャッシュ	3,328	5,833	269	1,426	-7,474	6,739
元利返済比率（倍）	5.78	1.70	0.17	0.35	-1.92	0.99

出所：PLN Pusat

P3B では PLN 本部と共同で、送変電設備等の投資整備計画を用意し、資金調達上の制約に基づき、限定的、ロー及びハイ・ケースからなる 3 通りのシナリオ<sup>7</sup>を用意している。P3B では今後の需要増に対応する継続的な設備容量増強の必要性を指摘しているが、PLN の財務状況が回復しない限り、設備の整備更新に必要な資金調達は容易でない。現行は、変圧器設備の増強投資を殆ど行えないため、過負荷が発生する変電所地域の接続申請を却下せざるを得ない状況にある。また、PLN の現在の財務状況が継続すれば、将来的に運営保守費用の捻出にも困難を来すことが想定される。

なお、実施機関の運営維持管理に関して、地方分権後の制度変化の影響は特に見受けられない。地方分権とは別に、2002 年 9 月に議会承認された「新電力法」で、異なる種類の電気事業（発電・送電・配電・設備運営・小売）毎に、民間事業者にも PLN と同一の免許を発行し、PLN が独占していた「特別認可」が廃止されることとなる。この免許は州や県政府首長の権限で発行することができるので、遠い将来的には、ある県や市の配電・小売りを扱う民間の電力事業者を設立する等の動きがでてくることが予想される。

### 3. フィードバック事項

#### 3.1. 教訓

本事業により、中圧レベルの変電設備は拡充が図られたものの、事業後の継続的な増強と中圧以外の供給設備の拡充が充分でないため、潜在需要への対応と安定供給の面においては依然として効果発現の余地がある。通貨危機の影響で大幅な計画変更が不可避であったと思われるが、効果をより引出すうえで、事業対象以外の設備整備状況と実施機関の財務状況についてのより詳細な検討が有効であったものと思料される。

<sup>7</sup> ハイ・シナリオでは、資金制約が無く「需要予測に沿って計画された整備事業の全体」を、ロー・シナリオでは、部分的な資金投入は可能だが依然資金制約が有り「実施中・コミット済みの整備事業に、プラス資金手当が可能な追加の設備投資事業」を、限定シナリオでは、新規の資金投入が無く「実施中とコミット済みの整備事業のみ」を対象とする。



## 主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
<b>事業範囲</b> 第1期 1. 既設変電所増設 変圧器増設：70/20 kV 150/20 kV 2. コンサルティング・サービス  第2期 1. 既設変電所増設 a. 変圧器増設：150/20 kV b. 送電線引出口増設 2. 変電所新設：150/20 kV 3. 送電線新設：150 kV-2CCCT 4. コンサルティング・サービス	7箇所、計150 MVA 16箇所、計820 MVA 外国：80 M/M 国内：92 M/M  10箇所、計410 MVA 1箇所 3箇所、計150 MVA 3線路、計25 km 外国：92 M/M 国内：93 M/M	7箇所、計150 MVA 16箇所、計820 MVA n.a n.a  10箇所、計410 MVA 1箇所 3箇所、計150 MVA 3線路、計25 km 外国：58 M/M 国内：93 M/M
<b>工期</b> (第1期) 1. L/A 締結 2. コンサルタント選定 3. 予備調査 4. 入札図書作成 5. 入札及び契約締結 6. 設計・製造 7. 調達 8. 据付及び設置  (第2期) 1. L/A 締結 2. コンサルタント選定 3. 予備調査 4. 入札図書作成 5. 入札及び契約締結 6. 用地取得 7. 設計・製造 8. 調達 9. 据付及び設置	1991年9月 1991年11月～1992年10月 1991年10月～1991年12月 1991年12月～1992年1月 1992年2月～1992年10月 1992年11月～1993年11月 1993年6月～1994年6月 1993年1月～1995年10月  1992年9月 1992年9月～1993年8月 1992年4月～1992年6月 1992年5月～1992年7月 1992年8月～1993年9月 1992年7月～1994年9月 1993年10月～1995年3月 1994年10月～1995年6月 1994年5月～1995年9月	1991年9月 1992年3月～1992年10月 1992年7月 1992年6月～1992年8月 1992年7月～1992年10月 1993年12月～1996年4月 1994年12月～1996年1月 1994年11月～1997年1月  1992年10月 1992年9月～1993年9月 n.a n.a n.a n.a n.a n.a n.a
<b>事業費</b> (第1期) 外貨 内貨  合計 うち円借款分 為替レート  (第2期) 外貨 内貨  合計 うち円借款分 為替レート	6,615 百万円 2,410 百万円 (35,431 百万 Rp.) 9,025 百万円 7,671 百万円 Rp.1 = 0.068 円 (1991年4月時点)  5,841 百万円 2,233 百万円 (34,880 百万 Rp.) 8,074 百万円 6,862 百万円 Rp.1 = 0.064 円 (1992年4月時点)	5,123 百万円 2,077 百万円 (32,087 百万 Rp.) 7,200 百万円 3,223 百万円 Rp.1 = 0.064 円 (1992年～97年加重平均)  n.a n.a n.a n.a 3,236 百万円 n.a

**Third Party Evaluator's Opinion on  
Java-Bali Transmission Line/Substation Development Project (East Java) (I&II)**

Dr. Pande Radja Silalahi  
Vice Chairman/ Indonesia Antimonopoly Authority  
Staff/ Center for Strategic and International Studies-Jakarta

Relevance

The report is concise and covers all the relevant subjects set out in the DAC Evaluation Criteria. Development of the power transmission and distribution grid in East –Java has very high relevance especially in supporting or facilitating the power demand from industry, both mining and manufacturing. In fact, it could be argued that the development of the power transmission and distribution grid will become even more important as the economy of Indonesia and East Java is now on course for recovery after the economic crisis in 1997. Enhancing the stability and reliability of power supplies continues to be an critical issue especially due to the potential an energy crisis within Java-Bali, even though there are indications at this stage that supply capacity and the transmission and distribution network remain deficient.

By improving of the reliability and stability of power supplies by meeting increase in demand it might be expected that economic activities will increase and as a result the added value received by the people at large or companies in the region will increase significantly. This project had positive impacts on local economic activities due to the cost reductions, which achieved via decreases in transmission and distribution loss. The actual cost of the projects was much lower than the estimate at the time of appraisal (about 44,47%) resulted mainly from international competitive bidding for transformer equipment, followed by, depreciation of local currency. Even though that the project was completed approximately 15 month behind schedule this project had contributed in guaranteeing better supply capacity in East Java.

**Impact**

It might be admitted that the project resulted in positive economics and social impacts. The project resulted in regional development in terms of improved availability and continuity of power supply to household as well as companies in the targeted region (East-Java).

The increase in the substation capacity by approximately 30% of medium voltage transformer capacity expansions, increase in transmissions from all substations, increase in the number of customer handling capacity, improvement of SAIFI and SAIDI indexes, decreases in transmission loss had contributed to development of industrial sector in East Java. However, the economic crisis in 1997 resulted in the demand for power dropped and standstill after the year of crisis. This development had an impact on the calculation of the effectiveness of this project. Due to the impact of economic crisis and the price policy of electricity applied by government, the accurate economic benefit derived from this project is very difficult to quantify, and as a consequences the estimated economic rates of return (EIRR) also is very difficult to calculate. Therefore, in order to show whether this project was cost-efficient accurately, we need to compare the unit cost of the project with unit cost of a similar project and taken into account the subsidy policy implemented by government.

The report pointed out that the actual cost was much lower than the estimate at the time of appraisal (about 44,47%). The significant cost under-run, about 44,47% lower than originally estimated, resulted from the excessive competition among bidders and the appreciation of the Yen vis-à-vis the Indonesian Rupiah.